

GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADA EN FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLE

Análisis Técnico-Económico y Regulatorio.



Gustavo Alejandro Schweickardt

ISBN 978-987-47220-0-3



GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADA EN FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLE

Análisis Técnico- Económico y Regulatorio

Gustavo Alejandro Schweickardt

$$\text{Max} = VP_{\text{Iny}} = \begin{bmatrix} PFV_{\text{Iny1}} \\ PFV_{\text{Iny2}} \\ \dots \\ PFV_{\text{InyMGD}} \end{bmatrix}$$

$$\text{Min} |I_h|$$

$$\text{Min} [Perd_{PT}]$$



$$\forall i \in [1 \dots \text{MGD}], PFV_{\text{Inyi}} \leq PFV_{\text{InyMax}}^i$$

$$\forall n \in [1 \dots nN_{[R,S,T]}], U_{\text{LimMin}} \leq |U_{n[R,S,T]}| \leq U_{\text{LimMax}}$$

$$U_{\text{CTLimMin}} \leq |US_{[R,S,T]}| \leq U_{\text{CTLimMax}}$$

$$\forall r \in [1 \dots nR_{[R,S,T]}], |I_{r[R,S,T]}| \leq I_{\text{LimMax}}$$



**GENERACION DISTRIBUIDA BASADA EN
FUENTES PRIMARIAS DE ENERGIA
RENOVABLE ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y
REGULATORIO**

AUTORIDADES

- Ing. Jorge González** – Presidente.
Sr. Sergio Menéndez – Vicepresidente.
Sr. Guillermo Gianello – Director
Titular.
Cr. Hugo Ballay – Director Titular.
Cr. Horacio Bechara – Director Titular.
Ing. Juan Carlos Pimentel – Gerente
General.
Cr. Mario Quiroga – Sub Gerente
General de Gestión y Administración.
Ing. Carlos Rocha – Gerente de Área
Distribución.
Ing. Oscar Bustamante – Gerente de
Área Transmisión.
Ing. Omar Minigutti – Gerente de Área
Comercial.

**GENERACION DISTRIBUIDA BASADA EN
FUENTES PRIMARIAS DE ENERGIA
RENOVABLE ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y
REGULATORIO**

Cr. Carlos Malmierca – Gerente de
Área Administración, Finanzas y
Logística.

Ing. Carlos Fernández – Gerente de
Área Relaciones Institucionales.

Cr. Carlos Keiner – Gerente de Área
Auditoría Interna.

Schweickardt, Gustavo Alejandro

Generación distribuida basada en fuentes primarias de energía renovable : Análisis técnico. Económico y Regulatorio / Gustavo Alejandro Schweickardt. - 1a ed . - Paraná : ENERSA-Energía de Entre Ríos Sociedad Anónima, 2019.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-47220-0-3

1. Distribución de Energía. 2. Energia Renovable. 3. Regulación. I. Título.

CDD 621.31



AGRADECIMIENTOS

Este libro toma como referencia un conjunto de investigaciones realizadas durante más de diez años y que arrojaron, como resultado, un buen número de artículos en revistas internacionales con referato, presentaciones en congresos, conferencias y seminarios. Fruto de un Convenio celebrado entre la Secretaría de Energía y mi querida Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concepción del Uruguay, me permitió investigar y profundizar múltiples aspectos abordados en este trabajo. Tal Enfoque, sin dudas, establece, además, líneas de investigación que permiten desarrollar nuevos Modelos, o bien mejorar los aquí propuestos, a efectos de tratar con la creciente complejidad de los problemas regulatorios que se presentan en los Sistemas de Abastecimiento Eléctrico, mayormente en el Segmento de Distribución, desde la Economía Computacional mediante un nuevo Paradigma Tecnológico: La Micro-Generación Distribuida desde Fuentes Primarias de Energía Renovable. El mismo es sustentado, en términos de sus Soluciones Operativas, en instrumentos provenientes de la Inteligencia Artificial Computacional (Soft-Computing) y en Técnicas de la Programación Matemática Clásica.

Quiero agradecer, en primer lugar, a la institución que respeto y admiro, la cual depositó en mí su confianza para este proyecto editorial: La Empresa ENERSA S.A., de mi país, Argentina, a todas sus autoridades, en particular a su Presidente, el Ingeniero Jorge González, por confiar en el valor de los aportes presentados en este texto, oficiando como Editorial de libro.

Para todos sus prestigiosos directivos, va mi más sincera gratitud.

El segundo agradecimiento debo dárselo mi núcleo familiar en Bariloche (mi muy querida Mamá, que ya no está físicamente presente, pero sí cuidándome como siempre desde donde está, a mi hermano Erio, mi cuñada, María Eugenia, y mis sobrinas Josefina y Magdalena) quienes me apoyaron en difíciles momentos que me tocaron vivir durante el desarrollo de las investigaciones, hasta lograr terminar de escribir este trabajo.

Lo mismo va para mi Angelito Perruno, compañero de 11 años, que partió al poquito tiempo hacia el mismo lugar que lo hizo mi Mamá.

Y siempre, a quien partió físicamente primero, mi muy querido Papá.

PREFACIO

*Y vuelvo...A mi único obstáculo, que sabrá
entender...*

*Como sea que fue, aún entre los acechos de tu pasado, tu
sombra persiguiéndome con los mismos engaños, mientras
tus otoños acopiaban en vano las más dispersas hojas que
el viento con facilidad devoraba en un débil remolino,
pero ninguna cana para lucir con la sabiduría del
peregrinar constante*

*Como sea que hayas pisado mis sueños, o los hayas
soñado tan sólo para asegurarte que jamás se cumplan*

*Como sea que hayas lucrado con la moneda del vicio,
comprando las mentiras que te parapetan, el silencio de
tus cómplices, y las indulgencias del templo que Dios
abandonó desde que pasaste por su puerta*

*Como sea que haya sido de atroz tu mentira más sórdida,
repeliendo tus pecados con esa habilidad que sólo los
conspiradores tienen, para enrevesar los hechos hasta
lograr ser blancos de una conspiración inexistente*

*Como sea que te vuelvas un simulador ángel, manantial
de bondad, mientras transformas tus difuntos en
demonios, sin siquiera fuerzas para generar temor alguno*

*Como sea que pregones lealtad, cuando traicionas sin
remordimiento a quienes de lealtad te colmaron, y sólo
fueron y serán un crédito para alimentar tu exacerbado
hedonismo*

*Y como sea que creas tener todo, el control, la dicha, la
medida moral justa, el derecho a dañar por principio de
cuentas, razón, estatura, proporción digna...*

Yo estoy de pie. Y listo para darte batalla...

Sincronicidad

En el año 2007 entraba mi 5to libro en prensa, tratando de aplicar este concepto, "Sincronicidad", para un problema específico que traté tres años antes en mi Tesis de Economía de la Energía.

Carl Gustav Jung (1875-1961) fue un médico psiquiatra, psicólogo y ensayista suizo, figura clave en la etapa inicial del psicoanálisis y fundador de la escuela de Psicología Analítica, también llamada Psicología de los Complejos y Psicología Profunda.

Fue quien introdujo el concepto de «Sincronicidad», el cual definió como «una coincidencia significativa de dos o más sucesos en la que está implicada algo más que la probabilidad aleatoria», y que profundizó en su libro “Sincronicidad como Principio de Conexiones Acausales”, publicado en 1952.

Este concepto existe, al menos, desde los Vedas. Se denominan Vedas (literalmente ‘Conocimiento’, en sánscrito) a los cuatro textos más antiguos de la literatura india, base de la desaparecida religión védica (que fue previa a la religión hinduista). El más antiguo data del 2do milenio A.C. Pero fue Jung quien acuñó el término “Sincronicidad”, refiriéndose a “la simultaneidad de dos sucesos vinculados por el sentido de manera no causal”, como “una unión de acontecimientos interiores y exteriores de un modo que no puede explicarse, pero que tiene cierto sentido para la persona que lo observa”.

Jung llegó a la conclusión de que hay una íntima conexión entre el individuo y su entorno, tal que en determinados momentos ejerce una atracción que logra crear circunstancias coincidentes, teniendo un valor singular para las personas que la viven, un significado simbólico o resultante en una manifestación externa del inconsciente colectivo. Este tipo de eventos son los que solemos imputar a la casualidad, el azar, la suerte o incluso a la magia y a la religión, según nuestro sistema de creencias.

Tras un breve recorrido a través de la historia de la noción de Causalidad en la Ciencia occidental, es posible centrarse en la vertiente de interpretación del problema en la que se sitúa Jung, junto a físicos como Plank, Bohr, Heisenberg, De Broglie y Pauli (creadores de la Física Cuántica en tanto sus formulaciones y articulaciones conceptuales primigenias como nuevo campo del conocimiento), para quienes la situación epistemológica de la física en el siglo XX, con principios y conceptos tales como la denominada Constante de Plank, el “Quantum” de Energía, la Dualidad Onda-Partícula, el Principio de Exclusión y el Principio de Incertidumbre, entre otros, cuestiona la validez absoluta de las leyes naturales, operando una relativización del Determinismo Causal. Es decir, de la creencia en la validez absoluta del Principio de Causalidad, a la vez que pone en evidencia la imposibilidad de conocer objetivamente la naturaleza, representándola exhaustivamente, de modo que puedan realizarse predicciones sobre un sistema, con exactitud.

En palabras del propio Heisenberg, quien a través de su principio estableció una incertidumbre infranqueable en el caótico universo del átomo a la luz de la Teoría Cuántica: “Ha resultado que a los constituyentes elementales de la materia, a los entes que un día se concibieron como la última realidad objetiva, no podemos de ningún modo considerarlos en sí: se escabullen de toda determinación objetiva de espacio y tiempo, de modo que en último término nos vemos forzados a tomar por único objeto de la ciencia a nuestro propio conocimiento de aquellas partículas”. Esta reflexión afirma implícitamente, que al investigar la naturaleza el hombre no encuentra ante sí más que a sí mismo.

Y la Causalidad como principio dominante, desde las ideas del Determinismo Laplaciano y la Ética según el Orden Geométrico del filósofo Spinoza, comienza a colapsar. No obstante, Einstein se pronunciara a su favor, hecho plasmado de alguna manera en su frase “Dios no juega a los dados”, extraída, no muy precisamente en su real contexto, de una conversación mantenida con Bohr y desde una carta que Einstein escribió al matemático de Princeton Cornelius Lanczos.

Ahora bien, la investigación de Jung no se interesa específicamente por el problema de la causalidad en la física, sino que, teniendo como referencia la situación de esta ciencia, se orienta hacia la búsqueda de una campo general de la existencia humana donde los acontecimientos acausales sean hechos posibles y reales; esto es: “un ámbito de la experiencia del hombre cotidiano, tan amplio como el mundo de la necesidad, en donde la vida se vea determinada por fenómenos inexplicables causalmente”. Este es el mundo del azar.

Pero los eventos casuales que interesan a Jung son excepciones a la regla. El método estadístico ofrece sólo la posibilidad de pensar un fenómeno como regido por la causalidad o por la probabilidad matemática, pero las coincidencias a las que se refiere, presentan otro aspecto inconmensurable mediante el Método Estadístico: se trata de coincidencias significativas para el individuo que las vivencia, entre las cuales, no obstante, es impensable un vínculo causal. Para interpretarlas, hace falta, pues, encontrar otro principio explicativo, en búsqueda del cual Jung toma y reformula los conceptos de la Teoría Schopenhaueriana del Destino.

En palabras de Schopenhauer:

“La creencia en una providencia especial o en una dirección supra-natural de los acontecimientos en el curso vital del individuo, siempre ha sido una creencia difundida en todas épocas. Incluso se encuentra sólida e imperturbable en mentes reflexivas, contrarias a toda superstición, y sin guardar relación con ningún dogma determinado. Antes que nada, se puede oponer que, inherentemente, y según la índole de toda creencia divina, no del conocimiento sino de la voluntad, aparece.

No obstante que todo ocurre, sin excepción, por una rigurosa necesidad, es una verdad a priori irrefutable. Yo lo llamaría el Fatalismo Demostrable”.

A pesar de su explicación estrictamente determinista y fundamentada en un primer principio metafísico, Schopenhauer ofrece un modelo que sirve a Jung como punto de partida para pensar las coincidencias desvinculadas causalmente pero conectadas por medio del significado.

Jung toma de Schopenhauer la idea de que ‘casual’ exhibe un significado más amplio, en el que se debe incluir la coincidencia en el tiempo de algo que no es unido causalmente, a partir de la cual propone el término sincronicidad, para referirse ya no solamente a lo simultáneo en el tiempo, sino a “la coincidencia temporal de dos o más acontecimientos, no relacionados entre sí causalmente, cuyo contenido significativo es idéntico o semejante”.

De manera que se tienen tres posibles conceptos relacionados con el origen de los fenómenos observables: Causalidad, Casualidad y Sincronicidad, y ésta, como fundamento de las Conexiones Acausales, conforme el trabajo de Jung.

Sin embargo, no sólo desde el enfoque de Jung, la casualidad refiere una conexión acausal y, por tanto, son válidos sólo dos de aquellos conceptos: Causalidad y Sincronicidad (como fundamento de las Conexiones Acausales).

“No existe la Casualidad, y lo que se nos presenta como azar surge de las fuentes más profundas”, diría Friedrich Schiller, filósofo e historiador alemán del siglo XVIII.

Volviendo sobre la física del siglo XX a la fecha, el problema de la causalidad adquiere una dimensión mucho más compleja, considerando el cuerpo Teórico que componen la Relatividad General, la Teoría Cuántica y la Teoría de Cuerdas, por ahora sólo unificables en Conjeturas.

La Teoría de Cuerdas es un modelo fundamental de física teórica que básicamente asume que las partículas materiales aparentemente puntuales son en realidad “estados vibracionales” de un objeto extendido más básico llamado “cuerda” o “filamento”.

De acuerdo con esta propuesta, un electrón no es un “punto” sin estructura interna y de dimensión cero, sino un amasijo de cuerdas minúsculas que vibran en un espacio-tiempo de más de cuatro dimensiones. Un punto no puede hacer nada más que moverse en un espacio tridimensional. Conforme esta teoría, a nivel “microscópico” se percibiría que el electrón no es en realidad un punto, sino una cuerda en forma de lazo. Una cuerda puede hacer algo además de moverse;

puede oscilar de diferentes maneras. Si oscila de cierta manera, entonces, microscópicamente veríamos un electrón; pero si oscila de otra manera, entonces veríamos un fotón, o un quark, o cualquier otra partícula del modelo estándar.

En lo personal, considero que existe Causalidad siempre. La Sincronicidad, como fundamento de las Conexiones Acausales, es una Causalidad en espera. En espera de qué? Del modelo adecuado para representar una relación causa-efecto, no lineal, y en la cual el espacio-tiempo se funden en un concepto congruente con más de las tres dimensiones a las que nos limita nuestro sistema perceptivo, y con líneas de tiempo que pueden discurrir en direcciones e incluso sentidos distintos. Lewis Carroll, escritor inglés que en el siglo XIX, publica su famosa obra “Alicia en el País de las Maravillas”, fue un notable lógico-matemático. Este mismo libro está repleto de acertijos y paradojas, algunas de las cuales se abren claramente a esta posibilidad de conexiones acausales.

Una frase favorita de Jung, en este sentido, y que acostumbraba a citar al referirse a su concepto de Sincronicidad, pertenece a Lewis Carroll: “¡Qué pobre memoria es aquélla que sólo funciona hacia atrás!”. Y, por otro lado, trabajando sobre los sistemas macroscópicos complejos, de cualquier tipo, pretender incorporar todas sus variables en un modelo predictivo en condiciones dinámicas, es imposible. A esta clase de sistemas también le es inherente un conjunto de conexiones acausales, cuya incertidumbre no es de probabilidad. Keynes (el economista, pero en su rol de estadístico), denominó a estas incertidumbres no estocásticas, como Incertidumbres Fundamentales, en 1921.

Pero no se abordó ninguna metodología para intentar captarlas, con la mejor representación posible, acotando las conexiones acausales, o dando con un modelo más apropiado para entender las mismas, ampliando el campo clásico de la Estadística Matemática, hacia otro dominio de solución.

Cuando desarrollé mi Tesis de Economía de la Energía, una de las hipótesis que pude probar como aporte, fue que el tratamiento para captar y tratar con las incertidumbres fundamentales, se sustentaba en la Teoría de Posibilidades (muy a regañadientes de los matemáticos clásicos).

Allí las conexiones acausales (denominadas conocimiento heurístico en el trabajo), eran modeladas por Conjuntos Difusos, Algoritmos de Optimización Bio-Inspirados, y otros instrumentos que hoy integran las herramientas de la Soft-Computing, parte de la Inteligencia Artificial Computacional.

Luego de defender la tesis con éxito, tres años después, escribí un libro sobre una aplicación ampliada de estos modelos sobre Sistemas de Abastecimiento Eléctrico a nivel Distribución. Importaba la Planificación Óptima de la Expansión del Sistema a los efectos de su control regulatorio.

Mucho de estos conceptos siguen utilizándose, tal vez mejorados, en el presente trabajo.

BIOGRAFÍA DEL AUTOR

CURRÍCULUM VITAE



Nombre y Apellido: Gustavo Alejandro Schweickardt.

Lugar y Fecha de Nacimiento: Buenos Aires, ARGENTINA, 5 de Julio de 1963.

Dirección de Correo Postal Particular: Doello Jurado 555, Gualeguaychú, Entre Ríos, ARGENTINA

CP: 2820

Teléfono: 54 3446 429795

Pasaporte: 16346483N

Dirección de Correo Electrónico: gustavoschweickardt@yahoo.com.ar

Dirección de Correo Postal Institucional: Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concepción del Uruguay

Ing. Pereira 676

Concepción del Uruguay, ARGENTINA

CP: 3260

Teléfono: Tel/Fax +54 3442 423898

Dirección de Correo Electrónico: gustavoschweickardt@conicet.gov.ar

1.- ESTUDIOS REALIZADOS

1.a.- Primarios: Ciclo Básico Estándar en escuelas nacionales argentinas de 1969 a 1975.

1.b.- Secundarios: Bachillerato Estándar en el Colegio Pío XII, en la ciudad de Gualeguaychú, Provincia de Entre Ríos - Argentina, de 1976 a 1980.

1.c.- Universitarios: INGENIERÍA ELÉCTRICA en la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata (UTN FR LP), Argentina, desde 1982 a 1989. **Mayor Promedio General de Calificaciones entre los egresados de la promoción 1990.**

1.d.- Posgrados:

1.d.1.- DOCTORADO EN INGENIERÍA/ECONOMÍA ENERGÉTICA, Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina/INESC Porto, Portugal. **Tesis Doctoral: Metodología para la Asignación de Costos en la Función Técnica de Transporte sobre el Mercado de Distribución.** Directores: Prof. Alberto Andreoni (IEE –San Juan- Argentina), Prof. Héctor Pistonesi (IdEE – Fundación Bariloche - Argentina) y Co-Director extranjero: Prof. Vladimiro Miranda (INESC – Porto – Portugal). Entre abril de 1999 y diciembre de 2002. **Calificación de la defensa oral de tesis: Sobresaliente (10 diez)** (Máxima calificación: Sobresaliente - 10 puntos/10).

1.d.2.- MAESTRÍA EN ECONOMÍA Y POLÍTICA ENERGÉTICO AMBIENTAL, en el Instituto de Economía Energética de la Fundación Bariloche/Facultad de Economía y Administración, Universidad Nacional del Comahue. Director: Prof. Héctor Pistonesi, (IdEE/FB). **Tesis de Maestría: Segmentos Disputables y Monopolio Natural: Los problemas en la Distribución Eléctrica en relación a los Sistemas Económicamente Adaptados.** Mayor promedio general del Curso de Posgrado: **9,07 (sobre 10) puntos.** Defensa oral de Tesis en Mayo de 2005. **Calificación: Sobresaliente (10 diez)** (Máxima calificación: Sobresaliente - 10 puntos/10).

1.d.3.- POSGRADO LATINOAMERICANO DE ESPECIALIZACIÓN EN ECONOMÍA ENERGÉTICA, Instituto de Economía Energética, Fundación Bariloche, Centro Atómico Bariloche/Universidad Nacional del Comahue. 1997 (Intensivo, 860 hs.). **Tesis o Trabajo Final: Economía de las Fuentes de Energías Renovables y Nuclear: Impacto sobre la Cadena Productiva de Electricidad en Mercados Disputables.** **Calificación: Sobresaliente (10 diez)** (Máxima calificación: Sobresaliente - 10 puntos/10).

1.d.4.- POSGRADO INTERNACIONAL EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL. Programa Ambiente, Economía y Sociedad/Universidad Nacional de Mar del Plata – FLACSO. 2007. **Trabajo Final: Emplazamiento de Plantas de Tratamiento de Residuos Sólidos Urbanos y Diseño de Biodigestores Solidarios.** **Calificación: Sobresaliente (10 diez)** (Máxima calificación: Sobresaliente - 10 puntos/10).

1.d.5.- POSGRADO EN PROGRAMACIÓN OPTIMA DE LA OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS, Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan. 1999 (200 hs., Posgrado Intensivo con créditos para el Doctorado en Ingeniería Eléctrica). **Calificación: Distinguido (9 nueve)** (Máxima calificación: Sobresaliente - 10 puntos/10).

1.d.6.- POSGRADO EN PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan. 2000 (200 hs., Posgrado Intensivo con créditos para el Doctorado en Ingeniería Eléctrica). **Calificación: Sobresaliente (10 diez)** (Máxima calificación: Sobresaliente - 10 puntos/10).

1.d.7.- POSGRADO EN MATEMÁTICAS AVANZADAS: ECUACIONES DIFERENCIALES, Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan. 2001 (200 hs., Posgrado Intensivo con créditos para el Doctorado en Ingeniería Eléctrica). **Calificación: Sobresaliente (10 diez)** (Máxima calificación: Sobresaliente - 10 puntos/10).

1.d.8.- POSGRADO EN DISEÑO DE GRANDES MÁQUINAS SINCRÓNICAS DE POLOS SALIENTES, Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan. 2001 (200 hs., Posgrado Intensivo con créditos para el Doctorado en Ingeniería Eléctrica). **Calificación: Distinguido (9,5 nueve cincuenta)** (Máxima calificación: Sobresaliente - 10 puntos/10).

1.d.9.- POSGRADO DE LA BIOMASA A LA ENERGÍA RENOVABLE: DENDROENERGÍA EN LA ARGENTINA, Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO – Food and Agriculture Organization of the United Nations-) Regional América Latina y el Caribe, con el auspicio del Ministerio de Energía y Minería y el Ministerio de Agroindustria, Presidencia de la Nación Argentina. Febrero de 2017. **Calificación: Sobresaliente (10 diez)** (Máxima calificación: Sobresaliente - 10 puntos/10).

1.d.10.- POSGRADO EN INGENIERÍA DEL SOFTWARE, Instituto Tecnológico de Buenos Aires. 1998.

1.d.11.- DOCTORADO EN ECONOMÍA, Universidad Nacional de Córdoba, Argentina. **Tema de Tesis Doctoral: Economía de Computacional en Redes Eléctricas. Aportes Metodológicos Orientados al Control Regulatorio de la Eficiencia Energética del Lado de la Oferta**. Director: Prof. Dr. Omar Faure (UTN – FR CdU – Argentina).

2.- TRABAJO POSDOCTORAL

Aceptado y financiado (beca interna) por la **Facultad de Ingeniería de la Universidad de Porto (FEUP)**, Portugal y por el **Instituto de Ingeniería de Sistemas y Computadores de Porto (INESC Porto)**, para realizar un trabajo post-doctoral en el área de **Economía de Regulación en Redes Eléctricas, e Inteligencia Artificial aplicada a la penetración de Fuentes de Energía Renovables en la modalidad de Generación Distribuida**, bajo la supervisión del Profesor Vladimiro Miranda, director del **INESC Porto**. 2004.

3.- POSICIÓN ACTUAL

Dominio de Especialización: Soft Computing/Economía Computacional; Energías Renovables y No-Carbónicas (Nuclear), Economía de Redes Eléctricas; Generación Distribuida; Investigación Operativa; Inteligencia Artificial Computacional; Sistemas Difusos y Teoría de Decisión; Planificación de la Expansión y Operación de Sistemas Eléctricos (Energética y Ambientalmente Sustentables); Mercados Energéticos con penetración de Fuentes de Energía Renovable. Economía del Medioambiente.

a.- Hasta Junio de 2005, **Investigador docente** en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina.

b.1.- Desde el 1ro de Julio de 2005, **Investigador CIC** categoría **INDEPENDIENTE** en el **Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET)**, Argentina.

Disciplina Científica: Economía, Cs.de la Gestión y de la Adm.Pública. Lugar de Trabajo: **Instituto de Economía Energética, Fundación Bariloche (IdEE/FB)**, Centro Atómico Bariloche, Argentina, hasta el 30 de Junio de 2013.

b.2.- Desde el 1ro de Julio de 2013, **Investigador** categoría **INDEPENDIENTE** en el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (**CONICET**). **Disciplina Científica: Economía, Cs.de la Gestión y de la Adm.Pública.** Lugar de Trabajo: **Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Secretaría de Ciencia y Técnica**, Concepción del Uruguay (FR CdU), Argentina. Obtención de un subsidio aprobado por la Junta de Calificación y Promoción del CONICET, para la radicación de Investigadores CIC en Áreas Prioritarias (temáticas y geográficas).

c.- Director del **Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables**. UTN FR CdU. Desde Julio de 2013.

d.- Director de la **Comisión de Expertos “Economía de la Energía y Medio Ambiente”**, perteneciente al Comité de Energía Córdoba, CEC, que depende del CIECS (CONICET y UNC). Desde el Diciembre de 2016.

e.- Director Académico de la **Maestría en Energías Renovables, Mención Biomasa**. UTN FR CdU. Res. N° 145/2017. Acreditada por parte de la CONEAU.

f.- **Investigador Docente de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Categoría “A” (Máxima,**

desde “E” hasta “A”), orientación Ciencias de la Ingeniería y Tecnología, por resolución del Rectorado Nro.1084/12. Desde Agosto de 2012.

4.- FORMACIÓN DE RECURSOS HUMANOS (Últimos 5 años)

4.1.- Dirección de Investigadores del CONICET:

Desde 2012, Director del Dr. Juan Manuel Gimenez Alvarez, Investigador Categoría **ASISTENTE** del CONICET, con lugar de trabajo en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan. **Tema: Análisis de los Sistemas de Generación Distribuida en Redes de Distribución Eléctrica, bajo consideraciones Técnicas, Económicas y Ambientales, propiciando el empleo de Fuentes Primarias Renovables.** Resolución del Directorio Nro. 4030/12.

Desde 2018, Director de la Dra. Mariana Cóccola, Investigadora Categoría **ASISTENTE** del CONICET, con lugar de trabajo en INTEC (UNL-CONICET). Tema: **Modelos Híbridos Innovadores para la Optimización de Actividades Integradas de Producción y Transporte.**

4.2.- Dirección de Tesis de Posgrado Finalizadas:

a.- Tesis Doctoral en Ingeniería Mención Sistemas de Información, con beca co-financiada UTN-CONICET, concursada y obtenida en 2012. Tema: **Modelo HiperHeurístico Soportado en Metaheurísticas X-PSO MultiObjetivo. Aplicación sobre Clases de Problemas en Economía Computacional de Regulación en Redes de Distribución Eléctrica.** Becario (CONICET-UTN): Ing. Casanova Carlos, Nacionalidad: Argentino. Lugar: UTN FRSF. Defensa el 23/02/2018. **Calificación: Sobresaliente** (10 puntos/10).

b.- Tesis Doctoral en Ingeniería Mención Ingeniería Industrial, con beca CONICET, concursada y obtenida en 2014. Tema: **Metodología para propiciar la Sustentabilidad Energética en Base a Fuentes Primarias de Energía Renovables en Sistemas de Distribución Eléctrica.** Becario (CONICET): Ing. Federico Camargo, Nacionalidad: Argentino. Lugar: UTN FRSF. Defensa el 8/03/2019. **Calificación: Sobresaliente** (10 puntos/10).

c.- Director-Evaluador Externo de Tesis para optar por el grado de Magister en Gestión de Energía Renovable, del Ingeniero Buck Moncada, Carlos Enrique, UNITEC (Universidad Tecnológica Centroamericana), con sede en Tegucigalpa, Honduras. Tema: **Análisis Multi-Temporal de Radiación Solar en el Distrito Central.** Defensa el 26/10/2018. Calificación: **Distinguido** (38 puntos/40).

d.- Tesis de Maestría en Ingeniería de Negocios, Tema: Aportes Metodológicos Para el Cálculo de Niveles de Costo en Sistemas de Distribución Eléctrica Económicamente Adaptados. Identificación de Subsidios No Distorsivos Aplicables a las Estructuras Tarifarias. Becario (UTN): Ing. Pérez, Eduardo Andrés. Nacionalidad: Argentino. Lugar: UTN FRCU. Defensa el 17/12/2016. **Calificación: Distinguido** (9 puntos/10).

4.3- Dirección de Becarios de Iniciación a la Investigación (Becas UTN FR CdU desde 2013 hasta 2016):

1.- Ing. Jaime Piperno, Tema: **Ingeniería del Software en Modelaciones Soft Computing: Hiper y MetaHeurísticas**, desde el 1ro de Julio de 2013 hasta el 12 de Diciembre de 2015.

2.- Ing. Nahuel Bouchet, Tema: **Ingeniería del Software en Modelaciones Soft Computing: Redes Neuronales Artificiales**, desde el 1ro de Julio de 2013 hasta el 12 de Diciembre de 2016.

4.4.- Dirección de Tesis en Curso:

a.- Director de Tesis para optar por el grado de Doctor en Ingeniería de la UBA (Universidad Nacional de Buenos Aires, Argentina), del Ingeniero en Electromecánico Pérez, Eduardo Andrés, UTN FR CdU, con beca Programa DoctorAR, concursada y obtenida en 2014. Tema: Planificación de la Expansión y Operación Óptima de Sistemas de Distribución Eléctrica con Micro-Redes de Generación Distribuida orientados a la Eficiencia Energética y Mitigación de Emisiones de CO2.

b.- Co-Director de Tesis para optar por el grado de Doctor en Automática, del Ingeniero en Electromecánico Rodrigo, Rodolfo, Instituto de Automática, Universidad Nacional de San Juan (INAUT UNSJ), Argentina, con beca Programa DoctorAR, concursada y obtenida en 2014. Tema: Nuevos Paradigmas sobre Redes Neuronales Artificiales de Alta Capacidad Predictiva. Aplicación sobre Problemas en Economía Computacional de Regulación en Redes de Distribución Eléctrica.

c.- Director de Tesis para optar por el grado de Magister en Ingeniería Ambiental, de la Licenciada Schamne, Sandra Cristina, UTN FR CdU. Tema: Aplicación de un Modelo Posibilístico Para determinar el Costo de la Calidad Ambiental en la Producción Avícola mediante Indicadores de Impacto. Desde Diciembre de 2017.

d.- Director de Tesis para optar por el grado de Ingeniero Electromecánico de Luciano, Tomás, Universidad Nacional de La Plata (UNLP), Argentina. Tema: **Análisis del Impacto de la Generación y Micro-Generación Distribuida en la Planificación y Operación de Sistemas de Distribución Eléctrica. Empleo de Energía Solar Fotovoltaica como Fuente Primaria de Energía Renovable.** Desde Diciembre de 2017.

5.- PUBLICACIONES (Últimos 5 años)

5.1.- Revistas con Referato Indizadas:

1) Gustavo Schweickardt, Juan Manuel Giménez, ON-LINE DYNAMIC SECURITY ASSESSMENT OF MICRO-GRID USING FUZZY LOGIC AND DISTRIBUTED PROCESSING. Revista DYNA, Universidad Nacional de Colombia, Agosto de 2013. ISSN 0012-7353.

2) Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, Juan Manuel Giménez: HIPERHEURÍSTICA BASADA EN RAZONAMIENTO CON DOMINIO EN METAHEURÍSTICAS X-PSO MULTIOBJETIVO HY X-FPSO CBR. APLICACIÓN SOBRE UNA OPTIMIZACIÓN DINÁMICA POSIBILÍSTICA. PARTE 1) DESARROLLOS TEÓRICOS DEL ALGORITMO HIPERHEURÍSTICO HY X-FPSO CBR. Revista Investigación Operativa, Nro 34, Noviembre 2013, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, ISSN: 1853-9777.

3) Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, Juan Manuel Giménez, HIPERHEURÍSTICA BASADA EN RAZONAMIENTO CON DOMINIO EN METAHEURÍSTICAS X-PSO MULTIOBJETIVO HY X-FPSO CBR. APLICACIÓN SOBRE UNA OPTIMIZACIÓN DINÁMICA POSIBILÍSTICA. PARTE 2) APLICACIÓN A LA OPTIMIZACIÓN DINÁMICA POSIBILÍSTICA EN LA PLANIFICACIÓN DE MEDIANO/CORTO PLAZO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. Revista Investigación Operativa, Nro 35, Mayo 2014, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, ISSN: 1853-9777.

4) Gustavo Schweickardt, INCENTIVOS EN CARGOS DE ACCESO A REDES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA. Revista Energética, Nro 43, Junio 2014, Universidad Nacional de Colombia, ISSN 0120-9833.

5) Gustavo Schweickardt, MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA DEFINIR SUBSIDIOS INTRÍNSECOS EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. Revista Energética, Nro 43, Junio 2014, Universidad Nacional de Colombia, ISSN: 0120-9833.

6) Gustavo Schweickardt, MODELO DE OPTIMIZACIÓN POSIBILÍSTICA PARA DETERMINAR EL COSTO INTRÍNSECO DE LA CALIDAD ELÉCTRICA/AMBIENTAL. PARTE I: DESARROLLO TEÓRICO. Revista Energética, Nro 44, Diciembre 2014, Universidad Nacional de Colombia, ISSN: 0120-9833. Edición Especial: Anales del Congreso Energética.

7) Gustavo Schweickardt, MODELO DE OPTIMIZACIÓN POSIBILÍSTICA PARA DETERMINAR EL COSTO INTRÍNSECO DE LA CALIDAD ELÉCTRICA/AMBIENTAL. PARTE II: APLICACIONES. Revista Energética, Nro 44, Diciembre 2014, Universidad Nacional de Colombia, ISSN: 0120- 9833. Edición Especial: Anales del Congreso Energética.

8) Gustavo Schweickardt, METAHEURÍSTICAS MULTIOBJETIVO CARDUMEN DE PECES ARTIFICIALES (FAFS) Y OPTIMIZACIÓN EVOLUCIONARIA POR ENJAMBRE DE PARTÍCULAS CON TOPOLOGÍA ESTOCÁSTICA GLOBAL INDIVIDUAL (FEPSO GIST). PARTE I: ANTECEDENTES Y DESARROLLOS TEÓRICOS. Revista LÁMPSAKOS, Nro 12, Diciembre 2014, Fundación Universitaria Luis Amigó, Medellín, Colombia, ISSN: 2145-4086.

9) Federico Camargo, Gustavo Schweickardt, ESTIMACIÓN DE LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS METODOLOGÍAS DISPONIBLES EN LA ACTUALIDAD. Revista MASKANA, Universidad Nacional de Cuenca, Facultad de Ingeniería, Cuenca, Ecuador, ISSN: 1390-6143. Ed. Especial Octubre 2014.

10) Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, Federico Camargo, IMPLEMENTACIÓN DEL LA METAHEURÍSTICA FEPSO GIST MEDIANTE PROCESAMIENTO PARALELO (MESSAGE PASSING INTERFACE) APLICACIÓN AL PROBLEMA DE BALANCE DE FASES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN. Revista MASKANA, Universidad Nacional de Cuenca, Facultad de Ingeniería, Cuenca, Ecuador, ISSN: 1390-6143. Ed. Especial Octubre 2014.

11) Gustavo Schweickardt, METAHEURÍSTICAS MULTIOBJETIVO CARDUMEN DE PECES ARTIFICIALES (FAFS) Y OPTIMIZACIÓN EVOLUCIONARIA POR ENJAMBRE DE PARTÍCULAS CON TOPOLOGÍA ESTOCÁSTICA GLOBAL INDIVIDUAL (FEPSO GIST). PARTE II: APLICACIONES. Revista LÁMPSAKOS, Nro 13, Febrero 2015, Fundación Universitaria Luis Amigó, Medellín, Colombia, ISSN: 2145-4086.

12) Gustavo Schweickardt, ADAPTACIÓN ECONÓMICA Y CONTROL REGULATORIO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN. UN MODELO POSIBILÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DINÁMICA. Revista Energética, Nro 45, Junio 2015, Universidad Nacional de Colombia, ISSN: 0120-9833.

- 13) Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, OPTIMIZACIÓN DINÁMICA POSIBILÍSTICA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE UNA HIPERHEURÍSTICA BASADA EN RAZONAMIENTO CON DOMINIO EN METAHEURÍSTICAS X-PSO MULTI-OBJETIVO. Revista Energética, Nro 45, Junio 2015, Universidad Nacional de Colombia, ISSN: 0120-9833.
- 14) Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, MODELOS HIPERHEURÍSTICOS BASADOS EN RAZONAMIENTO CON PROCESAMIENTO PARALELO Y DOMINIO EN METAHEURÍSTICAS X- PSO Y AFS MULTIOBJETIVO. Revista Investigación Operativa, Nro 37, Mayo 2015, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, ISSN: 1853- 9777.
- 15) Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, Eduardo Perez, MODELO DE SIMULACIÓN SOFT-COMPUTING PARA LA SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS CRÍTICAS EN LA SEGURIDAD DINÁMICA DE SISTEMAS DE POTENCIA SOPORTADO EN REDES NEURONALES DE RETROPROPAGACIÓN SIMPLE Y MÚLTIPLE. Revista Investigación Operativa, Nro. 38, Noviembre 2015, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, ISSN: 1853-9777.
- 16) Gustavo Schweickardt, MODELO DE OPTIMIZACIÓN POSIBILÍSTICA PARA DETERMINAR EL COSTO INTRÍNSECO DE LA CALIDAD ELÉCTRICA/AMBIENTAL. PARTE I: DESARROLLO TEÓRICO. Revista Energética, Nro 46, Diciembre 2015, Universidad Nacional de Colombia, ISSN: 0120-9833.
- 17) Gustavo Schweickardt, MODELO DE OPTIMIZACIÓN POSIBILÍSTICA PARA DETERMINAR EL COSTO INTRÍNSECO DE LA CALIDAD ELÉCTRICA/AMBIENTAL. PARTE II: APLICACIONES. Revista Energética, Nro 46, Diciembre 2015, Universidad Nacional de Colombia, ISSN: 0120- 9833.
- 18) Gustavo Schweickardt, Juan Manuel Gimenez Alvarez, Carlos Casanova, METAHEURISTICS APPROACHES TO SOLVE COMBINATORIAL OPTIMIZATION PROBLEMS IN DISTRIBUTION POWER SYSTEMS. AN APPLICATION TO PHASE BALANCING IN LOW VOLTAGE THREE-PHASE NETWORKS. International Journal of Electrical Power & Energy Systems (ISSN: 0142-0615). Editorial Elsevier. Marzo 2016.
- 19) Carlos Casanova, Gustavo Schweickardt, ANÁLISIS DE LAS HABILIDADES DE METAHEURÍSTICAS XPSO MULTIOBJETIVO MEDIANTE INDICADORES DE INTELIGENCIA DE GRUPO. APLICACIÓN EN EL BALANCE DE CARGA EN REDES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN. Revista Investigación Operativa, Nro. 40, Noviembre 2016, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, ISSN: 1853-9777. pp. 23- 42.
- 20) Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN. MODELOS BASADOS EN DINÁMICA POSIBILÍSTICA E HIPERHEURÍSTICA MULTIOBJETIVO. Revista Investigación Operativa, Nro. 42, Noviembre 2017, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, ISSN: 1853-9777. pp. 3-22.
- 21) Federico G. Camargo, Gustavo A. Schweickardt, Carlos A. Casanova, MAPS OF INTRINSIC COST (IC) IN RELIABILITY PROBLEMS OF MEDIUM VOLTAGE POWER DISTRIBUTION SYSTEMS THROUGH A FUZZY MULTI-OBJECTIVE MODEL. Revista DYNA, Universidad Nacional de Colombia, Nro 85(204), pp. 334-343, March, 2018. ISSN 0012-7353.
- 22) Carlos Casanova, Gustavo Schweickardt, Federico Camargo ANÁLISIS DE LAS HABILIDADES DE METAHEURÍSTICAS XPSO MULTIOBJETIVO MEDIANTE INDICADORES DE INTELIGENCIA DE GRUPO. APLICACIÓN EN EL BALANCE DE CARGA EN REDES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN. Revista Investigación Operativa, Nro. 44, Noviembre 2018, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, ISSN: 1853-9777. pp. 4- 20.
- 23) Gustavo Schweickardt, OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POTENCIA DESDE MICRO GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN. DESARROLLOS TEÓRICOS DE UN MODELO HIPERHEURÍSTICO. Revista Lámpsakos, Nro. 20, Julio-Diciembre 2018, Universidad Luis Amigó, Colombia, Medellín, ISSN: 2145-4086. pp. 55-67.
- 24) Federico Camargo, Carlos Casanova, Eduardo Pérez, Gustavo Schweickardt, METODOLOGÍA REGULATORIA PARA PROPICIAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DESDE EL LADO DE LA OFERTA CON PENETRACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍAS RENOVABLES PARTE 1: DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN. Revista Investigación Operativa, Nro. 45, Mayo 2019, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, ISSN: 1853-9777. pp. 5- 24.
- 25) Gustavo Schweickardt, MODELO HIPERHEURÍSTICO Y SIMULACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POTENCIA DESDE MICRO GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN. Revista Lámpsakos, Nro. 21, Enero-Junio 2019, Universidad Luis Amigó, Colombia, Medellín, ISSN: 2145-4086. pp. 8-18.

5.2.- Congresos con Referato:

- 1) G. A. Schweickardt, E. A. Perez, F. G. Camargo, CÁLCULO DE LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO

- CON ORIENTACIÓN A LOS SISTEMAS BASADOS EN FUENTES PRIMARIAS DE GENERACIÓN RENOVABLE. Anales del Décimo Sexto Encuentro Ibero-Americano del CIGRÉ. Puerto Iguazú, Argentina. Mayo 2015. ISBN 978-987-25030-3-1.
- 2) Federico Camargo, Gustavo Schweickardt, MODELACIÓN DINÁMICA DETERMINÍSTICA DE LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO. SIMULACIÓN DE ESCENARIOS BASADOS EN LA PENETRACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN FORMA DISTRIBUIDA. III CONGRESO NACIONAL DE INGENIERÍA EN INFORMÁTICA/SISTEMAS DE INFORMACIÓN. UTN REGIONAL BUENOS AIRES. ISBN: 978-987-1896-47-9. Noviembre 2015.
- 3) Carlos Casanova, Gustavo Schweickardt, IMPLEMENTACIÓN DE LA METAHEURÍSTICA FEPSO MEDIANTE PROCESAMIENTO PARALELO (MESSAGE PASSING INTERFACE). APLICACIÓN AL PROBLEMA DE BALANCE DE FASES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN. III CONGRESO NACIONAL DE INGENIERÍA EN INFORMÁTICA/SISTEMAS DE INFORMACIÓN. Noviembre 2015, UTN REGIONAL BUENOS AIRES. ISBN: 978-987-1896-47-9.
- 4) Federico Camargo, Gustavo Schweickardt, MODELO DE DECISIÓN MULTI-CRITERIO CON LA APLICACIÓN DE LA METAHEURÍSTICA FEPSO PARA LA DETERMINACIÓN DEL ESCENARIO ÓPTIMO QUE PROPICIE LA PENETRACIÓN DE LAS FUENTES PRIMARIAS DE GENERACIÓN RENOVABLES SEGÚN LA TASA DE RETORNO SISTÉMICA. PARTE 1: HIPÓTESIS SIMPLIFICATIVAS, COEFICIENTES TECNOLÓGICOS Y DE LAS FUNCIONES OBJETIVOS. IV CONGRESO NACIONAL DE INGENIERÍA EN INFORMÁTICA/SISTEMAS DE INFORMACIÓN. UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SALTA. ISSN 2347-0372. Noviembre 2016.
- 5) Federico Camargo, Gustavo Schweickardt, MODELO DE DECISIÓN MULTI-CRITERIO CON LA APLICACIÓN DE LA METAHEURÍSTICA FEPSO PARA LA DETERMINACIÓN DEL ESCENARIO ÓPTIMO QUE PROPICIE LA PENETRACIÓN DE LAS FUENTES PRIMARIAS DE GENERACIÓN RENOVABLES SEGÚN LA TASA DE RETORNO SISTÉMICA. PARTE 2: ESTUDIO DE CASO. IV CONGRESO NACIONAL DE INGENIERÍA EN INFORMÁTICA/SISTEMAS DE INFORMACIÓN. UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SALTA. ISSN 2347-0372. Noviembre 2016.
- 6) Carlos Casanova, Gustavo Schweickardt, ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LAS HABILIDADES DE METAHEURÍSTICAS X-PSO MULTIOBJETIVO MEDIANTE INDICADORES DE INTELIGENCIA DE GRUPO. APLICACIÓN EN EL BALANCE DE CARGAS EN REDES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN. IV CONGRESO NACIONAL DE INGENIERÍA EN INFORMÁTICA/SISTEMAS DE INFORMACIÓN. UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SALTA. ISSN 2347-0372. Noviembre 2016.
- 7) Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, Federico Camargo, A SOFT- COMPUTING DYNAMIC OPTIMIZATION MODEL. International Virtual Meeting EUREKA-OPTISAD 2016. Torreón, Coahuila, MÉXICO. December 2016.
- 8) Gustavo Schweickardt, Federico Camargo, Carlos Casanova, A POSSIBILISTIC MODEL TO DETERMINE THE COST OF ENVIRONMENTAL QUALITY IN MID-SHORT TERM PLANNING OF AN ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM. International Virtual Meeting EUREKA-OPTISAD 2016. Torreón, Coahuila, MÉXICO. December 2016.
- 9) Carlos Casanova, Gustavo Schweickardt, Federico Camargo , DESIGN AND TRAINING A CHOICE FUNCTION BASED IN SWARM INTELLIGENCE INDICATORS FOR A HYPERHEURISTIC WITH X-PSO MO DOMAIN. International Virtual Meeting EUREKA-OPTISAD 2016. Torreón, Coahuila, MÉXICO. December 2016.
- 10) Federico Camargo, Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, METAHEURISTIC FEPSO FOR A MULTICRITERIA DECISION MODEL. International Virtual Meeting EUREKA-OPTISAD 2016. Torreón, Coahuila, MÉXICO. December 2016.
- 11) Pérez Eduardo Andrés, Schweickardt Gustavo, Fernando Nicchi, APORTES METODOLÓGICOS PARA CONTROLAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DESDE EL LADO DE LA OFERTA Y LA PENETRACIÓN FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. SEMINARIOS DE VINCULACIÓN Y TRANSFERENCIA (SeVyT 2016). Diciembre 2016. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Buenos Aires, Argentina. ISSN 2347- 0372.
- 12) Gustavo Schweickardt, Sandra Shamne, MODELO POSIBILÍSTICO PARA DETERMINAR EL COSTO INTRÍNSECO DE LA CALIDAD AMBIENTAL EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. Anales del Congreso de Investigación Operativa, XXX ENDIO-XXVIII EPIO, Córdoba, Facultad de Ciencias Exactas (FCEFyN) de la Universidad Nacional de Córdoba (UNC) - Academia Nacional de Ciencias. ISBN: 978- 987-24267-8. Mayo 2017.
- 13) Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, MODELO HIPERHEURÍSTICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN. Anales del Congreso de Investigación Operativa, XXX ENDIO-XXVIII EPIO, Córdoba, Facultad de Ciencias Exactas

(FCEFYN) de la Universidad Nacional de Córdoba (UNC) - Academia Nacional de Ciencias. ISBN: 978-987-24267-8-1. Mayo 2017.

14) Federico Camargo, Gustavo Schweickardt, SIMULACION DEL ESCENARIO OPTIMO QUE PROPICIE LA PENETRACIÓN DE LAS FUENTES PRIMARIAS DE GENERACIÓN RENOVABLES SEGÚN LA TASA DE RETORNO SISTÉMICA. Anales del Congreso de Investigación Operativa, XXX ENDIO-XXVIII EPIO, Córdoba, Facultad de Ciencias Exactas (FCEFYN) de la Universidad Nacional de Córdoba (UNC) - Academia Nacional de Ciencias. ISBN: 978-987-24267-8-1. Mayo 2017.

15) G. A. Schweickardt, J. M. Giménez Álvarez, A. Agosti, MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA DEFINIR SUBSIDIOS INTRÍNSECOS EN TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. Anales del XVII Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE-ERAC, Ciudad del Este, Paraguay. ISBN: 978-99967-875-0-8. Mayo 2017.

16) C. A. Casanova, F.G. Camargo, G. A. Schweickardt, OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN MEDIANTE UNA METAHEURÍSTICA X-PSO MULTIOBJETIVO. Anales del XVII Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE-ERAC, Ciudad del Este, Paraguay. Mayo 2017. ISBN: 978-99967- 875-0-8.

17) J. M. Giménez Álvarez, G. A. Schweickardt, ON-LINE DYNAMIC SECURITY ASSESSMENT OF GRID-INTERACTIVE AC MICROGRID USING FUZZY LOGIC AND DISTRIBUTED PROCESSING. Anales del XVII Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE-ERAC, Ciudad del Este, Paraguay. ISBN: 978-99967-875-0-8. Mayo 2017.

18) Schweickardt Gustavo, DETERMINACIÓN DEL COSTO INTRÍNSECO DE LA CALIDAD AMBIENTAL EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Anales del V Congreso REDU - Red Ecuatoriana de Universidades y Escuelas Politécnicas para el Desarrollo de la Investigación y Posgrado (ENERGÍA, MEDIO AMBIENTE, RECURSOS NATURALES, ECOSISTEMAS Y BIOTECNOLOGÍA), Regional Iberoamericano del CIGRE- ERAC, Cuenca, Ecuador. ISBN: 978-9978-301-83-8. Octubre 2017.

19) Carlos Casanova, Gustavo Schweickardt, Federico Camargo, DISEÑO Y ENTRENAMIENTO BASADO EN CASOS DE LA FUNCIÓN DE SELECCIÓN DE UNA HIPERHEURÍSTICA CON DOMINIO EN METAHEURÍSTICAS X- FPSO PARA RESOLVER UNA CLASE DE PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN COMBINATORIA. Anales del 5to Congreso Nacional de Ingeniería Informática/Sistemas de Información Aplicaciones Informáticas y de Sistemas de Información (CONAISI), Santa Fe. ISSN: 2347- 0372. Noviembre 2017.

20) Rodolfo H. Rodrigo, Gustavo Schweickardt, Daniel H. Patiño, Juan. M. Giménez Álvarez, AJUSTE DE MODELOS DINAMICOS POR UN METODO DE FILTRADO. Anales del Congreso de Investigación Operativa, XXXI ENDIO-XXIX EPIO, Mar del Plata, Universidad Nacional de Mar del Plata. ISBN 978-987-24267-9-8. Junio 2018.

21) Rodolfo H. Rodrigo, Gustavo Schweickardt, Daniel H. Patiño, Juan. M. Giménez Álvarez, CÁLCULO DE INCERTIDUMBRE EN LA IDENTIFICACIÓN DE SISTEMAS LINEALES. Anales del Congreso de Investigación Operativa, XXXI ENDIO-XXIX EPIO, Mar del Plata, Universidad Nacional de Mar del Plata. ISBN 978-987-24267-9-8. Junio 2018.

22) Rodolfo H. Rodrigo, Daniel H. Patiño, Gustavo Schweickardt, Juan. M. Giménez Álvarez, CÁLCULO DE PARÁMETROS REGULARIZACIÓN DE TIKHONOV EN IDENTIFICACIÓN DE SISTEMAS LINEALES. Anales del Congreso de Investigación Operativa, XXXI ENDIO-XXIX EPIO, Mar del Plata, Universidad Nacional de Mar del Plata. ISBN 978-987-24267-9-8. Junio 2018.

23) Rodolfo H. Rodrigo, Daniel H. Patiño, Gustavo Schweickardt, Juan. M. Giménez Álvarez, REGRESION POLINÓMICA CON FILTROS TOPOLÓGICOS. Anales del Congreso de Investigación Operativa, XXXI ENDIO-XXIX EPIO, Mar del Plata, Universidad Nacional de Mar del Plata. ISBN 978-987-24267-9-8. Junio 2018.

24) Carlos Casanova, Gustavo Schweickardt, Federico Camargo, ESTUDIO CUANTITATIVO COMPARATIVO DE LAS HABILIDADES DE METAHEURÍSTICAS X-PSO MULTIOBJETIVO MEDIANTE INDICADORES DE INTELIGENCIA DE GRUPO. Anales del Congreso de Investigación Operativa, XXXI ENDIO-XXIX EPIO, Mar del Plata, Universidad Nacional de Mar del Plata. ISBN 978-987-24267-9-8. Junio 2018.

25) Tomás Luciano, Gustavo Schweickardt, Fabián Corasaniti, ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE A PARTIR DE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL. Anales del Congreso de Investigación Operativa, XXXI ENDIO-XXIX EPIO, Mar del Plata, Universidad Nacional de Mar del Plata. ISBN 978-987-24267-9-8. Junio 2018.

26) Rodolfo H. Rodrigo, Daniel H. Patiño, Gustavo Schweickardt, ARIMA and Neural Network for Sensors

Failure Detection. Anales del 2018 Congreso Argentino de Ciencias de la Informática y Desarrollos de Investigación (CACIDI) IEEE, Buenos Aires, Universidad CAECE. ISBN: 978-1-5386-5447-7/18. Diciembre 2018.

5.3.- Libros con Referato:

1) Gustavo Schweickardt. MODELOS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO A REDES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON INCENTIVO A LA GENERACIÓN MEDIANTE FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLE. ISBN: 978-987-23544-2-8. Editorial: FUNDACIÓN BARILOCHE, Bariloche. Argentina. Mayo 2013.

2) Gustavo Schweickardt. MODELOS CLÁSICOS Y SOFT-COMPUTING DE ECONOMÍA COMPUTACIONAL SOBRE PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN VINCULADOS AL CONTROL REGULADOR EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. ISBN: 978-950-692-135-4. Editorial: CONICET (CIECS-UNC). Mayo 2017.

3) Gustavo Schweickardt. GENERACION DISTRIBUIDA BASADA EN FUENTES PRIMARIAS DE ENERGIA RENOVABLE ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y REGULATORIO. ISBN: 978-987-47220-0-3. Editorial: ENERSA S.A. Junio 2019.

5.4.- Informes Técnicos:

1) Gustavo Schweickardt, MODELOS DE ASIGNACIÓN PARA LOS CARGOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE. CONSIDERACIONES TEÓRICAS Y METODOLÓGICAS. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2013.

2) Gustavo Schweickardt, CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL PROBLEMA. SIMULACIONES. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2013.

3) Gustavo Schweickardt, MODELO DE CONFIABILIDAD PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN MEDIANTE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO/PROTECCIÓN. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2013.

4) Gustavo Schweickardt, APLICACIÓN DEL MODELO DE CONFIABILIDAD PARA SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN SUSTENTADO EN PROGRAMACIÓN DINÁMICA Y PENALIZACIONES EXTERNAMENTE FIJADAS. RESULTADOS. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2013.

5) Gustavo Schweickardt, OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN POR EVOLUCIÓN DEL COSTO INTRÍNSECO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2013.

5) Gustavo Schweickardt, OPTIMIZACIÓN DINÁMICA DIFUSA CON NIVEL DE RIESGO ACOTADO. UN MODELO BASADO EN ODP (OPTIMIZACIÓN DIFUSA POSIBILÍSTICA). Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2013.

6) Gustavo Schweickardt, SUBSIDIOS INTRÍNSECOS EN LA TARIFICACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO CONSIDERANDO EL IMPACTO DISTRIBUTIVO. SIMULACIÓN. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2013.

7) Gustavo Schweickardt, SUBSIDIOS INTRÍNSECOS EN LA TARIFICACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO CONSIDERANDO EL IMPACTO DISTRIBUTIVO. CONSIDERACIONES TEÓRICAS. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2014.

8) Gustavo Schweickardt, SUBSIDIOS INTRÍNSECOS EN LA TARIFICACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO CONSIDERANDO EL IMPACTO DISTRIBUTIVO. SIMULACIÓN. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2014.

9) Gustavo Schweickardt, DISEÑO ORIENTADO A OBJETOS DE METAHEURÍSTICAS X-PSO MULTIOBJETIVO. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2014.

10) Gustavo Schweickardt, INTRODUCCIÓN A LA COMPUTACIÓN DE ALTO DESEMPEÑO. IMPLEMENTACIÓN DE LA METAHEURÍSTICA PSO MEDIANTE MESSAGE PASSING INTERFACE (MPI). Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Redes y Energías Renovables, Universidad

Tecnológica Nacional FRCU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2014.

11) Gustavo Schweickardt, MODELACIÓN DINÁMICA DETERMINÍSTICA DE LA TASA DE RETORNO ENERGÉTICO. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2014.

12) Gustavo Schweickardt, SOFT-COMPUTING CONCEPTOS Y APLICACIONES. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2015.

13) Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, SOFT-COMPUTING CONCEPTOS Y APLICACIONES: TEORÍA DE LA COMPLEJIDAD COMPUTACIONAL. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2015.

14) Gustavo Schweickardt, SOFT-COMPUTING CONCEPTOS Y APLICACIONES: OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN POR EVOLUCIÓN DEL COSTO INTRÍNSECO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2015.

15) Gustavo Schweickardt, Carlos Casanova, SOFT-COMPUTING CONCEPTOS Y APLICACIONES: MODELO HIPERHEURÍSTICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2015.

16) Gustavo Schweickardt, SOFT-COMPUTING CONCEPTOS Y APLICACIONES: CLASIFICACIÓN Y RANKING DE CONTINGENCIAS CRÍTICAS PARA LA EVALUACION EN LÍNEA DE LA SEGURIDAD DINÁMICA DE SISTEMAS DE POTENCIA USANDO UNA RED NEURONAL MULTIPLE BACK-PROPAGATION (MBP). PARTE I: SIN CAMBIOS TOPOLÓGICOS. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2015.

17) Gustavo Schweickardt, SOFT-COMPUTING CONCEPTOS Y APLICACIONES: CLASIFICACIÓN Y RANKING DE CONTINGENCIAS CRÍTICAS PARA LA EVALUACION EN LÍNEA DE LA SEGURIDAD DINÁMICA DE SISTEMAS DE POTENCIA USANDO UNA RED NEURONAL MULTIPLE BACK-PROPAGATION (MBP). PARTE II: CON CAMBIOS TOPOLÓGICOS. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2015.

18) Gustavo Schweickardt, SOFT-COMPUTING CONCEPTOS Y APLICACIONES: METAHEURÍSTICAS Y OPTIMIZACIÓN COMBINATORIA. Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2015.

19) Gustavo Schweickardt, SOFT-COMPUTING CONCEPTOS Y APLICACIONES: COMPARACIÓN E INTEGRACIÓN DE LAS METAHEURÍSTICAS MULTIOBJETIVO ARTIFICIAL FISH SCHOOL (FAFS) Y FUZZY EPSO CON TOPOLOGÍA ESTRELLA GLOBAL INDIVIDUAL (FEPSO GIST). Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables, Universidad Tecnológica Nacional FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. 2015.

20) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: LIMITACIONES DE LA REMUNERACIÓN MARGINALISTA POR INGRESOS VARIABLES DE TRANSPORTE. UTN FR CdU, ENERGÍA DE ENTRE RÍOS S.A (ENERSA), Entre Ríos, Argentina. 2016.

21) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: CARGOS DE ACCESO ALTERNATIVOS A LA REMUNERACIÓN MARGINALISTA. MODELO DE SEGUIMIENTO ELÉCTRICO (ELECTRICITY TRACING). UTN FR CdU, ENERGÍA de ENTRE RÍOS S.A (ENERSA), Entre Ríos, Argentina. 2016.

22) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: CARGOS DE ACCESO ALTERNATIVOS A LA REMUNERACIÓN MARGINALISTA. MÉTODO DE ÁREAS DE INFLUENCIA HÍBRIDO COMPLEMENTADO POR USO INTENSIVO DE REDES. UTN FR CdU, ENERGÍA de ENTRE RÍOS S.A (ENERSA), Entre Ríos, Argentina. 2016.

- 23) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: CARGOS DE ACCESO ALTERNATIVOS A LA REMUNERACIÓN MARGINALISTA. EL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO EN SUS VARIANTES BÁSICO (MEG). UTN FR CdU, ENERGÍA de ENTRE RÍOS S.A (ENERSA), Entre Ríos, Argentina. 2016.
- 24) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: CARGOS DE ACCESO ALTERNATIVOS A LA REMUNERACIÓN MARGINALISTA. MODELO ELECTROGEOMÉTRICO EN SUS VARIANTES DE SEÑALES DE UBICACIÓN ELÉCTRICA SUSTENTADO EN PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA. UTN FR CdU, ENERGÍA de ENTRE RÍOS S.A (ENERSA), Entre Ríos, Argentina. 2016.
- 25) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: CARGOS DE ACCESO ALTERNATIVOS A LA REMUNERACIÓN MARGINALISTA. ALTERNATIVAS DE TARIFICACIÓN DEL COSTO DE ACCESO A REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA BASADO EN MODELOS ELECTROGEOMÉTRICOS. UTN FR CdU, ENERGÍA de ENTRE RÍOS S.A (ENERSA), Entre Ríos, Argentina. 2016.
- 26) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: MODELOS COMPUTACIONALES PARA EL ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REDES. MODELO DE ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS. UTN FR CdU, SECRETARÍA DE ENERGÍA de ENTRE RÍOS, Entre Ríos, Argentina. 2017.
- 27) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: MODELOS COMPUTACIONALES PARA EL ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REDES. MODELO DE ANÁLISIS FLUJO DE POTENCIA. UTN FR CdU, SECRETARÍA DE ENERGÍA de ENTRE RÍOS, Entre Ríos, Argentina. 2017.
- 28) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: MODELOS COMPUTACIONALES PARA EL ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REDES. MODELO DE ANÁLISIS DE ESTIMACIÓN DE ESTADOS. UTN FR CdU, SECRETARÍA DE ENERGÍA de ENTRE RÍOS, Entre Ríos, Argentina. 2017.
- 29) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: MODELOS COMPUTACIONALES PARA EL ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REDES. MODELO DE ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS. UTN FRCdU, SECRETARÍA DE ENERGÍA de ENTRE RÍOS, Entre Ríos, Argentina. 2017.
- 30) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: MODELOS COMPUTACIONALES PARA EL ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REDES. MODELO DE PROCESADOR TOPOLÓGICO BASADO EN SOFT-COMPUTING. UTN FR CdU, SECRETARÍA DE ENERGÍA de ENTRE RÍOS, Entre Ríos, Argentina. 2017.
- 31) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. Estudio y Propuestas Metodológicas: MODELOS COMPUTACIONALES PARA EL ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REDES. SMART GRIDS Y LA EVOLUCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA. UTN FR CdU, SECRETARÍA DE ENERGÍA de ENTRE RÍOS, Entre Ríos, Argentina. 2017.
- 32) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA PROVINCIA DE ENTRE RÍOS. ANÁLISIS GENERAL Y CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS SOBRE LA ENERGÍA DE LA BIOMASA. UTN FR CdU, SECRETARÍA DE ENERGÍA de ENTRE RÍOS, Entre Ríos, Argentina. 2017.
- 33) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. PENETRACIÓN DE LAS FUENTES PRIMARIAS DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL SISTEMA ENERGÉTICO ARGENTINO ANÁLISIS Y CRITERIOS PARA PROPICIAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DESDE EL LADO DE LA OFERTA. UTN FR CdU, SECRETARÍA DE ENERGÍA de ENTRE RÍOS, Entre

Ríos, Argentina. 2017.

34) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. ANÁLISIS DEL INFORME DE LAS TECNOLOGÍAS DE MITIGACIÓN PARA LAS EMISIONES DE GASES EQUIVALENTES EN CO₂ DETERMINADAS EN PROSPECTIVA POR LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA. SECRETARÍA DE ENERGÍA de ENTRE RÍOS, Entre Ríos, Argentina. 2017.

35) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. Modelo Computacional del Sistema Provincial de Redes de Abastecimiento Eléctrico de Entre Ríos. DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA INCORPORANDO LA FIGURA DEL AGENTE/USUARIO MICRO-GENERADOR EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN. UTN FR CdU, SECRETARÍA DE ENERGÍA de ENTRE RÍOS, Entre Ríos, Argentina. 2017.

36) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. PENETRACIÓN DE LAS FUENTES PRIMARIAS DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL SISTEMA ENERGÉTICO ARGENTINO: ANÁLISIS Y CRITERIOS PARA PROPICIAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DESDE EL LADO DE LA OFERTA. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

37) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. EVALUACIÓN DE LA BIOMASA COMO RECURSO ENERGÉTICO RENOVABLE. ASPECTOS GENERALES Y ESTUDIO DE CASO PARA CATALUÑA, ESPAÑA. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

38) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. EVALUACIÓN DE LA MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL. DESARROLLO DE EXPERIMENTOS ECONÓMICOS. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

39) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. PROSPECTIVA Y BALANCE ENERGÉTICO. MÉTODOS E INDICADORES POR SECTOR DEL ABASTECIMIENTO. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

40) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. MODELO DE NEGOCIOS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN A TRAVÉS DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES. ANÁLISIS DEL CASO CHILENO. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

41) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. LA REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA INCORPORANDO LA FIGURA DEL AGENTE COMERCIALIZADOR BAJO CONDICIONES DE DISPUTABILIDAD EN EL MERCADO DE ENERGÍA. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

42) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. LA PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y EL CONCEPTO DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ECONÓMICAMENTE ADAPTADO. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

43) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. DISPUTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. UN ANÁLISIS DESDE LOS MODELOS DE TELECOMUNICACIONES EN EL MARCO DEL PARADIGMA ECONÓMICO NEO-CLÁSICO. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

44) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA INCORPORANDO LA FIGURA DEL AGENTE COMERCIALIZADOR BAJO CONDICIONES DE DISPUTABILIDAD EN EL MERCADO DE ENERGÍA: ESTUDIO DEL CASO DE COLOMBIA Y COMPARATIVO CON ARGENTINA, CHILE E INGLATERRA. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

45) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA INCORPORANDO LA FIGURA DEL AGENTE COMERCIALIZADOR BAJO CONDICIONES DE DISPUTABILIDAD EN EL MERCADO DE ENERGÍA: PRODUCTIVIDAD, DESARROLLO TECNOLÓGICO Y EFICIENCIA. LA PROPUESTA DE LOS ÍNDICES MALMQUIST. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

- 46) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA INCORPORANDO LA FIGURA DEL AGENTE COMERCIALIZADOR BAJO CONDICIONES DE DISPUTABILIDAD EN EL MERCADO DE ENERGÍA: PRODUCTIVIDAD, DESARROLLO TECNOLÓGICO Y EFICIENCIA. MODELOS DEEA (ANÁLISIS ENVOLVENTE DE DATOS)-MALMQUIST APLICADOS A LA EFICIENCIA COMPARATIVA EN EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 47) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. MODELOS EXITOSOS DE PENETRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 48) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. MICRO-GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y SU SITUACIÓN A NIVEL GLOBAL. ANÁLISIS ESPECÍFICO DEL CASO DE URUGUAY. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 49) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. MICRO-GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA: IMPACTO ECONÓMICO DE LA ADOPCIÓN DE DISTINTAS ALTERNATIVAS DE RETRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 50) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. IMPACTO Y GRADO DE PENETRACIÓN LA GD Y MICRO-GD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. MODELO PARA LA EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD DINÁMICA EN LÍNEA DE UNA MICRO-RED EN SISTEMAS DE POTENCIA UTILIZANDO UN ENFOQUE SOFT-COMPUTING Y PROCESAMIENTO DISTRIBUIDO. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 51) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. IMPACTO Y GRADO DE PENETRACIÓN LA GD Y MICRO-GD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. MODELO METAHEURÍSTICO MULTIOBJETIVO PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE DESBALANCE DE FASES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 52) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. IMPACTO Y GRADO DE PENETRACIÓN LA GD Y MICRO-GD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE MEDIA TENSIÓN MEDIANTE EL CONCEPTO DEL COSTO INTRÍNSECO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 53) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. IMPACTO Y GRADO DE PENETRACIÓN LA GD Y MICRO-GD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA CONFIABILIDAD DE REDES DE DISTRIBUCIÓN. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 54) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. IMPACTO Y GRADO DE PENETRACIÓN LA GD Y MICRO-GD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. ESTUDIO CHILENO SOBRE MICROGENERACIÓN EN BTN. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 55) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. ANÁLISIS DE LA CURVA DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA USUARIOS RESIDENCIALES ANTE DIFERENTES ESCENARIOS DE LOS HÁBITOS DE CONSUMO CONSIDERANDO EL IMPACTO DISTRIBUTIVO. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 56) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. METODOLOGÍAS PARA LA ELABORACIÓN Y EVALUACIÓN DE ESCENARIOS ENERGÉTICOS EN LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 57) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. ENERGÍAS RENOVABLES Y NUCLEAR DE FISIÓN BASADA EN SMALL NUCLEAR POWER REACTORS. PROYECTO CAREM (CENTRAL ARGENTINA DE ELEMENTOS MODULARES). UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.
- 58) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores

en Baja Tensión. GESTIÓN ÓPTIMA DE MICRO-REDES CON GENERACIÓN BASADA EN FUENTES PRIMARIAS RENOVABLES. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

59) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. SMART-GRIDS: EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

60) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. MODELADO ÓPTIMO Y SIMULACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOLAR FOTOVOLTAICA BAJO UN CRITERIO DE SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICO/AMBIENTAL. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

61) Gustavo Schweickardt, Proyecto de Marco Regulatorio Con Generación Distribuida y Micro-Generadores en Baja Tensión. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO EN PROYECTOS DE INSTALACIÓN DE MICRO-GENERACIÓN RENOVABLE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN: COSTO EFECTIVIDAD Y COSTO BENEFICIO. UTN FR CdU, Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, Argentina. 2018.

6.- DOCENCIA (Últimos 5 años)

a.- Profesor Titular Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, Extensión Áulica Bariloche en la Materia Energías Renovables. Hasta Julio de 2013.

b.- Profesor Titular Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concepción del Uruguay, en la Materia Inteligencia Artificial. Desde Julio de 2013.

c.- Designado por resolución del Rectorado de la Universidad Tecnológica Nacional, Argentina, como docente a cargo del Posgrado Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable, con créditos para Maestrías y Doctorados afines a dictarse en la Facultad Regional Concepción del Uruguay. Desde 2014. Res. N° 954/2014.

d.- Designado por resolución del Rectorado de la Universidad Tecnológica Nacional, Argentina, como docente a cargo del Seminario de Posgrado Energías Renovables, con créditos para la Maestría en Ingeniería Ambiental y Maestrías y Doctorados afines a dictarse en la Facultad Regional Concepción del Uruguay. Desde 2015. Res. N° 954/2014.

e.- Designado por resolución del Rectorado de la Universidad Tecnológica Nacional, Argentina, como docente a cargo del Posgrado Mercado Eléctrico Mayorista y Mercado de Carbono, con créditos para la Maestría en Energías Renovables, y Maestrías y Doctorados afines a dictarse en la Facultad Regional Concepción del Uruguay. Desde 2017. Res. N° 145/2017.

f.- Designado por resolución del Rectorado de la Universidad Tecnológica Nacional, Argentina, como docente a cargo del Posgrado Evaluación de Proyectos Energéticos, con créditos para la Maestría en Energías Renovables, y Maestrías y Doctorados afines a dictarse en la Facultad Regional Concepción del Uruguay. Desde 2017. Res. N° 145/2017.

g.- Designado por resolución del Rectorado de la Universidad Tecnológica Nacional, Argentina, como docente a cargo del Posgrado Tecnología del Hidrógeno, con créditos para la Maestría en Energías Renovables, y Maestrías y Doctorados afines a dictarse en la Facultad Regional Concepción del Uruguay. Desde 2017. Res. N° 145/2017.

h.- Designado por resolución del Rectorado de la Universidad Tecnológica Nacional, Argentina, como docente a cargo del Posgrado Energía Eólica y Probabilidad Aplicada, con créditos para la Maestría en Energías Renovables, y Maestrías y Doctorados afines a dictarse en la Facultad Regional Concepción del Uruguay. Desde 2017. Res. N° 145/2017.

i.- Designado por resolución del Rectorado de la Universidad Tecnológica Nacional, Argentina, como docente a cargo de la Materia Técnicas Heurísticas Modernas, en el Posgrado de Especialización en Ciencias de la Computación a dictarse en la Facultad Regional Concepción del Uruguay. Desde 2017. Resolución CONEAU 1273/2012.

j.- Designado por resolución del Rectorado de la Universidad Tecnológica Nacional, Argentina, como docente a cargo de la Materia Algoritmos Heurísticos Aplicados a Problemas de Optimización, en el Posgrado de Especialización en Ciencias de la Computación a dictarse en la Facultad Regional Concepción del Uruguay. Desde 2017. Resolución CONEAU 1273/2012.

k.- Invitado a participar como docente a cargo en Maestría de Ingeniería Eléctrica, en la Escuela Politécnica de Quito, Ecuador, en las materias A) Planificación Técnico/Económica de Sistemas de Distribución y B) Aplicaciones de Técnicas de Inteligencia Artificial en Sistemas de Potencia. Desde Agosto de 2006.

l.- Invitado a participar como docente en el Programa de Posgrado en Ciencias Informática de la Escuela de

Informática de la Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia: A) Curso Regular de Sistemas Basados en Agentes Inteligentes y B) Soft-Computing en Economía Computacional. Desde Noviembre de 2011.

II.- Invitado a participar como docente/expositor en Seminarios y Cursos relacionados con Soft-Computing, dictados por la Fundación Universitaria Luis Amigó, Medellín, Colombia. Desde 2014.

m.- Profesor responsable del dictado del Curso de Posgrado, Operación y Control de Sistemas de Potencia, correspondiente al Ciclo de Especialización de la Carrera de Posgrado: Especialización en Energía Eléctrica, mención Generación, creada por la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) mediante Ordenanza CS 1546, Res. CS 1316/16 de la UTN, acreditada por la CONEAU, en Acta N° 458/2016. UTN FR SF, Santa Fe. Desde 2018.

l.- Profesor responsable del dictado del Curso de Posgrado, Planificación, Operación y Control de Sistemas de Potencia, correspondiente Doctorado en Ingeniería, mención Industrial, creada por la Universidad Tecnológica Nacional (UTN). UTN FR SF, Santa Fe. Desde 2018.

7.- DIRECCIÓN DE PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN (Últimos 5 años)

1) Proyecto PIP 2010-2013 (Código 11420090100002CO), Financiado por CONICET “ECONOMÍA DE REGULACIÓN EN REDES ELÉCTRICAS: APORTES METODOLÓGICOS PARA LA DEFINICIÓN Y EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ECONÓMICAMENTE ADAPTADOS”, con lugar de trabajo en el Instituto de Economía Energética IdEE/FB, Centro Atómico Bariloche, Río Negro, Argentina. Rol: Director. Aprobado con Informe favorable.

2) Proyecto de Investigación y Desarrollo: ASESORAMIENTO A LA AUTORIDAD NACIONAL PANAMEÑA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP). INFORME FINAL SOBRE LAS RECOMENDACIONES A LA ASEP RESPECTO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO A LA RED DE TRANSMISIÓN CON INCENTIVOS A LA GENERACIÓN RENOVABLE, desde Fundación Bariloche/IdEE, Buenos Aires, con lugar de trabajo en Panamá City, República de Panamá. Rol: Director. 2011-2013.

3) Proyecto de Investigación y Desarrollo (PID UTN – Código ENUTNCU1697), “CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO POSIBILÍSTICO PARA EL CONTROL REGULATORIO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ECONÓMICAMENTE ADAPTADOS”, con lugar de trabajo en UTN FR CdU, Concepción del Uruguay, Entre Ríos, Argentina. Rol: Director. 2013 - 2014. Aprobado con Informe favorable.

4) Proyecto de Investigación y Desarrollo (PID UNSJ – Código 80020130100330SJ), “ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA BAJO CONSIDERACIONES TÉCNICAS, ECONÓMICAS Y AMBIENTALES, EMPLEANDO FUENTES PRIMARIAS RENOVABLES”, con lugar de trabajo en UTN FRCU, Concepción del Uruguay, Entre Ríos y Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Rol: CoDirector/Director (por pedido de licencia del Director original). 2014 – 2015 (prórroga a 2016). Aprobado con Informe favorable.

5) Proyecto PIP 2014-2016 (Código 11220130100643CO), Financiado por CONICET “DESARROLLO DE HERRAMIENTAS SOFT-COMPUTING ORIENTADAS A PROBLEMAS EN ECONOMÍA DE REGULACIÓN EN REDES ELÉCTRICAS CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA”, con lugar de trabajo en UTN FR CdU, Concepción del Uruguay, Entre Ríos, Argentina. Rol: Director. Con prórroga, finalizado en Julio de 2018.

6) Proyecto de Investigación y Desarrollo (PID UTN – Código ENUTNCU0002400), “METODOLOGÍA REGULATORIA PARA PROPICIAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICO/AMBIENTAL DESDE EL LADO DE LA OFERTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON EMPLAZAMIENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DESDE FUENTES RENOVABLES”, con lugar de trabajo en UTN FR CdU, Concepción del Uruguay, Entre Ríos, Argentina. Rol: Director. 2015 - 2016. Aprobado con Informe favorable.

7) Proyecto de Investigación y Desarrollo (PID UTN – Código ENUTNCU0004462), “INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE LA CAPACIDAD METANOGENICA DE BIOMASA DERIVADA DE LA PRODUCCIÓN AGROINDUSTRIAL CON FINES DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO”, con lugar de trabajo en UTN FR CdU, Concepción del Uruguay, Entre Ríos, Argentina. Rol: Director. 2017 - 2018.

8) Proyecto de Investigación y Desarrollo (PID UTN – Código ENUTNCU0004463), “MODELO SOFT-COMPUTING APLICADO A LA ECONOMÍA DE REGULACIÓN DE REDES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADA EN ENERGÍAS RENOVABLES”, con lugar de trabajo en UTN FR CdU, Concepción del Uruguay, Entre Ríos, Argentina. Rol: Director. 2017 - 2018.

9) Convenio entre la Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos, y la Universidad Tecnológica Nacional, Concepción del Uruguay: “DESARROLLO DEL MARCO REGULATORIO CON GENERACIÓN Y MICRO-GENERACIÓN DISTRIBUIDAS BASADAS EN FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLE”. Rol: Director. Desde Diciembre de 2017 hasta Diciembre de 2018.

8.- PARTICIPACIÓN-ORGANIZACIÓN EN CONGRESOS Y REUNIONES CIENTÍFICAS (Últimos 5 años)

- 1) Invitado en calidad de conferencista para el dictado del Seminario: HIPERHEURÍSTICAS BASADAS EN RAZONAMIENTO Y SOPORTADAS EN META Y MATHEURÍSTICAS HÍBRIDAS X-PSO MULTIOBJETIVO, Congreso ENDIO XXVII – EPIO XXV, por Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, realizado en la UTN FR SN, San Nicolás, Argentina. Mayo 2014.
- 2) Invitado en calidad de conferencista en el Congreso Internacional de Economía de la Energía ENERGÉTICA 2014, Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales. Octubre de 2014.
- 3) Invitado en calidad de profesor extranjero, para el dictado de SEMINARIOS DE POSGRADO SOBRE INTELIGENCIA ARTIFICIAL COMPUTACIONAL, por la Facultad de Minas, Área Curricular de Informática y Sistemas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. Octubre de 2014.
- 4) Invitado en calidad de conferencista, en la III SEMANA DE LA TECNOLOGÍA, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN, por la Facultad de Informática de la Fundación Universitaria Luis Amigó, Medellín, Colombia. Octubre de 2014.
- 5) Invitado en calidad de conferencista, en el CONGRESO INTERNACIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA, por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Cuenca, Cuenca, Ecuador. Noviembre de 2014.
- 6) Invitado en calidad de conferencista, para el dictado de SEMINARIOS DE POSGRADO SOBRE INTELIGENCIA ARTIFICIAL COMPUTACIONAL y AGENTES INTELIGENTES, por la Facultad de Minas, Área Curricular de Informática y Sistemas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. Octubre de 2015.
- 7) Invitado por la Universidad Tecnológica Equinoccial y el Centro De Investigación y Desarrollo, Ecuador, en calidad de conferencista, en el 2DO CONGRESO INTERNACIONAL DE INGENIERÍA AMBIENTAL, tema: UTILIDADES DIFUSAS Y COSTO INTRÍNSECO PARA VALORIZAR LA CALIDAD AMBIENTAL DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA. Santo Domingo de los Tsáchilas, Ecuador. Octubre 2015.
- 8) Invitado en calidad de conferencista en el 5th International Symposium on Energy Challenges and Mechanics (ISECM), Scotland, tema: METAHEURISTICS APPROACHES TO SOLVE COMBINATORIAL OPTIMIZATION PROBLEMS IN DISTRIBUTION POWER SYSTEMS. Scotland, UK. July 2016.
- 9) Invitado como panelista distinguido en la IEEE Power and Energy Society General Meeting, Boston, USA, en el segmento MODERN HEURISTICS OPTIMIZATION TECHNIQUES FOR OPTIMAL PLANNING OF SUSTAINABLE TRANSMISSION SYSTEMS, tema: SOFT-COMPUTING TOOLS: APPLICATIONS IN SMART GRIDS. Boston, USA. July 2016.
- 10) Invitado en calidad de conferencista en el Encuentro Movilidad Urbana Sostenible: Hacia un Cambio de Paradigma, organizado por la Universidad Nacional de Córdoba y la Seretaría de Ciencia y Tecnología, tema: LA ADAPTACIÓN DINÁMICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y SU CONTROL REGULADORIO. Córdoba, Argentina. Mayo 2017.
- 11) Invitado en calidad de conferencista para el dictado del Seminario: ÚLTIMOS AVANCES SOBRE HIPERHEURÍSTICAS BASADAS EN RAZONAMIENTO Y SOPORTADAS EN META Y MATHEURÍSTICAS HÍBRIDAS X-PSO MULTIOBJETIVO IMPLEMENTADAS BAJO COMPUTACIÓN PARALELA, en el Encuentro ENDIO XXX – EPIO XXVIII, por la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Córdoba, Argentina. Mayo 2017.
- 12) Invitado en calidad de conferencista en la 2nd International Conference on Power and Energy Engineering, tema: ADDRESSING THE REVOLUTION ON POWER GENERATION. Munich, Germany. July 2017.
- 13) Invitado en calidad de conferencista en el Encuentro Aplicaciones de Políticas Públicas orientadas a la Eficiencia Energética y al Cambio Climático, organizado por CEC-CIECS (CONICET y UNC), tema: GENERACIÓN Y MICRO-GENERACIÓN DISTRIBUIDA DESDE FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLES: CAMBIOS EN EL PARADIGMA PARA EL CONTROL REGULADORIO. Lugar: Auditorio CIECS (CONICET y UNC), Córdoba, Argentina. Agosto 2017.
- 14) Invitado en calidad de conferencista en el VI Foro Latinoamericano de Desarrollo Sostenible: Treansición hacia Sistemas Energéticos Eficientes, tema: INSTRUMENTOS REGULATORIOS PARA PROPICIAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL LADO DE LA OFERTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON GENERACIÓN Y MICRO-GENERACIÓN DISTRIBUIDA A PARTIR DE FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLE. Lugar: Rosario, Argentina. Septiembre 2017.
- 15) Invitado en calidad de conferencista en la International Conference on Clean Energy for the World's

Electricity Grids, tema: INTELLIGENT METHODS FOR SMART MICROGRIDS WITH RENEWABLE ENERGY RESOURCES. Geneva, Switzerland. November 2017.

16) Invitado en calidad de conferencista en la World Renewable Energy Conference, tema: METAHEURISTICS APPROACHES TO SOLVE COMBINATORIAL OPTIMIZATION PROBLEMS IN DISTRIBUTION POWER SYSTEMS. Stockholm, Sweden. June 2018.

17) Invitado en calidad de conferencista en la International Conference On Renewable Recovery And Sustainable Development, tema: FINDING WAYS TO RECOVER RENEWABLE RESOURCES AND TECHNOLOGY TRANSMISSION METHODOLOGIES TOWARDS SUSTAINABLE DEVELOPMENT. Singapore City, Singapore. August 2018.

18) Invitado en calidad de conferencista en la 3rd International Conference on Power and Energy Engineering, tema: COMMUNICATING THE ENERGY AND POWER REVOLUTION, PREPARING TO MEET THE CHALLENGES OF THE FUTURE AND DELIVERING ENERGY SERVICES AROUND THE WORLD. Rome, Italy. December 2018.

19) Invitado en calidad de Coordinador (Chair) en la Sección OPTIMIZACIÓN, del Congreso XXX ENDIO-XXVIII EPIO, Universidad Nacional de Córdoba. Córdoba, Argentina. Mayo 2017.

20) Invitado en calidad de Coordinador (Chair) en la Sección OPTIMIZACIÓN, del Congreso XXXI ENDIO-XXIX EPIO, Universidad Nacional de Mar del Plata. Mar del Plata, Argentina. Junio 2018.

9.- ACTIVIDADES DE EVALUACIÓN (ÚLTIMOS 5 AÑOS)

9.1.- Referato en Revistas Indizadas

- 1.- Energy Economics, Elsevier Editorial System.
- 2.- Energy Policy, Elsevier Editorial System.
- 3.- Latin American Applied Research, UNS.
- 4.- International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Elsevier Editorial.
- 5.- Energética, Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales.
- 6.- DYNA, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas, Medellín.
- 7.- Transactions on Power and Distributions Systems, IEEE.
- 8.- Bentham Science Publishers, e-books series on Dynamic Systems and Control.
- 9.- Cuadernos de Economía, Universidad Nacional de Colombia.
- 10.- International Journal of Energy and Environmental Engineering. Springer, Suiza.
- 11.- Revista de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Tandil, Argentina.
- 12.- Revista Lámpsakos, Fundación Universitaria Luis Amigó, Medellín, Colombia.

9.2.- Otras actividades de Evaluación

- 1) Miembro del Comité Científico de la Revista Lámpsakos, Fundación Universitaria Luis Amigó, Medellín, Colombia.
- 2) Miembro del Comité Científico de la Revista DYNA, Universidad Nacional de Colombia.
- 3) Integrante de la Comisión Directiva de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa (seleccionado en Junio de 2018), para el periodo 2019-2021, Argentina.
- 4) Jurado de tesis de Maestría en Economía y Política Energética y Ambiental (MEPEA – Instituto de Economía Energética – Universidad Nacional del Comahue, Argentina).
- 5) Jurado de tesis de Maestría en Ingeniería Ambiental (UTN FR CdU).
- 6) Integrante de la Comisión Asesora de Tesis, Doctorado en Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Córdoba, Argentina. Desde 2016.
- 6) Evaluador de la CONEAU - Comisión Nacional de Evaluación y Acreditación Universitaria - para la Acreditación de Posgrados en Economía de Regulación Eléctrica y Política Ambiental, Argentina.
- 7) Evaluador de Proyectos en Ciencia y Tecnología, Universidad Autónoma de Entre Ríos, Argentina.
- 8) Evaluador de Proyectos FONCyT - Fondo para la Investigación Científica y Tecnológica, ANPCyT - Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, Argentina.

10.- ANTECEDENTES (Hasta 2013)

10.1.- FORMACIÓN DE RECURSOS HUMANOS

1.- Tesis Doctoral en Ingeniería Eléctrica, Tema: **Planificación Anual de la Operación de Sistemas Eléctricos Considerando Criterios Medioambientales. Un Enfoque Multicriterio**. Becario (DAAD): Ing. Muela Velasco, Edgar. Nacionalidad: Ecuatoriana. Lugar: Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ. Defensa el 15/12/2006. **Calificación: Distinguido** (9 puntos/10).

2.- Tesis Doctoral en Ingeniería Eléctrica, Tema: **Tarifación Óptima de Servicios de Transmisión en Mercados Competitivos de Energía**. Becario (DAAD): Ing. Salazar Yépez, Gabriel. Nacionalidad: Ecuatoriana. Lugar: Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ. Completa. Defensa el 29/09/2005. **Calificación: Distinguido** (9 puntos/10).

3.- Tesis Doctoral en Ingeniería Eléctrica, Tema: **Decisión de Inversiones de Corto Plazo en Redes Eléctricas de Distribución Considerando Estructuras Regulatorias PBR e Incertidumbres en los Parámetros de Planificación**. Becario (DAAD): Ing. Rivera, Sergio. Nacionalidad: Colombiana. Lugar: Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ. Hasta 2005. Defensa el 24-02-2011. Calificación: Sobresaliente (10 puntos/10).

4.- Tesis Doctoral en Ingeniería Eléctrica, Tema: **Planificación de la Protección de Sistemas de Distribución Considerando el Balance Social de la Calidad del Suministro**. Becario (DAAD): Ing. Midence Hernandez, Diego. Nacionalidad: Hondureña. Fecha: desde Octubre de 2004 hasta Junio 2005. Lugar: Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ.

5.- Tesis Doctoral en Ingeniería Eléctrica, Tema: **Análisis de Mediano/Corto Plazo de las Inversiones en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica en Entornos de Incertidumbre**. Becario (DAAD): Ing. García, Eduin. Nacionalidad: Colombiana. Fecha: desde Septiembre de 2004 hasta Junio de 2005. Lugar: Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ.

Dirección de Tesis de Maestría en Economía de la Energía:

6.-Tesis de Maestría en Economía y Política Energético Ambiental, Tema: **Extensión del Modelo Electrogeométrico empleado en la Asignación de los Costos en Distribución sobre la Prestación de la Función Técnica de Transporte, para el establecimiento de Categorías Tarifarias en Distribución Eléctrica**. Instituto de Economía Energética/FB –Centro Atómico Bariloche-/Universidad Nacional del Comahue, Argentina.

7.-Tesis de Maestría en Economía y Política Energético Ambiental, Tema: **Aplicación de la Metodología DEA (Análisis Envoltante de Datos) para la determinación del Valor Agregado de Distribución y aportaciones a la Eficiencia en el Período Regulatorio**. Instituto de Economía Energética/FB –Centro Atómico Bariloche-/Universidad Nacional del Comahue, Argentina.

8.- Tesis de Maestría en Economía y Política Energético Ambiental, Tema: **Emplazamiento Óptimo de Unidades Generadoras de Baja Potencia basadas en Fuente Primarias de Energía Renovable propiciando la sustitución de Puntos de Inyección Fósiles en Sistemas de Distribución Eléctrica**. Instituto de Economía Energética/FB –Centro Atómico Bariloche-/Universidad Nacional del Comahue, Argentina.

9.- Dirección de Becarios de Investigación Extranjeros: Lic. Roberto Dorta Guerra, Universidad de Laguna, Islas Canarias, Tema: **Diseño y Programación Orientada a Objetos. Aplicaciones sobre Análisis de Funcionamiento en Redes de Distribución Eléctrica**, desde Julio a Diciembre de 1999. Universidad FASTA (Fraternidad de Agrupaciones Santo Tomás de Aquino) sede Bariloche, Argentina.

10.2.- PUBLICACIONES EN REVISTAS INTERNACIONALES Y PROCEEDINGS EN CONGRESOS Y CONFERENCIAS CON REFERATO (DESDE 2002):

1) G. Schweickardt, A. Andreoni, V. Miranda, EVALUATION OF RISK BOUNDED DISTRIBUTION EXPANSION COSTS WITH A FUZZY DYNAMIC PROGRAMMING APPROACH. Proceedings of 14th Power Systems Computation Conference (PSCC'02); Sevilla, Spain, June 2002. pp.135-142.

2) Edgar Muela, Gustavo Schweickardt y Francisco Garcés, PLANNING OF EXPLOITATION OF ELECTRIC SYSTEMS OF MEDIUMTERM INCLUDING ENVIRONMENTAL CRITERION. DESCRIPTION AND APPROACH OF PROBLEM. VI CONGRESO LATINOAMERICANO GENERACIÓN Y TRANSPORTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, Mar del Plata, Argentina. Noviembre de 2005. Books of Proceedings ISBN 85-903471-2-5. pp 50-51.

3) Eduin García, Gustavo Schweickardt y Alberto Andreoni, A DEFINITION OF AN ECONOMICALLY ADAPTED POWER DISTRIBUTION SYSTEM CONSIDERING THE DECISION-MAKING ACTIVITIES WITHIN THE FRAMEWORK OF THE ANALYTICAL HIERARCHY PROCESSESS. VI CONGRESO LATINOAMERICANO GENERACIÓN Y TRANSPORTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, Mar del Plata,

Argentina. Noviembre de 2005. Books of Proceedings ISBN 85-903471-2-5. pp 60.

4) Gabriel Salazar, Osvaldo Añó y Gustavo Schweickardt, UN NUEVO ENFOQUE METODOLÓGICO PARA LA TARIFACIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN MERCADOS COMPETITIVOS. VI CONGRESO LATINOAMERICANO GENERACIÓN Y TRANSPORTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, Mar del Plata, Argentina. Noviembre de 2005. Books of Proceedings ISBN 85-903471-2-5. pp 83.

5) G. Schweickardt, V. Miranda, and E. Muela, ECONOMICALLY ADAPTED POWER DISTRIBUTION SYSTEM CONSIDERING THE DECISION-MAKING ACTIVITIES USING ANALYTICAL HIERARCHY PROCESS. Proceedings in 2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, Venezuela. IEEE Xplore Digital Library, publication Date: Aug. 2006, On page(s): 1-6, ISBN: 1-4244-0287-5.

6) E. Muela, G. Schweickardt, and F. Garcés. "PLANNING OF EXPLOITATION OF ELECTRIC SYSTEMS INCLUDING ENVIRONMENTAL CRITERIA". Proceedings in 2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latinoamericana, Venezuela. IEEE Xplore Digital Library, publication Date: Aug. 2006, On page(s): 1-7; ISBN: 1-4244-0287-5; Digital Object Identifier: 10.1109/TDCLA.2006.311468.

7) G. Schweickardt, V. Miranda, "A FUZZY DYNAMIC PROGRAMMING APPROACH FOR EVALUATION OF EXPANSION DISTRIBUTION COST IN UNCERTAINTY ENVIRONMENTS, Latin American Applied Research, ISSN: 0327-0793, Nro. 37, Vol. 4, 2007.

8) E. Muela, G. Schweickardt, and F. Garcés, "FUZZY POSSIBILISTIC MODEL FOR MEDIUM TERM POWER GENERATION PLANNING WITH ENVIRONMENTAL CRITERIA ENERGY POLICY", Energy Policy, ISSN: 0301-4215, ELSEVIER; November 2007.

9) Gustavo Schweickardt, Héctor Pistonesi, A DISCUSSION ON THE CONCEPT OF ECONOMICALLY ADAPTED SYSTEM APPLIED TO ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS. Revista de Estudios Energéticos, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín (ISSN 0120-9833), Nro. 37, Julio 2007.

10) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, UN MODELO DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ORIENTADO A LA ADAPTACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Revista EPIO, de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires – Universidad del Centro, Argentina - (ISSN 0329-7322), Nro. 28, 2007.

11) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, OPTIMIZACIÓN DINÁMICA DIFUSA CON NIVEL DE RIESGO ACOTADO. APLICACIÓN EN LA PLANIFICACIÓN Y CONTROL REGULADORIO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. PARTE I: EL MODELO. Revista EPIO, de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires – Universidad del Sur, Argentina - (ISSN 0329-7322), Nro. 30. 2008.

12) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, OPTIMIZACIÓN DINÁMICA DIFUSA CON NIVEL DE RIESGO ACOTADO. APLICACIÓN EN LA PLANIFICACIÓN Y CONTROL REGULADORIO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. PARTE II: ESTUDIO DE CASO. Revista EPIO, de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires – Universidad del Sur, Argentina - (ISSN 0329-7322), Nro. 30. 2008.

13) Gustavo Schweickardt, Héctor Pistonesi, INTRODUCTION OF CONTESTABILITY CONDITIONS IN ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS SYSTEMS. A DISCUSSION IN THE FRAMEWORK OF NEOCLASSICAL ECONOMIC PARADIGM. Revista de Estudios Energéticos, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín (ISSN 0120-9833), Nro. 39. Julio 2008.

14) Gustavo Schweickardt, Héctor Pistonesi, Vladimiro Miranda, ECONOMIC ADAPTATION OF AN ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEM BASED ON POSSIBILISTIC OPTIMIZATION. Revista de Estudios Energéticos, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín (ISSN 0120-9833), Nro. 40. Diciembre 2008.

15) E. García, G. Schweickardt, and A. Andreoni, "A NEW MODEL TO EVALUATE THE DYNAMIC ADAPTATION OF AN ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEM", Energy Economics, ISSN: 0140-9883, ELSEVIER; Vol. 30, issue 4, 2008.

16) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, METAHEURÍSTICA FEP SO APLICADA A LA OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON EMPLAZAMIENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA. Congreso ENDIO XXII – EPIO XX, Escuela de Posgrado UTN FR BA, Buenos Aires, Argentina. Mayo 2009.

17) Gustavo Schweickardt, Gustavo Wiman, METAHEURÍSTICA FEP SO APLICADA A LA OPTIMIZACIÓN DEL BALANCE DE FASES EN LOS SISTEMAS TRIFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN. Congreso ENDIO XXII – EPIO XX, Escuela de Posgrado UTN FR BA,

Buenos Aires, Argentina. Mayo 2009.

18) Gustavo Schweickardt, Héctor Pistonesi, OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN. Congreso ENDIO XXII – EPIO XX, Escuela de Posgrado UTN FR BA, Buenos Aires, Argentina. Mayo 2009.

19) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, A TWO STAGE PLANNING AND CONTROL MODEL TOWARD ECONOMICALLY ADAPTED POWER DISTRIBUTION SYSTEMS USING ANALYTICAL HIERARCHY PROCESSES AND FUZZY OPTIMIZATION. International Journal of Electrical Power and Energy Systems (ISSN: 0142-0615). Editorial Elsevier. Marzo 2009.

20) Gustavo Schweickardt, Gustavo Wiman, MULTIOBJECTIVE METAHEURISTIC FEPSO. AN APPLICATION TO PHASE BALANCING IN LOW VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORK. Revista de Estudios Energéticos, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín (ISSN 0120-9833), Nro 41. Julio 2009.

21) Gustavo Schweickardt, METAHEURÍSTICA FPSO-X MULTIOBJETIVO. UNA APLICACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE MEDIANO/LARGO PLAZO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. Revista de Estudios Energéticos, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín (ISSN 0120-9833), Nro 42. Diciembre 2009.

22) Gustavo Schweickardt, METAHEURÍSTICAS DE OPTIMIZACIÓN POR ENJAMBRE DE PARTÍCULAS (PSO). Comentarios Sobre Investigación Operativa, Nro. 10, Vol. 5, pp. 1-74. Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Diciembre de 2009.

23) Gustavo Schweickardt METAHEURÍSTICAS DE OPTIMIZACIÓN POR ENJAMBRE DE PARTÍCULAS (EPSO) Y SUS EXTENSIONES MULTIOBJETIVO (FPSO Y FEPSO). Comentarios Sobre Investigación Operativa, Nro. 12, Vol. 5, pp. 1-45. Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Diciembre de 2009.

24) Gustavo Schweickardt, SOBRE LOS NUEVOS TEMAS DE LA INVESTIGACIÓN OPERATIVA: APLICACIONES DE LA PROGRAMACIÓN DINÁMICA DIFUSA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Comentarios Sobre Investigación Operativa, Nro. 4, Vol. 6, pp. 1-43. Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Abril de 2010.

25) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, METAHEURÍSTICA FEPSO APLICADA A PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN COMBINATORIA: BALANCE DE FASES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. Revista Ciencia, Docencia y Tecnología, Nro. 40, pp. 133-163. Universidad Nacional de Entre Ríos, Mayo de 2010.

26) Gustavo Schweickardt, Héctor Pistonesi, UN MODELO POSIBILÍSTICO PARA ESTIMAR EL COSTO INTRÍNSECO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA. Revista DYNA, Nro. 162, pp. 249-259. Universidad Nacional Colombia, Facultad de Ingeniería, Sede Medellín, Junio de 2010.

27) Gustavo Schweickardt, Héctor Pistonesi, DISTRIBUTION SYSTEM ECONOMICALLY ADAPTED. AN APPROACH FROM RISK-DRIVEN MULTICRITERIA OPTIMIZATION. Workshop ALIO (ASOCIACIÓN LATINO- IBEROAMERICANA DE INVESTIGACIÓN OPERATIVA) Informs 2010, Facultad de Derecho, Universidad Nacional de Buenos Aires, Junio de 2010.

28) Gustavo Schweickardt, Héctor Pistonesi, A POSSIBILISTIC MODEL TO ESTIMATE THE INTRINSIC COST OF NON SUPPLY ENERGY IN DISTRIBUTION SYSTEMS. Workshop ALIO (ASOCIACIÓN LATINO IBEROAMERICANA DE INVESTIGACIÓN OPERATIVA) Informs 2010, Facultad de Derecho, Universidad Nacional de Buenos Aires, Junio de 2010.

29) Gustavo Schweickardt, Gustavo Wiman TWO NEW APPROACHES TO SET PRIORITIES IN MULTICRITERIA DECISION PROBLEMS UNDER FUZZY UNCERTAINTIES. Workshop ALIO (ASOCIACIÓN LATINO- IBEROAMERICANA DE INVESTIGACIÓN OPERATIVA) Informs 2010, Facultad de Derecho, Universidad Nacional de Buenos Aires, Junio de 2010.

30) Gustavo Schweickardt, Gustavo Wiman, Vladimiro Miranda, APLICACIONES DE LAS METAHEURÍSTICAS FPSO Y FEPSO EN PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y SUS ESQUEMAS DE CONTROL REGULADORIO. Comentarios Sobre Investigación Operativa, Nro. 2, Vol. 6, pp. 4-108. Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Diciembre de 2010.

31) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON EMPLAZAMIENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA: UN ENFOQUE MEDIANTE LA METAHEURÍSTICA FEPSO. Revista EPIO, de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires – Universidad del Sur, Argentina - (ISSN 0329-7322), Nro. 31. 2010.

- 32) Gustavo Schweickardt, Gustavo Wiman, OPTIMIZACIÓN DEL BALANCE DE FASES EN LOS SISTEMAS TRIFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN: UNA APLICACIÓN DE LA METAHEURÍSTICA FPSO. Revista EPIO, de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires – Universidad del Sur, Argentina - (ISSN 0329-7322), Nro. 31. 2010.
- 33) Gustavo Schweickardt, Héctor Pistonesi, OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN POR EVOLUCIÓN DEL COSTO INTRÍNSECO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA. Revista EPIO, de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires – Universidad del Sur, Argentina - (ISSN 0329-7322), Nro. 31. 2010.
- 34) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, CONTROL REGULADOR DE LA ADAPTACIÓN ECONÓMICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. CONCEPCIÓN DE UN MODELO POSIBILÍSTICO DESDE UN PARADIGMA ECONÓMICO ALTERNATIVO. Congreso ENDIO XXIII – EPIO XXI, realizado en la Facultad de Economía de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, Tandil, Argentina. Septiembre 2010, organizado por las Escuelas de Perfeccionamiento en Investigación Operativa de Argentina y Brasil.
- 35) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, Juan Manuel Giménez, DOS ENFOQUES METAHEURÍSTICOS PARA RESOLVER PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN COMBINATORIA MULTICRITERIO: FUZZY EVOLUTIONARY PARTICLE SWARM OPTIMIZATION CON TOPOLOGÍA ESTRELLA GLOBAL/INDIVIDUAL (FEPSO GIST) Y FUZZY SIMULATED ANNEALING (FSA). Anales del Congreso ENDIO XXIII – EPIO XXI, realizado en la Facultad de Economía de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, Tandil, Argentina. Septiembre 2010, organizado por las Escuelas de Perfeccionamiento en Investigación Operativa de Argentina y Brasil.
- 36) Gustavo Schweickardt, UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN SOPORTE BASADO EN SEÑALES DE UBICACIÓN SELECTIVA PARA LA ASIGNACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO A REDES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS RADIALES. Anales del Congreso Regional en Investigación Operativa, XXIV ENDIO – XXII EPIO, Río IV, Córdoba, Argentina. Junio 2011.
- 37) Gustavo Schweickardt, UN MODELO DE INCENTIVOS A LAS FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLE POR ANÁLISIS ENVOLVENTE DE DATOS: DEFINICIÓN DE LA EFICIENCIA INDIVIDUAL DE LOS GENERADORES EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DE UNA FUNCIÓN VIRTUAL DEPRODUCCIÓN. Anales del Congreso Regional en Investigación Operativa, XXIV ENDIO – XXII EPIO, Río IV, Córdoba, Argentina. Junio 2011.
- 38) Gustavo Schweickardt, Gustavo Wiman, A COMPARISON OF METAHEURISTICS ALGORITHMS FOR COMBINATORIAL OPTIMIZATION PROBLEMS. APPLICATION TO PHASE BALANCING IN ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEMS. Latin American Applied Research, ISSN: 0327- 0793, Nro. 40 Vol. 4, 2011.
- 39) Juan Manuel Giménez, Gustavo Schweickardt, Juan Carlos Gómez Targarona, AN OVERVIEW OF WIND ENERGY TAKING INTO CONSIDERATION SEVERAL IMPORTANT ISSUES INCLUDING AN ANALYSIS OF REGULATORY REQUIREMENTS FOR THE CONNECTION OF WIND GENERATION INTO THE POWER SYSTEMS. DYNA, year 79, Nro. 172, pp. 108-117. Medellin, april, 2012. ISSN: 0012-7353.
- 40) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, ADAPTACIÓN ECONÓMICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: CONTROL REGULADOR MEDIANTE UN MODELO POSIBILÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DINÁMICA. Revista Internacional de Investigación Operativa, Centro de Modelaje Matemático Avanzado, Nro. 2, Bogotá, Colombia. Septiembre 2012, pp. 1-20. ISSN2145-9517.
- 41) Gustavo Schweickardt, Juan Manuel Giménez, CRITICAL CONTINGENCIES RANKING FOR DYNAMIC ASSESSMENT USING NEURAL NETWORKS. JOURNAL OF ENERGY AND POWER ENGINEERING, VOL. 6, OCTOBER 2012, PP 1663-1662. DAVID PUBLISCHING, USA.
- 42) Juan Manuel Giménez, Gustavo Schweickardt, WIND GENERATION IN ARGENTINE POWER SYSTEM. JOURNAL OF ENERGY AND POWER ENGINEERING, VOL. 7, NOVEMBER 2012, PP 1862-1968. DAVID PUBLISCHING, USA.
- 43) Gustavo Schweickardt, Juan Manuel Giménez, Vladimiro Miranda, OPTIMIZACIÓN DINÁMICA POSIBILÍSTICA SOPORTADA EN UNA HIPERHEURÍSTICA BASADA EN RAZONAMIENTO CON DOMINIO EN METAHEURÍSTICAS X-PSO MULTIOBJETIVO HY X-FPSO CBR PARTE 1) DESARROLLOS TEÓRICOS DEL ALGORITMO HIPERHEURÍSTICO HY X-FPSO CBR. Anales del Congreso Regional en Investigación Operativa, XXV ENDIO – XXIII EPIO, Buenos Aires, Facultad de Ingeniería. Mayo 2012.
- 44) Gustavo Schweickardt, Juan Manuel Giménez, Vladimiro Miranda, OPTIMIZACIÓN DINÁMICA POSIBILÍSTICA SOPORTADA EN UNA HIPERHEURÍSTICA BASADA EN RAZONAMIENTO CON DOMINIO EN METAHEURÍSTICAS X-PSO MULTIOBJETIVO HY X-FPSO CBR PARTE 2) APLICACIÓN A LA OPTIMIZACIÓN DINÁMICA POSIBILÍSTICA EN OPTIMIZACIÓN DE SDEE. Anales del Congreso

Regional en Investigación Operativa, XXV ENDIO – XXIII EPIO, Buenos Aires, Facultad de Ingeniería. Mayo 2012.

45) Gustavo Schweickardt, Juan Manuel Giménez, COMPARACIÓN E INTEGRACIÓN DE LAS METAHEURÍSTICAS MULTIOBJETIVO ARTIFICIAL FISH SCHOOL (FAFS) Y FUZZY EPSO CON TOPOLOGÍA ESTRELLA GLOBAL INDIVIDUAL (FEPSO GIST). APLICACIÓN EN EL BALANCE DE CARGA EN REDES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN. Anales del Congreso Regional en Investigación Operativa, XXV ENDIO – XXIII EPIO, Buenos Aires, Facultad de Ingeniería. Mayo 2012.

46) Gustavo Schweickardt, Juan Manuel Giménez, MODELO DE SIMULACIÓN SOFT-COMPUTING PARA LA SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS CRÍTICAS EN LA EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD DINÁMICA EN TIEMPO REAL DE SISTEMAS DE POTENCIA. Anales del Congreso Regional en Investigación Operativa, XXV ENDIO – XXIII EPIO, Buenos Aires, Facultad de Ingeniería. Mayo 2012.

47) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, Juan Manuel Giménez, CONTROL DE LA ADAPTACIÓN ECONÓMICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN MODELO POSIBILÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DINÁMICA: PARTE 1: MODELOS DE PREFERENCIAS BAJO INCERTIDUMBRES Y OPTIMIZACIÓN POSIBILÍSTICA. Revista Investigación Operativa, Nro 33, Octubre 2012, pp. 89-111, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, ISSN: 1853-9777.

48) Gustavo Schweickardt, Vladimiro Miranda, Juan Manuel Giménez, CONTROL DE LA ADAPTACIÓN ECONÓMICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN MODELO POSIBILÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DINÁMICA: PARTE 2: MODELO DE CONTROL DE LA DESADAPTACIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA Y ESTUDIO DE CASO. Revista Investigación Operativa, Nro 33, Octubre 2012, pp. 112-134, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, ISSN: 1853-9777.

49) Gustavo Schweickardt, Juan Manuel Giménez, UN MODELO DE INCENTIVOS PARA LAS FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLE POR ANÁLISIS ENVOLVENTE DE DATOS. ALTERACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO DE LOS GENERADORES EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA APLICANDO UNA FUNCIÓN VIRTUAL DE PRODUCCIÓN. Revista Investigación Operativa, Nro 33, Octubre 2012, pp. 158-180, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, ISSN: 1853-9777.

50) Gustavo Schweickardt, Juan Manuel Giménez, A POSSIBILISTIC MODEL TO DETERMINE THE COST OF ENVIRONMENTAL QUALITY. Revista Gestión y Ambiente, Vol. 15, Nro 1, Mayo 2012, pp. 59-76, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, ISSN: 0124-177X.

51) Gustavo Schweickardt, Juan Manuel Giménez, A PLANNING OF EXPLOITATION TO ELECTRIC SYSTEMS APPROACH CONSIDERING ENVIRONMENTAL CRITERIA. Revista Gestión y Ambiente, Vol. 15, Nro 2, Agosto 2012, pp. 1-18, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, ISSN: 0124-177X.

52) Juan Manuel Jiménez, Gustavo Schweickardt, Wilfredo Flores, MODELO DE SIMULACIÓN SOFT-COMPUTING PARA LA SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS CRÍTICAS EN LA EVALUACIÓN EN LÍNEA DE LA SEGURIDAD DINÁMICA. Memorias Técnicas de CONCAPAN, Nicaragua, Managua. IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Noviembre 2012.

53) Juan Manuel Jiménez, Gustavo Schweickardt, Wilfredo Flores, EXIGENCIAS REGULATORIAS PARA LA INTEGRACIÓN DE GRANJAS EÓLICAS EN SISTEMAS DE POTENCIAS. Memorias Técnicas de CONCAPAN, Nicaragua, Managua. IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Noviembre 2012.

54) Gustavo Schweickardt, Juan Manuel Giménez, Carlos Casanova, MODELO PARA LA EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD DINÁMICA EN LÍNEA DE UNA MICRO-RED EN SISTEMAS DE POTENCIA UTILIZANDO UN ENFOQUE SOFT-COMPUTING Y PROCESAMIENTO DISTRIBUIDO. Anales del Congreso Regional en Investigación Operativa, XXVI ENDIO – XXIV EPIO, Córdoba, Facultad de Ciencias Exactas (FCEfyN) de la Universidad Nacional de Córdoba (UNC) - Academia Nacional de Ciencias. Mayo 2013.

55) Gustavo Schweickardt, Eduardo Pérez, MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA DEFINIR SUBSIDIOS INTRÍNSECOS EN LOS COSTOS DE ACCESO A REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DESDE LA ESTRUCTURA DE PRECIOS RAMSEY INCLUYENDO CARACTERÍSTICAS DISTRIBUTIVAS. Aplicación al Sector de Consumo Residencial. Anales del Congreso Regional en Investigación Operativa, XXVI ENDIO – XXIV EPIO, Córdoba, Facultad de Ciencias Exactas (FCEfyN) de la Universidad Nacional de Córdoba (UNC) - Academia Nacional de Ciencias. Mayo 2013.

56) G. A. Schweickardt, J. M. Giménez, R. H. Rodrigo, VALORIZACIÓN ECONÓMICA DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR OPTIMIZACIÓN POSIBILÍSTICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL CONCEPTO DE COSTO INTRÍNSECO. Anales del Décimo Quinto Encuentro Ibero-Americano del CIGRÉ. Foz de Iguazú, Brasil. Mayo 2013.

57) G. A. Schweickardt, J. M. Giménez, R. H. Rodrigo, MODELO ELECTROGEOMÉTRICO CON SEÑALES DE UBICACIÓN SELECTIVA DE GENERADORES PARA LA ASIGNACIÓN DEL CARGO DE ACCESO A REDES DE TRANSMISIÓN. Anales del Décimo Quinto Encuentro Ibero- Americano del CIGRÉ. Foz de Iguazú, Brasil. Mayo 2013.

58) J. M. Giménez, G. A. Schweickardt, R. H. Rodrigo, MODELO DE SIMULACIÓN SOFT-COMPUTING PARA LA SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS CRÍTICAS EN LA EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD DINÁMICA DE SISTEMAS DE POTENCIA EN LÍNEA. Anales del Décimo Quinto Encuentro Ibero- Americano del CIGRÉ. Foz de Iguazú, Brasil. Mayo 2013.

59) J. M. Giménez, G. A. Schweickardt, R. H. Rodrigo, A REVIEW OF REGULATORY EXIGENCIES FOR WIND FARM INTEGRATION INTO THE ELECTRICAL GRID. Anales del Décimo Quinto Encuentro Ibero- Americano del CIGRÉ. Foz de Iguazú, Brasil. Mayo 2013.

60) R. H. Rodrigo, J. M. Giménez, G. A. Schweickardt, CLASIFICACIÓN Y RANKING DE CONTINGENCIAS CRÍTICAS PARA LA EVALUACION EN LÍNEA DE LA SEGURIDAD DINÁMICA DE SISTEMAS DE POTENCIA USANDO UNA RED NEURONAL MULTIPLE BACK-PROPAGATION (MBP) PARTE I: SIN CAMBIOS TOPOLÓGICOS. Anales del Décimo Quinto Encuentro Ibero-Americano del CIGRÉ. Foz de Iguazú, Brasil. Mayo 2013.

61) R. H. Rodrigo, J. M. Giménez, G. A. Schweickardt, CLASIFICACIÓN Y RANKING DE CONTINGENCIAS CRÍTICAS PARA LA EVALUACION EN LÍNEA DE LA SEGURIDAD DINÁMICA DE SISTEMAS DE POTENCIA USANDO UNA RED NEURONAL MULTIPLE BACK-PROPAGATION (MBP) PARTE II: CON CAMBIOS TOPOLÓGICOS. Anales del Décimo Quinto Encuentro Ibero-Americano del CIGRÉ. Foz de Iguazú, Brasil. Mayo 2013.

10.3.- LIBROS CON REFERATO (DESDE 2003):

1) Gustavo Schweickardt. METODOLOGÍA PARA LA ASIGNACIÓN DE COSTOS EN LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE SOBRE EL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN. ISBN: 950-605-323-5. Editorial: FUNDACIÓN UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN, San Juan, Argentina. 2003.

2) Gustavo Schweickardt. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ECONÓMICAMENTE ADAPTADOS. DISCUSIÓN Y PROPUESTAS METODOLÓGICAS. ISBN: 978-987-23544-0-4. Editorial: FUNDACIÓN BARILOCHE, Bariloche. Argentina. 2007.

3) Gustavo Schweickardt. APLICACIONES EMS (ENERGY MANAGEMENT SYSTEMS) PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. ISBN: 978-987-23544-1-1. Editorial: FUNDACIÓN BARILOCHE, Bariloche. Argentina. 2009.

4) Gustavo Schweickardt. MÉTODOS DE LA INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN LA INVESTIGACIÓN OPERATIVA. APLICACIONES EN LA ECONOMÍA COMPUTACIONAL SOBRE PROBLEMAS VINCULADOS AL CONTROL REGULATORIO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. ISBN: 978-987-24267-2-9. Editorial: ESCUELA DE PERFECCIONAMIENTO EN INVESTIGACIÓN OPERATIVA, Tandil, Argentina, 2010.

10.4.- INFORMES TÉCNICOS (Desde 2007 a 2013)

1) Gustavo Schweickardt, ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA. APLICACIONES EN EL DOMINIO DETERMINÍSTICO Y DIFUSO. ALTEC - IdEE/FB, Bariloche, Argentina. Enero de 2007.

2) Gustavo Schweickardt, ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA. ALTEC - IdEE/FB, Bariloche, Argentina. Julio de 2007.

3) Gustavo Schweickardt, COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA E IMPACTO AMBIENTAL DEL EMPLAZAMIENTO DE ANTENAS DE TELECOMUNICACIÓN TIPO CÉLULAS. Municipalidad de San Carlos de Bariloche, Bloque MARA. Bariloche, Argentina. Julio de 2007.

4) Gustavo Schweickardt, ANÁLISIS DE FALLAS EQUILIBRADAS Y DESEQUILIBRADAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. ALTEC - IdEE/FB, Bariloche, Argentina. Septiembre de 2007.

5) Gustavo Schweickardt, APLICACIÓN DE REDES NEURONALES BACKPROPAGATION PARA EL ANALISIS TOPOLÓGICO DE REDES. ALTEC - IdEE/FB, Bariloche, Argentina. Febrero de 2008.

6) Gustavo Schweickardt, ESTIMACIÓN DE ESTADOS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. ANÁLISIS DE MAGNITUDES Y PARÁMETROS. ALTEC - IdEE/FB, Bariloche, Argentina. Febrero de 2008.

7) Gustavo Schweickardt, INTRODUCCIÓN DE MAGNITUDES DIFUSAS PARA LA ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS E INYECCIONES ACTIVO/REACTIVAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA.

ALTEC - IdEE/FB, Bariloche, Argentina. Febrero de 2008.

8) Gustavo Schweickardt, MÉTODOS DE COMPENSACIÓN DE REACTIVO EN LÍNEAS DE SISTEMAS DISTRO, CONSIDERANDO COSTOS ECONÓMICOS DE LA NO CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO TENSIÓN DE SERVICIO. ALTEC - IdEE/FB, Bariloche, Argentina. Marzo de 2008.

9) Gustavo Schweickardt, MÉTODOLÓGIA POSIBILÍSTICA DE VALORACIÓN PARA IMPACTOS AMBIENTALES. Municipalidad de San Carlos de Bariloche, Bloque MARA. Bariloche, Argentina. Julio de 2008.

10) Gustavo Schweickardt, UN ANÁLISIS POSIBILÍSTICO DEL EQUILIBRIO DE NASH-COURNOT CON PERCEPCIÓN DE RIESGO. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2008.

11) Gustavo Schweickardt, OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: APLICACIÓN DE METAHEURÍSTICAS PARA EL ANÁLISIS MULTICRITERIO DEL BALANCE DE FASES EN SISTEMAS TRIFÁSICOS DE BAJA TENSIÓN. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2008.

12) Gustavo Schweickardt, MODELOS DEA-MALMQUIST (ANÁLISIS ENVOLVENTE DE DATOS)-MALMQUIST APLICADOS A LA EFICIENCIA COMPARATIVA EN EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2008.

13) Gustavo Schweickardt, OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: APLICACIÓN DE METAHEURÍSTICAS PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN EL MEDIANO/LARGO PLAZO CONSIDERANDO EL EMPLAZAMIENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2008.

14) Gustavo Schweickardt, Héctor Pistonesi, OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE MEDIA TENSIÓN MEDIANTE EL CONCEPTO DEL COSTO INTRÍNSECO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2008.

15) Gustavo Schweickardt, OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: APLICACIÓN DE METAHEURÍSTICAS PARA EL ANÁLISIS MULTICRITERIO DEL BALANCE DE FASES EN SISTEMAS TRIFÁSICOS DE BAJA TENSIÓN. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2008.

16) Gustavo Schweickardt, EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE ASIGNACIÓN DEL CARGO POR USO DE TRANSMISIÓN QUE INCENTIVEN EL DESARROLLO DE FUENTES ALTERNAS DE GENERACIÓN, ESPECIALMENTE DE ENERGÍA HIDROELECTRICA. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2009.

17) Gustavo Schweickardt, EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE ASIGNACIÓN DEL CARGO POR USO DE TRANSMISIÓN QUE INCENTIVEN EL DESARROLLO DE FUENTES ALTERNAS DE GENERACIÓN, ESPECIALMENTE DE ENERGÍAS RENOVABLES: HIDRO, EÓLICA Y SOLAR FOTOVOLTAICA (Generalización del informe técnico anterior). IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2009.

18) Gustavo Schweickardt, DESARROLLO DE MODELOS TEÓRICOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO A LA RED DE TRANSMISIÓN PANAMEÑA, CON INCENTIVO PARA LAS FUENTES HIDRO ELÉCTRICAS. SIMULACIONES REALES. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2009.

19) Gustavo Schweickardt, ELIMINACIÓN DE LOS CARGOS ZONALES NEGATIVOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PANAMEÑO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE UN MÉTODO VARIANTE DEL DE ÁREAS DE INFLUENCIA PARA LA ASIGNACIÓN DEL CARGO COMPLEMENTARIO A LA REMUNERACIÓN MARGINALISTA. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2010.

20) Gustavo Schweickardt, DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO A REDES DE TRANSPORTE MEDIANTE UN MODELO DE SEGUIMIENTO ELÉCTRICO DE USO PARA LAS INSTALACIONES Y CÁLCULO DE PÉRDIDAS INDIVIDUALES POR AGENTE. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2010.

21) Gustavo Schweickardt, COMPARACIÓN ENTRE LAS "ÁREAS DE INFLUENCIA" QUE ARROJA EL MÉTODO DE SEGUIMIENTO ELÉCTRICO RESPECTO AL MÉTODO DE ÁREAS DE INFLUENCIA EMPLEADO EN ARGENTINA PARA LA DETERMINACIÓN DEL CARGO COMPLEMENTARIO EN LA REMUNERACIÓN MARGINALISTA DEL ACCESO A REDES DE TRANSMISIÓN: APLICACIÓN SOBRE EL SISTEMA PANAMEÑO. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2010.

22) Gustavo Schweickardt, DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO A REDES DE TRANSPORTE MEDIANTE UN MODELO ELECTROGEOMÉTRICO CON DESPLAZAMIENTO BARICÉNTRICO DE GENERACIÓN Y OPTIMIZACIÓN POR PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA: APLICACIÓN SOBRE EL SISTEMA PANAMEÑO. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2010.

23) Gustavo Schweickardt, MODELO DE INCENTIVOS A LAS FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLE, POR ANÁLISIS ENVOLVENTE DE DATOS (DEA). DEFINICIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PARQUE DE GENERADORES ASOCIÁNDOLES UNA FUNCIÓN VIRTUAL DE PRODUCCIÓN:

APLICACIÓN SOBRE EL SISTEMA PANAMEÑO. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2010.

24) Gustavo Schweickardt, MODELO IDEA SE (INCENTIVOS DEA + SEGUIMIENTO ELÉCTRICO) PARA LA ASIGNACIÓN DE CARGOS DE ACCESO A REDES DE TRANSPORTE EN EL SISTEMA PANAMEÑO. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2010.

25) Gustavo Schweickardt, MODELO IDEA MEGPMII (INCENTIVOS DEA + MODELO ELECTROGEOMÉTRICO CON PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA BI-ETAPA) PARA LA ASIGNACIÓN DE CARGOS DE ACCESO A REDES DE TRANSPORTE EN EL SISTEMA PANAMEÑO. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2010.

26) Gustavo Schweickardt, INTRODUCCIÓN A LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. UTN FRCU, Entre Ríos, Argentina. 2011.

27) Gustavo Schweickardt, REGULACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. ESTUDIO DEL CASO DE COLOMBIA Y COMPARATIVO CON ARGENTINA CHILE E INGLATERRA. UTN FR CdU, Entre Ríos, Argentina. 2011.

28) Gustavo Schweickardt, INTRODUCCIÓN DE DISPUTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. UTN FR CdU, Entre Ríos, Argentina. 2011.

29) Gustavo Schweickardt, DISCUSIÓN METODOLÓGICA: LAS PRINCIPALES CORRIENTES DEL PENSAMIENTO ECONÓMICO. PARADIGMAS NEO-CLÁSICO Y POST-KEYNESIANO. UTN FR CdU, Entre Ríos, Argentina. 2011.

30) Gustavo Schweickardt, LA PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y EL CONCEPTO DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ECONÓMICAMENTE ADAPTADO. UTN FR CdU, Entre Ríos, Argentina. 2011.

31) Gustavo Schweickardt, MODELO ELECTRO-GEOMÉTRICO MEG PARA ASIGNAR CARGOS DE ACCESO A REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. UTN FR CdU, Entre Ríos, Argentina. 2011.

32) Gustavo Schweickardt, UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN DINÁMICA DIFUSA CON NIVEL DE RIESGO ACOTADO. APLICACIÓN EN LA PLANIFICACIÓN Y CONTROL REGULATORIO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (SDEE). UTN FR CdU, Entre Ríos, Argentina. 2012.

33) Gustavo Schweickardt, APLICACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN DINÁMICA DIFUSA CON NIVEL DE RIESGO ACOTADO EN LA PLANIFICACIÓN Y EL CONTROL REGULATORIO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA REAL (SDEE). UTN FR CdU, Entre Ríos, Argentina. 2012.

34) Gustavo Schweickardt, DISPUTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. UN ANÁLISIS DESDE LOS MODELOS DE TELECOMUNICACIONES EN EL MARCO DEL PARADIGMA ECONÓMICO NEO-CLÁSICO. UTN FR CdU, Entre Ríos, Argentina. 2012.

35) Gustavo Schweickardt, MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA DEFINIR SUBSIDIOS INTRÍNSECOS EN LOS COSTOS DE ACCESO A REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DESDE LA ESTRUCTURA DE PRECIOS RAMSE INCLUYENDO CARACTERÍSTICA DISTRIBUTIVAS. UTN FR CdU, Entre Ríos, Argentina. 2012.

36) Gustavo Schweickardt, INFORME FINAL SOBRE LAS RECOMENDACIONES A LA ASEP RESPECTO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO A LA RED DE TRANSMISIÓN CON INCENTIVOS A LA GENERACIÓN RENOVABLE. SIMULACIONES SOBRE EL MODELO MEG+ IDEA SOPORTADO EN MAIM. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2012.

37) Gustavo Schweickardt, INFORME FINAL SOBRE LAS RECOMENDACIONES A LA ASEP RESPECTO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO A LA RED DE TRANSMISIÓN CON INCENTIVOS A LA GENERACIÓN RENOVABLE. MODELO IDEA (INCENTIVOS DEA). IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2012.

38) Gustavo Schweickardt, INFORME FINAL SOBRE LAS RECOMENDACIONES A LA ASEP RESPECTO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO A LA RED DE TRANSMISIÓN CON INCENTIVOS A LA GENERACIÓN RENOVABLE. MODELOS COMPLEMENTARIOS MCE, MEG Y MAI COMPONIENDO EL MEG PDP BI-PML. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2012.

39) Gustavo Schweickardt, INFORME FINAL SOBRE LAS RECOMENDACIONES A LA ASEP RESPECTO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO A LA RED DE TRANSMISIÓN CON INCENTIVOS A LA GENERACIÓN RENOVABLE. SÍNTESIS Y CONCLUSIONES. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2012.

40) Gustavo Schweickardt, LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. UN MODELO DE

OPTIMIZACIÓN DINÁMICA DIFUSA CON NIVEL DE RIESGO ACOTADO. APLICACIÓN EN LA PLANIFICACIÓN Y CONTROL REGULATORIO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (SDEE). IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2012.

41) Gustavo Schweickardt, LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. APLICACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN DINÁMICA DIFUSA CON NIVEL DE RIESGO ACOTADO EN LA PLANIFICACIÓN Y EL CONTROL REGULATORIO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA REAL (SDEE). IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2012.

42) Gustavo Schweickardt, LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. DISPUTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. UN ANÁLISIS DESDE LOS MODELOS DE TELECOMUNICACIONES EN EL MARCO DEL PARADIGMA ECONÓMICO NEO-CLÁSICO. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2012.

43) Gustavo Schweickardt, LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA DEFINIR SUBSIDIOS INTRÍNSECOS EN LOS COSTOS DE ACCESO A REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DESDE LA ESTRUCTURA DE PRECIOS RAMSEY INCLUYENDO CARACTERÍSTICAS DISTRIBUTIVAS. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2012.

44) Gustavo Schweickardt, ANÁLISIS Y CONCLUSIONES FINALES SOBRE EL ASESORAMIENTO A LA AUTORIDAD REGULATORIA PANAMEÑA (ASEP). IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2013.

45) Gustavo Schweickardt, MODELO DE CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT) SUGERIDOS A LA AUTORIDAD REGULATORIA PANAMEÑA (ASEP). IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2013.

46) Gustavo Schweickardt, SÍNTESIS SOBRE LOS MODELOS DESARROLLADOS COMO VARIANTES DEL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO (MEG) SUGERIDOS A LA AUTORIDAD REGULATORIA PANAMEÑA (ASEP). IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2013.

47) Gustavo Schweickardt, SÍNTESIS SOBRE EL MODELO IDEA (INCENTIVOS BASADOS EN METODOLOGÍA DEA) SUGERIDO A LA AUTORIDAD REGULATORIA PANAMEÑA (ASEP). IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2013.

48) Gustavo Schweickardt, MODELOS DE ASIGNACIÓN PARA LOS CARGOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE. CONSIDERACIONES TEÓRICAS Y METODOLÓGICAS. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2013.

49) Gustavo Schweickardt, CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL PROBLEMA. IdEE/FB, Bariloche, Argentina. 2013.

11.- PARTICIPACIÓN EN PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO PLURIANUALES DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA (MÁS IMPORTANTES)

1) Optimización Técnico-Económica en los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Sistema de Información de Redes Eléctricas (SIRE), financiado por el FONTAR (Fondo Tecnológico Argentino), Empresa CEB, Bariloche, Argentina. Rol: Director. 1997 – 2000. Rol: Director.

2) Sistema de Gestión de Calidad Eléctrico-Ambiental en Distribución Eléctrica, financiado por la Empresa AXÓN, del Grupo CEB y apoyado por la Secretaría de Energía de la Nación, Empresa CEB, Bariloche, Argentina. Rol: Director. 1999 – 2001. Rol: Director Técnico.

3) Prospectiva del Sector Energía en los países del Cono Sur, Financiado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en colaboración con la Universidad Autónoma de México. Rol: en calidad de Co-Responsable de la elaboración de escenarios (demanda y oferta) de energía (utilizando modelo LEAP - Long-Range Energy Alternatives Planning System). 2004-2005.

4) Evaluación y Actualización del Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad Panameño. Apoyo al Ente Regulador de Servicios Públicos de Panamá, en el Proceso de Aprobación de los Ingresos Máximos Permitidos y las Tarifas propuestas por cada Empresa de Distribución, considerando el Emplazamiento de Fuentes Primarias Renovables en redes de Alta y Media Tensión, Convenio de I&D entre el Instituto de Energía Eléctrica de la UNSJ – Fundación UNSJ y el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá (ERSP). Rol: responsable del desarrollo de Modelos DEA (Data Envelopment Analysis), a efectos de proponer índices de eficiencias, resultantes de las empresas proporcionadas por el comitente para oficiar de entidades comparadoras (de Estados Unidos, en este caso). 2005- 2006.

5) Proyecto PAE 2004-22590, Financiado por la ANPCyT: Desarrollo de Combustible Híbrido Gaseoso para Medios de Transporte Público de Pasajeros y de Carga. Rol: En calidad de responsable de los Modelos Económicos de Formación de Mercados y Penetración de la Fuente Alternativa en el Sistema Energético

Existente. 2007-2009.

6) Proyecto: Electricity Markets Simulation Platforms: Metrics, Analysis and Model Validation, financiado por el INESC Porto - Fundación de Ciencia y Tecnología de Portugal. Rol: Colaborador en el Modelado de Métricas. 2007-2009.

12.- ANTECEDENTES ACADÉMICOS Y DISTINCIONES

1) Premio Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, Argentina, al alumno de mayor promedio general de calificaciones de cada facultad, egresado de las diferentes disciplinas universitarias en el ámbito provincial. 1990. Promedio General: 9,40 sobre 10.

2) Beca FOMEC (Fondo para el Mejoramiento de la Calidad Universitaria) otorgada con el objeto de completar las investigaciones para alcanzar el grado de Doctor en Ingeniería (Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan – Argentina).

3) Beca Cooperativa de Electricidad Bariloche otorgada con el objeto de completar las investigaciones para la especialización en Ingeniería del Software – ITBA - Argentina.

4) Beca Cooperativa de Electricidad Bariloche otorgada con el objeto de completar las investigaciones para la Especialización en Economía Energética - Instituto de Economía Energética/Fundación Bariloche – Centro Atómico Bariloche, Universidad Nacional del Comahue, Argentina.

5) Beca Fundación Bariloche otorgada con el objeto de completar las investigaciones para la Maestría en Economía y Política Energético Ambiental, Universidad Nacional del Comahue, Argentina.

6) Beca Fundación Bariloche otorgada con el objeto de completar las investigaciones para la Especialización Internacional en Evaluación de Impactos Ambientales – FLACSO y Programa Ambiente, Economía y Sociedad, Argentina.

7) Beca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Porto (FEUP), Portugal, Instituto de Ingeniería de Sistemas y Computadores de Porto (INESC Porto), para realizar un trabajo post-doctoral en el área de Economía de Regulación en Redes Eléctricas y Fuentes de Energía Renovables.

13.- PRINCIPALES ANTECEDENTES LABORALES (SERVICIOS PROFESIONALES, CONSULTORÍAS CIENTÍFICO-TECNOLÓGICAS Y GESTIÓN)

13.1.- ACADÉMICOS

1) Director Académico/Coordinador de la Facultad de Ingeniería, Carreras de Ingeniería en Informática y Licenciatura en Sistemas, en la Universidad FASTA, Subsede Bariloche, Argentina, desde Mayo de 1997 a Diciembre de 1999.

2) Jefe de Área Informática, Facultad de Ingeniería, Carreras de Ingeniería en Informática y Licenciatura en Sistemas, en la Universidad FASTA, Subsede Bariloche, Argentina, desde Mayo de 2000 a Diciembre de 2000.

Como Director Académico en la referida facultad, participé en todos los concursos docentes, presidiendo la mesa de evaluación, así como en la definición de la currícula de las materias de Ingeniería en Informática y Licenciatura en Sistemas, conforme la orientación dada a tales carreras en la Subsede Bariloche, aprovechando la experiencia de los científicos y profesionales de los diversos centros de investigación emplazados en esta ciudad.

13.2.- INGENIERÍA ELÉCTRICA E INGENIERÍA DE SISTEMAS

En la Cooperativa de Electricidad Bariloche (CEB), Argentina y su Grupo Empresarial:

1) Ingeniero de Redes, desde 1991 a 1992. Empresa CEB.

2) Jefe de Planeamiento Eléctrico desde 1992 a 1993. Empresa CEB.

3) Jefe de Área de Sistemas de Información Geográfica desde 1993 a 1995. Empresa CEB.

4) Director Operativo del Comité de Planeamiento Eléctrico desde 1995 a 1996. Empresa CEB.

5) Director de Proyectos de Sistemas de Ingeniería desde 1996 a 1997.

5) Director de Sistemas de Ingeniería desde 1997 a 1999. Empresa AXÓN Grupo CEB.

6) Director de Investigación y Desarrollo desde 2001 hasta 2003. Empresa AXÓN Grupo CEB.

13.3.- ECONOMÍA DE LA ELECTRICIDAD (PRINCIPALES TRABAJOS)

1) En el Instituto de Economía Energética de la Fundación Bariloche (IdEE/FB) como asesor en múltiples Proyectos de Asistencia Técnica en el área de Economía de Electricidad y Docente de Posgrado - Especialización (con opción a Maestría) Latinoamericano de Economía y Política Energética y Ambiental,

desde 1998.

2) En la Cooperativa de Electricidad Bariloche (AXÓN, Grupo CEB), Estudio Tarifario: Revisión Tarifaria correspondiente a los quinquenios 1998- 2002 y 2003-2008.

3) En el Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ, San Juan, Estudio Tarifario para el Ente Regulador de Electricidad de Panamá: 2005-2008. Propuestas metodológicas en los Esquemas Regulatorios basados en Fronteras de Eficiencia y Limitación de Ingresos. 2004-2005.

4) En calidad de Asesor Científico del CONICET para la empresa ALTEC SE, Bariloche, dirigiendo un Proyecto de desarrollo de Modelos para implementar un Energy Management System – Sistema de Gestión de Energía, destinado a la empresa Transportista TRANSCOMAHUE SE. Desde Septiembre de 2005 a Septiembre de 2006.

5) En calidad de Asesor Científico del CONICET para la empresa ALTEC SE, Bariloche, dirigiendo un Proyecto de desarrollo de Modelos para implementar un Procesador Topológico de Redes de Transmisión y Análisis de Compensación y Despacho Óptimo de Reactivo, destinado a la empresa Transportista TRANSCOMAHUE SE. Desde Septiembre de 2006 a Septiembre de 2007.

13.4.- INGENIERÍA DEL SOFTWARE

Especialista en Ingeniería del Software, con más de 22 años de experiencia laboral. Docente de cursos sobre Bases de Datos, Análisis y Diseño de Software y Lenguajes de Programación de Alto y Bajo Nivel. Alta experiencia en desarrollo de herramientas software para Simulación de Planificación de la Expansión y Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia, y Modelos de Optimización en Sistemas de Energía en General.

Principales Trabajos Realizados en Ingeniería del Software:

1) Desarrollos de distintos Sistemas Comerciales de Administración y Gestión, aplicables al entorno PC, bajo Lenguajes de Administración de Base de Datos FoxBase+ 2.0, Clipper 5.0 y Borland C++ 2.0 con Paradox 2.0 Embebido, bajo Sistema Operativo de Red Netware 3.11.

2) Desarrollos de Software de Comunicación con Dispositivos Inteligentes en modalidad Serie y Paralelo.

3) Desarrollos de Sistemas de Control Telefónico en diferentes versiones para utilización comercial (Adaptadores para Centrales Telefónicas, Locutorios y Medidores Domésticos de Consumo Telefónico).

4) Desarrollo de Sistemas Inteligentes para Servicios de Radiollamadas, con Plataforma de Gestión PC y CPU Externa para comandos, en entornos MultiUsuario.

5) Para la Empresa INVAP S.E., Bariloche, Argentina, desarrollo de los Drivers del Subsistema Sistema CDH (Command and Data Handling), en el Proyecto Satélite SAC-B.

6) Para la Empresa INVAP S.E., Bariloche, Argentina, desarrollo del Sistema de Instrumentación para Detección de Espectros (HXRS), en el Proyecto Satélite SAC-B.

7) Para la Empresa INVAP S.E., Bariloche, Argentina, desarrollo de los Drivers del Subsistema Sistema CDH (Command and Data Handling), en el Proyecto Satélite SAC-C.

8) Para la Empresa INVAP S.E., Bariloche, Argentina, Director de Proyecto para el desarrollo del Plan de Garantía de Calidad de Software, para Sistemas de Supervisión de Reactores Nucleares.

9) Para la Empresa CONAE S.E., sede Bariloche, Argentina, desarrollo del Sistema Simulador de Aptitud para el Satélite SAOCOM 1 (Satélite Argentino de Observación Con Microondas).

10) Director de Proyecto para el desarrollo del Sistema de Simulación de Contingencias y Estimación de Estados en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Empresa CEB Ltda., Bariloche, Argentina.

11) Director de Proyecto para el desarrollo del Sistema de Control de Calidad Eléctrica, avalado por la Secretaría de Energía de la Nación. Empresa AXÓN S.A., Bariloche-Buenos Aires, Argentina.

12) Director de Proyecto para el desarrollo del Sistema de Información Geográfica con Aplicaciones Multiusuario para la Simulación y Gestión de Redes Eléctricas de Distribución (SIRE), avalado por la Secretaría de Energía de la Nación. Empresa AXÓN S.A., Bariloche-Buenos Aires, Argentina.

13) Director de Proyecto para el desarrollo del Sistema SCADA (SUPERVISION CONTROL AND DATA ACQUISITION) para el Sistema de Distribución Eléctrica de la Ciudad de Bariloche, avalado por la Secretaría de Energía de la Nación. Empresa AXÓN S.A., INVAP S.E., Bariloche-Buenos Aires, Argentina.

14) Director de Proyecto para el desarrollo del Sistema de Telecomando y Control de Estaciones Transformadoras Subtransmisión/Media Tensión para el Sistema de Distribución Eléctrica de la Ciudad de Bariloche, avalado por la Secretaría de Energía de la Nación. Empresa AXÓN S.A., INVAP S.E., Bariloche-Buenos Aires, Argentina.

15) Director de Proyecto para el desarrollo del Sistema de Telecomando y Control de Estaciones Transformadoras Subtransmisión/Media Tensión para el Sistema de Distribución Eléctrica de la Ciudad de Bariloche, avalado por la Secretaría de Energía de la Nación. Empresa AXÓN S.A., INVAP S.E., Bariloche-Buenos Aires, Argentina.

16) Director de Proyecto para el desarrollo del Sistema para el la Simulación Dinámica y Análisis de la Eficiencia Productiva de Empresas de Distribución de Energía Eléctrica bajo Condiciones de Incertidumbre aplicando la Metodología DEA (Data Envelopment Analysis). Empresa AXÓN S.A., Instituto de Economía Energética/FB Centro Atómico Bariloche, Bariloche, Argentina.

17) Director de Proyecto para el desarrollo del Sistema de Optimización Difusa sustentado en Programación Dinámica Acotada por Riesgo para la Planificación de Mediano/Corto Plazo de Redes de Distribución de Energía Eléctrica, Instituto de Economía Energética/FB Centro Atómico Bariloche, Bariloche, Argentina.

14.- PARTICIPACIÓN EN CONGRESOS Y SEMINARIOS (MÁS IMPORTANTES)

1) En la XV CONFERENCIA LATINO AMERICANA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL, Buenos Aires, Argentina, Centro Cultural San Martín, en Calidad de Expositor. Octubre de 1995.

2) En el CONGRESO INTERNACIONAL DE MUNICIPIOS (MUNICIPIO 2000), en calidad de Conferencista, Bariloche, Argentina. Tema: BASES DE DATOS GEORELACIONALES. APLICACIONES PARA LA GESTIÓN DE SERVICIOS. Septiembre de 1997.

3) En las JORNADAS DE TECNOLOGÍA DE LA ENERGÍA, Secretaría de Energía de la Nación, en calidad de Conferencista, Buenos Aires, Argentina. Tema: MODELO INFORMÁTICO DE GESTIÓN TÉCNICA ORIENTADO AL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Septiembre de 1999.

4) En las JORNADAS DE LA FEDERACIÓN DE COOPERATIVAS ELÉCTRICAS DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, en calidad de Conferencista, Pergamino, Buenos Aires, Argentina. Tema: IMPACTO DE LA NUEVA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA SOBRE EL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN. Septiembre de 2000.

5) En el Foro: REVISIÓN TARIFARIA DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA organizado por el INSTITUTE FOR INTERNATIONAL RESEARCH, en calidad de Conferencista. Buenos Aires, Argentina. Tema: METODOLOGÍA PARA LA ASIGNACIÓN DE COSTOS EN LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE SOBRE EL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN. Diciembre de 2001.

6) En la 14th Power Systems Computation Conference (PSCC'02), Sevilla, España, en calidad de Conferencista. Tema: EVALUATION OF RISK BOUNDED DISTRIBUTION EXPANSION COSTS WITH A FUZZY DYNAMIC PROGRAMMING APPROACH. Junio de 2002.

7) En el Seminario NUEVO COMBUSTIBLE GNC-HIDRÓGENO, Buenos Aires, Argentina (Sede UTN FR BA), en calidad de Conferencista. Tema: ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA SUSTITUCIÓN DE FUENTES PROPICIADA POR EL GNC-HIDRÓGENO. FORMACIÓN Y DINÁMICA DE MERCADOS. Octubre de 2007.

8) Invitado en calidad de Profesor Externo para el dictado de los Seminarios: REGULACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. ENFOQUES TRADICIONALES Y ALTERNATIVOS y APLICACIÓN DE HERRAMIENTAS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA: TÉCNICAS DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUSTENTADAS EN SISTEMAS DIFUSOS, METAHEURÍSTICAS Y REDES NEURONALES, Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa, EPIO, Seminario de Inteligencia Artificial en IO, Buenos Aires, Argentina (Sede UTN FR BA). Marzo de 2009.

9) Invitado en calidad de Conferencista en el Seminario: METAHEURÍSTICAS, Congreso ENDIO XXII – EPIO XX, realizado en la Escuela de Posgrado UTN FR BA, Buenos Aires, Argentina, organizado por las Escuelas de Perfeccionamiento en Investigación Operativa de Argentina y Brasil. Mayo 2009.

10) Invitado en calidad de Conferencista en el Seminario: NUEVAS APLICACIONES METAHEURÍSTICAS EN OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS EN LA ECONOMÍA DE LA ELÉCTRICIDAD, Congreso ENDIO XXIII – EPIO XXI, realizado en la Facultad de Economía de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, Tandil, Argentina, organizado por las Escuelas de Perfeccionamiento en Investigación Operativa de Argentina y Brasil. Septiembre 2010.

11) Invitado en calidad de Conferencista en el Seminario: APLICACIONES DE NUEVAS TÉCNICAS EN INVESTIGACIÓN DE OPERACIONES EN PROBLEMAS DE LA ECONOMÍA DE REGULACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS: PROGRAMACIÓN EVOLUCIONARIA, SISTEMAS DIFUSOS, OPTIMIZACIÓN CLÁSICA Y ANÁLISIS ENVOLVENTE DE DATOS BAJO CONDICIONES DE INCERTIDUMBRE; Congreso Internacional en Investigación Operativa, XXIV ENDIO – XXII EPIO, Río IV, Córdoba, Argentina. Junio 2011.

12) Invitado en calidad de Conferencista en el SEMINARIO: SOFT COMPUTING Y ECONOMÍA DE REGULACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS – PARTE I, UTN FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina.

Julio de 2011.

13) Invitado en calidad de Conferencista en el Seminario: SOFT COMPUTING Y ECONOMÍA DE REGULACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS – PARTE II, UTN FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. Noviembre de 2011.

14) Invitado en calidad de Conferencista en el CONGRESO INTERNACIONAL EN INVESTIGACIÓN OPERATIVA, XXV ENDIO – XXIII EPIO, Buenos Aires, Argentina. Tema: HIPERHEURÍSTICAS. Mayo 2012.

15) Invitado en calidad de Conferencista en el Seminario: SOFT COMPUTING Y ECONOMÍA DE REGULACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS – PARTE III, UTN FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. Marzo de 2012.

16) Invitado en calidad de Conferencista en el Seminario: SOFT COMPUTING Y ECONOMÍA DE REGULACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS – PARTE IV, UTN FR CdU, Concepción del Uruguay, Argentina. Noviembre de 2012.

17) Invitado en calidad de Conferencista en las Jornadas de Ciencia y Tecnología, organizado por las Universidades UADER y UTN FR CdU. Tema: LAS ENERGÍAS NO CARBÓNICAS (RENOVABLES Y NUCLEAR) COMO TECNOLOGÍAS DE MITIGACIÓN DEL EFECTO INVERNADERO, Concepción del Uruguay, Argentina. Noviembre de 2012.

15.- ACTIVIDADES DOCENTES UNIVERSITARIAS REALIZADAS (DESDE 1995 a 2013)

1) En las Carreras de Ingeniería en Informática y Licenciatura en Sistemas, Universidad FASTA (Federación de Agrupaciones de Santo Tomás de Aquino), Subsede Bariloche - Argentina, hasta el año 2000, como Profesor Adjunto en las siguientes Cátedras:

.-Programación I, Probabilidad y Estadística, Estructura de Datos, Teoría de Sistemas, Lenguajes I y II.

2) Profesor Adjunto, de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Cátedra: Economía. 2004.

3) Profesor Titular, de la Carrera de Ingeniería Mecánica, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, Argentina. Cátedras: Análisis Matemático II, Cálculo Avanzado y diferentes Seminarios sobre aplicaciones de Inteligencia Artificial (Teoría de Optimización sustentada en MetaHeurísticas). Desde 2007 hasta 2012.

4) Profesor Titular de la Carrera de Ingeniería Mecánica, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, Argentina. Cátedra Energías Renovables. Hasta Julio de 2013.

16.- CONOCIMIENTOS DE IDIOMA

Lengua Materna: Castellano.

Portugués: Conversación: Muy Buena - Lectura: Muy Buena – Escritura: Buena.

Inglés: Conversación: Buena - Lectura: Buena – Escritura: Buena.

RESUMEN

En los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) se observa, conforme el estado del arte, que la Penetración de Fuentes Primarias de Energía Renovable, bajo la forma de Generación Distribuida (GD) en Media Tensión (MT) y Micro-Generación Distribuida (MGD) en Baja Tensión (BT) con posibilidad de autoconsumo e inyección de excedentes a la red, definen un nuevo Paradigma.

Sin embargo, existen tres inconvenientes que pueden atentar contra el mismo, discutidos en este trabajo.

El primero es el Tecnológico: se relaciona con la tecnología empleada en los Sistemas de Generación disponibles, considerando el avance en investigación y desarrollo para aumentar su eficiencia.

El segundo es el Regulatorio: implica el análisis Económico/Financiero a los efectos de que el capital invertido por los Generadores pueda ser recuperado en un tiempo igual o menor a la vida útil de los Sistemas de Generación, sin que ello implique Subsidios Distorsivos ni vulnere los parámetros establecidos en el control de Calidad del Producto y Servicio Técnico.

Y el tercero, es el aspecto Técnico: vinculado al impacto que producen las instalaciones de GD y MGD en los SDEE.

El libro incluye una serie de artículos del autor publicados en revistas internacionales con referato, así como algunas aportaciones en la temática no incluidas en publicaciones, que de algún modo sintetizan un trabajo de investigación de más de quince años.

De manera que el Índice Temático se listará por Capítulo y Página, sin referir sus contenidos, pues se corresponden, en general, con un Modelo asociado a un trabajo previo, o a las publicaciones mencionadas.

ÍNDICE POR CAPÍTULOS

	PAG.
CAPÍTULO I: CONTEXTO DEL PROBLEMA.....	1
CAPÍTULO II: DISCUSIÓN METODOLÓGICA: LAS PRINCIPALES CORRIENTES DEL PENSAMIENTO ECONÓMICO. PARADIGMAS MARGINALISTA Y POST-KEYNESIANO.....	31
CAPÍTULO III: INTRODUCCIÓN A LA TEORÍA Y MÉTODOS DE REGULACIÓN ECONÓMICA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	94
CAPÍTULO IV: MODELOS EXITOSOS DE PENETRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	243
CAPÍTULO V: MICRO-GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y SU SITUACIÓN A NIVEL GLOBAL Y ANÁLISIS DE URUGUAY COMO REFERENCIA.....	317
CAPÍTULO VI: OPTIMIZACIÓN: APLICACIÓN DE TÉCNICAS BIO-INSPIRADAS PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DEL VECTOR ÓPTIMO DE INYECCIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN.....	373
CAPÍTULO VII: MODELO HIPERHEURÍSTICO Y SIMULACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POTENCIA DESDE MICRO-GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS	

**ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA
TENSIÓN..... 452**

**CAPÍTULO VIII: RESUMEN Y SINTESIS GENERAL.
RECOMENDACIONES SOBRE LA CONFECCIÓN DEL
MARCO REGULATORIO CON GENERACIÓN Y MICRO-
GENERACION DISTRIBUIDA PARA LA PROVINCIA DE
ENTRE RÍOS (ARGENTINA)ECOMENDACIONES
Y SÍNTESIS 522**

CAPÍTULO IX: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS ... 5

CAPÍTULO I

CONTEXTO DEL PROBLEMA

CAPÍTULO I: CONTEXTO DEL PROBLEMA

0. INTRODUCCIÓN

La Reforma en la Industria Eléctrica en las últimas dos décadas ha implicado una transformación sustancial respecto de su tradicional concepción. Particionando verticalmente la cadena de producción de la electricidad, se conciben segmentos funcionalmente independientes (Generación, Transmisión y Distribución) vinculados a entornos de negocios en los que intentan establecerse condiciones de mercado. En aquellos segmentos donde pueda tener lugar disputabilidad, se introduce competencia mediante la participación de múltiples agentes oferentes de servicios. En los que no, se introduce regulación.

Específicamente en la actividad de distribución, se conciben dos tipos de servicios: el servicio de red, de carácter monopólico no disputable, y el servicio de comercialización, considerado un mercado disputable. En este Capítulo se describe el estado del arte en tal sentido, y se plantean algunas consideraciones que deben integrarse al contexto de una posible separación de estos servicios, otrora integrados en la estructura tradicional, verticalmente integrada, de la industria eléctrica.

Desde una visión pragmática, se presentan los aspectos prácticos de la reforma mediante el modelo instaurado por Inglaterra, país que de algún modo ha servido de inspiración a las ideas adoptadas como referencia en Latinoamérica.

Adicionalmente, se presenta una síntesis sobre los distintos esquemas retributivos que definen los sistemas regulatorios, y que pueden encontrarse en el servicio de abastecimiento eléctrico, conforme sea el grado de competencia introducido.

Luego se sintetizan, mediante algunas conclusiones, ciertos inconvenientes que requieren un tratamiento teórico cuidadoso al proponerse tal contexto de aplicación. Finalmente, son formulados los objetivos que este trabajo pretende alcanzar.

1. DISPUTABILIDAD EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

El nuevo enfoque teórico de la regulación, sustentado en el aporte Neo-Clásico que proporciona la Teoría de Mercados Disputables, define las bases para introducir competencia en un mercado caracterizado por una forma restringida de la misma.

Ello requiere una serie de supuestos que presuponen, indirectamente: a) que todo el capital exigido para los entrantes potenciales se encuentra disponible en forma líquida, y b) que este capital puede desplazarse rápidamente de industria a industria.

Bajo estas circunstancias una empresa puede ingresar a un Mercado Monopólico en la medida que espere obtener beneficios fijando precios inferiores a los que perciben las empresas presentes, sirviendo sólo una parte de la demanda atendida hasta el momento por las mismas.

Si aquellas empresas que ocupaban previamente posiciones firmes del mercado en cuestión reajustasen sus precios, reaccionando a la nueva competencia, entonces la empresa que recién ingresa puede, sosteniendo aquellos supuestos, retirarse del mercado sin la pérdida que podría originar cualquier costo hundido.

Desde esta perspectiva, la introducción de disputabilidad en los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica requiere, como condiciones necesarias, de dos elementos fundamentales:

- La Segmentación Vertical de los procesos inherentes a la Cadena Productiva de Electricidad;
- El establecimiento regulatorio de Incompatibilidad de Funciones y del Principio de Libre Acceso de Terceros a las Redes de Transmisión y Distribución.

No obstante la implementación de las mismas, existen ciertas dificultades que pueden atentar contra el adecuado funcionamiento del sistema bajo esta nueva organización y su esquema regulatorio asociado. Se mencionan entre ellas:

- ✓ La reintegración vertical de los procesos por medio de vínculos entre los consorcios adquirientes.
- ✓ Los incrementos sobre la concentración técnico-funcional en Generación y Distribución, a través de mecanismos similares.
- ✓ La existencia de ventajas para algunos actores que ocupan lugares estratégicos en diferentes cadenas energéticas.
- ✓ La existencia de inconvenientes para concretar a tiempo la expansión del transporte, sustentada en las señales del mercado.
- ✓ El establecimiento del costo de acceso a redes en condiciones económicas, para los múltiples actores del sistema. En particular, en el ámbito de distribución.

Al considerar las experiencias relevadas en un gran número de países que han adherido a tal estructura, surgen dos conclusiones relevantes:

1ra.- La instrumentación de los cambios referidos implica una modificación sustancial en la estructura del Mercado Eléctrico, por lo cual se le confiere, dada sus diferentes y complejas dimensiones, el carácter de Reforma. Este término se emplea frecuentemente al referirse a la introducción de los nuevos marcos que rigen la regulación eléctrica.

En el contexto del problema, no sólo es utilizado a los efectos de enfatizar las diferentes dimensiones que un cambio de tal magnitud debe afrontar. Adicionalmente se persigue con su empleo, evidenciar la existencia de un verdadero punto de inflexión en la política aplicada al sector, donde los proyectos de ordenamiento son reemplazados por una completa transformación.

2da.- Desde el paradigma dominante, no han podido obtenerse soluciones satisfactorias para tales dificultades. Las cuestiones, específicas del ámbito

de distribución, que constituyen el centro de debate al respecto, pueden ser sintetizadas en los siguientes puntos:

- Modelos de Planificación de la Expansión de los Sistemas de Redes, bajo condiciones de incertidumbres de carácter no estocástico y planes de inversión resultantes.
- Tipo de Costo Económico (Medio o Marginal; de Corto o Largo Plazo) aplicable a cada atributo que pondere el mérito del sistema para tarifcar el acceso a las redes, evitando subsidios de carácter distorsivo.
- Integración de la complejidad tecnológica actual (generación distribuida, despacho en redes de media/baja tensión) en un marco económico consistente.
- Consideración de los Costos Económicos de Calidad Eléctrica y Ambiental en el Plan de Expansión y Explotación de las Redes de abastecimiento.
- Interpretación y definición operativa del concepto de Sistema Económicamente Adaptado, conforme los marcos regulatorios lo requieren.

Todas estas cuestiones ameritan un profundo estudio, en aras de la definición de una Economía de Regulación de Redes Eléctricas metodológicamente fundada.

2. DISPUTABILIDAD EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

El nuevo enfoque teórico de la regulación, sustentado en el *aporte Neo-Clásico* que proporciona la *Teoría de Mercados Disputables*¹, define las bases para

¹ La mayor parte de los trabajos que contribuyeron a la formulación de este nuevo enfoque teórico, se sitúa en el período que media entre fines de 1970 y principios de 1980, cuando en EEUU existía un fuerte cuestionamiento hacia las modalidades tradicionales de regulación de los Monopolios, verticalmente integrados, de servicios públicos. Por otra parte, cabe destacar que el concepto de

introducir *competencia* en un mercado caracterizado por una forma restringida de la misma.

Ello requiere una serie de supuestos que presuponen, indirectamente: **a)** que todo el capital exigido para los entrantes potenciales se encuentra disponible en forma líquida, y **b)** que este capital puede desplazarse rápidamente de industria a industria.

Bajo estas circunstancias una empresa puede ingresar a un *Mercado Monopólico* en la medida que espere obtener beneficios fijando precios inferiores a los que perciben las empresas presentes, sirviendo sólo una parte de la demanda atendida hasta el momento por las mismas.

Si aquellas empresas que ocupaban previamente posiciones firmes del mercado en cuestión reajustasen sus precios, reaccionando a la nueva competencia, entonces la empresa que recién ingresa puede, sosteniendo aquellos supuestos, retirarse del mercado sin la pérdida que podría originar cualquier costo hundido.

Desde esta perspectiva, la introducción de disputabilidad en los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica requiere, como condiciones necesarias, de dos elementos fundamentales:

- *la Segmentación Vertical de los procesos inherentes a la Cadena Productiva de Electricidad;*

- *el establecimiento regulatorio de Incompatibilidad de Funciones y del Principio de Libre Acceso de Terceros a las Redes de Transmisión y Distribución.*

No obstante la implementación de las mismas, existen ciertas dificultades que pueden atentar contra el adecuado funcionamiento del sistema bajo esta nueva organización y su esquema regulatorio asociado. Se mencionan entre ellas:

Contestable Markets, en lengua inglesa, ha presentado indistintamente las traducciones: *Mercados Contestables*, *Mercados Competitivos* y *Mercados Disputables*. En opinión de la referencia, el concepto en cuestión queda mejor reflejado mediante la última traducción. Por tal motivo será la empleada en los desarrollos presentados.

- *La reintegración vertical de los procesos por medio de vínculos entre los consorcios adquirientes.*
- *Los incrementos sobre la concentración técnico-funcional en Generación y Distribución, a través de mecanismos similares.*
- *La existencia de ventajas para algunos actores que ocupan lugares estratégicos en diferentes cadenas energéticas.*
- *La existencia de inconvenientes para concretar a tiempo la expansión del transporte, sustentada en las señales del mercado.*
- *El establecimiento del costo de acceso a redes en condiciones económicas, para los múltiples actores del sistema. En particular, en el ámbito de distribución.*

Al considerar las experiencias relevadas en un gran número de países que han adherido a tal estructura, surgen dos conclusiones relevantes:

1ra.- La instrumentación de los cambios referidos implica una modificación sustancial en la estructura del Mercado Eléctrico, por lo cual se le confiere, dada sus diferentes y complejas dimensiones, el carácter de Reforma. Este término se emplea frecuentemente al referirse a la introducción de los nuevos marcos que rigen la regulación eléctrica.

En el contexto del problema, no sólo es utilizado a los efectos de enfatizar las diferentes dimensiones que un cambio de tal magnitud debe afrontar. Adicionalmente se persigue con su empleo, evidenciar la existencia de un verdadero punto de inflexión en la política aplicada al sector, donde los proyectos de ordenamiento son reemplazados por una completa transformación.

2da.- Desde el paradigma dominante, no han podido obtenerse soluciones satisfactorias para tales dificultades. Las cuestiones, específicas del ámbito de

distribución, que constituyen el centro de debate al respecto, pueden ser sintetizadas en los siguientes puntos:

- *Modelos de Planificación de la Expansión de los Sistemas de Redes, bajo condiciones de incertidumbres de carácter no estocástico y planes de inversión resultantes.*
- *Tipo de Costo Económico (Medio o Marginal; de Corto o Largo Plazo) aplicable a cada atributo que pondere el mérito del sistema para tarifcar el acceso a las redes, evitando subsidios de carácter distorsivo.*
- Integración de la complejidad tecnológica actual (generación distribuida, despacho en redes de media/baja tensión) en un marco económico consistente.
- *Consideración de los Costos Económicos de Calidad Eléctrica y Ambiental en el Plan de Expansión y Explotación de las Redes de abastecimiento.*
- *Interpretación y definición operativa del concepto de Sistema Económicamente Adaptado, conforme los marcos regulatorios lo requieren.*

Todas estas cuestiones ameritan un profundo estudio, en aras de la definición de una Economía de Regulación de Redes Eléctricas metodológicamente fundada.

2. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL RELATIVA A LOS SECTORES ELÉCTRICOS BASADOS EN CONTEXTOS ABIERTOS A LA COMPETENCIA

2.1 Objetivos de la Reforma en el Sector Eléctrico

Existe cierto acuerdo en cuanto a los objetivos que persigue la Reforma en el Sector Eléctrico introducida en la Sección 1. Los puntos más relevantes se presentan a continuación:

- ✓ Crear una Industria más eficiente adoptando las referencias que se desprenden de las mejores experiencias a nivel mundial.
- ✓ Permitir la maximización en las alternativas de selección para los consumidores.
- ✓ Fomentar inversiones eficientes en todos los segmentos de la cadena productiva de la electricidad.
- ✓ Asegurar que exista un apropiado entorno regulatorio que brinde protección a los consumidores del servicio y estándares de seguridad.
- ✓ Garantizar la confiabilidad del suministro *de energía eléctrica en el corto y en el largo plazo*.

No obstante la diversidad de cuestiones y particularidades que cada país presente, la experiencia acopiada durante el transcurso de esta última década parece indicar una confluencia de carácter universal, en relación a las pautas adoptadas, a efectos de conformar un mercado eléctrico competitivo.

2.2 Los Modelos de Mercado Eléctrico

En el estado del arte se proponen cuatro posibles modelos que permiten describir la estructura del abastecimiento eléctrico con participación de diversos agentes.

Estos modelos se distinguen, presentados en una escala gradual, conforme el grado de disputabilidad introducido. Se parte desde la concepción monopólica pura, verticalmente integrada, hasta el extremo de un mercado abierto, en el que han sido introducidas condiciones de disputabilidad en todos los segmentos posibles.

Resulta así la siguiente clasificación:

- 1) **Modelo A):** presenta *mercados monopólicos* en todos sus niveles, de modo que una única compañía controla la *producción, transmisión y distribución* (conjuntamente con la *comercialización*) de la energía eléctrica.

- 2) **Modelo B):** permite una única organización, la cual podría denominarse genéricamente *Agencia u Organismo de Control de Compra*, que aplica criterios establecidos en términos de *eficiencia económica* para definir el abastecimiento de energía eléctrica. Su instrumentación requiere de cierto número de generadores que compiten en la *producción*. En esta estructura, se sostiene el monopolio en la *transmisión* y en la *distribución*, introduciéndose condiciones para la disputabilidad del mercado de *generación (producción)*.

- 3) **Modelo C):** permite la *competencia mayorista*, lo cual significa que las *compañías de distribución* o *usuarios especiales*, pueden comprar energía eléctrica a un 'pool' (mercado 'spot') o directamente a los productores de energía. En esta situación existe un *acceso abierto a las redes de transmisión*, no obstante se sostengan las *condiciones monopólicas en la distribución*.

- 4) **Modelo D):** permite instaurar la *competencia* tanto en el *mercado mayorista* como en el *minorista*, lo cual implica la aplicación adicional, relativa al **Modelo C)**, del principio de *acceso abierto a las redes de distribución*. Se caracteriza por separar la *función de distribución (servicio de red)* de aquella correspondiente a la *comercialización de la energía eléctrica* destinada a los consumidores finales.

En este último modelo, los distribuidores y comercializadores pueden acceder directamente al mercado mayorista, compuesto por el 'pool' de productores de energía eléctrica, o bien pactar su compra con un generador en particular. Se evidencia de este modo el acceso abierto a la red de transmisión. Además los consumidores pueden ser abastecidos por medio de compras a los distribuidores

(locales) o comercializadores diferentes, exhibiéndose, en consecuencia, la aplicación del acceso abierto a las redes de distribución.

Resulta oportuno destacar algunas cuestiones adicionales a esta presentación:

1ro) Las condiciones monopólicas asociadas a la prestación del servicio de transmisión y distribución mediante sus respectivas redes, obviamente se siguen sosteniendo. Como es claramente reconocido, se trata de Monopolios Naturales no disputables que, en consecuencia, deben ser regulados.

De esta manera, al referirse a un 'contexto abierto a la competencia', se hace específica alusión al principio de libre acceso a las redes correspondientes, por parte de quienes no son sus propietarios o incumbentes. Se compete por el empleo de las redes, como insumo esencial para las transacciones de compra-venta de energía.

2do) Es posible concebir una situación intermedia entre los Modelos **C)** y **D)** en la cual, sin necesidad de hacer referencia de manera explícita a la figura del comercializador como un agente económico adicional, sea posible la aplicación del principio de acceso abierto a las redes de distribución.

A partir de ciertos niveles de potencia (o energía) asociados a las transacciones de compra-venta, puede conferírseles a los clientes el carácter de Grandes Usuarios, permitiendo a los mismos acceder directamente al mercado mayorista o bien pactar la compra con un generador de su preferencia.

Esta propuesta es consecuente con el estadio en que se encontraban países como Gran Bretaña (específicamente Inglaterra y Gales) hasta 1998, cuando fue desregulado por completo el mercado de distribución – comercialización.

Otra referencia en tal sentido, es la situación de Australia en cuya regulación, si bien se incorpora la figura del comercializador minorista en algunos estados

(como es el caso de Victoria), no todos los usuarios pueden elegir libremente su proveedor de energía.

La introducción del comercializador minorista como nuevo agente de la industria es, en general, discutida. Por ejemplo, la mayoría de los países Latinoamericanos que han introducido condiciones de disputabilidad en su industria eléctrica², adhieren a un modelo de mercado definido por una transición entre el **C)** y el **D)**, con las características presentadas.

3ro) La figura del comercializador, ha sido planteada a los efectos de incrementar las oportunidades de negocios por incorporación de otros servicios, para establecer un mayor nivel de competencia. Económicamente, tal afirmación puede sustentarse en la medida que se conciba a la comercialización como una industria multiproducto, cuyas empresas se vean favorecidas por economías de alcance en sus funciones de costo.

2.3.- MODELOS COMPETITIVOS ADOPTADOS POR ALGUNOS PAÍSES DESARROLLADOS

En términos de los modelos competitivos adoptados por algunos países desarrollados, pueden ser referentes Gran Bretaña³, Australia, EEUU, Suecia y Finlandia, entre otros.

² Una excepción la constituye Colombia, cuya regulación admite la figura del comercializador.

³ Una indicación, que puede resultar de cierta obviedad para muchos, pero, no obstante, se resalta, es que al hacer referencia a Reino Unido (UK), se está aludiendo a Gran Bretaña e Irlanda del Norte, mientras que al hablar de Gran Bretaña, la referencia es dirigida a Inglaterra, Escocia y el País de Gales. La reforma que se adopta como modélica en el sentido competitivo, corresponde fundamentalmente a Inglaterra y al país de Gales. Escocia, mantiene en alguna de sus Regiones monopolios de abastecimiento eléctrico que funcionan verticalmente integrados. De modo que muchas veces se habla de la 'reforma introducida por Gran Bretaña', cuando, más adecuado, sería decir 'sobre Inglaterra y Gales'. El error se extiende del mismo modo al referirse a 'la Reforma de Reino Unido', en términos de su Industria Eléctrica.

A fin de tomar en cuenta el ‘grado de avance’ que la *reforma del sector eléctrico* exhibe en términos lograr un *mercado competitivo*, se presenta la **Tabla I.1** referida al continente europeo.

La situación **Total**, se corresponde con el **Modelo D)** presentado; la situación *Parcial* se corresponde con una *transición* entre el **Modelo C)** y el **D)**, tal cual fue descrita.

En los mismos países pioneros de la *reforma competitiva*, particularmente en Estados Unidos, existen dudas sobre si la introducción del *comercializador* en el *mercado minorista*, induce a las bondades de la reforma a través de una mayor competencia.

<i>País</i>	<i>Grado de Avance</i>
Austria	Parcial
Bélgica	Parcial
Dinamarca	Parcial
Finlandia	Total
Francia	Parcial
Alemania	Parcial
Grecia	Pequeño o Ninguno
Irlanda	Parcial
Italia	Parcial
Luxemburgo	Parcial
Holanda	Parcial
Portugal	Pequeño o Ninguno
España	Parcial
Suecia	Total
Reino Unido	Total

Tabla 1: Grado de Avance de la Reforma en el Sector Eléctrico hacia un Mercado Competitivo en el continente europeo.

Conforme lo indica la referencia, en los Estados Unidos la “*libre elección del proveedor de energía eléctrica*”, frase que sintetiza el espíritu de la desregulación pretendida en el segmento de la *comercialización* es, en la actualidad, objeto de diversos cuestionamientos.

En el esquema instaurado por este país, los programas de “libre elección” por parte del consumidor, implican la siguiente separación de roles en la distribución de energía eléctrica:

- i. *El servicio de redes, como se ha dicho, se sostiene como un monopolio regulado.*
- ii. *La gestión que involucra los arreglos financieros para adquirir servicios de abastecimiento, en un mercado mayorista competitivo (revendiendo la energía a los usuarios finales), responde a un mercado minorista competitivo.*

El primer rol, es desempeñado por las *Utility Distribution Companies (UDC)*, mientras que el segundo, sintetizado bajo el nombre de *comercialización*, es desempeñado por agentes que offician de *comercializadores independientes*, y que reciben la denominación de *Electricity Service Providers (ESP)*. Estos últimos dependen, para tal fin, de las instalaciones de los primeros.

Aquellos clientes que no desean modificar su situación, cambiando su provisión a partir de una **ESP**, pueden continuar siendo abastecidos por la energía proveniente de las **UDCs**, bajo la denominada “oferta de servicio por omisión”, la cual responde, obviamente, a un precio regulado.

Esta estructura no es diferente de la adoptada por Gran Bretaña (Inglaterra - Gales), por lo cual los aspectos críticos aquí manifestados, pueden ser extendidos a la misma, confirmando que se trata de un problema que se abstrae de la realidad emergente de un país en particular.

Adoptando como general el carácter de las observaciones vertidas, y asumiendo que **ESP** refiere la figura del cualquier comercializador mientras que **UDC** refiere a cualquier distribuidor, pueden ser destacados los siguientes aspectos:

.- El problema básico con el que las **ESP** se enfrentan, es que no les es posible, en general, competir en condiciones de ingresos aceptables, con la “oferta de servicio por omisión” por parte de las **UDCs**. Tal oferta es destinada a los clientes que pueden vincularse físicamente con su **UDC** local. Esta competencia constituye un desafío especialmente dificultoso, en cuanto a la posibilidad de abastecer a usuarios del segmento comercial de pequeñas demandas y residenciales.

En este sentido, las **ESPs** argumentan que los precios de oferta vinculados al servicio por omisión, deben ser significativamente más altos que los actuales, a los efectos de que las mismas puedan atraer clientes ofreciendo precios más bajos. Así sostendrían ganancias razonables, cubriendo sus costos de marketing, publicidad, facturación, medición (si corresponde), y otros en los que puedan incurrir. Desde esta perspectiva, *se distorsiona el objeto por el cual se introduce la competencia*, cuyo fin último es contribuir al *Óptimo Colectivo* a partir de efectos que redunden en *precios más bajos*. Dicho de otra manera: lo que significa un negocio bajo condiciones rentables para estos agentes del mercado, *tendría como consecuencia un mayor costo social*.

.- Para que tal distorsión no tenga lugar, es imprescindible brindar una opción de *servicio de red básico (SRB)*, prestado por las **UDCs**, de modo que permita a *los consumidores minoristas* tener acceso directo al *mercado eléctrico mayorista*, sin intermediarios financieros. Este servicio, *constituiría la referencia respecto de la cual los beneficios sociales de la competencia introducida deberían ser juzgados*. De esta manera, la *competencia minorista exitosa* proporcionaría *servicios de valor agregado* por encima de tal referencia, a fin de posibilitar la cobertura de todos los costos incurridos y asegurar un adecuado margen de comercialización.

Esta última afirmación se encuentra en consonancia respecto de las necesarias *economías de alcance*, que deben presentarse en las empresas que se desempeñen como estos nuevos agentes *del mercado eléctrico minorista*.

Si un *comercializador* no es apto para poder brindar *valor agregado* al servicio que presta, por encima del obtenido a partir de la opción **SRB**, entonces no es posible que tenga éxito. *Sin valor agregado, no hay margen de comercialización*.

Resulta, a partir de estos comentarios, la siguiente y muy importante conclusión:

El único modo en que puede aumentarse el beneficio social a partir de la competencia en la comercialización, es considerando e instrumentando dos aspectos fundamentales:

a. La prestación en *condiciones económicas* de un *servicio de acceso a las redes de distribución*, **SRB** , lo cual permitiría:

1. definir un *precio* para un *insumo esencial* (el *sistema de redes*) también requerido por el *comercializador*;

2. establecer un costo de referencia: **SRB + Transacción de Energía en el Mercado Mayorista** el cual podría introducir legítimamente una *competencia para los comercializadores*, pues tal referencia debería reflejar los costos más bajos posibles de abastecimiento.

b. La incorporación de *valor agregado* en la prestación de los servicios por parte de los *comercializadores*.

El punto **a.1.** es el que se relaciona directamente con los precios de acceso a las redes de distribución y constituye un tema sobre el que no han sido formuladas soluciones satisfactorias, en términos del contexto general descrito.

2.4 Descripción del Modelo Implementado en Gran Bretaña - Inglaterra y Gales

Especialmente en Inglaterra y Gales, se presenta una estructura de mercado que responde en la actualidad, y desde 1999, al **Modelo D)** presentado; es decir un *Esquema de Mercado Eléctrico absolutamente Competitivo*.

Las privatizaciones en el *Sistema Eléctrico británico*, han implementado cambios radicales en la política regulatoria, generando una Estructura del Mercado verticalmente desintegrada en su totalidad.

El gobierno hizo público su propósito de privatizar la *Industria de Abastecimiento Eléctrico*, en los países mencionados, cerca de febrero de 1988. Sin embargo, esta nueva estructura fue introducida en marzo de 1990, y segmentó los procesos en las cuatro actividades que tienen lugar conforme la segmentación vertical característica: *Generación, Transmisión, Distribución y Suministro o Comercialización*.

Conforme esta partición, fueron consignadas las siguientes definiciones y características para cada una de ellas:

A.- Generación: Está definida como el proceso de conversión de energía primaria, a partir de fuentes renovables o no, en energía eléctrica.

Las empresas generadoras producen mediante plantas que operan bajo licencias de generación en un mercado incrementalmente competitivo.

La *Central Electricity Generating Board (CEGB)*, organismo creado en 1958 que centralizó las actividades de Generación y Transmisión en Inglaterra y Gales, fue dividida en cuatro compañías: La *National Grid Company (NGC)*, responsable de la Transmisión, la *National Power Generation (NPG)* y la *PowerGen (PG)*, responsables de la Generación no Nuclear. La *Nuclear Electric (NE)* se constituyó como responsable de la Generación Nuclear. Todas ellas adoptaron el carácter de compañías públicas limitadas, en 1990.

Inicialmente, la competencia en este ámbito tuvo lugar sólo entre estas empresas, con la capacidad de generación existente, de modo tal que, en el año de referencia, la *National Power Generation* y la *PowerGen* concentraban el **78%** de la Generación total y, conjuntamente con la *Nuclear Electric*, el **94%** de la misma.

Las *condiciones de disputabilidad* introducidas, permitieron que se presente una clara evolución en la competencia, de manera tal que en 1998, la *National Power Generation* y la *PowerGen*, concentraban sólo el **41%** de la Generación total y, conjuntamente con la *Nuclear Electric*, el **58%**.

A partir de entonces, continuaron ingresando al mercado nuevos generadores, incrementando aún más la disputabilidad en este segmento y permitiendo una sostenida disminución, en consecuencia, de la concentración imputada a las empresas que participaron originariamente de aquel.

El aspecto más radical de la reforma de 1990, lo constituye el denominado *Mercado Spot o 'pool'*, referido por los británicos como *'Day Ahead Market'*. En él, cada mañana los generadores deben declarar cuáles de sus unidades de

generación se encontrarán disponibles para el próximo día y anunciar sus respectivos precios.

Sucintamente, puede describirse el funcionamiento de este mercado como sigue: En la declaración de precios mencionada, los costos fijos de las unidades listas para generar, deberían ser reflejados mediante un precio de arranque y un precio de parada asociado a las mismas, existiendo la posibilidad de reconocer *cargos fijos* de manera incremental en sus precios hasta el *tercer escalón de demanda*, a partir del cual sólo intervienen los *cargos variables*.

Al mismo tiempo, los suministradores declaran un estimado de la demanda sobre los distintos puntos de abastecimiento en la red a partir de los cuales deben tomar la potencia comprometida, por cada media hora del siguiente día. La *National Grid Company*, entonces, simula computacionalmente un *programa de despacho* que propende a minimizar los costos del *Sistema de Generación* para el próximo día, en términos de los precios ofertados.

Esta simulación, recibe el nombre de *Despacho sin Restricciones*, puesto que no toma en cuenta las restricciones en la red de *Transmisión*. Tales limitaciones podrían forzar a algunas unidades a operar de vez en cuando, siendo sus precios de oferta más elevados que los de otras unidades que, debido a aquellas, no pueden transmitir la energía eléctrica a los consumidores y, en consecuencia, entrar en servicio.

Esta situación debe ser continuamente revisada por eventuales cambios, que van presentándose sobre la marcha, en la disponibilidad de las plantas.

Bajo este mecanismo, la remuneración del generador se establece con los siguientes criterios:

Generalmente, el *costo marginal* asociado a la operación de la unidad de generación más costosa que es requerida de entrar en servicio para satisfacer la demanda en cada media hora, establece el precio de la energía denominado *System Marginal Price (SMP)*.

A este, le es adicionada una remuneración por capacidad (*Capacity Payment*), la cual proporciona un incentivo a los generadores para mantener un

adecuado *margen de reserva* relativo al nivel de demanda. Este valor puede resultar elevado, si el margen referido es estrecho, pero puede resultar nulo si excede ampliamente la generación requerida.

De esta manera, los generadores ofertan su potencia en el *Mercado Spot o 'pool'* a un precio llamado *Pool Purchase Price (PPP)* compuesto por los dos componentes descriptos (**SMP + Capacity Payment**).

B.-Transmisión: Consiste en el transporte masivo de electricidad desde las plantas generadoras hasta las compañías responsables de su distribución. Se incluye, también, la energía destinada a aquellos muy grandes usuarios que se conectan directamente a la Red Nacional.

La Transmisión fue transferida en el mismo año de referencia, 1990, como un Monopolio Natural Regulado a la *National Grid Company*, la cual funciona en Inglaterra y Gales.

Las Políticas Regulatorias son dictadas y aplicadas por un organismo gubernamental denominado *Office of Electricity Regulation (OFFER⁴)* el cual asegura que la **NGC**, cumpla con sus obligaciones estatutarias y con todos los aspectos condicionantes de su licencia de transmisión.

Dentro de las responsabilidades a que se compromete la *National Grid Company*, se contempla:

- *Mantener un Sistema de Transmisión coordinado, económico y eficiente.*

- *No discriminar entre usuarios o clases de usuarios.*

⁴ Actualmente, el regulador inglés tiene responsabilidades tanto sobre el abastecimiento eléctrico como sobre el de gas, razón por la cual ha cambiado su nombre a **OFREG**. No obstante, en este capítulo, se denominará **OFFER** a los fines de mantener la referencia temporal, pues así se llamaba en el momento de la desregulación.

- *Facilitar y propender la competencia en la Generación y Suministro de electricidad.*

Dado la forma de Monopolio Natural en sus Redes que este segmento presenta, se requiere la aplicación de algún tipo de mecanismo regulatorio referido específicamente al Control de Precios, que se constituya en la remuneración del servicio de Transmisión. La modalidad empleada se denominada '*Price Cap*', de *Precios de Eficiencia* o, con frecuencia **RPI – X** .

Su filosofía se basa en que la compañía maximice sus ingresos minimizando sus costos. Siempre hablando de Inglaterra y Gales, la fórmula que se emplea a tal fin es la que se presenta a continuación:

$$M_t = \left[1 + \frac{RPI_t - X}{100} \right] \times P_{t-1} \times G_t - K \quad (1)$$

Donde :

M_t : Corresponde al máximo cargo promedio, expresado en [£/kW].

t : Año de referencia.

G_t : Factor de escala, para el año t , basado sobre el promedio de demanda Estacional pesado conforme la trayectoria que ha seguido la misma en los años previos.

P_{t-1} : Constituye el precio unitario del [kW] en el año $t-1$, el cual es, a su vez, función del año previo. De este modo:

$$P_{t-1} = P_{t-2} \times \left[1 + \frac{RPI_t - X}{100} \right] \quad (2)$$

RPI : Índice de Precios Minorista (*Retail Price Index*).

X : Constituye el porcentaje a reducir en los precios, el cual es redefinido de vez en cuando por el Regulador.

K : Factor de Corrección.

Como dato adicional, el primer control de precios que el gobierno británico estableció fue en Abril de 1990 limitando los ingresos promedios percibidos por la **NGC** en concepto de Transmisión a no incrementarse más allá que el nivel inflacionario (**RPI-0**). El Director General del **OFFER** revisó este control y fue

reformulado a **RPI-3** para los próximos cuatro años. Esto significa que los precios fueron objeto de una reducción en términos reales del **3%** anual por tal período, a partir de Abril de 1993. Nuevamente, el Regulador sometió a una revisión de precios, al concluir este período, para los cuatro años futuros a partir de Abril de 1997. En tal caso el control proporcionó una reducción en el primer año del **20%**, seguido de (**RPI-4**) para cada uno de los siguientes tres años.

3.- Distribución: Consiste en el proceso de entrega de la energía desde el Sistema de Transmisión a los Consumidores. Al igual que la Transmisión, la Distribución fue reconocida como un Monopolio Natural, sujeta a Regulación por parte de la **OFFER**, en el año de referencia citado para la reforma.

Se crearon, de este modo, doce *Áreas de Servicio (Area Boards)*, en Inglaterra y Gales, las que actualmente se conocen con el nombre genérico de *Regional Electricity Companies (RECs)*.

Las compañías que ofician de distribuidores, poseen un rango adecuado de equipamiento como para posibilitar el transporte de energía a diferentes voltajes y transformar la potencia, conforme la necesidad del punto de atención, entre las mismos.

Cada red explotada por una compañía **REC** se ha desarrollado con el tiempo, de modo tal que refleja el tamaño de la región que ella sirve así como también el grado de dispersión de la población. Esto impacta en el reconocimiento sobre el tipo de Red y de Equipamiento, en cuanto a las inversiones que se requieran bajo concepto de Operación, Mantenimiento y Expansión, por parte del Regulador.

Todos los concesionarios poseedores de licencias para operar un Sistema de Distribución, deben reportar anualmente al Regulador (**OFFER**) su aptitud operativa en cuanto a la seguridad, disponibilidad y calidad del servicio. El resultado de tal declaración, se publica en un sumario anual que se presenta en el *Distribution and Transmission System Performance Report* publicado por el **OFFER**.

Al igual que en la Transmisión, debido a su carácter monopólico, la Distribución es remunerada sujeta a un control de precios por parte del Regulador.

Los controles de precio establecidos por el **OFFER** para cada compañía limitan el ingreso que pueden percibir a partir de su negocio, aplicando el mismo criterio (**RPI-X**) que en Transmisión. Tales controles aplican un límite resultante del (**RPI-X**) al ingreso por [**kWh**] distribuido a todos los Consumidores conectados en el Sistema de Alta o Baja Tensión sobre la red concesionada a cada **REC**.

Para Distribución, se tiene la siguiente fórmula (el subíndice **d** refiere a *distribución*):

$$M_t = \left[1 + \frac{RPI_t - X_d}{100} \right] \times P_{d,t-1} \times A_t - K_d \quad (3)$$

en la cual cada parámetro tiene un significado análogo al descrito para la Transmisión, resultando el factor A_t basado en las pérdidas que tienen lugar en esta actividad.

-Suministro (Supply)⁵: Consiste en el proceso de compra mayorista de electricidad y de venta a los consumidores finales. Los que ofician en este rol del mercado (*suppliers*), pagan en concepto de la Energía Eléctrica que debe ser transmitida a través de la *National Grid* y distribuida sobre cada **REC** a los consumidores. Deben hacer públicas sus tarifas, lecturas de medidores, mecanismos de pago y distintos contratos relativos a ventas pactadas con los consumidores.

Existe, en este caso, separando las funciones de Distribución y Comercialización, como se mencionó para esta estructura de mercado, la posibilidad de introducir condiciones de disputabilidad en este segmento.

Únicamente las compañías que poseen licencias para el suministro pueden vender energía eléctrica. Estas licencias son de dos tipos: El primero, se corresponde con aquella que cada **REC** sostiene, otorgándole derechos y obligaciones relativas al suministro hacia los consumidores, dentro de su área autorizada o de concesión. Este tipo de licencias, recibe el nombre de licencia de *Public Electricity Supplier – PES* -.

⁵ Al hacer referencia a los agentes que desempeñan este rol, se emplearán indistintamente los términos *Comercializadores*, *Suministradores* o *'Suppliers'*.

El segundo, se denomina licencia de *Second Tier (ST)*. Implica que cada **REC** que presente una licencia de tal tipo, puede suministrar energía eléctrica a consumidores que se encuentran fuera de su región concesionada. Esta licencia permite también a los Generadores u otros agentes a quienes se les haya otorgado, el suministro a consumidores con los que hayan pactado su compraventa de energía conforme los segmentos de mercado definidos.

Debido a que las licencias tipo **PES** otorgan la concesión de suministro a un mercado monopólico, la **REC** correspondiente, fueron incorporados controles de precio, siguiendo con la política de los Precios de Eficiencia (**RPI-X**) promovidos por la Reforma Británica. Estos controles operan de un modo similar al correspondiente en la Distribución, pero con una diferencia esencial: sólo los costos adicionales relativos al negocio de comercialización y los márgenes de ganancia correspondientes, son limitados por la fórmula aplicada. Esto significa que todos los costos no controlables en esta etapa del servicio (costos de compra de electricidad mayorista, costos de transmisión y distribución) son trasladados al consumidor. Esta condición recibe el nombre de *Pass Through* en la literatura económica. Este traspaso de costos responde a que los cargos en cuestión, son o bien regulados o bien sometidos a presiones competitivas, dependiendo del segmento de mercado que se trate.

La fórmula empleada en este caso, resulta ser (el subíndice **s**, indica *suppliers*):

$$M_{St} = \left[1 + \frac{RPI_t - X_s}{100} \right] \times P_{S_{t-1}} + Y_t - K_s \quad (5)$$

En la cual los parámetros incorporados, tienen un significado análogo al de las actividades anteriormente presentadas. El término Y_t , adicionalmente introducido para los *suppliers*, responde a la siguiente expresión:

$$Y_t = E_t + F_t + T_t + U_t + S_t \quad (6)$$

Donde: E: es la Energía, F: un Impuesto a los combustibles Fósiles; T: cargo por Transmisión; U: cargo por Distribución y S: cargo acordado. Inicialmente, por cada área hay un Comercializador. Tal segmento se conforma con oferentes tipo

PES.

La competencia habilita a que cada Consumidor pueda optar por comprar su Energía Eléctrica a su **PES** local, o bien a un competidor de segundo nivel (*second tier supplier*), que puede ser cualquier compañía comercializadora diferente de la **PES** cuya consignación tiene alcance en el área donde reside el Consumidor.

Esta introducción de competencia, fue producto de un proceso que paulatinamente permitió en la actualidad, el acceso de todos los consumidores a tal esquema de opción de proveedor de energía.

El Regulador **OFFER**, tuvo el deber de promover tal competitividad formalmente mediante un acta de 1989 (*Electricity Act 1989 to Promote Competition in the Electricity Supply Industry*).

En tal marco de referencia, fue prevista la liberación total de este mercado para todos los consumidores en 1998.

Desde el punto de vista de los niveles exigidos en potencia para categorizar en el derecho de libre acceso al mercado, se presentó en Inglaterra y Gales la siguiente evolución:

.- El Mercado Superior a 1 [MW] – Very Large Customers

Desde que se adoptó la figura de ‘*Muy Gran Usuario*’, definida por aquellos consumidores cuya demanda máxima se establece por encima de **1 [MW]**, como agente económico adicional y estos han sido habilitados para tener acceso a la libre selección de su proveedor, se presentó la posibilidad de satisfacer bajo esta modalidad a una tercera parte de los requerimientos de energía eléctrica en los países mencionados, contabilizando, de modo aproximado, unos **5000** clientes potenciales. En 1990/1991, período correspondiente al primer año de instrumentación, sólo el **40%** de las ventas en este mercado, para Inglaterra y Gales, fueron pactadas con competidores de segundo nivel (**Second Tier Supplier**). Hacia el período correspondiente a 1997/1998, el **70%** de las mismas fueron pactadas con competidores de segundo nivel, expresando cómo la introducción de competencia evolucionó sobre este segmento. En 1999, este último porcentaje se elevó a **80%**.

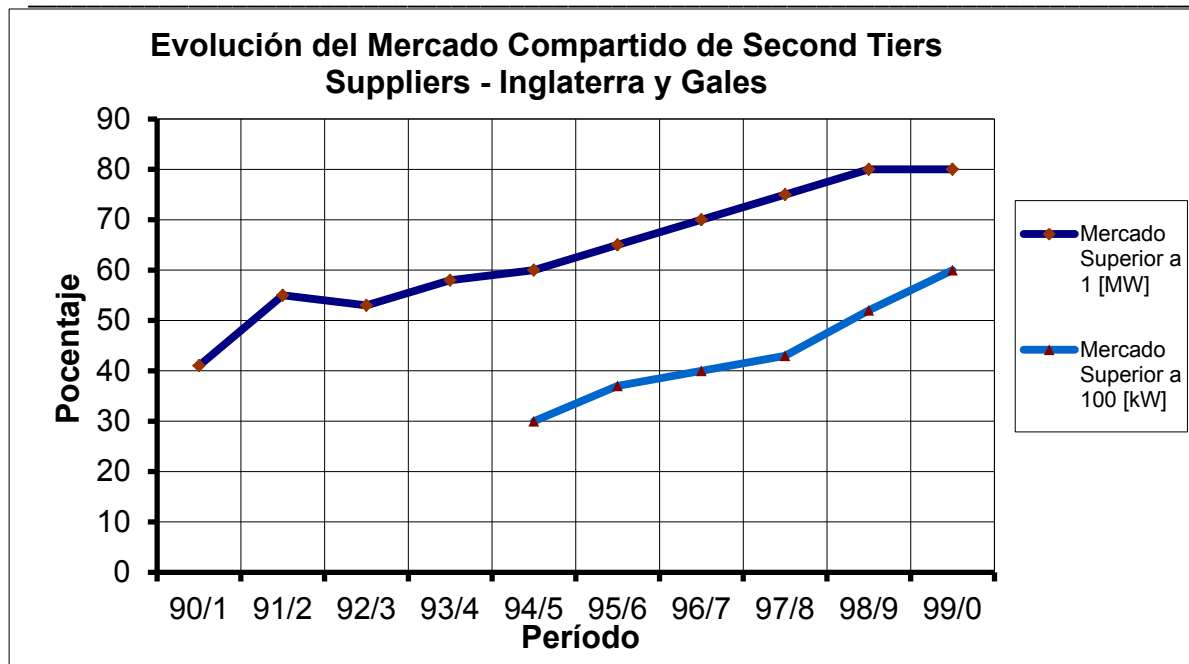


Figura 1: Evolución de la Competencia en los dos Segmentos de Mercado

.- El Mercado Superior a 100 [kW] - Medium Sized Customers

En 1994 la introducción de competencia fue extendida a aquellos consumidores cuya demanda máxima resultara ser mayor de **100 [kW]**; la franja de consumidores potencialmente beneficiarios, cuyo espectro de demanda se planteó entre los límites **100 [kW]** a **1 [Mw]**, ascendía, aproximadamente, a **50000**. En el período correspondiente a 1994/1995, el **30%** de las ventas en este mercado, se pactaron con competidores de segundo nivel, mientras que para el período 1997/1998, este porcentaje ascendió a **50%**. Sobre 1999, esta cifra se elevó al **60%**.

En la Figura 1, se presenta una gráfica ilustrativa de la evolución de la competencia en estos dos últimos segmentos del mercado.

.- El Mercado Inferior a 100 [kW] – Mercado de Franquicia o Concesión – Domestic Customers

En 1998, el segmento de referencia comenzó su apertura para que todos los consumidores residenciales y pequeños comerciales fueran libres de escoger su proveedor. Con mayor precisión, esta fase contempló la apertura del mercado a los pequeños consumidores, ya sea en el interior o entre compañías regionales y tuvo lugar entre Septiembre de 1998 y Junio de 1999. De hecho el mercado fue completamente abierto en Mayo de 1999, unas semanas antes de lo estipulado en

la planificación. Esta apertura involucró al resto de los **26 millones** de consumidores pertenecientes al segmento en cuestión.

Uno de los principales cuestionamientos de que fue (y es) objeto la introducción de competencia en tal segmento, *se relaciona con los costos adicionales en los que se incurre al implementar la misma*. El argumento a favor del curso adoptado, es que los costos de implementación de competencia en el segmento de consumidores domésticos resultan del orden del **1%** de la facturación anual correspondiente al mismo. Este valor ha sido más que compensado, en opinión de las referencias, con las reducciones alcanzadas en los precios de energía eléctrica para los consumidores pertenecientes a tal franja del mercado. Sin embargo, la realidad parece demostrar lo opuesto. Vale, al respecto, lo dicho en el análisis propuesto por Joscow para las **ESP en EEUU**.

3. Posibles Sistemas Regulatorios. Esquemas Retributivos en Distribución

Los *Sistemas Regulatorios* vigentes en la actualidad, pueden implicar tres tipos de esquemas retributivos.

Los mismos se sintetizan a continuación:

A.- Regulación por Costo de Servicio: se caracteriza por remunerar el servicio, a partir de los costos en los que se incurre adicionando una *tasa de retorno* sobre el capital Invertido. Este es el esquema de regulación tradicional, en donde son reconocidos los costos totales que la empresa distribuidora presente, en correspondencia con la expansión y explotación del sistema.

Para este esquema de retribución, también llamado por *tasa de ganancia*, la negociación, que tiene lugar en cada período tarifario entre regulador y regulado, se centra en el *valor de la tasa de retorno* que se permite recuperar y en el *nivel de inversiones* que integran cierto *valor base de discusión*, al cual se lo refiere como **RB**.

La *Ecuación Contable* del proceso de negociación en una situación general en donde se prestan múltiples servicios (n), presenta la forma:

$$C_e + RB \times s = \sum_i^n [p_i \times q_i] \quad (7)$$

Donde :

RB : Medida del Valor de las Inversiones de la Empresa (Activos menos Depreciación) - *Rate Base*.

n : Nro. de Servicios Suministrados.

s : Tasa de Ganancia Reconocida.

p_i : Precio del Servicio i.

q_i : Cantidad del Servicio i.

C_e : Otros Gastos.

B.- Regulación por Incentivos: es el sistema que tiene lugar en el contexto del problema. Requiere que se desacoplen, durante el *período regulatorio*, los *ingresos* de los *costos* en los que la empresa incurre. Se induce un *incentivo* para que la misma disminuya sus costos, con el objeto de maximizar beneficios.

La *Regulación por Incentivos* puede, a su vez, ser implementada mediante tres esquemas de retribución: *Limitación de Ingresos*, *Limitación de Precios* o *Price Cap* y por *Costos Estándar* o de *Referencia*.

B.1.- Limitación de Ingresos: los *máximos ingresos* que puede tener la empresa se establecen mediante una expresión del siguiente tipo:

$$R_t = (R_{t-1} + CGA \times V_{cust}) (1+I-X) + Z \quad (8)$$

Donde:

R_t : Remuneración Autorizada en el Año t.

CGA : Factor de Ajuste función del Nro. de Consumidores.

V_{cust} : Variación Anual del Número de Consumidores.

I : Variación Anual del Índice Inflacionario, por unidad.

X : Factor de Productividad.

Z : Ajustes debidos a eventos tales como, Desastres Naturales, Regulación Ambiental, Aumentos de Impuestos, etc.

B.2.- Limitación de Precios: el *máximo precio* que la empresa puede aplicar a cada servicio prestado, es establecido mediante una expresión del siguiente tipo:

$$P_t = (P_{t-1}) (1+I-X) + Z \quad (9)$$

Donde:

P_t : Máximo Precio Autorizado en el año t.

I : Variación Anual del Índice Inflacionario, por unidad.

X : Factor de Productividad.

Z : Ajustes debidos a Eventos tales como, Desastres Naturales, Regulación Ambiental, Aumentos de Impuestos, etc.

B.3.- Por Costos Estándar o de Referencia: este esquema utiliza *Costos Estándar* que se estiman, en general, en base al comportamiento de una *empresa promedio*.

Para evaluar tal comportamiento, se emplean *estimaciones econométricas*, mediante expresiones del tipo:

$$C_k = F(X_k , (X_k/ X_I)_k , P_k , (T /USU)_k , W_k) \quad (10)$$

Donde:

k: Distribuidora; I: Mercado Industrial; X: Tamaño del Mercado; P: Pérdidas;

T: Nro. Trabajadores; USU: Nro. Usuarios; W: Potencia.

Respecto de la comparación entre estos esquemas, sintéticamente puede decirse lo siguiente:

A.- Regulación por Costo de Servicio:

- El Servicio de Distribución de Energía Eléctrica se desarrolla en un *entorno estable*.
- Propende a mejorar la *Calidad de Suministro*.
- *Falta de Incentivo en la Eficiencia de las Inversiones*. A este efecto, que redundaría en un sobre-equipamiento del sistema, se lo refiere en Teoría Económica de la Regulación, como *Efecto Averch-Johnson*.

B.- Regulación por Incentivos:

- Incentiva la Eficiencia en las Inversiones.
- Riesgo en la Calidad de Suministro – Necesidad de Regulación.

- Requiere la definición de una *Red Eficiente - Red Adaptada*.

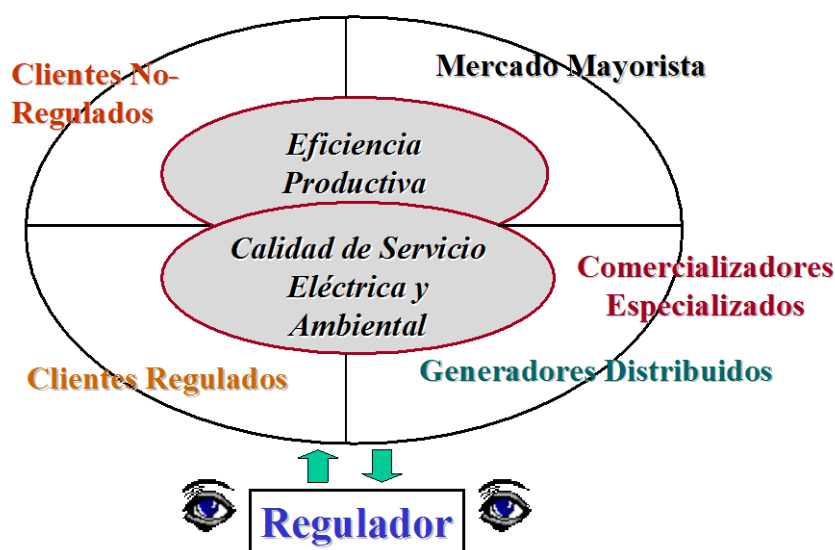
Respecto del esquema retributivo sustentado en *Costos Estándar*, se presentan inconvenientes de *comparabilidad* al regular mercados caracterizados por una marcada *diversidad*. También es claro, en este enfoque, que el sistema o *empresa de referencia* establecida, se corresponde con un *sistema de distribución económicamente adaptado*.

Este esquema es el que prevalece, bajo la denominación de *Yardstick Competition*, en la regulación chilena. El problema de la diversidad intenta ser atenuado mediante la introducción de las llamadas *Areas de Distribución Típicas (ADT)*.

4. RESUMEN

1º.- En este Capítulo se han presentado los aspectos más relevantes de la Reforma en la Industria Eléctrica, así como los principales inconvenientes que pueden atentar contra su instrumentación. Particularmente en el *segmento de distribución*, el contexto del problema a partir de la introducción de múltiples agentes, queda representado mediante la siguiente figura:

Entorno de Negocios en Distribución Eléctrica



En esta gráfica, *la frontera teórica del sistema de distribución*, está representada por la elipse exterior. La participación de *generación distribuida*, tiene cada vez más impacto en los países desarrollados, y, se estima, que lo tendrá también en ciertos países de América Latina en los próximos años. De cualquier modo, a efectos de la descripción del entorno, tales agentes constituyen un *comercializador no especializado*. Exhiben la particularidad, para nada menor, de introducir una mayor complejidad tecnológica en el problema de la expansión y explotación (operación) del sistema.

2^{do}.- Las condiciones requeridas para introducir disputabilidad en *el mercado de distribución eléctrica*, separando servicios y permitiendo competencia en el *segmento de comercialización*, resultan particularmente dificultosas de implementar. El segmento de distribución propiamente dicho, vinculado a la prestación del servicio de redes, exhibe características de un *monopolio natural no disputable*. El costo del *insumo red*, por el cual también competirán los diferentes agentes, requiere que la valorización del *servicio de red* se efectúe también, y como requerimiento previo, en condiciones económicas. No basta con que la regulación defina un esquema retributivo con ciertos incentivos para minimizar costos. El problema tecnológico de la expansión y explotación de las redes, de alta complejidad, debe ser evaluado cuidadosamente a efectos de que el sistema regulatorio instaurado pueda tener éxito.

3^{ro}.- Las experiencias presentadas de Inglaterra y Gales, y en EEUU, con menor detalle, no sugieren soluciones satisfactorias en términos de la maximización de beneficios al introducir condiciones de competencia en el segmento de distribución. Se vuelve sobre lo dicho en el punto anterior, respecto de una regulación que no aborda la complejidad que le es inherente a un problema con múltiples dimensiones, no reducibles al análisis de la eficiencia productiva a través de la minimización de costos, limitando precios o ingresos. Es necesario establecer un concepto de red eficiente, que pueda ser reproducible bajo distintas condiciones y diferente cantidad de agentes en el entorno de negocios.

4^{to}.- Se observa, a partir desarrollo expuesto, la necesidad de una metodología que conduzca a la estimación y cálculo, en condiciones económicas, de los costos de acceso a las redes de distribución. Tal procedimiento resulta imprescindible al efecto de introducir condiciones de disputabilidad en la comercialización del uso de la red, considerando la misma un insumo esencial por el que compiten los distintos agentes del sistema en el segmento analizado.

CAPÍTULO II

DISCUSIÓN
METODOLÓGICA: LAS
PRINCIPALES
CORRIENTES DEL
PENSAMIENTO
ECONÓMICO.
PARADIGMAS NEO-
CLÁSICO Y POST-
KEYNESIANO

CAPÍTULO 2: DISCUSIÓN METODOLÓGICA: LAS PRINCIPALES CORRIENTES DEL PENSAMIENTO ECONÓMICO. PARADIGMAS NEO-CLÁSICO Y POST-KEYNESIANO

1. CONTEXTO Y OBJETIVO

El presente Capítulo persigue como objetivo establecer algunos aspectos esenciales que ha proporcionado la producción científica en el dominio de la Epistemología Económica, como así también presentar, someramente, el desarrollo del pensamiento económico desde su concepción clásica hasta las actuales corrientes principales.

En particular, se pretenden enfrentar dos corrientes del pensamiento económico: la Neo-Clásica y la Post-Keynesiana, puesto que, en la primera, subyace la doctrina conceptual sobre la que se sustenta la reforma instaurada en los mercados de abastecimiento eléctrico, mientras que, la segunda, por los motivos que se desarrollarán a lo largo de los epígrafes subsiguientes, constituye una alternativa que permite cimentar, en un marco teórico económico congruente, los instrumentos matemáticos solidarios al enfoque de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Económicamente Adaptados, en un contexto realista y acorde a la complejidad que exhibe en la actualidad.

La precariedad conceptual con la que se han abordado los profundos cambios estructurales en la industria eléctrica (Reforma que tuvo y tiene lugar desde la aplicación de la Ley Nacional 24.064, sancionada en 1991 en Argentina), no ha permitido una composición consistente de los cuerpos regulatorios, particularmente en lo que se ha dado en llamar Economía de Regulación de Redes Eléctricas.

De las múltiples causas que pueden ser detectadas para esta apresurada constitución, existen tres aspectos que son remarcables:

- El primero, de carácter general, estriba en que el desarrollo del pensamiento económico, y la reflexión metodológica subyacente, no ha ocupado el interés de los filósofos que, casi con exclusividad, focalizaron su atención en las llamadas “ciencias duras”, en especial la

física. El surgimiento de la preocupación por la filosofía económica, es relativamente reciente, reconociéndose actividades formales de divulgación sistemática a partir de 1980.

- El segundo: trasladar la necesidad de introducir condiciones de mercado hacia los sistemas de redes eléctricas, implica enfrentar complejos problemas tecnológicos.

El análisis requiere, entonces, de un enfoque transdisciplinario.

Para los economistas, la tecnología es sólo una cuestión de implementación y no constituye, por ello, un rasgo esencial que impacta sobre aspectos metodológicos.

Para los tecnólogos la cuestión económica exhibe características doctrinarias, de modo que no proceden cuestionamientos.

- Como tercer y último aspecto, corresponde enfatizar que la adhesión al Paradigma Marginalista, resultado del vacío ocasionado por las dos primeras cuestiones, resulta muy conveniente a ciertos grupos de actores que son los verdaderos beneficiados, mientras abogan por un sistema de precios sustentados en la eficiencia que propende al beneficio colectivo.

Por ello se torna imprescindible contar con el desarrollo de ciertos elementos teóricos que integran el contexto económico donde problema de la Reforma en la Industria Eléctrica, referida, en particular, a la introducción de disputabilidad en los mercados solidarios a las redes, debe plantearse conceptualmente.

2. EL PARADIGMA ECONÓMICO DE REFERENCIA

2.1 La Concepción de una Teoría Económica

La frecuente aparición, en la *literatura económica aplicada*¹, del término *Teoría*, con el objeto de referir a la Economía como una *Teoría Económica*, confiere

¹ Se considera especialmente el caso de la Economía de la Electricidad.

a esta ciencia el carácter de un cuerpo articulado de leyes e hipótesis de aceptación generalizada (universal).

En rigor de verdad, tal referencia no es consecuente con lo que la historia del pensamiento económico ha dejado traslucir, puesto que, conforme a su evolución, parecería más acertado pensar que la *Economía* se nutre de la coexistencia de aportes teóricos elaborados en el seno de diferentes paradigmas (*Clásico, Neo-Clásico, Keynesiano, etc.*).

Sin pretender profundizar tal planteo, apelando a un análisis epistemológico formal, cabe, al respecto de la anterior afirmación, un cuestionamiento básico: Cómo surge la '*Teoría Económica*'? Es posible encontrar una respuesta en torno a dos enfoques existentes: El *Enfoque Relativista* y el *Enfoque Absolutista*.

Los historiadores del *Pensamiento Relativista*, se interesan esencialmente en dos aspectos:

1^{ro}) Las fuerzas históricas, sociales y políticas que impulsan al hombre a examinar ciertos temas económicos, reconocidos como acciones externas a la disciplina.

2^{do}) Las formas en que esas fuerzas moldean el contenido de un elemento teórico emergente. Así, la historia, desde esta perspectiva, desempeña una parte sustancial en el desarrollo de la *Teoría Económica*, pues sus elementos componentes son 'moldeados' por aquella.

En cambio, los adeptos al *Pensamiento Absolutista*, subrayan que:

1^{ro}) La responsabilidad del desarrollo de la *Teoría Económica*, le compete a fuerzas internas, tales como el incremento del grado de profesionalismo dentro de la ciencia.

2^{do}) El progreso de la teoría, no sólo es reflejo de la circunstancias históricas, siendo éste un aspecto cuasi secundario, sino que depende de que el avance

en el conocimiento científico permita descubrir y explicar problemas irresolutos o paradojas, en respuesta a nuevos desafíos intelectuales, los que, a su vez, tienen como resultado un aumento en el grado de profesionalismo indicado.

De acuerdo con este punto de vista, resulta posible jerarquizar las teorías de un modo absoluto, en función de su valía: *la Teoría más reciente es plausible de menos errores y, seguramente, se encuentra más próxima a la verdad que las teorías precedentes.*

Parece ser que ninguna de las dos posiciones, resulta convincente por sí misma, sino que, por el contrario, *un enfoque más fructífero implicaría la concepción de un pensamiento económico² como un proceso dinámico de interacción entre fuerzas externas e internas a la disciplina, que permita dar origen a nuevos desarrollos teóricos.*

En el comienzo del presente epígrafe, se hizo referencia al término 'Paradigma'. En este punto resulta conveniente tratar con algunas cuestiones metodológicas formales.

La pregunta pertinente para iniciar el desarrollo, resulta ser: *Qué es lo que los economistas conocen y cómo adquieren dicho conocimiento?* Valen las nociones, congruentes con la *evolución del pensamiento económico*, que se presentan a continuación.

2.2 El Surgimiento del Positivismo Lógico

La Metodología de la Ciencia, hizo su entrada en el siglo XX con el desarrollo del Positivismo Lógico, el cual proporcionó al método científico una fundamentación filosófica.

² Refiere, en el contexto que se pretende resaltar, al concepto de 'Teoría'.

Se destaca por vincular al razonamiento deductivo un deseo positivista de ‘dejar que los hechos hablen por sí mismos’³.

Los positivistas lógicos, argüían que los científicos desarrollaban una estructura deductiva, o teoría lógica, que conducía a proposiciones empíricas comprobables.

Si bien se estableció un debate, entre los adeptos a esta línea del pensamiento científico, en torno a lo que constituía la ‘verdad’, existía para los mismos un acuerdo unánime sobre que esa ‘verdad’ se descubriría mediante la observación empírica.

No obstante, en rigor, esta doctrina imperó en la filosofía de la ciencia sólo desde la década de 1920 a la de 1930, aproximadamente, su influencia en la economía se extendió mucho más en el tiempo. Fue el positivismo lógico quien sentó la distinción entre Economía Positiva y Economía Normativa en la mayor parte de la bibliografía introductoria existente, la cual describe a la economía como ‘una ciencia positiva cuyo objeto es generar teorías que puedan validarse de forma empírica’. Los debates normativos, fueron desterrados por considerarse ‘no científicos’.

2.3 Del Positivismo Lógico al Falsacionismo (Refutacionismo)

En cierta medida, el *positivismo lógico* representó la culminación de la creencia en que el propósito de una ciencia consiste en establecer ‘la verdad’, confiriéndole a ésta un carácter de ‘absoluto’. Luego del período de apogeo

³ El origen del Positivismo Lógico, se vincula con el denominado Círculo de Viena, que surge aproximadamente en 1923. Este constituyó un grupo de cerca de treinta científicos de la ciudad de Viena, quienes trabajaron en áreas de la filosofía, lógica, matemáticas y ciencias sociales. Fueron pioneros en el desarrollo de la filosofía analítica (lingüística) y la filosofía de la ciencia, y debe contarse como una de las más importantes influencias del pensamiento científico representativo del siglo XX. Este movimiento alcanzó su reconocimiento inicial a través de la publicación de un manifiesto titulado *The Scientific World View*. Dentro de sus miembros centrales, pueden destacarse Moritz Schlick, un profesor de filosofía de la Universidad de Viena y, en su periferia, se reconoce como fundamental partícipe y contribuyente en sus ideas al notable Filósofo Ludwig Wittgenstein. El pensamiento de Wittgenstein gira en torno al lenguaje. En su primera época, consideraba que el lenguaje se asemeja a un mapa de la realidad. Luego, las proposiciones (lo que se afirma, o se niega sobre cualquier hecho) tienen sentido si describen lo que ocurre. Obviamente aquellas proposiciones que no hablan de hechos, o que no representan hechos, carecen de significación (por ejemplo afirmaciones de tipo religioso o metafísico).

mencionado para esta doctrina, la metodología de la ciencia fue abandonando progresivamente tal punto de vista.

El origen de este apartamiento se evidenció mediante una serie de preocupaciones en torno al aspecto de verificación empírica fuertemente propugnado por el positivismo.

Esta cuestión se encuentra claramente expresada en los escritos de Karl Popper, quien en 1930, argumentó que *las evidencias empíricas no establecían la verdad de una teoría, sino sólo su refutación*.

Conforme su punto de vista, no resulta posible una verificación plena de una teoría, puesto que nunca podrán llevarse a cabo la totalidad de las pruebas que conduzcan a su completa validación, en términos de la multiplicidad de aspectos que deberían ser contemplados para tal fin. Según Popper, *la validación o verificación parcial sobre ciertos elementos predictivos de una teoría, solamente comprueba que la misma todavía no es falsa*.

Por tal motivo, denominó a este enfoque Falsacionismo⁴.

El punto de vista de Popper, modifica radicalmente el objeto de la ciencia y el mecanismo requerido para su progreso, puesto que desde tal concepción, la ciencia debería tener como finalidad el desarrollo de teorías que contengan hipótesis empíricamente comprobables, a los efectos de probar su falsedad posteriormente.

Así, el progreso de una ciencia surge como resultado de un proceso continuo de refutación en las teorías en ella contenidas.

Subyace en esta aseveración el concepto de Teoría Dominante, la cual se caracteriza por explicar la más amplia gama de observaciones empíricas, motivo por el cual, no ha sido aún refutada.

⁴ En realidad, para defensa de una posición de Popper un poco menos extrema, no obstante lo que los textos sobre el pensamiento económico refieran, vale citar sus propias palabras en relación al empleo de tal término: *“A propósito del término Falsacionismo (término que ahora estoy dispuesto a evitar) debo añadir que yo nunca he dicho que la falsación sea importante o, incluso, más importante que la verificabilidad (ya que esta no puede aplicarse a las teorías científicas), aunque lo que en verdad es importante es la actitud crítica: el proceder crítico”,* en palabras del propio Popper. Vale destacar que, no obstante el reconocimiento que en general se efectúa sobre su aporte, se lo menciona a Popper en ‘la periferia del círculo’ en referencia al Círculo de Viena.

2.4 Del Falsacionismo (Refutacionismo) a los Paradigmas

El rechazo moderno a la metodología de Popper, presenta argumentos más que razonables.

En primer lugar, las predicciones empíricas de algunas teorías no pueden probarse, debido a que no existe la tecnología requerida para comprobarlas. En tales casos, qué ocurre con las mismas?

En segundo lugar, resulta dificultoso establecer *cuándo una teoría ha sido refutada*. Como ejemplo, considérese una prueba empírica que no produce los resultados esperados. Es posible que el investigador atribuya la falla a eventuales imperfecciones del procedimiento adoptado para su desarrollo o a factores exógenos diversos.

Esto implica que el fracaso de una prueba empírica, no necesariamente invalida una teoría.

En tercer lugar, la contraparte del planteo anterior: pueden surgir inconvenientes vinculados con el bagaje intelectual de los investigadores, ya que los mismos no se encuentran exentos de cometer errores.

De tal modo, al probar las implicaciones de una teoría, que en realidad son falsas, pueden darlas como ciertas. En estas circunstancias, dicho bagaje intelectual, a partir del cual se concluye en el fundamento erróneo, puede bloquear la trayectoria de aceptación de nuevas teorías, debido a las mismas razones que dieron a origen el equívoco en la validación.

En respuesta a estos inconvenientes, Thomas Khun introdujo en el debate de la metodología de la ciencia, el concepto de *Paradigma*.

Khun define un *Paradigma*, como *‘un logro científico, universalmente reconocido, que por un tiempo provee, a una comunidad de practicantes, de modelos de problemas y soluciones’*.

A través de esta noción, los miembros de una comunidad científica en particular, llegan generalmente a un acuerdo sobre un conjunto de reglas y principios comparativos, que cubren la teoría, aplicación e instrumentación, cuando

estos se manifiestan en la forma de un *ejemplo clásico particular*, o *ilustración estándar*, que se convierte en un *modelo de comportamiento científico*.

La mayoría de las discusiones, han empleado el término *Paradigma*, en el sentido de *‘una visión del mundo’*⁵. Si bien tal acepción se corresponde con uno de los sentidos más importantes que Khun utiliza para tal término, existe una segunda noción que la mayoría de los autores parecen haber ignorado, al menos dentro de la Economía.

Esta se corresponde con la idea de *Paradigma en el sentido ejemplar o modélico: un ejemplo concreto de investigación o una ilustración típica que puede convertirse en un ejemplo clásico sobre cómo la buena ciencia es conducida y sugiere una investigación posterior*.

Khun hizo hincapié sobre esta última noción de *Paradigma*, como la más significativa de ambas en cuanto a su capacidad de explicar el basamento sobre el cual las comunidades científicas resuelven cuestiones relativas a la elección de una Teoría.

Es importante, aunque inevitablemente se perderá algo de valor en el debate metodológico vinculado a este elemento, sintetizar algunos aspectos fundamentales del mismo, a los fines de brindar la dimensión adecuada que tal instrumento presenta en el desarrollo del presente trabajo de investigación.

De este modo, se destacan los siguientes rasgos:

1^{ro}) *Un Paradigma constituye un enfoque y un cuerpo de conocimientos dados, construido dentro de los análisis que desarrollan los investigadores y que concuerda con la presentación aceptada sobre una corriente principal del pensamiento científico, en cualquier época determinada.*

2^{do}) *Según el autor (Khun), la mayor parte del trabajo científico, constituye Ciencia Normal. El significado de este término, conforme su propia*

⁵ Cuando los Paradigmas son discutidos en el sentido de ‘visión del mundo’, Khun eligió el término *Matriz Disciplinaria*, con el objeto de refocalizar su atención en una segunda noción.

interpretación, implica la resolución de enigmas, la articulación entre el paradigma y su aplicación en diferentes modalidades novedosas.

3^{ro}) El Progreso Científico en este contexto, se funda en un mecanismo que implica, esencialmente, la resolución de un enigma⁶ dentro de la estructura del Paradigma existente. Este proceso conduce, eventualmente, a la detección o descubrimiento de anomalías que el Paradigma de referencia es incapaz de explicar.

No obstante, la existencia de tales anomalías, no bastan para desechar el Paradigma imperante: únicamente un nuevo Paradigma que sea capaz de afrontar de mejor manera las mismas, puede desechar al cuestionado. Si esto ocurre, una vez que el Paradigma superior ha sido desarrollado, existe la posibilidad de que se experimente una revolución.

Bajo esta concepción de ‘ciencia revolucionaria’, primeramente se presentará un estadio de rechazo del Paradigma existente, y luego tendrá lugar una competencia entre ambos Paradigmas (existente y nuevo).

Esto necesariamente repercute en dificultar la comunicación entre científicos de campos opuestos, que adhieren su pensamiento a una u otra línea.

Por último, si la revolución mencionada tiene éxito, surgirán nuevos interrogantes dentro del sistema adoptado, y se desarrollará una nueva Ciencia Normal.

2.5 Los Programas de Investigación

Tanto las concepciones *inductivista* como *falsacionista* de la ciencia son, además de muy poco sistemáticas, incapaces de describir adecuadamente teorías complejas. Para dar una idea más adecuada de las teorías, *hay que concebirlas como totalidades estructuradas.*

Esto se debe a *tres razones:*

⁶ Khun empleó la palabra ‘puzzle’, la cual es traducida en los textos de epistemología como ‘rompecabezas’, término que puede, inclusive, resultar más adecuado para la idea que intenta expresarse.

- a) en la historia de la ciencia, *la evolución y el progreso de las disciplinas principales* muestran una estructura que ni el *inductivismo* ni el *falsacionismo* puede abordar;
- b) el significado de los conceptos *depende de la estructura de la teoría en la que aparecen y la precisión de aquéllos depende, a su vez, de la precisión y el grado de coherencia de ésta*. Los conceptos adquieren su significado, *a partir del rol que ejercen en una teoría*;
- c) la *racionalidad subyacente en la evolución del pensamiento científico*, sugiere que *la ciencia avanzará de manera más eficaz si las teorías están estructuradas de modo tal que contengan indicaciones y prescripciones acerca de cómo deben desarrollarse y ampliarse*. Así, su estructuración debe contener un *programa de investigación*.

Imre Lakatos⁷, con el propósito de mejorar el falsacionismo popperiano y superar las objeciones formuladas a éste, desarrolló su concepción de la ciencia en Programas de Investigación, considerando a las teorías como estructuras organizadas.

El *programa de investigación lakatosiano* se define como *una estructura cuya utilidad consistirá en guiar, tanto positiva como negativamente, la futura investigación*.

Los *programas de investigación* serán *progresistas* si llevan al descubrimiento de fenómenos nuevos; y serán *degeneradores* si no lo hacen.

Los elementos que constituyen un programa son el núcleo central y el cinturón protector.

El primer elemento mencionado constituye una característica definitoria del tipo de programa, conjuntamente con las heurísticas positiva y negativa.

⁷ Imre Lakatos fue un matemático y epistemólogo húngaro que vivió entre 1922 y 1974.

Por Núcleo Central, se entiende las hipótesis teóricas muy generales que constituyen la base a partir de la cual se desarrolla el programa; cabe aclarar que los núcleos son aceptados e infalsables.

Un ejemplo de *núcleo central* de la astronomía copernicana lo constituye la hipótesis que dice que la Tierra y los planetas giran alrededor de un sol inmóvil y que la Tierra gira una vez al día sobre su eje.

Cualquier desajuste habido en la confrontación entre un programa de investigación y los datos observacionales no habrá que atribuírselo al núcleo central sino al cinturón protector, aquella otra parte de la teoría conformada por el conjunto de hipótesis auxiliares, supuestos subyacentes de las condiciones iniciales y enunciados observacionales.

El Cinturón Protector puede modificar su contenido; no así el *núcleo central*; de modificarse éste, implicaría apartarse de ese *programa de investigación*.

Para Lakatos, los científicos deben decidir aceptar el núcleo central del programa; *no sólo lo que serían los enunciados singulares, como sostendría Popper, sino los enunciados universales.*

La Heurística Positiva, aspecto del programa que dice lo que debe hacerse y lo que no, indica cómo debe completarse el núcleo central para explicar y predecir fenómenos varios.

El programa deberá someterse a *confirmaciones* sobre pruebas observacionales y a *falsaciones*, las cuales tendrán vital importancia. Se pide que al menos, de vez en cuando, el programa resulte exitoso cuando se deban realizar predicciones nuevas a confirmar.

La Heurística Negativa indica que no pueden rechazarse ni modificarse los supuestos básicos subyacentes al programa, componentes de su núcleo central.

De lo dicho se desprenden dos cuestiones fundamentales que hacen a un programa de investigación:

- a) Debe tener un grado de coherencia tal que permita la elaboración de un programa para la futura investigación.
- b) Debe llevar a nuevos descubrimientos (con alguna frecuencia).

Respecto a la Metodología dentro de un programa de investigación, la misma debe ser analizada desde dos puntos de vista:

- 1) *dentro de un solo programa,*
- 2) *en la comparación entre programas rivales.*

2.6 Comparación de Enfoques

A partir de esta síntesis, es posible concluir en una importante cuestión comparativa en relación a la metodologías de los autores citados: para el *Refutacionismo*, la ‘verdad’ concebida como la *Teoría Dominante*, avanzará sin inconvenientes, mientras que en la concepción de Khun y de Lakatos, podría emerger una *Teoría Superior* aunque no se adoptara, debido a la mayor inercia que naturalmente favorece al *Paradigma existente (alternativamente, confrontación entre programas lakatosianos)*.

Esto conduce a pensar que *la Teoría Dominante, no necesariamente es la mejor.*

Una segunda y más breve reflexión, tiene el propósito de resaltar una distinción; tal vez la más importante que del pensamiento económico se desprende, al considerar *la ambivalencia de la Economía* concebida como *Ciencia* o como *Arte*.

Tal distinción reviste un carácter fundamental, *pues implica abordar, según se considere un enfoque u otro, una metodología diferente.*

Específicamente, el pensamiento económico distingue *tres enfoques* al respecto: *La Economía Positiva*, *La Economía Normativa* y *El Arte de la Economía*, constituyendo los dos primeros, lo que podría enmarcarse en una aproximación científica de mayor rigurosidad⁸.

⁸ Cabe destacar, a este respecto, que para los *positivistas lógicos* los aspectos normativos no constituyen un objeto de estudio científico.

- La Economía Positiva: Tiene como objeto el estudio de las fuerzas que gobiernan a la actividad económica. Responde a preguntas tales como: *Cuáles son las causas que determinan la distribución del ingreso?* El único propósito de este interrogante, es lograr una comprensión por la comprensión misma. *Lo positivo es aceptado o rechazado en base a la observación empírica.*

De esta manera, la metodología empleada resulta ser *formal y abstracta*. Separa (o lo intenta, al menos) *las fuerzas económicas de las fuerzas sociales y políticas en la evaluación y análisis de los hechos*.

- La Economía Normativa: Se ocupa explícitamente de aquello que debería ser. Si se quiere, constituye una rama filosófica que entrelaza la *Economía* con la *Ética*. En relación a la misma pregunta anterior, la formulación normativa podría ser: *Es ecuánime la distribución del ingreso?*

Lo normativo, es aceptado o rechazado en base a juicios de valor (ej.: no es bueno que este impuesto sea aplicado).

- El Arte de la Economía: Relaciona *la ciencia, en sentido positivo, con los aspectos normativos de la Economía*. Se preocupa por asuntos de política, y hace preguntas del siguiente tipo: *Si las fuerzas que gobiernan la economía son las expuestas, y las metas normativas son estas, entonces, cómo es posible alcanzarlas?*

Resulta evidente que la metodología empleada en tal enfoque *tiene clara vinculación con aspectos políticos, más que con abstracciones y modelos formales de la realidad*. O, mejor aún, *tiene más que ver con la realidad que con la abstracción*.

Sobre esta síntesis, vale la siguiente reflexión: *los conceptos relevados del estado del arte, vertidos a lo largo de este trabajo, que sustentan la noción de Adaptación Económica, están insertos, no obstante el carácter altamente social de sus eventuales impactos al instrumentarlos, en el dominio de la Economía Positiva.*

En palabras de Vilfredo Pareto⁹, cuyas *condiciones de optimalidad* reflejan los argumentos de la *Teoría Marginalista*: “*La ciencia pura no sabe de juicios morales*”, erradicando de este modo, cualquier posible intento de cuestionamiento cuyo origen sea de carácter *normativo*.

A partir de los conceptos expuestos, se comprenderá la referencia al *Paradigma Neo-Clásico*.

Es oportuno, al respecto, citar que según Lagrave resultaría más conveniente emplear el término de *Economía Marginalista* en lugar de *Neo-Clásica*, ya que si algo define y caracteriza a esta nueva corriente o *Paradigma* en relación a la *Economía Clásica*, donde se sitúa la comunidad científica a la que tal línea de pensamiento hace referencia, es la aplicación del *Análisis Marginal*.

De modo que, no estaría desacertado emplear la referencia de *Paradigma Marginalista*, en aquellos desarrollos económicos que debieran sustentar la Reforma en la Industria Eléctrica, conforme ha sido implementada.

3. CARACTERIZACIÓN DEL PARADIGMA NEO-CLÁSICO

3.1 Principales contribuciones a la Corriente de Pensamiento Ortodoxa

El término 'clásico' refiere a los trabajos desarrollados por un grupo de economistas en los siglos XVIII y XIX. Gran parte de sus aportes constituyeron las teorías de desarrollo sobre los mercados, centrándose en el funcionamiento de las denominadas, por tanto, 'economías de mercado'.

La actualización de estos aportes, introducida por economistas modernos adeptos a la misma línea de pensamiento, ha permitido acuñar la denominación de economía *Neo-Clásica*, y para tales economistas, la designación de *Neo-Clásicos*, dado que la palabra *neo*, significa 'nuevo.'

Es decir que sólo se hace referencia a los *nuevos economistas clásicos*, con alguna singularidad que acompaña el devenir de los tiempos, *pero sin*

⁹ Vilfredo Pareto, fue un economista y sociólogo (aunque de primera formación era ingeniero) italiano, que vivió entre 1848 y 1923. Su primer trabajo *Cours D'économie Politique*, incluyó su famosa Ley de Distribución del Ingreso, una complicada formulación matemática en la cual intentó probar que la distribución del ingreso y la riqueza de las naciones, no constituyen fenómenos aleatorios, y que una estructura consistente de los mismos puede ser observada a través de la historia en todas partes del mundo y en toda sociedad.

modificaciones sustanciales sobre las ideas primigenias desarrolladas por los primeros.

Entre los *economistas clásicos* más destacados, pueden mencionarse, en primer término, Adam Smith (1723-1790), autor de la conocida obra "La Riqueza de las Naciones"¹⁰, David Ricardo¹¹ (1772-1823), Thomas Maltus¹² (1766-1834) y Jean-Baptiste Say¹³ (1776-1832).

Las ideas Neo-Clásicas pueden atribuirse a economistas tales como Irving Fisher¹⁴ (1867-1947), Leon Walras (1834-1910) y Alfred Marshall¹⁵ (1842-1924), entre otros.

¹⁰ La publicación del libro "La Riqueza de las Naciones" de Adam Smith, en 1776, es considerada el origen de la Economía como ciencia. Su preocupación principal fue el crecimiento económico y temas relacionados como la distribución, el valor, el comercio internacional, etc. Uno de sus objetivos principales fue la denuncia de las ideas mercantilistas restrictivas de la libre competencia, que estaban aún muy extendidas en su época. Para Adam Smith, el Estado debía abstenerse de intervenir en la economía ya que si los hombres actuaban libremente en la búsqueda de su propio interés, había una *mano invisible* que convertía sus esfuerzos en beneficios para todos.

¹¹ A diferencia de Adam Smith, en cuyos trabajos se apoyó, David Ricardo se preocupó sólo en segunda instancia en averiguar las causas del crecimiento o, si se prefiere, el origen de "la riqueza de las naciones"; aunque también se podría decir que sus preocupaciones en torno al crecimiento lo llevaron a interesarse, en primer lugar, en los factores que explican la distribución de la renta. Al autor de los "Principios de economía política y tributación" (1817) lo inquietaba especialmente la tendencia de la baja de los beneficios.

¹² Malthus fue un economista político cuya central preocupación se refirió al decaimiento de las condiciones de vida de la Inglaterra del siglo XIX. Atribuyó esta declinación a tres elementos: La sobrepoblación de jóvenes (referida a las familias de numerosos hijos, y de escasas posibilidades económicas); la incapacidad de recursos para mantenerse al ritmo de la población creciente; y la irresponsabilidad de las clases bajas. Para combatir esto, sugirió que el tamaño familiar de la clase baja debía regularse no permitiendo que las familias pobres engendrasen más niños de los que pudiesen sostener. Vertió estos conceptos en un escrito "An Essay on the Principle of Population", publicado en 1798.

¹³ Economista francés de la Escuela Clásica, seguidor de Adam Smith aunque con notable originalidad. Su aportación más conocida es la llamada "Ley de Say" que puede formularse, de manera sintética, afirmando que toda oferta crea su propia demanda.

¹⁴ Irving Fisher realizó aportaciones muy originales a la ciencia económica. Propuso las curvas de indiferencia como método de análisis. Introdujo la distinción clave entre flujos y stocks. Elaboró unos modelos mecánicos basados en depósitos de agua, bombas y tubos, para simular la circulación económica y financiera.

La Revolución Marginalista, como suele ser referida en la historia del pensamiento económico, fue iniciada a comienzos de la década de 1870 por tres economistas: William Stanley Jevons¹⁶ (1835-1882), en Inglaterra, Carl Menger¹⁷ (1840-1921), en Austria, y Leon Walras en Suiza.

De los tres, Walras fue el único que se atrevió a introducirse en las complejidades matemáticas de un *equilibrio multimercado general*.

Fue nombrado profesor en la Universidad de Lausana y se dedicó plenamente a la docencia y la investigación.

Los esfuerzos por divulgar sus ideas, mediante correspondencia escrita con un gran número de prestigiosos economistas de todo el mundo, le fueron poco

¹⁵ Profesor de Economía Política en Cambridge, Reino Unido, es el fundador de la Escuela de Cambridge. Se le considera también precursor de la Economía del Bienestar, ya que su objetivo explícito en el análisis económico es encontrar una solución a los problemas sociales. Recogiendo la economía de los clásicos con las aportaciones marginalistas de sus contemporáneos, realiza una síntesis en la que busca y destaca las razones y requisitos de *equilibrio parcial*. Es famosa su comparación de las tijeras con cómo son determinados los precios por el encuentro entre la oferta y la demanda. "*Sería igualmente razonable discutir - dice- sobre si es la cuchilla de arriba o la de abajo la que corta el papel, como si es la utilidad o el costo de producción lo que determina el valor*".

¹⁶ En su objetivo de equiparar la Economía con las ciencias naturales, Jevons utilizó un tratamiento matemático. A comienzo de la década de 1870, simultáneamente a otros trabajos de Walras y Menger, publica una elaborada síntesis de las teorías del consumo, del intercambio y de la distribución, asentando así las bases para la "revolución marginalista" que le siguió.

Considera que *la utilidad sólo puede ser medida en términos ordinales y que la utilidad proporcionada por un bien es inversamente proporcional a la cantidad de ese bien previamente poseída*. Establece claramente la diferencia entre *utilidad total* y lo que llamó "grado final de utilidad", que después recibió el nombre de *utilidad marginal*.

Afirmó que "el valor del trabajo debe determinarse a partir del valor del producto y no el valor del producto a partir del valor del trabajo" contradiciendo así la teoría clásica de la tradición ricardiana y marxista.

¹⁷ Fundador de la Escuela Austríaca a partir de la publicación de los "Principios de Economía Política", en el año 1871. Si bien la influencia de Menger sobre la ciencia económica es universalmente reconocida, por haber establecido las bases del marginalismo, las implicaciones más profundas de su análisis, su método y sus conceptos básicos, no fueron entendidas. Su pensamiento puede ser sintetizado mediante estas palabras: "*La propiedad, como la economía humana, no es una invención arbitraria sino más bien la única solución práctica posible del problema que la naturaleza nos ha impuesto por la disparidad entre la necesidad y las cantidades disponibles de todos los bienes económicos*"

fructíferos. Muy poco valorado en su tiempo, sólo Vilfredo Pareto se convirtió decididamente en su discípulo y le sucedió en la cátedra de Lausana.

Pareto, quien ya fue citado y ubicado dentro de esta corriente de pensamiento, fue el primer economista en distinguir claramente entre los conceptos de *utilidad cardinal* y *ordinal*, negando la aplicabilidad del primero.

Mediante la introducción de las llamadas *curvas de indiferencia*, reelaboró la *teoría de la utilidad y la demanda*. Negando la posibilidad de hacer comparaciones interpersonales de utilidad, definió el concepto conocido en la actualidad como “Óptimo de Pareto”.

Al estudiar la distribución de la riqueza y las rentas, estableció la llamada "Ley de Pareto" según la cual *la desigualdad económica es inevitable en cualquier sociedad*.

La teoría del Equilibrio Parcial estudia los mecanismos por los que se determinan la *cantidad* y el *precio de equilibrio* en un mercado. El análisis de las *elasticidades* de la *Oferta* y la *Demanda*, constituye el núcleo de esa teoría cuya elaboración y sistematización debe en buena medida al trabajo de Alfred Marshall.

La teoría del Equilibrio General estudia las condiciones necesarias para que todos los mercados estén simultáneamente en equilibrio.

Esta compone la formulación original de Walras: todos los bienes son complementarios o sustituibles de/por otros en mayor o menor grado.

Debido a la interdependencia general existente, cualquier desplazamiento fortuito del punto de equilibrio en el mercado de un bien provocará desplazamientos en los mercados de otros bienes, éstos en los de otros y así sucesivamente.

Estas variaciones de precios pueden producir a su vez un efecto retroactivo, *corrector* o *realimentador (feedback)*, sobre el mercado original. Finalmente, si no existe intromisión externa que lo dificulte, ese proceso — que Walras llamó *tâtonnement* — conducirá al equilibrio en todos los mercados de bienes y factores.

La *doctrina Económica Neo-Clásica* introduce el concepto de Equilibrio Parcial, definiéndolo como *el estudio del comportamiento individual de las unidades*

de decisión y del funcionamiento de los mercados individuales en que las mismas participan.

Esta noción de Equilibrio Parcial, proviene de las ciencias naturales y, en especial, de la física.

Desde tal concepción, se entiende que se presenta una situación de equilibrio cuando el sistema objeto de estudio se sostiene en un estado de reposo que no tiende a modificarse.

Esto significa que, ante cualquier alteración producida por fuerzas exógenas, el mismo tiende a un estado similar al de origen.

No se trata aquí de dar una definición física rigurosa de lo que debe entenderse por equilibrio sino, más bien, de incorporar la idea 'mecanicista' sobre la cual reposan gran parte de los preceptos que constituyen el basamento analítico al que responde la doctrina económica en cuestión.

Es claro que esta noción de equilibrio, dentro del enfoque propugnado por el Paradigma Económico *Neo-Clásico*, constituye un instrumento metodológico empleado como una aproximación analítica que permite abordar algunos aspectos de la realidad económica para posibilitar su explicación.

La realidad, no presenta situaciones que se correspondan con una hipótesis de simplicidad tal, que entrañe la *reversibilidad*, de un modo cuasi axiomático, en los procesos que en ella se presentan.

No obstante, aceptada esta noción desde la perspectiva instrumental mencionada, es posible extenderla y concebir al desequilibrio, metodológicamente, como un estado entre dos situaciones de equilibrio.

Cuando tal recurso metodológico se refiera a las condiciones de equilibrio de una parte del sistema económico objeto de estudio (una unidad productiva o el mercado de un bien en particular) bajo el supuesto de que los restantes elementos de aquel no se alteran, se estará, entonces, en presencia de una situación que se corresponde con un *análisis de equilibrio parcial*.

El mismo se aplicará a problemas como el planteado por el interrogante: *Cuál es el precio de equilibrio cierto bien/servicio X?*

Pero, sin duda, considerando que dentro de un sistema económico todos sus elementos se encuentran directa o indirectamente relacionados, las conclusiones que puedan obtenerse sobre cualquier aspecto del mismo a partir del *análisis de equilibrio parcial*, resultarán de un alcance limitado (el precio del bien/servicio X, citado como ejemplo, depende de los precios de los insumos requeridos para su producción; estos a su vez de otros precios y así siguiendo).

Sin embargo, a la luz de esta doctrina, el concepto de equilibrio parcial se presenta apropiado, a partir de sus hipótesis simplificadoras, *para estudiar cómo las unidades de consumo y de producción optimizan su conducta*.

Al abordar los aspectos económicos relativos al funcionamiento de una empresa, vista como una de las unidades de decisión que interviene en el sistema económico, surge el siguiente interrogante: *Es posible considerar a la misma en carácter de tal (unidad de decisión) siendo que en las grandes sociedades la toma de decisiones se encuentra muy descentralizada?*

Al respecto, este enfoque de la ciencia económica supone que cada decisión tomada en el interior de una empresa, se fundamenta en los mismos principios y que no viene influenciada por quien adopta esa decisión.

Se asume, entonces, que puede hacerse abstracción de las peculiaridades de las personas que toman esa decisión y de los tipos de organización en las que trabajan.

En tal sentido, puede considerarse a la empresa, como una unidad que tiene objetivos propios y adopta decisiones para alcanzar esos objetivos.

La respuesta al interrogante planteado, vista desde esta perspectiva, admite el supuesto de que los esfuerzos de los diferentes sujetos que deciden, se encuentran unificados por el solo hecho de participar en objetivos comunes.

Claramente, la admisión de este supuesto constituye una *hipótesis fuerte*, de modo que *la validez de tal teoría, a los fines predictivos, corresponde a las evidencias empíricas*.

En este sentido, es oportuno reflexionar sobre que las teorías son concebidas para dar respuestas a preguntas respecto de la causalidad atribuida a cierta regularidad fáctica observada.

Parece, entonces, razonable pensar que una teoría puede ser juzgada en base a su capacidad predictiva sobre los acontecimientos que se desean explicar.

En este contexto, su aceptación o rechazo no estriba en el mero hecho de que las presunciones contenidas en ella parezcan o resulten irreales; más bien, la teoría y sus presunciones constituirán una descripción válida de la realidad observable, si con ellas es posible predecir adecuadamente la misma, considerando el carácter inherentemente incierto de tal afirmación.

En efecto: lo percibido como “realidad” constituye sólo una aproximación elaborada mediante una serie de instrumentos metodológicos de mayor o menor grado de abstracción, que permiten abordar simplificativamente su análisis.

Es factible aceptar una teoría por su valor predictivo y rechazarla si las predicciones a partir de la misma están reñidas con la realidad, no porque lo estén sus presunciones.

3.2 Equilibrio de Mercado. Modelo ‘Mecanicista’ Neo-Clásico

La Figura 1, permite un análisis con algo más de detalle sobre la idea de *equilibrio* que introduce la doctrina ortodoxa.

En ella se presenta de una manera sencilla, como las curvas de Oferta (**O**) y Demanda (**D**) del mercado de un producto genérico, determinan, a partir de las mencionadas ‘fuerzas impersonales del mercado’, el equilibrio *precio (P) – cantidad (Q)*.

Al respecto, pueden exponerse algunas situaciones que tienden necesariamente al equilibrio:

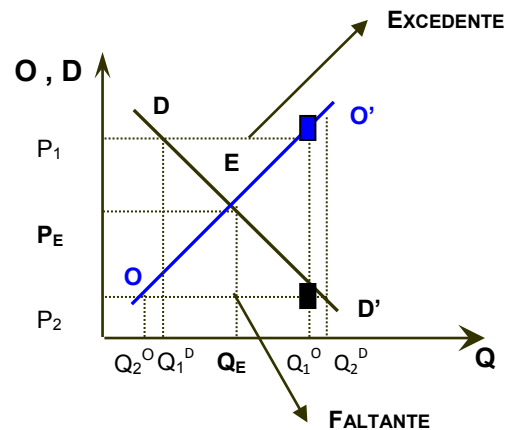


Figura 1: Equilibrio: Modelo 'Mecanicista' Neo-Clásico

Al precio de mercado indicado como P_1 , los consumidores desean adquirir la cantidad Q_1^D , como se observa.

Por otra parte, los oferentes están dispuestos a llevar al mercado la cantidad Q_1^O . De este modo, existirá un *excedente* en la producción.

Además, al precio indicado como P_2 , los consumidores desean adquirir la cantidad Q_2^D , mientras que los oferentes se disponen a llevar al mercado la cantidad Q_2^O . Como se observa, existirá un *faltante* en la producción.

Al producirse un *excedente* o *faltante* en la producción, los precios deben tender a bajar o a subir, respectivamente, hasta arribar al punto de equilibrio indicado en la Figura 1 como (P_E, Q_E) , en el cual los consumidores desean llevarse del mercado la cantidad que los vendedores desean colocar a ese precio.

De este modo, el precio y la cantidad de equilibrio son determinados resolviendo un sistema de ecuaciones que expresan la Oferta y la Demanda en forma simultánea.

Sin embargo, el análisis precedente ha sido con frecuencia cuestionado.

El equilibrio de *Oferta* y *Demanda*, se concebía originariamente en términos de analogías mecánicas. Por ejemplo, la definición de equilibrio estable podría ser

representada por *cierto número de esferas macizas reposando en contacto unas con otras en un recipiente semiesférico. O bien un péndulo clásico.*

No obstante el carácter simplista de esta proposición, la falacia fundamental de tal analogía es el pensar que la realidad se comporta de forma, por citar el ejemplo, ‘pendular’, tendiendo finalmente a una posición de reposo o equilibrio.

Un movimiento en el espacio (el del péndulo o el de las esferas) puede ir de un lado a otro. *Pero un desplazamiento temporal, sólo puede recorrer un ‘camino’ o trayectoria, que va desde el pasado hacia el futuro, y todo lo que ocurre una vez, afecta a lo que ocurrirá luego.*

La introducción del *tiempo* en este análisis de *equilibrio de mercado*, implica introducir el futuro, y como el futuro es incierto, aparece como imposible un comportamiento estrictamente racional, tan pregonado por la teoría Neo-Clásica.

La Figura 1, *no tiene historia*. Los movimientos deben ser instantáneos o en un momento determinado.

Si al plano *precio – cantidad* se le introduce el *tiempo* como una tercera dimensión, las curvas presentadas pierden su significado: cuando el precio es P_1 hoy, la cantidad comprada por los consumidores no sería la misma si estos, en carácter de compradores, supieran que se espera que tal precio baje respecto a si tuviesen una larga experiencia de que el precio permanece constante.

Lo mismo podría pensarse si el precio propuesto subiera continuamente.

Si se acepta esta crítica como pertinente, el esquema de la figura anterior con representación de *excedentes* y *faltantes*, pierde validez, ya que tal diagrama representaría sólo una porción de tiempo, el ‘ahora’, con el pasado detrás. Se están, así, comparando probables posiciones y no representando cambios y movimientos, cuando, en realidad, resulta imposible desplazarse de un punto a otro cambiando la historia pasada.

No existe, en términos prácticos, la reversibilidad implícita hacia el equilibrio, en las trayectorias que el diagrama establece como naturales, producto de las 'fuerzas impersonales del mercado'.

El análisis allí propuesto resulta estrictamente *estático* o, a lo sumo, *estático comparativo*¹⁸. En consecuencia, no puede comprender movimientos hacia o desde puntos de equilibrio.

Para comprender mejor estos efectos, puede ser de utilidad brindar una definición más precisa de lo que se entiende por *Curva de Demanda* y por *Curva de Oferta*.

Sea X un determinado producto. Una *Curva de Demanda* por X, indica la máxima cantidad de X que los consumidores desean comprar, a un precio dado de una unidad del mismo, por unidad de tiempo, en un instante de tiempo y permitiendo un cierto lapso de tiempo como para que tengan lugar algunos ajustes pertinentes.

Una manera alternativa de definir esta curva es la siguiente: Constituye la indicación del máximo precio que se está dispuesto a pagar para consumir una cierta cantidad de X, por unidad de tiempo, en un instante de tiempo y permitiendo cierto lapso de tiempo para que tengan lugar algunos ajustes pertinentes, cuando los consumidores tienen la libertad de adquirir esa cantidad o cualquier otra al máximo precio establecido¹⁹.

La primera definición, daría lugar a una expresión matemática del tipo:

¹⁸ Cuando el análisis sobre el comportamiento de un sistema se realiza en base a un corte temporal, es decir, para un instante dado, tratando de investigar las relaciones causales entre sus elementos o parte de ellos, se estará realizando un análisis *estático*. Si lo que se hace es comparar el estado del sistema para diferentes instantes de tiempo, el análisis será de *estática comparativa*.

¹⁹ Esta afirmación tiene que ver con lo que se define como Excedente del Consumidor. Marshall define tal concepto como la diferencia que existe entre el precio total que estaría dispuesto a pagar un consumidor por una cierta cantidad del producto X y el precio que efectivamente se paga por la misma. Si la alternativa que enfrentan los consumidores, a un precio unitario máximo del producto dado, es consumir una cantidad K del producto X, por período, ó nada, los consumidores estarán dispuestos a pagar algo más que el precio máximo unitario establecido.

$$X_D = f_1^D(P_x^D) \quad (1)$$

En cambio la segunda, se expresaría de manera inversa:

$$P_x^D = f_2^D(X_D) \quad (2)$$

Es interesante observar como en ambas definiciones se incluye el factor tiempo en tres oportunidades, que merecen ser analizadas:

1^{ro}) Por unidad de tiempo: esta referencia, indica que la Demanda se vincula a un *flujo* antes que a un *stock*.

2^{do}) En un instante de tiempo: esto indica que existe un cierto conjunto de variables que están definidas en valores apropiados, de modo que el proceso de demandar incorpora implícitamente la selección entre alternativas en el tiempo.

3^{ro}) Permitiendo cierto lapso de tiempo: los ajustes pertinentes a los que se hace referencia en la definición, y que requieren tal lapso de tiempo, indican que no existe un acto instantáneo de demandar en respuesta a las necesidades y/o deseos.

Pero además, y tal vez más importante, el tiempo resulta implícitamente considerado en las definiciones dadas, a los efectos de indicar la presencia de incertidumbre. Esto es: al precio p se demandarán X unidades, siempre y cuando los demandantes tengan la absoluta certeza de que este es, ha sido y será siempre el precio unitario del producto considerado.

La demanda del mismo resultaría muy distinta si, por ejemplo, los consumidores supiesen con certeza que el precio unitario de mercado va a modificarse (por caso, que subirá).

Respecto de la *Curva de Oferta*, también es posible definirla de dos maneras²⁰:

²⁰ En ciertas ocasiones, una definición excluye a la otra.

Por una parte, se la puede definir como una relación que indica la máxima cantidad de un producto que los oferentes están dispuestos a lanzar al mercado, a un precio dado, por unidad de tiempo, en un instante de tiempo, y permitiendo un lapso de tiempo para que se produzcan algunos ajustes pertinentes.

La formulación matemática correspondiente a este caso, resulta ser:

$$X_O = f_1^O(P_x^O) \quad (3)$$

La definición alternativa establece que: la *Curva de Oferta* constituye una indicación del mínimo precio que exigirán los oferentes para producir una cierta cantidad del producto cuyo mercado se analiza, si existiera la libertad de ofrecer esa cantidad o cualquier otra al precio mínimo que se determine, por unidad de tiempo, en un instante de tiempo, y permitiendo un lapso de tiempo como para que se produzcan algunos ajustes pertinentes.

La formulación matemática, inversa a la anterior, resulta ser:

$$P_x^O = f_2^O(X_O) \quad (4)$$

Se observa, al igual que en la *Curva de Demanda*, que en ambas definiciones *se hace referencia al tiempo tanto explícita como implícitamente*. Podría, eventualmente, pormenorizarse lo que intentan reflejar tales referencias, pero el hecho de tratar con las *Funciones de Producción* y el supuesto del *Corto Plazo*, permiten inferir de qué se trata.

La única salvedad que podría enunciarse al respecto, la constituye la tercer mención al factor tiempo. Aquí, al decir: *Permitiendo cierto lapso de tiempo como para que se produzcan ajustes pertinentes*, más bien se refiere a la cantidad de factores productivos que los oferentes pueden cambiar. No al acto instantáneo de la *Oferta*, como se manifestó en la *Demanda*.

La idea implícita de incertidumbre se sostiene y valen los mismos comentarios tanto para la función de Oferta como para la de Demanda: *cuestiona la conducta racional de las unidades decisorias, en términos Neo-Clásicos, como supuesto*.

En general, la frase ‘en cierto instante de tiempo’, es referida en economía como *ceteris paribus*²¹.

Este concepto se vincula estrechamente con lo dicho en relación al *Corto Plazo*.

3.3 Las Ideas Clásicas y Neo-Clásicas

En términos más pragmáticos, esta doctrina es referida también como *Neo-Liberalismo*. Sus propugnadores la exhiben y presentan, como el remedio a todos los males de la sociedad; es la corriente de pensamiento *Post-Moderno* en donde toda la humanidad ha alcanzado el bienestar y su futuro se está realizando en el presente: se ha llegado a un status en que ya no se puede ni se debe avanzar.

Sus defensores afirman proposiciones solidarias a esta corriente de pensamiento que constituyen instrumentos tendentes al auspicio de una sociedad por igual, sin distingo clases, pero siempre y cuando se sometan a los a los designios de aquellos.

Ante esta propuesta, corresponde indagar cuál es el origen del *Neo-Liberalismo*, su génesis.

Los pensadores de tal corriente se presentan como innovadores, tal es el caso de von Mises²² (1881-1973), cuando en realidad exponen pensamientos que Adam Smith formuló en 1776; con el agravante que sus hipótesis las contrastan con una realidad muy diferente a la de aquella época.

²¹ La noción de *ceteris paribus*, constituye un instrumento metodológico y, como se ha dicho, no una descripción de lo que sucede en la realidad. Se consideran ciertos elementos como constantes, no porque realmente lo sean, sino porque es conveniente presumir que, momentáneamente, lo son. Tal instrumento constituye un aporte de Marshall.

²² Discípulo directo de Böhm-Bawerk y seguidor de Carl Menger, convirtiéndose en uno de los más destacados y respetados representantes de la Escuela Austriaca. Durante toda su vida fue un reconocido publicista del liberalismo dedicando muchas páginas a demostrar la inviabilidad del socialismo. En 1920 publicó un artículo en el cual argumentaba que una distribución racional de recursos no era posible en el socialismo. El artículo, publicado originariamente en alemán, se tradujo al inglés como “Economic Calculation in a Socialist Commonwealth”.

Para von Mises, la operación de los mercados de factores en el capitalismo desempeña un papel clave.

En su concepción, los propietarios de la tierra, mano de obra y capital suministran factores de producción a las empresas que los demanden. Como consecuencia, emerge el sistema de precios y, sobre la base del mismo, y la tecnología disponible, las empresas adoptan sus decisiones respecto de la manera más económica de combinar los factores destinados a la producción.

Crítico acérrimo del socialismo, von Mises sostuvo que al no ser en este sistema los factores de producción de propiedad *individual* sino de propiedad *comunitaria*, no habría mercados de factores y, en consecuencia, tampoco una determinación de precios derivada de los mismos.

Luego, sigue que la *toma racional de decisiones*, a efectos de distribuir recursos, es imposible sin un sistema solidario a los factores de producción. En su ensayo titulado “*On Economic Theory of Socialism*”, publicado en 1938, afirma que “*tan pronto como uno abandona la concepción de un precio monetario establecido libremente para los factores de producción, la producción racional se torna absolutamente imposible. Cada paso que nos aleja de la propiedad privada de los medios de producción, también nos aleja de una economía racional*”.

Sin embargo, casi dos siglos antes, el ‘liberalismo smithiano’ se pronunciaba por un mercado de libre competencia movido por una ‘mano invisible’, cuando aún no se presentaban los efectos negativos del monopolio y no existían las empresas multinacionales ni transnacionales; lo contrario de aquello que los *Neo-Liberalistas* propugnan, pues, no obstante su doctrina de mercado, la realidad implica el control en manos de las grandes corporaciones, y una tendencia a la oligopolización más que a la competencia atomizada.

Los *Neo-Liberalistas* se pronuncian por un orden de cosas en donde el mercado se erige como el conductor único de la economía, sin intervención de ningún otro ente controlador (léase Estado).

Dicha pretensión se torna altamente cuestionable, al observar los fracasos que se han tenido en el plano económico-social cuando se propone al mercado como la única institución que dirija al proceso económico; históricamente, y en la

actualidad, puede ser comprobada cuan insuficiente resulta tal estructura de organización destinada a la producción de bienes y servicios.

El caso concreto de la industria eléctrica, en muchos aspectos de su reforma, no resulta una excepción.

3.4 Las Ideas Clásicas y Neo-Clásicas

3.4.1 Cuestiones Básicas: El Principio del Costo Marginal

En las dos referencias citadas en el título del presente epígrafe, se desarrolla una crítica al *Paradigma Marginalista* en cuanto a la capacidad de obtener, a partir de sus proposiciones, *precios de eficiencia mediante el criterio del Costo Marginal*.

En particular, en el marco de este trabajo, interesan tales precios al efecto de valorizar el acceso a las redes de distribución eléctrica.

No obstante este propósito, las ideas a continuación desarrolladas involucran supuestos en los que el *Paradigma Marginalista* se sustenta, y son, por tanto, de consideración general.

De modo que aportan a la caracterización de la corriente de pensamiento en cuestión, desde una óptica específica: el *Principio del Costo Marginal*.

Este principio, aplicado para la determinación de *precios de eficiencia*, se deriva de las *condiciones de primer orden* que sirven a la determinación del *Óptimo de Pareto*.

De un modo general, cuando el mercado adopta una *forma restringida de competencia*, tal como lo es el *monopolio natural no disputable*, (situación imputable al *servicio de redes eléctricas*), desde la *Teoría Económica de la Regulación* el problema que debe abordarse implica *la regulación de precios conforme la óptica de la denominada Economía del Bienestar*.

El marco teórico de referencia para este problema, supone un *monopolio uniproducto* que se encuentra inmerso en un contexto donde todos los mercados de bienes y factores responden funcionalmente a un *modelo de competencia perfecta*.

La teoría del *Óptimo Paretiano*, afirma que *cualquier acción regulatoria, cuyo objetivo implique la eficiencia asignativa en los recursos, debería inducir a que el precio de venta del bien o servicio ofertado por el monopolista, sea fijado al nivel de su costo marginal de producción*.

Esta situación implica que *el valor de la productividad marginal de cada recurso se iguale con su precio de mercado, condiciones de primer orden para la eficiencia asignativa en el Óptimo de Pareto.*

Por otra parte, la *Teoría del Monopolio* indica que la *conducta óptima* del monopolista *implicaría maximizar su beneficio, estableciendo un nivel de producción tal que el costo marginal se iguale con el ingreso marginal.* Bajo estas consideraciones, el precio de mercado del bien o servicio *no reflejaría su costo marginal de oportunidad*, permitiendo al monopolista la apropiación de las denominadas *cuasirentas monopólicas.*

En consecuencia, la *intervención regulatoria* permitiría restituir las condiciones necesarias en la *eficiencia asignativa*, lo que redundaría en una mejora del bienestar social, *asumiendo que el mercado en estudio es el único que se aparta del comportamiento paretiano.*

Tal intervención, procura, entonces, *la búsqueda de un apartamiento óptimo respecto del óptimo primero, solución que, por tanto, recibe el nombre de “segundo mejor”.*

Sentadas estas bases, se pasa, entonces, a la caracterización complementaria del *Paradigma Marginalista.* La misma implica tratar, al menos, *dos cuestiones principales:*

- a) *cuáles supuestos sustentan la validez del Principio del Costo Marginal y*
- b) *qué implica proponer, correlativamente, una “solución de segundo mejor” sobre un mercado que se aparta de las condiciones de competencia perfecta.*

A continuación se desarrollan ambos puntos.

3.4.2 Supuestos en los que se Fundamenta la Regla Asignativa del Costo Marginal

El carácter de los supuestos más relevantes, requeridos para la deducción del *Principio del Costo Marginal como regla asignativa*, constituye un primer punto de observación a los efectos de legitimar como *superiores* las soluciones basadas en aquél. Entre estos se citan:

- i. Supuestos relacionados con los Consumidores: se admite, por una parte, que el bienestar de cada individuo se traduce mediante su mapa de indiferencia y que el incremento del mismo, “*ceteris paribus*”²³, produce un incremento en el bienestar social.

Por otra parte, el consumidor se supone soberano en sus decisiones económicas, no existiendo sobre él ningún tipo de influencias ajenas al mercado.

Suponer que cada individuo tiene establecida su *escala de preferencias* con absoluta claridad, implica una racionalidad determinada difícilmente comprobable.

Suponer que el consumidor es *soberano*, requiere de una absoluta independencia en el consumo, ausente de influencias que no tengan lugar en el mercado y, por lo tanto, despojada de todo juicio de valor acerca del bienestar relativo entre los consumidores, situación muy alejada de la realidad.

- ii. Supuestos relacionados con el Horizonte Temporal empleado en el Proceso de Optimización: se admite que se ha adoptado un horizonte temporal que permita delimitar de manera precisa el grupo de individuos cuyo bienestar se considera.

Tal supuesto se torna cuestionable no sólo por la información requerida, sino por su incidencia en el marco del *desarrollo sustentable* para los *sistemas energéticos en general*.

En efecto, cualquier política de precios de la energía que admita la adopción y conveniencia de dicho alcance temporal, deberá considerar el uso de *recursos no renovables*, cuyo consumo presente afecta a las generaciones futuras.

²³ Tal como se dijo, esta situación refiere a que el resto de las condiciones del sistema, en este caso las preferencias del resto de los consumidores, no se modifican.

iii. El Óptimo del Bienestar Paretiano: como se dijo, *se requiere que las reglas de eficiencia asignativa se verifiquen en todos los mercados de bienes y factores productivos*. Si este supuesto no es satisfecho, el empleo de la regla que propone la igualdad entre precio y costo marginal para una actividad en particular, en vez de conducir al óptimo, puede alejar la solución del mismo. Incluso cuando pudiera reducirse el número de condiciones que no son satisfechas, no se tendría ninguna garantía de que con ello la solución obtenida se aproxima al óptimo primero.

iv. Exclusión de la Incertidumbre en el Establecimiento de las Condiciones Necesarias para el Óptimo: *se supone que toda la información requerida acerca de los acontecimientos futuros, está disponible en forma cierta, o es reducible a un conjunto de certezas*. Este supuesto exhibe una fuerte inconveniencia: las expectativas de los distintos actores sociales, pueden diferir notablemente en términos de la estructura de incertidumbres inherente al sistema en estudio.

Como es lógico, tales expectativas impactarán sustantivamente sobre el bienestar actual. Por otra parte, la admisión de incertidumbres *implicaría restar validez a las equivalencias marginales*, en particular, la relativa al costo marginal.

En última instancia, *el Óptimo Paretiano se sustenta en la equivalencia entre tasas marginales de sustitución, refiriendo un equilibrio que, en modo ninguno, podría ser determinado en condiciones de incertidumbre*.

La visión *Neo-Clásica* de la asignación de recursos, reposa esencialmente sobre el *principio de sustitución*. La atención excluyente sobre tal principio, supone una teoría del “equilibrio puro”, irreal y *estática*, en donde todos los eventos se desarrollan en un *tiempo lógico instantáneo* y a cuyos procesos se les confiere un carácter *mecanicista y reversible*.

La idea de *entropía* asociada a las transformaciones en un sistema económico ha sido propuesta por varios autores, por ejemplo y es

absolutamente compatible con la admisión de incertidumbres y, por ello, con una *racionalidad acotada* en las conductas individuales.

- v. Perfecta divisibilidad de los Bienes: este supuesto también es cuestionable. Su implicancia puede ser analizada en términos de su negación: *qué ocurriría si tal divisibilidad no existiera?*

Siendo de este modo, si la indivisibilidad existente tiene significación en los bienes de capital, las curvas de costo marginal correspondientes resultarían *discontinuas*.

Consecuentemente, *habría un costo marginal vinculado a un aumento de producción y otro vinculado a una contracción de la producción*.

Adicionalmente, si tal indivisibilidad fuese extendida también a los bienes de consumo, *entonces las condiciones marginales se verían seriamente comprometidas en su validez*.

En efecto, todas las propiedades convenientes del sistema de precios *fallarían completamente*. En virtud de las mismas, por ejemplo, los factores de producción deben ser empleados en aquella actividad donde obtengan mayores rendimientos, reflejando costos de oportunidad, bajo una supuesta distribución del ingreso.

Nada podría decirse en tal situación, *sin recurrir a una función de bienestar explícita y bien definida*.

3.4.3 El Principio del Costo Marginal y las Soluciones de “Segundo Mejor”

Al proponerse la *solución de segundo mejor, apartamiento óptimo* respecto del *Óptimo de Pareto*, se asume, como condición, *un monopolio natural inmerso en un contexto donde todos los mercados de bienes y factores responden a un modelo de competencia perfecta*.

La primera observación relacionada con la supuesta superioridad de este *óptimo segundo*, se vincula a los fundamentos que conducen al *óptimo primero*.

Sin duda el abandono del supuesto de un contexto competitivo donde el monopolio en cuestión se encuentra inmerso, constituye, adicionalmente, un

problema de compleja solución: buscar un *apartamento óptimo como solución de “segundo mejor”*.

Tal supuesto resulta poco funcional, tomando en consideración la fuerte tendencia a la *oligopolización* en las economías concretas. De modo que se “desdibuja” la *eficiencia asignativa* que pretende garantizar una solución así concebida.

Volviendo sobre las condiciones requeridas en el *óptimo primero*, para luego proceder a su *apartamento óptimo*, es interesante la conclusión establecida por Lipsey (ver bibliografía consultada), al enunciar el *Teorema General del Segundo Mejor*: *si una de las condiciones del óptimo paretiano no puede ser alcanzada, una situación de óptimo segundo sólo puede ser lograda mediante el apartamento de todas las demás condiciones*. Esto implica que cuando alguna de las condiciones mencionadas no se verifican, el cumplimiento de las restantes, aún cuando sea *posible*, no necesariamente es *deseable*, requiriéndose, en general, *un apartamento de la totalidad de ellas como condición necesaria de un óptimo segundo*.

En tal sentido, para la modelización del apartamento que debe ser requerido en las restricciones establecidas para el problema de optimización, los autores de esta última referencia introducen el concepto de *unidades desviantes*, en una compleja formulación matemática.

En última instancia, deben estudiarse y, en general, reformularse, en situaciones de violación para las restricciones impuestas, las relaciones que expresan el comportamiento de estas *unidades desviantes*.

La conclusión resulta en una *circularidad implícita en el planteo-solución del problema*. En efecto, *si se arriba a un óptimo segundo mediante la metodología expuesta y, para tal resultado, una restricción no es satisfecha, las unidades desviantes deben modificar su comportamiento estableciendo nuevas restricciones que, a su vez, pueden conducir a otra solución*.

Nada garantiza que tal circularidad sea convergente y, con ello, que exista la procurada eficiencia asignativa en la solución alcanzada.

Si en este marco se reconsidera el carácter *regresivo* de las *soluciones Ramsey*²⁴ desde el punto de vista distributivo, se concluye en que *no necesariamente las soluciones basadas en el Principio del Costo Marginal, resultan superiores a, por ejemplo, aquellas basadas en Costos Medios, cuestionando el significado de precios de eficiencia, en términos de la eficiencia asignativa supuestamente garantizada a la luz del pensamiento Neo-Clásico.*

Más adelante se complementará la caracterización de este *Paradigma*, en términos de un contraste relativo a los aspectos metodológicos esenciales, aportados desde una corriente alternativa de pensamiento: El *Post-Keynesianismo*.

4. EL PARADIGMA POST-KEYNESIANO COMO ALTERNATIVA NECESARIA

El objetivo de esta Sección, consiste en presentar los aspectos más destacables de la economía *Post-Keynesiana*, como corriente de pensamiento, la cual muestra una *sólida estructura conceptual* que puede proporcionar una alternativa al *Paradigma Neo-Clásico* dominante.

En particular, y más allá de la generalidad de conceptos que esta corriente de pensamiento involucra, interesan, en el marco de este trabajo, las ideas solidarias a la *Teoría de la Elección*.

Se establecerá que *la adopción de decisiones está caracterizada por un entorno de incertidumbres fundamentales*. Este confiere una perspectiva más realista a los diversos problemas que devengan de la *planificación en los ámbitos de negocios*, sosteniendo adecuada rigurosidad en su *formulación metodológica*.

La *economía Post-Keynesiana* exhibe un *núcleo*²⁵ tan coherente como el conferido al *programa Neo-Clásico* y, en consecuencia, *puede ofrecer una alternativa viable para aquellos que no adhieren a las proposiciones de la economía ortodoxa*. Se expresa como un *cuerpo íntegro* que constituye un marco de

²⁴ En las dos referencias siguientes, se habla de que el apartamiento de *segundo mejor*, en su forma más simple, sigue la denominada *Regla de Ramsey, o de inversa de la elasticidad de la demanda-precio*. También puede consultarse en aquellas, el *carácter regresivo* que exhiben tales soluciones respecto de su *impacto distributivo*.

²⁵ En el sentido *lakatosiano*.

referencia *comprendido* y *fundado*, como soporte metodológico, tal como el que se intenta expresar mediante la síntesis *Neo-Clásica*.

4.1 El Keynesianismo: Caracterización del Paradigma Keynesiano

Las ideas de J. M. Keynes²⁶ (John Maynard) constituyen un auténtico hito para entender la evolución, tanto de la *Ciencia Económica* como de la *Historia Económica* (e, incluso, política y social), de la segunda mitad del siglo XX. Sin embargo, la mayoría de los investigadores que, de una u otra forma, se han acercado al pensamiento keynesiano han ignorado o, al menos, desdeñado, sus aportaciones a la *relación de compatibilidad entre equidad en la distribución de la renta y crecimiento económico*.

Keynes fue un economista crítico en su época, tanto con el modelo de sociedad victoriana, que dominaba la Inglaterra de principios del siglo XX, como con las teorías económicas imperantes.

Estas consideraciones salen a relucir si se repasan algunas incidencias de la vida del economista inglés, así como algunas claves de la *revolución científica keynesiana*, que se ponen de manifiesto al analizar tan sólo el prefacio de *La Teoría General del Empleo, Interés y el Dinero* (*The General Theory of Employment, Interest and Money*), obra fundamental de Keynes, desde un punto de vista lingüístico.

Tanto en esta obra capital como en trabajos anexos, Keynes justifica que las medidas de redistribución de ingresos que aumenten la propensión a consumir, pueden estimular el crecimiento económico al incrementar la demanda agregada.

De este modo, Keynes arremete contra uno de los grandes obstáculos que bloqueaba el camino hacia una distribución de la renta más equitativa, y proporciona un argumento de peso a favor de la *relación de compatibilidad entre equidad en la distribución de la renta y crecimiento económico*.

La *economía Keynesiana* es una teoría que trata centralmente con el gasto total y sus efectos en la producción e inflación, conceptos referidos en esta corriente

²⁶ Economista inglés, nacido en Cambridge, que vivió entre 1886 y 1946.

bajo la síntesis del *Principio de la Demanda Efectiva*²⁷. Aunque el término 'Keynesiano' se emplea (a veces de forma abusiva) para describir una gran variedad de aspectos económicos, según el autor Alan S. Blinder pueden ser enunciados *seis principios fundamentales* que caracterizan el *Keynesianismo*.

Los primeros tres describen cómo la economía funciona desde la perspectiva que sostiene la propia corriente. Los restantes componen, más bien, proposiciones que caracterizan el paradigma, estableciendo diferencias respecto de la corriente clásica.

Se enuncian, sintéticamente, a continuación:

1.- Los *Keynesianos* consideran que la *demanda global* está influenciada por un conjunto de decisiones económicas de carácter tanto público como privado, comportándose, frecuentemente, *de manera errática*. Las decisiones públicas incluyen, esencialmente, aspectos vinculados a la *política monetaria y fiscal*.

2.- Según la *teoría Keynesiana*, los cambios en la demanda global, no obstante sean anticipados, exhiben, en el *Corto Plazo*, su más fuerte impacto sobre la *productividad real* y el *empleo*, no sobre los *precios*. Por caso, esta idea se resalta en las llamadas *Curvas de Phillips*, las cuales muestran que la inflación cambia muy poco ante variaciones en el nivel de empleo. El *enfoque Keynesiano* sustenta que el *Corto Plazo constituye un horizonte temporal suficientemente extenso como para tener relevancia excluyente en los hechos que en tal lapso ocurran*. Frecuentemente, suele hacerse referencia a la famosa frase del propio Keynes, "*En el largo plazo, estaremos muertos*", para enfatizar este aspecto.

3.- Los *Keynesianos* afirman que los *precios* y, especialmente, los *salarios*, *responden con gran inercia a los cambios en la Oferta-Demanda*, produciéndose *escasez y excedentes*, fundamentalmente en la *mano de obra*.

²⁷ Afirma esencialmente que el nivel de actividad del sistema económico, es determinado, en el corto plazo, por la demanda agregada o global. El nivel de producto del sistema, no depende de la capacidad de producción disponible, sino de la demanda. La gran crisis de los años 1930 en EEUU, puso en tela de juicio la capacidad de los mecanismos de mercado para garantizar el logro automático de una situación de pleno empleo de los recursos productivos. Así surge la óptica que sustenta este principio.

4.- Los *Keynesianos* no consideran que exista *un nivel de desempleo* al que pueda conferírsele el carácter de *ideal* (un resultado *mecanicista*), en parte porque el desempleo está sujeto a las variaciones, no siempre controlables, de la *demanda global* y porque consideran que los *precios sólo se ajustan gradualmente*. Afirman que *los períodos de retracción o depresión constituyen 'anomalías económicas', y no una reacción eficaz del mercado a las oportunidades poco atractivas*. Se reitera que los *Neo-Clásicos* sostienen al respecto, una profunda creencia de '*la mano invisible*'.

5.- La mayoría de los *Keynesianos* abogan por una política de la *Estabilización Activa* para reducir la amplitud del *Ciclo Comercial*, el cual consideran entre los más importantes problemas económicos.

6.- Finalmente, el pensamiento *Keynesiano* se preocupa más por *combatir el desempleo* que por *un control sobre la inflación*.

4.2 El Post-Keynesianismo: Caracterización del Paradigma Post-Keynesiano

El término *Post-Keynesiano* se ha usado para definir clases diferentes de economía y de economistas. Lavoie (ver bibliografía consultada), identifica como *Post-Keynesianos* a aquellos que generalizan las *ideas seminales* de los economistas de Cambridge, poco ortodoxos, surgidas en los años cincuenta del siglo pasado; más notablemente las ideas de Joan Robinson²⁸ (1903-1983), Richard Kahn²⁹ (1905-1989) y Nicolás Kaldor³⁰ (1908-1986).

²⁸ Joan Violet Robinson (de soltera Maurice) pertenece al grupo de economistas más destacados del siglo XX. Líder de la "Cambridge School" fue *Marshalliana* en origen, ardiente *Keynesiana* y, finalmente, una destacada miembro de las escuelas *Neo-Ricardiana* y *Post-Keynesiana*. Introdujo la Teoría de la Competencia Imperfecta en su famoso libro "Theory of Money and Analysis of Output" publicado en 1933. Después, en 1937, elaboró una fiel exposición de las ideas de Keynes. En 1942 vuelve su atención hacia la Teoría Marxista. Más tarde concentra su atención en problemas metodológicos.

²⁹ Richard Ferdinand Kahn es reconocido como el primer economista que propuso en 1931, cuando tenía 25 años, la idea del *multiplicador* que posteriormente, en 1936, Keynes utilizaría como la pieza básica de su teoría general. La idea, sintéticamente, sostiene que las decisiones de inversión de los empresarios, son adoptadas en función de sus proyectos, del estado de la tecnología y, sobre todo, en función de sus expectativas, es decir, de sus previsiones sobre el porvenir de los negocios y de la situación económica. Un incremento en las decisiones de invertir por parte de los

Sin embargo, como lo refleja la referencia bibliográfica (Lavoie)³¹, la economía de Kalecki³² (1899-1970) resulta reconocida con una influencia superior, en cuanto al objetivo componer una alternativa a la *teoría Neo-Clásica*.

Kalecki puede ser considerado el fundador real de *teoría Post-Keynesiana*. Incluso aquellos que contribuyeron al desarrollo de la *revolución Keynesiana* han pasado por juicios similares.

Kaldor ha notado que '*el modelo original de Kalecki es claramente superior al Keynes*'; cuando describe el *Principio de Demanda Efectiva* en sus valoraciones, está utilizando una presentación que se asemeja más a las ideas de Kalecki que a la Teoría General de Keynes.

Puede decirse que, con el tiempo, Kaldor y Robinson migraron desde Keynes hacia Kalecki. Robinson ha defendido su posición sustentada en que las ideas de Kalecki se encontraban exentas de ciertos remanentes teóricos 'anticuados', que Keynes no desechó en sus desarrollos. Kalecki *fue capaz de vincular el análisis de competencia imperfecta y de la demanda efectiva*; constituyéndose éste en el cuerpo que luego se designó mediante el nombre de *Teoría Post-Keynesiana*.

empresarios, tendrá un *efecto multiplicador* sobre la economía ya que permitirá un aumento de las rentas en los factores de la industria de bienes de inversión; parte de este aumento se destinará a consumo, lo que provocará aumentos en cascada en las rentas de otros factores.

³⁰ Nicholas Kaldor nació en Budapest. Elaboró un *modelo de crecimiento estable*, conciliando la *tasa de crecimiento "garantizado"* con la *tasa de crecimiento "natural"*. Su *teoría de la distribución* supuso una superación del *óptimo paretiano*. Consideraba que, *si un cambio en la distribución de la renta permitía que los que se beneficiaban de él compensasen plenamente a los perjudicados, el resultado sería un aumento del producto y del bienestar general*.

³¹ A partir de este punto, toda referencia a Lavoie, querrá decir a (Lavoie), según la bibliografía consultada, excepto que se indique una nueva referencia bibliográfica.

³² Gran parte de los principios que estableció Keynes en 1936 habían sido ya avanzados y publicados anteriormente por Kalecki, en idioma polaco. En los años 30, sin embargo, es reconocido mundialmente. Sus publicaciones más conocidas tratan de los ciclos económicos. Fue también un pionero en el análisis matemático de la dinámica económica. Utiliza ampliamente conceptos clásicos y marxistas, interesándose por los *conflictos de clase*, la *distribución de la renta* y la *competencia imperfecta*. Estas ideas tuvieron influencia y reconocimiento en la escuela *Keynesiana* de Cambridge (especialmente entre sus miembros más próximos al marxismo como J. Robinson y N. Kaldor) y entre los economistas *Post-Keynesianos*.

Siguiendo, entonces, la opinión de Lavoie, *el núcleo de la economía Post-Keynesiana derivó de las ideas de Kaldor y Kalecki, y, debido al último, también de Robinson, quien puede considerarse un vínculo importante entre la corriente Clásica y las ideas Post-Keynesianas.*

4.2.1 Programas de Investigación o Corrientes Principales del Pensamiento Económico desde la Óptica Post-Keynesiana

Se ha referido al principio del presente Capítulo, el aporte de diversas corrientes de pensamiento (o escuelas) a partir de las cuales se nutre la *teoría económica*, llevando a la propuesta de *Paradigmas Clásico, Neo-Clásico, Keynesiano, Post-Keynesiano/ Post-Clásico y Neo-Ricardiano*, entre otros.

La perspectiva que propone Lavoie respecto de la *ciencia económica*, implica la coexistencia de dos Programas de Investigación (Lakatos), Paradigmas (Kuhn) o Tradiciones de Investigación (Laudan³³) principales: El Neo-Clásico y el Post-Clásico.

No resulta sencilla la tarea de caracterizar estas dos corrientes principales. Los dos programas se extienden a través de todos los campos y dominios de economía; a su vez, dentro de cada campo, cada uno de ellos abarca varias teorías o escuelas de pensamiento; y cada teoría comprende varios y diferentes modelos.

Consecuentemente, desde tal enfoque, constituye una tarea en extremo difícil delinear los aspectos característicos de la *economía Neo-Clásica*, puesto que existen múltiples modelos que tratan con una inmensa cantidad de preguntas, y desde diferentes puntos de vista.

³³ Larry Laudan (1977) habla de "Tradiciones de Investigación", en lugar de "Programas de Investigación". Una *tradicón de investigación* es un conjunto de presuposiciones generales acerca de las entidades y procesos en un área de estudio y acerca de los métodos o técnicas apropiadas para realizar investigaciones y construir teorías en esa misma área. Laudan concibe las *tradiciones de investigación*, al igual que Lakatos, como un conjunto de teorías en evolución que no pueden ser evaluadas fuera de su contexto histórico. Una *tradicón de investigación* posee dos características esenciales: una *metodológica* y la otra *ontológica*. Ambas son interdependientes y capaces de influirse una a otra. El desarrollo de la *tradicón* es radicalmente dirigido por esta función, que legitima, a la vez, aquello que determina la actividad de investigación científica. Para Laudan, la actividad científica es esencialmente una actividad dirigida a la resolución de problemas, de tal forma que la función *metodológica* debe establecer cánones de legitimidad para proponer preguntas o problemas y formas de responderlas o resolverlos. Estos procedimientos, y en este aspecto Laudan se apoya en Kuhn, constituyen el contenido del entrenamiento que se proporciona a los futuros investigadores en el área.

Muchos epistemólogos, afirman que no pueden aplicarse, apropiadamente, los conceptos *lakatosianos* de *Núcleo Central* y *Cinturón Protector* a la *ciencia económica*, puesto que los mismos han sido introducidos en los *programas de investigación* al efecto de tratar con *Modelos Formales*.

Si bien existen *modelos formales* en la *economía Neo-Clásica*, se han diversificado sobre un conjunto de temas de tal especificidad que ha sido sugerida la idea de que cada cual debe presentar su propio *núcleo central*; condición a la que se ha referido como el '*semi-Núcleo*'.

De este modo, por caso, la *Macroeconomía* tendría su propio *semi-Núcleo*, mientras que la *Teoría de Equilibrio General* tendría el suyo.

Bajo estas consideraciones, las *Teorías de Equilibrio General* proporcionan el rigor científico para sustentar las *Teorías Macroeconómicas*, las *Teorías de Equilibrio Parcial* y otras proposiciones en la esfera *Microeconómica*. Como consecuencia, *el núcleo central de la economía Neo-Clásica puede definirse mediante el núcleo de la economía Walrasiana*.

De ahí que, conforme Lavoie, el *Paradigma Neo-Clásico* pueda ser referido, con propiedad, como *Paradigma Neo-Walrasiano*.

4.2.1 Presupuestos de los Programas de Investigación Neo-Clásico y Post-Clásico

Lavoie confronta los dos *programas* en cuestión, a partir de *cuatro presupuestos* que responden a la Metodología, Ontología, Racionalidad y Focalización del Análisis, característicos de cada corriente de pensamiento económico.

Los dos primeros, pueden suponerse en un *nivel metodológico*, mientras que los otros dos constituyen *aspectos más bien técnicos*.

Para el *enfoque económico Neo-Clásico*, estos *cuatro presupuestos* son: el *instrumentalismo* y el *Individualismo*, por el *primer nivel*, y la *Racionalidad Substantiva* y el *Intercambio*, por el *segundo*.

Para el *enfoque económico Post-Clásico*, confrontados en los mismos *niveles*, resultan ser: El *Realismo* y el *Organicismo*, por el primero, y la *Racionalidad Procedural* y la *Producción*, por el otro.

Se sintetizan en la Tabla 1.

Tabla 1: Confrontación de los Paradigmas Neo y Post Clásicos.

	Paradigmas	
Presupuesto	Neo-Clásico	Post-Clásico
Metodología Ontología Racionalidad Focalización del Análisis	Instrumentalismo Individualismo Sustantiva Intercambio	Realismo Organicismo Procedural Producción

El *presupuesto Metodológico*, se refiere a la *epistemología*, es decir a la *construcción teórica que integra el conocimiento desde los dos enfoques contrastados*.

El *Ontológico*, concepto proveniente de la metafísica y que trata sobre la esencia del ser, refiere, en este contexto, a la *conceptualización*³⁴ (*vista como un mecanismo de especificación para los conceptos*) de la *economía según los respectivos paradigmas*.

La *Racionalidad*, refiere *la motivación de los agentes que intervienen en el sistema económico objeto de estudio*.

En cuanto a la *Focalización del Análisis* está implícito en el mismo nombre el aspecto considerado.

Sigue una síntesis sobre el contraste de estos presupuestos para las dos corrientes.

³⁴ Este término exhibe una larga historia en el campo de la filosofía, donde refiere a la *existencia (el ser)*, confundiendo, a menudo, su significado con el de la palabra *epistemología*. La *ontología* constituye una descripción (una especificación formal de un programa) de los conceptos y relaciones que pueden existir en una comunidad de agentes adeptos a cierta corriente de pensamiento. Tal interpretación, puede tener un sentido diferente del usual en la filosofía (metafísica).

a.- Instrumentalismo³⁵ vs. Realismo: la *economía Neo-Clásica*, aún en el trabajo empírico sobre los aspectos más comunes de la teoría, se constituye de un conjunto de predicciones sustentadas en el *programa Neo-Walrasiano*. No existe esfuerzo alguno para priorizar *hipótesis realistas*. Los *axiomas* son escogidos *por su habilidad a efectos de permitir la existencia de un equilibrio, y no por su capacidad descriptiva de la realidad analizada*. Sintéticamente: *los Neo-Walrasianos describen el mundo en términos de como debería ser, en lugar de como es*.

Considerando que los economistas *Neo-Clásicos* se sustentan en la *Teoría de Equilibrio General* para su '*seguridad científica*', se encuentran obligados a desarrollar ideas partiendo de hipótesis *poco realistas* y, en consecuencia, *no descriptivas* del mundo real sino *prescriptivas*.

Se ha discutido, el *modelo de equilibrio mecanicista* que esta doctrina sugiere, plagado de analogías provenientes del dominio científico de la física, por excelencia *instrumentalista*.

La crítica principal del *Post-Keynesianismo*³⁶ contra la *teoría Neo-Clásica* es *la falta el realismo en su metodología*. Caldwell es quien recomienda *el desarrollo de una epistemología basada en el Realismo*.

Desde el *enfoque Post-Keynesiano*, una teoría no puede ser correcta a menos que incorpore hipótesis que abandonen el *instrumentalismo* conducente a desarrollos prescriptivos sobre el funcionamiento del sistema económico.

La necesidad de abstracción para cualquier teorización exitosa no la releva, cualquiera sea el enfoque, de la necesidad descriptiva. De manera que, a diferencia del análisis *Neo-Clásico*, que sólo considera el *realismo*, cuanto más, en hipótesis auxiliares, el enfoque *Post-Clásico* requiere *que el*

³⁵ En la filosofía de ciencia, el Instrumentalismo consiste en un punto de vista en el que los conceptos y teorías constituyen *instrumentos* cuyo valor no es medido por su veracidad o falsedad (o por su correcta descripción de la realidad), sino por su eficacia para explicar y predecir eventos o fenómenos.

³⁶ En este contexto, el *Post-Keynesianismo* refiere al enfoque *Post-Clásico*.

realismo sea introducido a nivel de las hipótesis primarias y esenciales. El mundo debe ser descrito ajustándose, primero, al mundo, y no a una 'idea' del mundo.

b.- Individualismo vs. Organicismo³⁷: El segundo objeto de oposición, es la distinción entre el *Individualismo* y el *Organicismo* o *Enfoque Holístico*.

En el *enfoque Neo-Clásico*, los desarrollos teóricos se inician a partir del comportamiento de *agentes individuales*. El *individuo* es el centro de la *economía Neo-Clásica*.

Las *necesidades* y las *preferencias* de los *individuos* son aspectos esenciales e indiscutidos, que gobiernan los mecanismos conducentes al equilibrio. Los individuos, aunque diferentes debido a sus preferencias distintivas, impactan de igual manera en la economía.

No existen *clases de individuos* y, en consecuencia, *distingos de racionalidades afín entre grupos con intereses en conflicto*, pero comunes en su constitución como *clase*.

Esta concepción filosófica tiene un fuerte impacto en la *Teoría del Valor*, puesto que, al considerarse las preferencias de los individuos como elemento sustancial, las mismas tendrán efecto en el *sistema de precios*.

La obsesiva preocupación del *enfoque Neo-Clásico* por la conducta individual explica el poco interés que este exhibe respecto de los aspectos macroeconómicos; como la conducta individual se relaciona estrictamente con las características personales, y no con el ambiente social, *la distribución de ingreso no constituye un elemento determinante de la actividad económica, sino una condición técnica de contorno para abordar el resto de los problemas*.

³⁷ El *Organicismo*, constituye una teoría que supone una visión totalizadora u holística del objeto de estudio, en lugar de considerar componentes individuales. La visión holística de una disciplina, implica suponer que las partes componentes toman sentido conforme la existencia del todo. Por oposición puede definirse el *Individualismo*.

Por el contrario, para el *enfoque Post-Clásico*, la *distribución del ingreso constituye un aspecto crucial y determinante de la actividad económica*.

Aunque no se niega la elección individual, el efecto de las preferencias resultantes se encuentran restringido por aspectos primarios tales como las clases socio-económicas, normas y presiones sociales y, fundamentalmente, por los eventos macroeconómicos.

Las conductas individuales resultan, así, interdependientes.

El *contexto social* juega, entonces, un papel muy importante en la caracterización del entorno económico y su conceptualización. Los individuos pueden influenciar y son influenciados por su ambiente social. Cada entidad es el resultado de su relación con otras entidades.

Es desde esta perspectiva, que se propone un *enfoque holístico u organicista* de la actividad económica conforme la corriente *Post-Clásica* de pensamiento.

c.- Racionalidad Sustantiva vs. Racionalidad Procedural: El Principio de Racionalidad³⁸ constituye un mecanismo esencial en cualquier teoría vinculada a las ciencias sociales. Por tanto, central en el pensamiento económico, hasta un punto en que se vincula con la definición misma de la actividad económica.

En este aspecto, puede afirmarse que el *Paradigma Neo-Clásico*, como consecuencia de la confrontación de los presupuestos arriba descritos, expresa proposiciones divergentes, cuanto menos, respecto del *enfoque Post-Clásico*.

³⁸ En la literatura contemporánea, el tema de la Racionalidad Económica se presenta bajo la forma de dos preguntas: 1º) ¿En qué forma deben comportarse los agentes económicos en un sistema económico dado para alcanzar los objetivos que se proponen? y luego, extendiendo el concepto, 2º) ¿Cuál es la racionalidad del sistema económico en sí y cómo puede ser comparada con la de otros sistemas?

El enfoque Neo-Clásico se encuentra sustentado en una clase muy particular de racionalidad, que Lavoie indica como *sustantiva*³⁹.

La característica fundamental de esta clase de racionalidad, puede sintetizarse en el conocimiento perfecto: el individuo racional, puede conocer los eventos futuros, enfatizando la simplicidad de cualquier tipo de equilibrio, siempre que los instrumentos de los que dispone permitan formular el modelo adecuado.

Por tanto, el *instrumentalismo* es totalmente compatible y complementario, en términos de sus formulaciones, con la *racionalidad sustantiva*.

Tiene esto estrecha relación, como se ha dicho, con la desestimación que este enfoque manifiesta respecto de existencia de incertidumbres en el entorno donde el individuo adopta sus decisiones y con la confianza en la prescripción resultante de los modelos.

En el entorno de decisión del *individuo Neo-Clásico*, existen, de seguro, herramientas analíticas para su tratamiento; supone dos hipótesis filosóficas asociadas a la descripción objetiva de la realidad:

a) la existencia de una realidad que describir (presunción ontológica), y b) la posibilidad de alcanzar un conocimiento objetivo y universal de la misma, independiente de las valoraciones, emociones y puntos de vista personales (presunción epistemológica).

En síntesis, tal racionalidad se torna en una lógica consecuencia de los presupuestos anteriormente confrontados que caracterizan al enfoque Neo-Clásico.

Por su parte, el *enfoque Post-Clásico* sugiere una *racionalidad* basada en un '*realismo cognitivo*', a la que Lavoie refiere como *Procedural*⁴⁰ (o *Procesal*).

³⁹ Esta racionalidad funciona sólo dentro de los límites impuestos por un determinado ambiente, es decir "por las condiciones y restricciones dadas" en el mismo. El individuo, asumiendo las metas dadas, resuelve situaciones específicas, reiterando las reglas de funcionamiento del sistema adaptativa y recurrentemente. Por tanto, *el conocimiento del entorno es completo*.

⁴⁰ La *Racionalidad Procesal/Procedural* implica que la conducta de los agentes es resultado de una deliberación apropiada, sopesando los elementos que el entorno pueda sugerir, permitiéndoles enfrentar situaciones problemáticas.

Se caracteriza por una forma de *racionalidad acotada* (no *completa*) donde la capacidad que el individuo tiene para adquirir y procesar la información del entorno, así como para computar los resultados posibles, está limitada por la propia estructura de incertidumbres inherente a la naturaleza del problema. Una racionalidad de este tipo, también supone dos hipótesis filosóficas asociadas a la descripción de la realidad:

a) existe una versión verosímil de la realidad, de la cual ciertos aspectos pueden ser conceptualizados (*presunción ontológica*) y b) el conocimiento de la misma, no puede ser de carácter universal ni determinístico (*presunción epistemológica*).

d.- Intercambio vs. Producción: Lavoie refiere a esta confrontación de presupuestos como “escasez versus producción”.

Para el *programa Neo-Clásico*, el concepto de *escasez* constituye la *cuartaesencia* de su corriente de pensamiento. Múltiples hipótesis son establecidas para preservarlo ajeno a las condiciones normales de las economías de intercambio, por caso, el pleno empleo y un stock conocido y fijo de dinero.

Desde este enfoque, la escasez justifica el abastecimiento y análisis de la demanda. Confiere al *sistema de precios* un rol *crucial*, y, en última instancia, gobierna el comportamiento de la economía. Explica, en consecuencia, por qué los economistas *Neo-Clásicos* tratan con extrema importancia la asignación óptima de recursos, instrumentando técnicas de optimización sujetas a restricciones, que constituyen el epítome, lo más fundamental y necesario, de cualquier aspecto abordado en la economía.

Al sustentar sus ideas en este *Principio de Escasez*, todos los recursos resultarán escasos y, en consecuencia, se encontrarán asignados en alguna actividad de producción.

Importa sustancialmente la forma en que se los asigna, mucho más que la creación o aumento de la producción. Los recursos pueden, adicionalmente, encontrar otros mercados de factores en los cuales puedan ingresar conforme su valor de oportunidad, producto de una asignación óptima.

La *escasez*, así considerada, se torna el elemento vital para una *economía de intercambio* mientras que la *producción* constituye, por consecuencia, *una forma indirecta de intercambio*.

El *programa Post-Clásico*, deja a un lado el concepto de *escasez*, como elemento central de la economía, para focalizarse en la producción.

El énfasis en este aspecto que el pensamiento *Post-Keynesiano* expresa, surge como consecuencia de sostener que ni los factores de producción (bienes de capital) ni la mano de obra, se encuentran totalmente empleados en el sistema productivo, situación absolutamente compatible con el *realismo* que caracteriza este enfoque.

Desde tal perspectiva, *los recursos no son escasos*. El problema se traslada, entonces, desde la asignación óptima de recursos, propiciada por el *enfoque Neo-Clásico*, hacia *cómo incrementar la producción*.

Es el propio incremento de la producción el que empleará mayor capacidad, aumentándose el nivel de empleo.

Metodológicamente, el Principio de la Escasez es sustituido, como elemento vertebral del enfoque, por el Principio de la Demanda Efectiva, ya referido.

5. LA TEORÍA DE LA ELECCIÓN DESDE LA ÓPTICA POST-KEYNESIANA⁴¹

5.1 Generalidades

Basado en los aportes de Lavoie, fundamentalmente, el objeto de epígrafe consiste en presentar la manera en que los agentes económicos toman sus decisiones conforme el marco que ofrece la economía Post-Keynesiana. Debido a que la mayoría de estas decisiones son adoptadas dentro de un entorno carente de certezas, un concepto que debe ser definido cuidadosamente es el de *incertidumbre*.

No obstante el enfoque generalizado y orgánico que el *Paradigma Post-Keynesiano* expresa, debe prestarse singular atención a la racionalidad que

⁴¹ Si bien las ideas aquí presentadas se insertan en la corriente Post-Keynesiana, los conceptos esenciales que hacen a las mismas han sido formulados por Keynes. Tal es el caso de la Incertidumbre Fundamental.

subyace en las acciones de los agentes económicos, en particular, dentro de tal entorno de incertidumbre.

Antes de abordar la manera en que los agentes toman decisiones, es necesario, como un paso preliminar, describir el ambiente en que estas decisiones normalmente se toman. Los economistas *Post-Keynesianos*, en particular aquéllos que Lavoie refiere como *Keynesianos Fundamentalistas*, se caracterizan por su insistencia en la importancia de la incertidumbre como elemento vertebral del proceso de toma de decisiones.

Post-Keynesianos tales como, Hyman Minsky, han enfatizado el papel jugado por la incertidumbre, sobre todo vinculando el dinero con las economías monetarias.

5.2 Una Definición de Riesgo e Incertidumbre

La relevancia de la incertidumbre, no obstante las exhortaciones *Post-Keynesianas* para que tal concepto sea integrado en el análisis económico, no ha sido tomada muy en cuenta por la mayoría de los economistas de la corriente principal de pensamiento (*Clásica/Neo-Clásica*). De hecho, ha generado cierta molestia en los economistas adeptos a tal corriente, pues aquellas exhortaciones son consideradas sin fundamentos, ya que los mismos afirman que, en efecto, tratan con la incertidumbre en sus modelos.

Si bien la corriente *Neo-Clásica* establece que aquello que carece de certeza resulta incierto, existe una confusión semántica, cuanto menos, a raíz del modo en el cual la palabra '*incertidumbre*' es empleada, con significados claramente distintos, en el seno de ambos paradigmas.

Los economistas de la corriente principal no reconocen la distinción entre las nociones de riesgo e incertidumbre, debido a que los procesos de toma de decisión se establecen en un entorno de riesgo tal, que puede representarse por algún conjunto equivalente de situaciones de certeza.

En última instancia, esto implica sostener que, en el Universo de Decisión, todos los estados de la naturaleza y las posibles alternativas, son susceptibles de

modelar mediante alguna distribución de probabilidades.

Lavoie presenta la definición de incertidumbre como sigue:

1. Existe *certeza* cuando cada opción invariablemente lleva a un resultado específico, cuyo el valor es conocido inequívocamente.
2. Existe *riesgo*, o *certeza equivalente*, cuando cada elección conduce a un conjunto de posibles resultados específicos, de valores conocidos o asociados con una *probabilidad* específica.
3. Existe *incertidumbre* cuando la *probabilidad* de un resultado es desconocida, cuando el *valor* de un resultado es desconocido, cuando los *resultados* que posiblemente pueden ser consecuencia de una opción son desconocidos, o cuando el *espectro* de posibles opciones es desconocido.

Se tendrían, entonces, tres tipos de incertidumbre: El primero: la incertidumbre de probabilidad, siendo la de más frecuente discusión en la literatura económica. La cuestión al respecto, estriba en cómo pueden realizarse estimaciones apropiadas de tales probabilidades. Para la corriente principal, no se considera que éste constituya un verdadero problema.

Siempre pueden hacerse estimaciones de probabilidades, ya sea desde un punto de vista lógico o subjetivo.

Respecto del segundo tipo, la incertidumbre de valor, la corriente Neo-Clásica postula que, de ignorarse los valores vinculados a distintos resultados dentro de un espectro de opciones, puede componerse fácilmente una situación de riesgo, mediante el empleo del análisis de sensibilidad.

Existe, finalmente, un tipo de incerteza que podría denominarse *incertidumbre fundamental*; en tal caso el individuo ignora los cursos disponibles de acción o bien la magnitud de los estados futuros en el Universo de Decisión. Esta forma de incertidumbre conduce obviamente a probabilidades desconocidas, a las que Keynes y otros autores denominan *probabilidades no-mensurables*.

Este es tipo de *incertidumbre*, que probablemente menos se considere dentro

del análisis de la corriente de pensamiento *marginalista*, es el que los post-Keynesianos refieren al hablar de la *verdadera incertidumbre como Incertidumbre Keynesiana*.

No es difícil de pensar en situaciones en las que el problema implica encontrar las opciones que están disponibles, en un marco de análisis donde todas las perspectivas futuras no pueden ser enunciadas. El avance tecnológico constituye un buen ejemplo de incertidumbre fundamental: la imposibilidad de saber cuán novedoso pueda ser, en qué momento aparecerá y cuál será su impacto en el sistema en estudio.

Keynes subraya la *incertidumbre fundamental* como un elemento crucial del ambiente económico. Cuando los agentes toman sus decisiones, actúan según este conocimiento incierto, en lugar de suponer que prevalece un *conjunto de situaciones de riesgo*.

Por tal motivo Keynes enfatiza sobre una distinción radical entre las *situaciones de riesgo y situaciones de incertidumbre*, y todo análisis económico debería tomar en cuenta tal distinción.

En palabras del mismo Keynes: “*El cálculo de probabilidades supone la capacidad de reducir la incertidumbre a un cierto estado calculable vinculado a certezas. Esta falsa racionalización sigue las líneas del llamado ‘cálculo de Benthamite’. La hipótesis sustentada en futuros calculables conduce a una interpretación equivocada de los principios de comportamiento, esenciales para compelerlos a la adopción de decisiones*”.

Ha habido muchas valoraciones de los puntos de vista filosóficos de Keynes y el impacto que sus nociones de *probabilidad e incertidumbre* exhiben en el análisis de un sistema económico, en términos de su *evolución temporal*.

Además, diversos autores han intentado subrayar las diferencias en las consideraciones de Keynes y de Knight (ver bibliografía consultada) al respecto de su concepción sobre la incertidumbre.

Si bien estas diferencias constituyen aspectos que requieren de un desarrollo preciso, importa más centrarse en aquellos rasgos que son consistentes dentro de cada autor, permitiendo observar los puntos comunes existentes en los enfoques que ambos proponen.

Keynes reconoce que, para ciertas experiencias o decisiones, el cálculo ortodoxo de riesgo se constituye en el instrumento apropiado, en particular en las experimentaciones científicas.

En tales situaciones, pueden computarse las desviaciones normales y, para estimaciones puntuales, es posible obtener un intervalo de confianza, incluso, basado en cierta probabilidad estacionaria de error.

Esta condición puede vincularse a lo que Knight denomina el '*la probabilidad de error*', o alternativamente, a lo que Keynes designa como '*el error probable*'. Es claro que ambos concuerdan en que, bajo situaciones repetitivas, estos "*errores probables*" pueden resultar, incuestionablemente, de utilidad.

Por otro lado, Keynes sostiene que, generalmente, las decisiones deben ser tomadas bajo condiciones dónde los *errores normales* y las *probabilidades carecen de sentido*, no obstante sea posible estimarlos y/o computarlos.

Este es, ciertamente, el caso de la mayoría de las decisiones a largo plazo, en particular en los entornos de negocios. Al efecto de clarificar este aspecto, en su *Tratado sobre Probabilidad*, Keynes define un nuevo concepto al que confiere la denominación de '*peso de un argumento*'.

Tal '*peso*' expresa la cantidad relativa de información que está disponible cuando una decisión debe tomarse. Representa *cuán relevante resulta el conocimiento disponible en relación a ignorancia*, condición que puede referirse también como '*grado de integridad del conocimiento*'.

Georgescu-Roegen (ver bibliografía consultada) refiere también este concepto como '*credibilidad*' vinculada un conjunto de *expectativas probabilísticas*. En algunos casos, el *error normal estadístico* y el '*peso de un argumento*', conforme

fue presentado, pueden relacionarse estrechamente; donde *la ley de los grandes números* puede aplicarse, es claro que *un aumento en el conocimiento relativo tiende a disminuir el error normal, sin que las probabilidades de los diferentes resultados sean alteradas.*

Esta es la razón por la que, para tales situaciones, puede asociarse el *error normal* con el *peso de un argumento: la credibilidad de las afirmaciones probabilísticas aumenta con el tamaño de la muestra.*

Sin embargo, cuando las *probabilidades* son completamente *subjetivas*, la *desviación normal* carece de significado útil, puesto que sólo refleja si el agente tomador de decisiones ha conferido o no probabilidades altas para aquellos resultados que se encuentran alrededor del más probable o esperado.

Un *argumento de peso alto* no guardaría, en tal caso, necesariamente relación con una *desviación normal pequeña.*

El factor más relevante, resulta así *la calidad de información o la cantidad relativa de información que ha llevado a las estimaciones de resultados y probabilidades.*

En las situaciones verdaderamente *inciertas*, la información extensa podría reducir el *grado de confianza* sin necesariamente cambiar las *probabilidades* evaluadas (inclusive, frecuentemente, imposibles de evaluar); este es el caso de crisis políticas, por ejemplo: hay nueva información, pero esta información ha destruido parte del conocimiento acumulado en el pasado, o ha dejado al descubierto nuevos aspectos de ignorancia insospechada, que distorsiona las tendencias acopiadas.

La acumulación de información pertinente, en relación a la ignorancia expuesta, en tal situación, ha disminuido.

El hecho de que el peso referido, pueda, entonces, disminuir ante la adquisición de nueva evidencia, permite introducir una definición más laxa del mismo, interpretándose como *'el equilibrio entre las cantidades absolutas de*

conocimiento pertinente y de ignorancia pertinente en los eventos evaluados, sobre los que una probabilidad de los mismos puede sustentarse'.

La conclusión de Keynes es que en los procesos de toma de decisiones bajo incertidumbre, parece razonable suponer que deben considerarse tanto el peso como la probabilidad de las diferentes expectativas. Así es como propone la distinción entre *acciones vinculadas a situaciones arriesgadas* y *acciones vinculadas a situaciones inciertas*: la consideración de este 'argumento de peso' es el que indica la diferencia.

Cuando los *errores normales* son de relevancia, *la función de densidad de probabilidad depende de la medida de riesgo. En el caso de la incertidumbre fundamental, las probabilidades y el peso del argumento, resultan, entonces, propiedades independientes.*

El resumen de la cuestión presentada, finalmente, *es que las situaciones de incertidumbre no pueden reducirse a situaciones de riesgo. Al tomar una decisión en un mundo incierto, un agente racional no puede confiar exclusivamente en la distribución de probabilidad que se asocia a eventos similares del pasado, o que surgen como una consecuencia de la introspección subjetiva.*

La *credibilidad* o la *fiabilidad* de la información adquirida y, consecuentemente, el *grado de confianza* en las *probabilidades* evaluadas, también deben ser consideradas; la *ausencia de peso de un argumento no puede ser compensada o sustituida por una elevada probabilidad vinculada a cierta alternativa que integra el universo de decisión.*

De otro modo *podrían reducirse las probabilidades y el peso referido mediante un índice*, retornándose, con ello, a las formulaciones subyacentes en la *teoría de compensaciones-pérdidas esperadas*, bien establecidas en los modelos estocásticos aplicables a la toma de decisiones, *y que reducen la adopción de preferencias a una comparación escalar.*

Lavoie formula, conforme los desarrollos expuestos, la siguiente cuestión: *si una distinción entre las situaciones de riesgo y situaciones de incertidumbre*

fundamental, puede, de hecho, ser establecida, por qué es que los Neo-Clásicos la han ignorado en sus modelos?

La argumentación neoclásica al respecto, es decir, en contra del reconocimiento de la *incertidumbre fundamental*, puede ser diferenciada en tres categorías:

a.- Existen, en primer término, economistas que sostienen, simplemente, que los eventos económicos son *recurrentes*. Este es el punto de vista más elemental, que reconoce probabilidades imputables a tales eventos, basadas en frecuencias observables de su ocurrencia. Sostienen que las distribuciones pasadas de resultados, constituyen un buen indicador de los resultados futuros. Como consecuencia, las expectativas probabilísticas del futuro pueden ser sustentadas en las distribuciones del pasado.

Pero tal argumento, es basado en una *visión ergódica del mundo*. Los *procesos ergódicos aseguran que la distribución de probabilidad de las variables pertinentes, calculada sobre eventos pasados, tiende a converger con la función de probabilidad que gobierna los eventos actuales y con la función de probabilidad que gobernará resultados, en este caso económicos, futuros*.

Sin embargo, cuando los procesos históricos exhiben un comportamiento *no-ergódico*, tal convergencia no existe y no resulta lícito basarse en las distribuciones estadísticas del pasado, a efectos de proporcionar datos fiables para estimaciones del presente o futuras.

La incertidumbre fundamental, entonces, prevalece sobre las probabilidades que intenten ser, de tal modo, estimadas.

Los *procesos estocásticos no estacionarios* con interrupciones estructurales, e incluso algunos *procesos estocásticos estacionarios* tales como los ciclos límites, constituyen buenos ejemplos de procesos *no-ergódicos*.

La incertidumbre prevalecerá en los entornos reales vinculados a las decisiones económicas, debido a que los procesos económicos, normalmente, *no tienen un carácter ergódico*.

Volviendo sobre lo dicho: Las frecuencias observadas del pasado no pueden componer una guía fidedigna para estimar la ocurrencia de eventos futuros.

Las decisiones de negocio adoptadas a largo plazo tienen un carácter singular y, en consecuencia, *no pueden basarse exclusivamente en las medidas empíricas pasadas, puesto los efectos de aquellas, de seguro, han modificado el ambiente económico en el cual las nuevas alternativas de selección se presentan*. Este es el argumento esencial que se esgrime en contra de la óptica sostenida por doctrina *Neo-Clásica*.

b.- En esta fase, los autores *Neo-Clásicos* proponen su segunda línea o categoría de argumentos contrarios a la consideración de *incertidumbre fundamental*. Confieren a las estimaciones de probabilidad un carácter *esencialmente subjetivo*. El hecho de que los procesos históricos sean o no ergódicos no resulta, entonces, pertinente. El subjetivismo menos extremo considera que un agente puede confiar en la experiencia del pasado para establecer las probabilidades pero, básicamente, las probabilidades constituyen *índices de credibilidad subjetiva* en los resultados.

Las probabilidades constituyen un '*código de coherencia*' para aprehender un mundo sin certeza, tal como sugieren las formulaciones axiomáticas.

Todas las situaciones pueden describirse con la ayuda de estas distribuciones de probabilidad subjetivas, caracterizadas por sus medias y desviaciones normales.

En última instancia, si los resultados futuros o las posibles alternativas de selección fueran desconocidos, como habría de considerarse bajo un entorno de *incertidumbre fundamental*, el *Análisis de Riesgo* o bien la *Teoría de la Utilidad Esperada*, pueden salvaguardarse confiando en el *Principio de la Razón Insuficiente*, el cual imputa igual probabilidad a todos los estados inciertos.

Bajo la aplicación de este principio, *siempre corresponderá una distribución de probabilidad dada a cada situación que integre el universo de decisión*.

Se explica, entonces, porqué Keynes insiste tanto en la distinción entre el *riesgo* e *incertidumbre*, desechando el *Principio de la Razón Insuficiente* en aquellas situaciones donde éste *no conducirá a una decisión racional: cuando los resultados futuros o las alternativas que generan los mismos son*

desconocidos, lo cual implica un conocimiento no exhaustivo del Universo de Decisión, las situaciones de incertidumbre no pueden reducirse a situaciones de riesgo equivalente.

c.- Aun asumiendo como cierta la crítica de Keynes, centrada en el *Principio de Razón Insuficiente*, surge, entonces, una tercera categoría de defensa vinculada a la negativa *Neo-Clásica* respecto de la *incertidumbre fundamental*.

Los autores *Neo-Clásicos* sostienen que el marco de referencia proporcionado por la *Teoría de la Utilidad Esperada*, es, por una parte, *simple* y, por otra, *permite obtener resultados inequívocos*; continúan defendiendo su postura de que el conocimiento del futuro es o bien perfecto, o bien pueden reducirse las *situaciones "imperfectas" de certeza a situaciones de riesgo*, a través de la aplicación de aquella teoría.

No existe, entonces, ninguna *incertidumbre de carácter fundamental* en el mundo real y los tomadores de decisiones asignan probabilidades a cada evento, pudiendo actuar en términos de las mismas, inclinando sus preferencias en los resultados analíticos más que en cualquier argumento de peso al que se le confiera una naturaleza exclusivamente subjetiva.

Tal planteo equivale a que los agentes terminan por '*adaptar la realidad a la teoría*', *tan sólo porque la lógica de un proceso analítico exhibe un mayor grado de persuasión a la luz de la razón, frente a un argumento basado en la intuición ("animal spirits", como refiere Keynes).*

Sin duda, las defensas a favor de la inexistencia de una *incertidumbre fundamental* que esgrimen los economistas de la corriente dominante del pensamiento, son, cuanto menos, *circulares y dejan enfáticamente en evidencia el carácter instrumentalista* conferido por Lavoie a su enfoque.

5.3 La Perspectiva Bayesiana de la Probabilidad

5.3.1 El Teorema de Bayes

La *Teoría de Probabilidades Bayesiana*, debe su nombre al matemático del siglo XVIII Thomas Bayes⁴². Su núcleo central es el *teorema* que lleva su nombre, el cual formalmente enunciado se establece mediante la expresión (5), más adelante presentada.

El *Teorema de Bayes*, se vincula con las denominadas *probabilidades condicionales* en la teoría clásica. Estas probabilidades, consignadas a determinadas proposiciones, dependen de las pruebas que soportan las mismas, motivo por el cual aquellas se ven condicionadas por estas.

A modo de ejemplo, las probabilidades asignadas a la ocurrencia de cierta demanda en determinado momento del crecimiento relativo a cierto sistema de abastecimiento eléctrico, estará condicionada por el conocimiento que se tenga de factores tales como: características del mercado, evolución en los precios de fuentes, existencias de fuentes sustitutivas, crecimiento demográfico, *en el pasado*.

Más aún, tales probabilidades estarán sujetas a *nuevas evidencias disponibles*, como por ejemplo, si existiese cierto fenómeno que incrementase drásticamente la actividad industrial energo-intensiva, y, con ello, se creasen nuevos puestos de trabajo que tengan efecto sobre un aumento en los consumos residencial-comercial, por caso.

En términos simples, el *Teorema de Bayes prescribe cómo deben modificarse las probabilidades disponibles, relativas a determinadas proposiciones, bajo la luz que arroje una nueva evidencia sobre el conocimiento de las mismas*.

En el contexto de la *incertidumbre fundamental*, el problema estriba en cómo asignar probabilidades a ciertas hipótesis en un proceso de decisión, considerando elementos de prueba, bajo la forma supuesta de evidencia, pero de la que no se tiene (a su vez), certeza.

⁴² Thomas Bayes fue un matemático y ministro presbiteriano inglés que vivió entre 1702 y 1761.

Sea $p(h/e)$ la probabilidad de una hipótesis h en función de la evidencia e , $p(e/h)$ denota la probabilidad que se ha de asignar a la prueba e en el supuesto de que la hipótesis h sea correcta. $p(h)$ es la probabilidad asignada a h en ausencia de todo conocimiento de e , y $p(e)$ la probabilidad asignada a e en ausencia de cualquier suposición respecto de la verdad de h .

El *Teorema de Bayes* se puede escribir:

$$p(h/e) = p(h) \times \frac{p(e/h)}{p(e)} \quad (5)$$

$p(h)$ resulta ser la *probabilidad previa (a priori)*, puesto que es la probabilidad asignada a la hipótesis *antes* de toda consideración de la evidencia e , mientras que $p(h/e)$ resulta ser la *probabilidad posterior (a posteriori)*, pues es la probabilidad *después* de tomar en cuenta la evidencia e .

La expresión establece *cómo modificar la probabilidad de una hipótesis para llegar a una nueva y revisada probabilidad en vista de alguna evidencia especificada*.

La expresión **(5)** indica que la probabilidad previa, **$p(h)$** , se modifica por un *factor de escala* $\frac{p(e/h)}{p(e)}$ en función de la evidencia **e** .

Tal formulación puede ser constatada desde la intuición: La medida en que una evidencia brinda sustento a una hipótesis es proporcional al grado con que la hipótesis predice la prueba.

El factor $p(e/h)$ es *una medida de la probabilidad de e dado h* . Tomará un valor máximo de 1 si e se sigue de h y valor mínimo, 0, si la negación de e se sigue de h .

El divisor del factor de escala, $p(e)$ constituye una medida de lo probable que se considera la evidencia e si no se supone la verdad de la hipótesis h .

Así, si se considera que una evidencia es extremadamente probable, tanto si suponemos una hipótesis como si no, la hipótesis no recibe un apoyo importante cuando se confirma esa evidencia; mientras que si la prueba es muy improbable, a menos que se suponga la hipótesis, entonces la hipótesis recibirá una alta confirmación si se confirma la prueba.

En resumen, esta visión de la probabilidad, compone una mecánica de ajustes en la disposición evidencia/hipótesis.

5.3.1 El Teorema de Bayes

En el seno mismo de las *ideas bayesianas*, no existe acuerdo sobre naturaleza de las probabilidades. Por una parte se observan los que podrían llamarse *Bayesianos "objetivos"* para quienes las probabilidades resultan de lo que los agentes racionales deberían subscribir, en vista objetiva de la proposición juzgada. Supóngase que se tiene cierto conjunto de alternativas, sobre la que no existe ninguna información que guíe las preferencias del tomador de decisiones.

El "*principio de la razón insuficiente*", se constituye así en la única manera *racional* de asignar probabilidades a la verosimilitud de éxito, visto como arrepentimiento nulo, distribuyéndolas por igual en el conjunto de proposiciones a juzgar.

A partir de tal asignación, el *Teorema de Bayes* será el que permita, a la luz de cualquier evidencia adicional, modificar las probabilidades racionalmente asignadas con esta indiferencia inicial.

Por otra parte, pueden identificarse los *Bayesianos "subjetivos"*, para quienes las probabilidades que ha de manejar el Teorema de Bayes, frente a la ausencia absoluta de preferencias objetivas, tienen su origen en lo que denominan *grados distintos de creencia*.

Argumentan que se puede desarrollar una interpretación consistente de la *Teoría de Probabilidades* sobre esta base, y que, además, es una interpretación que puede servir debidamente a la ciencia.

Podría, entonces, pensarse que la *probabilidad subjetiva bayesiana*, a través de cierto *grado de creencia*, implica un tratamiento consecuente con la naturaleza conferida a la *incertidumbre fundamental* por Keynes.

La cuestión es que el cálculo bayesiano subjetivo, continuará adscrito a un modo objetivo de inferencia, transformará probabilidades previas en probabilidades posteriores, en vista de las evidencias aportadas, conforme el Teorema de Bayes.

El andamiaje matemático solidario a la ergodicidad inherente a los procesos

estocásticos, sigue vigente, nada más que partiendo de una base subjetiva, que desecha el *Principio de la Razón Insuficiente* para reemplazarlo por los *grados de creencia*.

Consecuentemente, toda elección sustentada en *grados de creencias a posteriori*, que se encuentre reñida por las preferencias y experiencias de diferencias tomadores de decisión, tendrá su origen en las probabilidades a priori sostenidas por los mismos, puesto que se supone que las evidencias componen una *condición de borde* en el problema y se considera que el mecanismo de inferencia es objetivo.

Por tal motivo, se descartan en el enfoque propuesto, las *probabilidades subjetivas*, como opuestas a las *frecuenciales*, a efectos de tratar con la *incertidumbre fundamental*, reconocida en el Paradigma Post-Keynesiano.

El instrumento propuesto como adecuado a tal fin, se sustenta en el vínculo entre los *Conjuntos Difusos* y la *Teoría de Posibilidades*.

En el presente Capítulo, se han confrontado los aspectos característicos de las dos corrientes del pensamiento económico principales: el *Paradigma Neo-Clásico* y el *Post-Keynesiano (visto como Post-Clásico, según los atributos de Lavoie)*.

Para ello, previamente, se han introducido algunos aportes teóricos que la historia del pensamiento económico acopia, particularmente aquellos que permiten identificar la forma en que el *conocimiento científico de la economía*, se construye y evoluciona.

Se concibe la idea de *Paradigma, Programa de Investigación o Tradición de Investigación*, según las propuestas metodológicas presentadas, para agrupar distintas corrientes que, a través de sus conceptos, componen una *Teoría Económica*.

Pueden extraerse, entonces, las siguientes conclusiones de sustancial importancia para un enfoque metodológico sustentado en esta corriente de

pensamiento, aplicada a la Adaptación Económica de los Sistemas de Distribución Eléctrica, específicamente:

1^{ro}.- El pensamiento económico ha sido dominado por un sentido *lógico positivista* en su concepción. Las ideas *ortodoxas* o *clásicas*, son referidas como *paradigma dominante* e introducidas en el debate sobre cualquier tópico de economía aplicada, sin explorar la necesidad de alternativas.

La historia del pensamiento económico, permite relevar suficientes errores en la aplicación de los modelos sustentados por esta corriente, como para inducir la necesidad de *cambio de concepción* (de *paradigma*). Concretamente, el ámbito de la Reforma de la Industria Eléctrica, exhibe múltiples ejemplos en este sentido.

Si desde la misma evolución científica, procede la persistencia en tales *ideas clásicas*, bajo un enfoque *Neo-Clásico*, cabe esperar que en una eventual *fusión conceptual* al efecto de concebir una *economía de redes eléctricas*, la *tecnología* constituya una cuestión irrelevante para los economistas adeptos a la corriente dominante.

Sólo se tratará de aplicar los mismos modelos empleados para cualquier otro mercado, en las redes de transmisión y distribución.

Sin embargo, desde esta *concepción*, la *teoría de equilibrio parcial* y la *eficiencia asignativa* pregonada por el *óptimo paretiano*, *no posibilitan la definición de un costo de oportunidad para el 'insumo red', compatible con la tecnología de expansión y explotación* de la misma.

Basta con considerar, al respecto, los cuestionamientos sobre el *Principio del Costo Marginal*, como instrumento metodológico de referencia, al momento de integrar todas las condiciones que caracterizan tal tecnología.

2^{do}.- Considerando los *cuatro presupuestos* que sugiere Lavoie en la confrontación de los dos *paradigmas*, (dominante *Neo-Clásico* y alternativo *Post-Keynesiano*), es posible aseverar que la *tecnología de planificación en redes eléctricas*, en particular de *distribución*, no resulta consecuente, conforme el estado del arte, con una evaluación económica de los procesos inherentes sustentada en el *enfoque marginalista*.

Es necesario compatibilizar las decisiones relativas al sistema en evolución, con una *Racionalidad Procedural* más que *Sustantiva*.

Y desde lo metodológico, resulta imprescindible introducir mayor dosis de *Realismo* en los modelos empleados, a través de *heurísticas*, que permitan explicar los resultados no esperados provenientes de una concepción rigurosamente *Instrumental*.

3^o.- El tercer aspecto, desarrollado en detalle, se relaciona con el *Entorno de Decisión* y la *Incertidumbre Fundamental que lo domina*, caracterizado por la corriente de pensamiento alternativa.

Tal vez en este punto en particular, es donde más se induce la necesidad de un *cambio en el paradigma dominante*, con fuertes incidencias en cuestiones tecnológicas inherentes a la evolución de los sistemas.

El modelado que se adopte para la expansión del sistema considerado, requiere del *realismo* que la doctrina alternativa propone, e, insoslayablemente, deberá introducirse la *incertidumbre fundamental* en el entorno de planificación, estableciendo, cuanto más, un *conocimiento imperfecto del Universo de Decisión*. Este redundará en una *racionalidad acotada* para el planificador.

Debe enfatizarse el *vínculo teórico entre las ideas Pos-Keynesianas, y las herramientas que permiten tratar formalmente con estos aspectos*, generándose un *único paradigma*.

Cabe destacar que en la bibliografía especializada, aparecen referencias a *paradigmas de riesgo e incertidumbre*, en donde elementos matemáticos completamente afines con los presupuestos metodológicos que caracterizan la corriente alternativa de pensamiento, son empleados para calcular, por caso, un *costo marginal*.

Dicho de otro modo: *se reconoce la incertidumbre fundamental en los procesos de decisión, excluyendo el tratamiento probabilístico de las mismas, por no exhibir un carácter estocástico-ergódico*.

Sin embargo, *el objeto del modelado alternativo, caso de los Conjuntos Difusos, sigue dominado por el Criterio del Costo Marginal, de clara adhesión Neo-Clásica*.

Existe una *mezcla conceptual*, que, sin duda, proviene de lo dicho en la introducción del presente capítulo: *para los tecnólogos/planificadores, las cuestiones económicas revisten un carácter doctrinario y no son objeto de cuestionamientos.*

El paradigma económico dominante, recibe así un aporte metodológico desde la ingeniería de redes, resultando una solución híbrida, carente de sustento en uno y en otro paradigma.

Esta *contradicción* es la que intentará salvarse con los modelos presentados en a lo largo de los desarrollos restantes de este trabajo.

A partir de este marco de referencia, se tratará de presentar, en los capítulos restantes, la forma en que el problema de definir un *sistema de distribución adaptado* puede ser resuelto *en el seno de un paradigma económico alternativo.* Para ello se *integrarán herramientas matemáticas congruentes con sus elementos sustanciales, permitiendo la concepción de un paradigma unicista en lo económico/tecnológico.*

CAPÍTULO III

INTRODUCCIÓN A LA
TEORÍA Y MÉTODOS DE
REGULACIÓN
ECONÓMICA DE LOS
SERVICIOS PÚBLICOS.
DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPÍTULO 3: INTRODUCCIÓN A LA TEORÍA Y MÉTODOS DE REGULACIÓN ECONÓMICA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

1. CONCEPTO DE REGULACIÓN ECONÓMICA

Desde la Teoría Económica de Regulación, se tienen tres definiciones que exhiben un carácter complementario relativo al concepto de Regulación Económica.

- La Regulación Económica constituye una forma de Intervención del Estado que restringe, influencia y condiciona la conducta de los agentes económicos, obligando a las empresas reguladas a actuar de manera distinta a como actuarían si tal regulación no existiera.
- La Regulación Económica constituye un Conjunto de Normas de Carácter General y Específico, orientadas a determinadas acciones o procedimientos, que emanan desde estamentos Políticos y Administrativos del Estado, para interfieren directa o indirectamente en las decisiones de Oferta y Demanda de los agentes alterando el libre juego de los Mecanismos de Mercado.
- La Regulación Económica consiste en definir un Marco de Actuación para los agentes económicos (empresas reguladas y consumidores), hacer que tal Marco se cumpla y, en ocasiones, arbitrar en los conflictos a los que puede dar lugar su imposición.

De manera que la Regulación Económica, a partir de estas definiciones, constituye una Intervención Deliberada del Estado y Ex-Ante¹ en el funcionamiento del Mercado o de los Mercados solidario/s a uno o varios sectores de la actividad económica.

A continuación se analizan estos conceptos subrayados:

- Intervención Deliberada: Existen decisiones del Estado que interfieren el funcionamiento de los Mercados sin que ese sea su propósito. Probablemente las interferencias más importantes en tal sentido son las resultantes de la tributación. Aunque en principio el propósito de los impuestos no sea el de modificar la Funciones de Oferta y Demanda

¹ El término ex-ante (a veces escrito ex ante o exante) es una palabra *neolatina* que significa "antes del suceso". Ex-ante se usa más comúnmente en el mundo comercial, donde los resultados de una acción concreta, o una serie de acciones, se prevén con antelación (o eso se pretende). Lo opuesto a ex ante es ex-post (hecho) o ex post.

de las diferentes mercancías, no hay un sistema tributario que sea neutral frente a los precios relativos.

Tampoco son neutrales las Normas Ambientales o las Disposiciones Sanitarias. Pero se trata de Intervenciones No Deliberadas en el mecanismo de precios.

Como contrapartida, la Regulación Económica es una Intervención Deliberada del Estado, pues su propósito de alterar las Funciones de Oferta y Demanda de los Mercados Intervenidos.

- Intervención Ex – Ante: Esta característica se comprende adecuadamente al introducir la distinción entre Regulación Económica y Política de Competencia.

Por lo pronto lo importante es entender que la Regulación Económica procura impedir, mediante la imposición de ciertas normas de conducta, que se presenten situaciones de ejercicio de posición dominante o abuso de Poder de Mercado.

La Política de Competencia no establece normas específicas de conducta para un sector de actividad económica determinado, sino que prescribe prácticas generales de respeto a la competencia que, en caso de ser infringidas, pueden dar lugar a una investigación y, eventualmente, a una sanción.

La Política de Competencia abarca todas las actividades económicas, mientras que la Regulación Económica sólo algunas de ellas.

El caso más notable de aplicación de Regulación Económica es el de los servicios públicos domiciliarios, a los cuales se asocia de forma clara esta intervención estatal.

También están sometidas a Regulación Económica, las actividades financieras y los servicios de educación y salud.

2. PARADIGMA Y FUNDAMENTO DE LA REGULACIÓN ECONÓMICA

Al hablar de fundamento racional se está respondiendo a la pregunta: Por qué existe o debe existir la Regulación Económica? Aquí se presenta el fundamento racional de la regulación desde la perspectiva de la Teoría Económica. La ciencia política, la historia o la sociología pueden dar otras respuestas. Dichas respuestas están por fuera del alcance de estas lecciones.

La condición general de una economía de mercado es que las decisiones de producción y consumo se tomen de manera descentralizada por multitud de agentes económicos y no de forma centralizada por un agente único.

Los agentes económicos tienen sus propios objetivos y no un objetivo común definido previamente. Los agentes actúan en un medio de recursos escasos. A partir

de la situación descrita, la Teoría Económica obtiene dos resultados fundamentales, conocidos como Teoremas del Bienestar, ampliamente aceptados.

La Economía del Bienestar es una rama de las Ciencias Económicas y políticas que trata de cuestiones relativas a la eficiencia económica y al bienestar social. Analiza el bienestar general -cualquiera que sea su medida- en términos de las actividades económicas de los individuos que conforman una sociedad. Tales individuos -junto a sus actividades económicas- son la unidad básica de interés: sin bienestar de los individuos, no puede haber bienestar social.

Volviendo sobre los teoremas referidos, Estrictamente se los conoce como Teoremas Fundamentales de la Economía del Bienestar, y se describen brevemente a continuación:

- Independientemente de la distribución inicial de recursos, si se deja en libertad a los agentes para que intercambien bienes y servicios se consigue una asignación de recursos eficiente en el sentido de Pareto (Eficiencia Asignativa). La misma supone una asignación de recursos tal que no puede modificarse buscando mejorar la posición de un agente sin empeorar la situación de otro (Frontera de Pareto o Pareto-Óptima/Pareto Eficiente).

Esto es lo que se conoce como el Primer Teorema del Bienestar.

La idea principal aquí es que los mercados llevan al óptimo social. Por lo tanto, no se requiere la intervención del Estado, y este debe adoptar únicamente políticas de "*laissez faire*" (dejar hacer).

Sin embargo, quienes no adhieren a esta corriente de pensamiento, apoyando la intervención Estatal, afirman que los supuestos necesarios para que este teorema funcione rara vez o nunca se satisfacen.

De manera muy concisa (denominándolo Teorema de la Mano Invisible del Mercado²), se lo enuncia del siguiente modo:

Cualquier Equilibrio Competitivo conduce a una Asignación de los recursos Pareto-Eficiente.

² La Mano Invisible es el término o metáfora empleada por Adam Smith con el que expresó la capacidad autorreguladora del libre mercado. Este término fue acuñado en su Teoría de los Sentimientos Morales en el año 1759, y popularmente conocida gracias a su libro La Riqueza de las Naciones de 1776 a pesar de que únicamente fue empleado una vez este término en dicha obra. Según Smith, la Mano Invisible expresa la capacidad de una economía de mercado en obtener automáticamente el máximo bienestar social a través de la búsqueda del propio interés.

Cabe destacar, desde lo metodológico, que una situación en la que alguien posee todos los bienes y el resto (de la población) ninguno, constituye una Asignación/Distribución Pareto-Eficiente.

Sin embargo, tal situación no puede ser considerada como perfecta bajo ninguna definición de bienestar. El Segundo Teorema quien permite una definición más fiable del Bienestar.

- Cualquier asignación Pareto-Eficiente es alcanzable mediante mecanismos de mercado, partiendo de una asignación inicial de recursos compatible con la que se desea alcanzar.

Si la distribución final de recursos es insatisfactoria socialmente, ésta puede alcanzarse modificando la asignación inicial mediante acciones por parte del Estado (impuestos, redistribución de rentas), complementando los mecanismos del mercado.

Esto es lo que se conoce como el Segundo Teorema del Bienestar.

Este Teorema adquiere relevancia puesto que permite una separación de las cuestiones de Eficiencia y Distribución. De manera que aquellos que apoyan la intervención Estatal apelarán, por tanto, al pedido de políticas de redistribución de la riqueza.

También de manera concisa, se lo enuncia del siguiente modo:

Cualquier Asignación Pareto-Eficiente puede ser alcanzada por un Equilibrio Competitivo, dados los mecanismos de mercado que conducen a la redistribución.

Estos resultados fundamentales que establece la Teoría Económica del Bienestar, parten de proposiciones desarrolladas bajo el supuesto de Competencia Perfecta.

Aquí se presenta el punto que constituye una *hipótesis fuerte*, para quienes no adscriben a esta corriente de pensamiento.

La Competencia Perfecta supone una situación de un mercado, en la cual las empresas carecen de poder para manipular el precio (precio-aceptantes), logrando una maximización del bienestar.

Esto resulta en una situación ideal de los mercados de bienes y servicios, donde la interacción de la Oferta y Demanda determina el precio.

En un Mercado de Competencia Perfecta existe una gran cantidad de demandantes (Demanda atomizada) y de oferentes (Oferta atomizada), de manera que ningún comprador o vendedor individual ejerce influencia decisiva sobre el precio.

Lo cuestionable estriba en las condiciones ideales que requiere:

- La existencia de un elevado número de productores y consumidores en el mercado empresarial puede hacer que el comportamiento de este se asemeje al competencia perfecta. Al haber muchos vendedores pequeños en relación con el mercado, ninguno podría ejercer una influencia apreciable sobre los precios, en este caso se dice que los agentes son «precio aceptantes». La existencia de un elevado número de oferentes y demandantes implica que la decisión individual de cada una de estas partes ejercerá escasa influencia sobre el mercado global. Así, si un productor individual decide incrementar o reducir la cantidad producida, esta decisión no influye sobre el precio de mercado del bien que produce. Otra consecuencia es que una empresa no podría aumentar exorbitantemente el precio de los bienes que vende, porque los demandantes optarían por otros oferentes.
- Las empresas venden un producto homogéneo en el mercado, por lo que al comprador le resulta indiferente un vendedor u otro. La homogeneidad del producto supone que no existen diferencias entre el producto que vende un oferente y el que venden los demás. El producto de cada empresa es un sustitutivo perfecto del que venden las demás empresas del sector. La existencia de diferentes marcas comerciales rompe este principio.
- Las empresas y los consumidores tengan información completa y gratuita. La transparencia del mercado requiere que todos los participantes tengan pleno conocimiento de las condiciones generales en que opera el mercado. Los compradores aceptan los precios como exógenos y toman sus decisiones comparando precios, porque todos los consumidores dispondrían de la misma información sobre los precios y las cantidades ofertadas de los bienes.
- No existen barreras de entrada o salida al mercado, como tampoco problemas de reventa. Esta libertad de entrada y salida de empresas permite que todas las empresas participantes puedan entrar y salir del mercado de forma inmediata en cuanto lo deseen. Por ejemplo, si una empresa está produciendo zapatillas deportivas y no obtiene beneficios, abandonará esta actividad y comenzará a producir otros bienes que generen beneficios. Y también lo contrario, cualquier empresa podría acceder al mercado atraída por la existencia de altos beneficios.
- Movilidad perfecta de bienes y factores. Los costes de transporte deben ser despreciables, de tal manera que si dos oferentes ofrecen producto

homogéneo el consumidor puede acudir a cualquiera de ellos con la misma dificultad y empleando un tiempo y costos similares.

- No existen costos de transacción, lo que implica que ni los compradores ni las empresas incurren en costos para la transacción sus productos/servicios. Esto es importante porque significa que no habría diferencias en la elección de una u otra empresa basado en un costo adicional por adquirir un bien.

Las condiciones teóricas mencionadas son muy restrictivas. el modelo de Competencia Perfecta raramente es útil, puesto que muy pocos bienes/servicios (por caso, ciertos productos agropecuarios, títulos-valores) pueden sostener, metodológicamente, un modelo de mercado con tales presupuestos.

Sin embargo, quienes adscriben al mismo, defienden la posición de que muchos mercados se aproximan a la Competencia Perfecta siendo posible realizar predicciones basándose en él.

Pero en los Mercados de Competencia Perfecta, las empresas que pretenden obtener mayores beneficios deben recurrir al máximo aprovechamiento de la tecnología, incorporando los últimos avances en técnicas de producción (o prestación de servicios). Por lo tanto, en una situación de Competencia Perfecta la búsqueda de mayores beneficios va asociada a la combinación más eficiente y rentable de los factores productivos y a la modernización tecnológica.

Es decir que sólo se está considerando la Eficiencia Productiva, resultando la Eficiencia Asignativa, sostenida en buena medida por las Condiciones Teóricas enunciadas, como "dada" (*hipótesis fuerte*).

Por lo tanto, en términos reales, los mercados de las economías concretas se apartan en grados muy diversos de los supuestos ideales que caracterizan un Mercado Perfectamente Competitivo.

Un modelo más realista, en tal sentido, lo constituye el denominado Mercado Disputable (o Contestable).

La Teoría de los Mercados Disputables, fue desarrollada por J. Baumol, John Panzar y Robert Willig, en su trabajo "Contestable Markets and the Theory of Industry Structure" publicado en 1982.

Según estos autores se requieren tres condiciones necesarias para que un Mercado sea Perfectamente Disputable.

- En primer lugar, que no existan costos irrecuperables o hundidos (*sunk costs*). Es decir, que todos los costos derivados de la entrada en un mercado se puedan recuperar una vez la empresa opere en dicho mercado

- En segundo lugar, que los potenciales entrantes tengan acceso a la misma tecnología y a los mismos precios de los factores que la empresa que ya opera en el Mercado Disputable.
- En tercer lugar, que la empresa que opera en un Mercado Disputable no pueda cambiar los precios de su producto antes de que los potenciales entrantes se establezcan en el mercado.

De manera que, como definición, se dice que un Mercado es Disputable o Contestable, cuando hay libre entrada y salida del mismo y dicha entrada o salida puede hacerse con gran rapidez.

En estos mercados, no obstante exista una sola empresa operando en los mismos, ésta no puede fijar precios por encima del Costo Medio como haría en un mercado Monopólico (ver definición más abajo), ya que los altos beneficios obtenidos atraerían nuevas empresas al mercado.

El posible riesgo de entrada de potenciales competidores hace que la empresa operante en un Mercado Disputable (aunque se trate de un Monopolio), establezca un precio de equilibrio igual al Costo Medio, obteniendo beneficios ordinarios, al igual que los que obtendría en un Mercado de Competencia Perfecta.

Retomando el Mercado de Competencia Perfecta, cuando no se cumplen supuestos o características teóricas, el Paradigma Clásico (referido a veces como Neo-Clásico) establece lo que se denomina formas restringidas de competencia por presentarse “fallas de mercado”.

En estas situaciones se fundamenta la Intervención Regulatoria del Estado.

Las principales “fallas de mercado” se identifican a continuación:

- Rendimientos Crecientes a Escala (o Rendimientos Crecientes): Estos pueden resultar de la Escala de la Producción (Economías de Escala); de la producción conjunta (Economías de Alcance) y, especialmente significativa en el caso de los servicios públicos, de las referidas como Economías de Red o de Densidad, punto específico y de relevancia en el presente texto, sobre los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE).
En estos casos las Funciones de Oferta se apartan respecto de las características de los Mercados Competitivos, dando lugar a estructuras de mercado en las que es posible el ejercicio del llamado Poder de Mercado. Este concepto refiere la capacidad de un agente

oferente para fijar precios por encima de su Costo Marginal, sin por ello perder participación en el mercado.

Más adelante se proporcionarán detalles cuantitativos con adecuada rigurosidad metodológica.

- Asimetría de Información: Es correcto afirmar que, desde las condiciones reales de la Competencia Perfecta (este último término, se preserva sólo de forma ante tales condiciones), surge una “falla de mercado” ampliamente tratada en una vastísima bibliografía, como lo es la Asimetría de Información entre agentes económicos (la más importante en este trabajo estriba en la denominada Asimetría Regulator-Regulado, que será discutida más adelante).

En todos los mercados existe, en diferentes grados, Asimetría de Información y su reducción puede implicar elevados costos para alguno de los agentes.

En algunos mercados, que pueden ajustarse mejor a las condiciones de Competencia Perfecta (cuyos ejemplos fueron mencionados más arriba) tanto los oferentes como los demandantes operan con una información con bajo grado de asimetría.

Pero este no es el caso de los Servicios Públicos en los que el grado de Asimetría de Información permite el ejercicio de Poder de Mercado, requiriendo la Intervención Regulatoria. Se vuelve sobre el caso específico de los SDEE.

- Externalidades: Una Externalidad, en rigor, se presenta cuando entre las variables reales que componen la Función de Producción (Oferta) o de Utilidad (Demanda) de un agente económico, exista alguna variable determinada por otro agente con su actividad económica, y este otro no tiene en cuenta los efectos que produce sobre el bienestar (costo o beneficio) del primero (tales efectos le son externos).

En términos más simples, resulta la consecuencia no buscada de las acciones de Producción o Consumo de un agente económico, que imponen costos o produce beneficios a otros agentes.

Cuando se imponen costos se habla de Externalidad Negativa (a veces referida como Costo Inevitable).

Cuando se imponen beneficios se habla de Externalidad Positiva (referida a veces como Beneficio Inevitable).

La existencia de externalidades generalmente está asociada a un inadecuada definición de los Derechos de Propiedad que impide que el

agente responsable asuma tales costos o se apropie de tales beneficios.

La Regulación Económica Ambiental, está basada en la idea según la cual los actos de producción o consumo de algunos agentes afectan (usualmente de forma negativa), un bien colectivo o público denominado Medioambiente.

La Regulación Económica Medioambiental, propone ciertos instrumentos como restricciones respecto del uso de ciertos recursos o en cargas impositivas supuestamente compensatorias de impacto ambiental, procurando *internalizar la externalidad*.

Dada la importancia que tiene en el presente trabajo la Regulación Económica Ambiental, más adelante se presentarán con mayor rigurosidad los diferentes instrumentos para corregir este tipo de “falla de mercado”.

- Bienes Públicos: Económicamente un bien público puro es aquel cuyo uso está disponible para todos los agentes, y el uso que haga individualmente uno de ellos no impide el uso por parte de los otros.

En el otro extremo están los bienes estrictamente privados caracterizados por atributos exactamente opuestos.

Los bienes (y servicios) pueden clasificarse según revistan características que los acerquen a los bienes públicos puros o a los bienes privados puros.

El inconveniente (“falla de mercado”), estriba en que el mecanismo de precios libremente formados que propicia la Competencia Perfecta, no puede aplicarse sobre los bienes públicos puros (o para la financiación de su provisión).

Desde aquí que suelen ser provistos directamente por el Estado (o, a veces, por el sector privado) mediante reglas obligatorias sobre el acceso y la distribución de los Costos de su Producción.

Las “fallas del mercado” descritas, son las que usualmente se invocan para justificar la Intervención Regulatoria del Estado (u otras formas de intervención como la provisión directa de ciertos bienes y servicios por parte de empresas o agencias del Estado).

También se suele invocar para justificar dicha intervención la caracterización de ciertos bienes y servicios como meritorios.

Se dice que un bien/servicio es meritorio cuando la sociedad (o la porción mayoritaria de ella) considera que no se debe excluir de su uso a ninguno de sus miembros, en razón a su incapacidad de procurárselo libremente en el mercado.

Surge desde aquí la noción de acceso universal a servicios tales como la salud, la educación y a los servicios públicos.

El concepto de bien meritorio más que al campo de la Teoría Económica pertenece al dominio de lo que León Walras³ denomina la Economía Social.

Las llamadas “fallas de mercado”, dan lugar a Estructuras de Mercado que se apartan del modelo de Competencia Perfecta.

El concepto de Estructura de Mercado, se refiere a las características de los mercados concretos en aspectos tales como tamaño y número de demandantes y oferentes, grado de diferenciación de los productos, nivel de información de los agentes, y condiciones de entrada y salida de los participantes.

En tal sentido, el Modelo de Competencia Perfecta, es la Estructura de Mercado adoptada como referencia a partir del cual se evalúan el resto de las Estructuras de Mercado, que, por las fallas observadas van apartándose de Competencia Perfecta.

En cualquiera de estas estructuras, todo productor busca la maximización de su beneficio y para lograrlo desarrollará el tipo de conductas o acciones competitivas que le permita la estructura del mercado en el que actúa.

En el mercado de Competencia Perfecta participan un gran número de oferentes y demandantes relativamente pequeños (atomizados). El producto es homogéneo, los agentes tienen un buen conocimiento de las condiciones de oferta y demanda y no existen barreras a la entrada y los costos de salida son despreciables.

Como contrapartida, se habla de Competencia Imperfecta (que da lugar a lo que se conoce como Formas Restringidas de Competencia), cuando los mercados se alejan de estas características ideales.

De presentarse tal situación, el Precio de Mercado se aparta del Costo Marginal, los productores obtienen beneficios extraordinarios y la cantidad del

³ Marie-Ésprit-Léon Walras (Évreux, Francia; 16 de diciembre de 1834-Montreux, Suiza; 5 de enero de 1910) fue un economista francés de la Escuela de Lausana. Es considerado a menudo el fundador de la economía matemática. Walras fue el primero en analizar y describir como un problema matemático el equilibrio general de la competencia perfecta, para explicar cómo los precios se pueden determinar por las interacciones entre los mercados, para diversos bienes.

bien/servicio ofertado puede ser inferior a la requerida para abastecer plenamente la demanda.

Además del Modelo de Competencia Perfecta, la Teoría Económica ha tipificado diversas Estructuras de Mercado como casos de Competencia Imperfecta. Los más importantes son el Monopolio, la Competencia Monopolística y el Oligopolio, que se describirán brevemente a continuación.

- Monopolio: es la situación en la cual sólo una empresa o productor produce un bien o servicio determinado que no tiene ningún sustituto. Esta situación puede derivarse de una ventaja tecnológica, de la estructura de costos de la industria o sector de actividad o de la existencia de barreras legales a la entrada de otros productores.

En el primero de los casos mencionados, la situación de Monopolio resulta de una innovación (nuevo producto o nuevo proceso) que eventualmente puede ser imitada por otros productores.

En este caso el Monopolio es temporal y tiene a desaparecer a medida que la innovación se generaliza. Para esta Estructura de Mercado específica, no es necesaria, en general, ninguna Intervención Regulatoria.

En el segundo caso, cuando el Monopolio resulta de la estructura de costos inherente al sector de actividad, se está en presencia de lo que es referido como Monopolio Natural.

Este concepto refiere la situación en la cual el Costo Medio de la oferta requerida para cierto nivel de demanda, es más bajo cuando hay un único oferente que varios.

Las actividades que tienen altos costos fijos como las de algunos servicios públicos (particularmente, para objeto del presente trabajo, la Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica).

Bajo tales condiciones, se requiere Intervención Regulatoria.

Cabe destacar que, un Monopolio puede también ser el resultado de una decisión política que, por razones ideológicas, fiscales o de otra índole, dispone que una actividad determinada sólo pueda ser desempeñada por una sola empresa pública o por una sola empresa privada bajo un sistema de concesión. Esta Estructura de Mercado suele referirse como Monopolio Legal.

La ley suele establecer el ámbito temporal y espacial del mismo.

- Competencia Monopolística: tal modalidad de Competencia Imperfecta, conceptualizada en los años 30 por J. Robinson y E. Chamberlain, se caracteriza por la existencia de una cantidad significativa de oferentes ninguno de los cuales tiene una porción dominante en el mercado. Tampoco existen barreras de entrada. En tal caso la competencia no es de precios, sino que gira en torno a la diferenciación (en aspectos de presentación, calidad, publicidad, ubicación, etc.) de un producto que, en lo fundamental, suple una demanda de la misma naturaleza.

- Oligopolio: esta estructura se caracteriza por la presencia de un pequeño número de oferentes que producen bienes o servicios que pueden o no ser diferenciables, pero cuya producción está sujeta a Economías de Escala y requieren volúmenes de inversión relativamente elevados. El Poder de Mercado se concentra en un número pequeño de productores lo cual puede dar lugar a situaciones de colusión. En esa forma de Competencia Imperfecta las exigencias de capital son la principal barrera de entrada. También se presentan, en algunas actividades Costos Hundidos asociados a la especificidad de los activos.

Los mercados de los servicios públicos tales como Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, Transporte y Distribución de Gas Natural responden a un Modelo de Competencia Imperfecta caracterizado por un Monopolio Natural (se incorpora, frecuentemente, el término No Disputable). La Generación Eléctrica responde a un Modelo que permite introducir condiciones de disputabilidad (Mercado Disputable) y, en menor grado, sujeto a opiniones encontradas en el estado del arte, la Comercialización de Energía Eléctrica.

3. DISCUSIÓN SOBRE EL CONCEPTO DE SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO APLICADO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1. Contexto del Problema conforme el Paradigma de Generación Centralizada y la Segmentación Vertical de la Cadena de Producción de Energía Eléctrica

El enfoque teórico de la Regulación Económica, sustentado en el aporte neoclásico que proporciona la Teoría de Mercados Disputables (referidos también en la literatura especializada como Mercados Contestables - *Contestable Markets* - ,

define las bases para introducir competencia en un mercado caracterizado por una forma restringida de la misma.

Tabla 1: Tipos de Rendimientos y Estructuras de Mercado en los Servicios Públicos

Servicio Público	Economía de Escala	Economía de Alcance	Economía de Secuencia	Economía de Densidad	Estructura de Mercado
Telecomunicaciones	Altas	Altas	Altas	Muy Altas	Oligopolio Concentrado
Generación Eléctrica	Altas	Moderadas	Moderadas	No	Oligopolio Moderado Mercado Disputable
Transmisión Eléctrica	Muy Altas	No	Si	Muy Altas	Monopolio Natural
Distribución Eléctrica	Muy Altas	No	Si	Muy Altas	Monopolio Natural
Comercialización Eléctrica	Bajas	Moderadas	Si	Moderadas	Mercado Disputable (sin acuerdo en el estado del arte)

La Teoría de los Mercados Disputables fue dada a conocer por primera vez por William Baumol, John Panzar y Robert Willig en 1982 titulada “*Contestable Market and the Theory of Industry Structure*” (“Los Mercados Disputables y la Teoría de la Estructura Industrial”).

Esta Teoría trata de demostrar que un Mercado Monopolista u Oligopolista (formas restringidas de competencia) puede llegar a asemejarse bastante a una estructura de Mercado Competitivo, caracterizado por un cierto Grado de Disputabilidad.

Se presenta en la situación en que la empresa en situación de Monopolio, por caso, es amenazada por competidores potenciales, candidatos a entrar en el Mercado, de manera que podrían acabar con su Monopolio. Para que esto no ocurra, y considerando que realiza prácticas legítimas, la empresa monopolista no tiene más opción que tomar medidas cercanas a la Competencia Perfecta, por ejemplo disminuyendo su precio de venta hasta que sea igual al Costo Marginal, mejorando e innovando el producto o servicio. Esta condición provocaría que su poder monopolista de mercado se vea notablemente mermado.

Volviendo sobre la introducción de disputabilidad en aquellos segmento de la cadena productiva de electricidad, ello requiere de una serie de rigurosos supuestos, los cuales presuponen, al menos y de una manera indirecta:

- a) que todo el capital exigido para los entrantes potenciales se encuentra disponible en forma líquida, y
- b) que este capital puede desplazarse rápidamente de industria a industria.

Es bajo estas circunstancias que una empresa puede ingresar a un Mercado Monopólico (u Oligopólico, en sentido extenso), en la medida que espere obtener beneficios fijando precios inferiores a los que perciben las empresas presentes, sirviendo sólo una parte de la demanda atendida hasta el momento por las mismas.

Si las empresas que ocupaban previamente posiciones firmes del mercado en cuestión reajustasen sus precios, reaccionando a la nueva competencia, entonces la empresa que recién ingresa puede, bajo tales supuestos, retirarse del mercado sin la pérdida que podría originar cualquier costo hundido.

Desde esta perspectiva, la introducción de disputabilidad en los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica requiere, como condiciones necesarias, de dos elementos fundamentales:

- la Segmentación Vertical de los procesos inherentes a la Cadena Productiva de Electricidad;
- el establecimiento regulatorio de Incompatibilidad de Funciones y del Principio de Libre Acceso de Terceros a las Redes de Transmisión y Distribución.

De otro modo, la existencia de costos hundidos relacionados con la infraestructura de las redes, tornaría imposible la disputabilidad en los mercados de Generación y Abastecimiento a los distintos agentes (en el Segmento de Distribución, a los usuarios finales).

Existe en la actualidad, un profuso caudal de información sobre los aspectos regulatorios orientados, desde su concepción, específicamente a la Industria Eléctrica.

A la luz del mismo resulta posible realizar comparaciones de experiencias internacionales sobre cómo estos cambios han sido implementados. Países tales como Inglaterra, Estados Unidos, Alemania, Australia, Nueva Zelanda, Argentina y Chile, entre otros, han permitido una continua evolución en la búsqueda e introducción del concepto de eficiencia económica aplicado en la Industria Eléctrica. Inclusive, sus experiencias han sido observadas por otros países, quienes ya plantean la adopción de un modelo similar.

Del análisis de estas experiencias, surgen dos conclusiones relevantes:

- La instrumentación de los cambios referidos implica una modificación sustancial en la estructura del Mercado Eléctrico, por lo cual se le confiere, dada sus diferentes y complejas dimensiones, el carácter de Reforma. Este término se emplea frecuentemente al referirse a la introducción de los nuevos marcos que rigen la Regulación Eléctrica.
- El término Reforma, no sólo es utilizado a los efectos de enfatizar las diferentes dimensiones que un cambio de tal magnitud debe afrontar. Adicionalmente se persigue con su empleo, evidenciar la existencia de un verdadero punto de inflexión en la política aplicada al sector, donde los proyectos de ordenamiento son reemplazados por una completa transformación.

Sin embargo, existen ciertas dificultades que pueden atentar contra el adecuado funcionamiento del sistema bajo esta nueva organización y su esquema regulatorio asociado. Se mencionan entre ellas:

- La reintegración vertical de los procesos por medio de vínculos entre los consorcios adquirentes.
- Los incrementos sobre la concentración técnico-funcional en Generación y Distribución, a través de mecanismos similares.
- La existencia de ventajas para algunos actores que ocupan lugares estratégicos en diferentes cadenas energéticas.
- La existencia de dificultad para concretar a tiempo la expansión del transporte.

Y, en particular, un elemento que constituye el tema central para el presente trabajo:

- Los inconvenientes para determinar, con fundamento sólido, las tarifas correspondientes a la prestación del servicio de peajes en distribución, compatible con el requerimiento del libre acceso de terceros a las redes.

Dentro de las experiencias a nivel mundial, el tipo de reforma en el sistema eléctrico implementada en Argentina (Ley Nacional N° 24.065, sancionada en diciembre de 1991), es uno de los que más se aproxima a los requerimientos teóricos para inducir la disputabilidad de los mercados.

Tal caracterización responde a que se presentan, a partir del Marco Regulatorio imperante y de sus leyes solidarias, las condiciones antes mencionadas.

Por otra parte, el problema resaltado no resulta en modo alguno exclusivo de la Regulación Argentina. Es inherente a la instrumentación de la mencionada reforma, al pretender inducir Condiciones de Competencia en un mercado que se caracteriza por un exhibir una estructura de Monopolio Natural no Disputable, como lo es el que corresponde al Segmento de Distribución (SDEE), de interés en este análisis.

En particular, para la Regulación Argentina existen antecedentes que han pretendido, sin éxito, definir criterios para establecer las tarifas de los Peajes en Distribución. El servicio correspondiente, se indica bajo el nombre de Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte, desempeñada por los distribuidores.

En el contexto del presente trabajo, tal servicio será referido indistintamente como FTT o Peaje en Distribución. Más allá de su denominación, el problema se relaciona, en última instancia, con una adecuada asignación de la responsabilidad en los costos de distribución a los usuarios peajistas (asignación del denominado Costo Propio de Distribución, por la prestación del Servicio de Red).

La denominación se compatibiliza, sin pérdida de generalidad, con la Regulación Argentina, por ser el dominio de aplicación de los resultados que se presentan en diferentes países del mundo que, en su oportunidad, adscribieron a la citada Reforma.

La magnitud de la Reforma en cuestión, permite identificar, al menos, cuatro dimensiones que deben ser integral y articuladamente contempladas:

- Una dimensión Legal.
- Una dimensión Ambiental.
- Una dimensión Económica
- Y una dimensión Técnica específica de los SDEE.

En cuanto a la posibilidad y pertinencia de abordarlas como objeto de estudio en el trabajo propuesto, puede decirse que la primera, si bien se encuentra implícitamente considerada, escapa de los límites evidentes para el mismo.

La segunda, constituirá un componente esencial en la medida de que la valoración de la calidad ambiental pueda integrarse en los costos económicos correspondientes a los distintos segmentos del mercado eléctrico, lo cual constituye actualmente un objeto de debate en sí mismo.

Pero, sin duda, las dimensiones Económica y Técnica específica, hacen a la esencia de la investigación abordada en este trabajo.

Por tal motivo, se incorporarán, contemplando un compromiso entre la rigurosidad en el análisis conceptual y su síntesis, aspectos económicos de relevancia a los efectos de permitir comprender lo que en nuestro país y en otros que han emprendido cambios estructurales de esta envergadura, se ha dado en llamar 'Sistema de Precios Eléctricos, sustentado por Principios de Racionalidad Económica'.

3.2. El Paradigma Económico de Referencia

Los elementos teóricos esenciales, aportados por la Corriente de Pensamiento, o Doctrina Neoclásica que definen el Escenario Económico para el problema abordado, adhieren a un Paradigma (en el sentido modélico) Dominante o de Referencia, más que a una Teoría Económica.

Sin que a partir de este punto se pretenda profundizar el planteo sobre un cuestionamiento epistemológico riguroso, cabe sentar algunas bases sobre las que se desarrollan las ideas aquí vertidas.

El término Teoría, suele emplearse con el objeto de referir a la Economía como un cuerpo articulado de leyes e hipótesis de aceptación generalizada (universal).

En rigor de verdad, tal referencia no es consecuente con lo que la historia del pensamiento económico ha dejado traslucir, puesto que, conforme a su evolución, parecería más acertado pensar que la Economía se nutre de la coexistencia de aportes teóricos elaborados en el seno de diferentes Paradigmas (Clásico, Neoclásico, Keynesiano, etc.).

Thomas Khun⁴ introdujo en el debate de la Metodología de la Ciencia, el concepto de Paradigma. Lo define, como '*un logro científico, universalmente*

⁴ Thomas Samuel Kuhn (Cincinnati, 18 de julio de 1922 - Cambridge, 17 de junio de 1996) fue un físico, filósofo de la ciencia e historiador estadounidense, conocido por su contribución al cambio de orientación de la filosofía y la sociología científica en la década de 1960.

Kuhn se doctoró en física, en la Universidad Harvard en 1949 y tuvo a su cargo un curso académico sobre la Historia de la Ciencia en dicha universidad de 1948 a 1956. Luego de dejar el puesto, Kuhn dio clases en la Universidad de California, Berkeley hasta 1964, en la Universidad de Princeton hasta 1979 y en el Instituto Tecnológico de Massachusetts hasta 1991.

En 1962, Kuhn publicó *The Structure of Scientific Revolutions* (La Estructura de las Revoluciones Científicas), obra en la que expuso la evolución de las ciencias naturales básicas de un modo que se diferenciaba de forma sustancial de la visión más generalizada entonces. Según Kuhn, las ciencias

reconocido, que por un tiempo provee a una comunidad de practicantes de modelos para representar problemas y sus soluciones’.

A través de esta noción, los miembros de una comunidad científica en particular, llegan generalmente a un acuerdo sobre un conjunto de reglas y principios comparativos, que se convierte en un Modelo de Comportamiento Científico.

Frecuentemente, al abordar el contexto económico del problema, se hace alusión al Paradigma Neoclásico para indicar el origen de los aportes citados al comienzo de este epígrafe.

Según Lagrave, resultaría más conveniente emplear el término de Economía Marginalista en lugar de Neoclásica, ya que si algo define y caracteriza a esta nueva Corriente de Pensamiento en relación a la Economía Clásica, es la aplicación del Análisis Marginal.

De modo que la referencia de Paradigma Marginalista, en los desarrollos económicos que acompañen a este trabajo, encuentra sustento en estas ideas.

Pero, no obstante su adopción como Paradigma Económico de Referencia, a lo largo de los desarrollos presentados se cuestionará la superioridad de las soluciones proporcionadas por el Análisis Marginal para el problema objeto.

Particularmente, al abordar el tratamiento de la incertidumbre en los procesos de toma de decisiones puede darse una interesante discusión epistemológica de la que solo se referirá su eje por cuestiones de espacio:

El enfoque Neoclásico reconoce el riesgo en un Proceso de Toma de Decisiones, asumiendo que cada alternativa componente del Universo de Decisión tiene asociada una Distribución de Probabilidades.

Contrariamente, el enfoque Post-Keynesiano reconoce la existencia de incertidumbre, a la que no confiere un carácter estocástico, como base del riesgo.

Esto permite que el empleo de los Sistemas Difusos para representar incertidumbres no estocásticas, se constituya en una opción válida en el seno del Paradigma Post-Keynesiano.

Como consecuencia, cualquier equivalencia entre Tasas Marginales de Sustitución en la que se justifique cierta Condición de Equilibrio (Óptimo en sentido

no progresan siguiendo un proceso uniforme por la aplicación de un hipotético método científico. Se verifican, en cambio, dos fases diferentes de desarrollo científico. En un primer momento, hay un amplio consenso en la comunidad científica sobre cómo explotar los avances conseguidos en el pasado ante los problemas existentes, creándose así soluciones universales que Kuhn llamaba «Paradigma».

Pareto-Eficiente mencionado) en un Universo Incierto, pierde sustento teórico y, con ello, desvanece la dominancia del Paradigma Marginalista.

Riesgo e Incertidumbre, Óptimo y Eficiencia, son conceptos cuyo adecuado tratamiento, induce a un cambio de Paradigma Económico frente a los Procesos de Toma de Decisiones.

Oportunamente, se introducirá una definición operacional de Riesgo sustentada en estas ideas. El término Eficiente, solidario a una Racionalidad Completa (conocimiento perfecto, según el enfoque Neoclásico) se sustituirá por Satisfactorio, afín con una Racionalidad Acotada (conocimiento imperfecto, según el enfoque Post-Keynesiano).

El establecimiento de Condiciones de Disputabilidad en el segmento de distribución, requiere de criterios para estimar los Costos Económicos relevantes, o mejor pertinentes, destinados a fijar el precio de acceso a las redes.

Este problema presenta un carácter más general puesto que, en última instancia, refiere el resultado de la determinación de los Márgenes de Distribución. Los mismos son calculados a fin de discutir los ajustes aplicables en oportunidad de las revisiones tarifarias para el mercado cautivo de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Tomando, por caso, América Latina, conforme lo indican la mayoría de los Marcos Regulatorios Eléctricos, estos márgenes son aludidos como Valor Agregado de Distribución (VAD).

Respecto de tal concepto, cabe decir que, en rigor, el término VAD refiere a los costos que deben ser recuperados por las empresas distribuidoras de un modo conceptualmente incorrecto.

Tal aseveración, se funda en que el concepto de Valor Agregado, por definición, no puede incluir ningún tipo de insumos [Valor Agregado = Valor Bruto de Producción - Valor de los Insumos Intermedios]. Lo dicho vale tanto para una empresa en particular, como para la economía toda.

Sin embargo la diferencia [(Ingresos por venta de Energía y Potencia) - (Precio de compra de Energía y Potencia + Costo de Transporte)] incluye, además de sueldos, impuestos y excedente del productor, otros insumos intermedios (Ej.: combustibles, papel, etc.).

En consecuencia no se puede hablar estrictamente de "Valor Agregado". Parece más correcto hablar de "Margen Bruto" entre la compra y la venta de Energía y Potencia, incluyendo en la primera el costo de transporte.

No obstante esta observación, a lo largo del presente trabajo se hará referencia al término VAD.

Al analizar el VAD, se enfrenta el problema de calcular los Costos Económicos de los procesos implicados en la Distribución y Comercialización de la Energía Eléctrica. Es decir, el Costo Propio de Distribución (CPD) y el Costo de Atención a Clientes (CAC), ambos componentes del Margen de Distribución.

El comportamiento de estos costos depende, en general, de las características de cada Mercado de Distribución y de su expansión (propiedades de la Función de Producción correspondiente, especialmente en lo que se refiere al tipo de Rendimientos a Escala que la misma exhibe).

El CPD será, entonces, la componente del VAD vinculada al Servicio de Red, y así será referido en este trabajo. Asumiendo la separación de Servicios de Red y Comercialización, tal componente resulta de exclusivo interés en el contexto del presente análisis.

Solidario a este concepto, se introduce la noción de Sistema de Distribución Económicamente Adaptado.

La misma intenta reflejar *una situación de mínimo costo presente y futuro del sistema, considerando el horizonte temporal definido por la regulación para la revisión tarifaria*, período a lo sumo quinquenal en América Latina.

Existen dos aspectos que deben ser analizados para identificar adecuadamente el problema referido (introducir Condiciones de Disputabilidad en el Segmento de Distribución) y plantear un esquema de solución:

1. las metodologías aplicables a la estimación del VAD, aislando aquella componente vinculada al servicio de red.
2. la asignación del CPD, a los efectos de definir precios para el acceso a las redes de distribución.

El punto 1 es el de relevancia en la presente discusión requiriéndose, en primer lugar, la interpretación pertinente del concepto de Costo Económico y de su adecuada valoración.

Luego debe abordarse la consideración del tipo de Costo Económico relevante/pertinente y el horizonte de aplicación para el mismo.

En alguna medida, a través de las conclusiones que de este análisis puedan extraerse, comenzará a cuestionarse el Paradigma Marginalista (o de Referencia), como generador de soluciones “superiores”.

La introducción del concepto de Sistema Económicamente Adaptado, responderá a la necesidad de establecer cualquier apartamiento en que incurra el sistema respecto del equilibrio sustentado en la Eficiencia Productiva.

3.3 Cálculo de Costos Económicos: Metodología e Inconvenientes

3.3.1 El Costo Económico Total. Su Adecuada Valoración

El Costo Económico Total de un bien puede definirse como el agregado del valor de todos los recursos indispensables para su producción, evaluados en función de su Costo Social de Oportunidad.

Esta definición exhibe dos dificultades básicas para su instrumentación práctica:

- ✓ La forma de determinar cuáles son los recursos indispensables para un determinado nivel de producción, resaltando aspectos ligados a la Eficiencia Productiva.
- ✓ La posibilidad de establecer el Costo Social de Oportunidad⁵ de tales recursos, resaltando aspectos vinculados a la Eficiencia Asignativa.

Tal cuestión se relaciona estrechamente con el conocimiento de una Función Social de Bienestar y con la dotación del conjunto de recursos requeridos para la producción, supuesta cierta tecnología. Todos estos elementos constituyen condiciones ‘dadas’ para la Optimalidad Paretiana en el seno del Paradigma Marginalista.

La primera dificultad planteada, intenta resolverse apelando a la consideración de patrones estándar para el uso de los recursos, en función de una

⁵ En términos simples, un costo de oportunidad refiere “el costo de la mejor alternativa no aprovechada”. El principio de escasez que rige a la economía (desde el enfoque neoclásico), impone que los recursos destinados a cierto tipo de producción, no pueden serlo a otro. De este modo se “desaprovecha una oportunidad” al preferir una alternativa sobre otras. En la alternativa de producción elegida, el costo de los recursos escasos debe reflejar esta situación, evaluando el valor de los mismos como si se destinasen a la mejor alternativa dejada de lado.

técnica de producción admitida como eficiente.

En cambio, la segunda dificultad presenta un carácter mucho más complejo, al cual no resulta posible brindarle una solución completamente satisfactoria en la práctica.

La razón de mayor peso imputable a tal inconveniente, es el apartamiento que la realidad demuestra respecto de las hipótesis indicadas como *paretianas* para lograr la Eficiencia Asignativa.

Al abandonarse, forzados por tal realidad, los supuestos teóricos que permiten equiparar los Costos de Oportunidad Microeconómicos con los correspondientes a un modelo de Equilibrio General, no pueden utilizarse válidamente los primeros como una adecuada indicación de los segundos.

De esta forma, las señales que supuestamente inducen a una asignación óptima de recursos, originadas en los Costos de Oportunidad Microeconómicos o de Equilibrio Parcial, no pueden, lícitamente, ser trasladadas a un sistema de costos aplicable en una situación de equilibrio general.

Se distorsiona, entonces, la eficiencia en términos de cómo los recursos resultan asignados en todos los mercados de bienes y factores solidarios al mercado en estudio.

Puede concluirse en que, para sortear esta dificultad, se requiere la adhesión a ciertas hipótesis embebidas en el Paradigma Económico Marginalista.

3.3.2 Análisis del Tipo de Costos Económicos Pertinentes: Medios o Marginales?

En el seno del Paradigma de Referencia, la Eficiencia Asignativa de los recursos requiere que en todas las actividades productivas se igualen los Costos Marginales con los Precios. Esta condición equivale a exigir la existencia de Competencia Perfecta en los mercados de bienes y factores o, alternativamente, un comportamiento igual al de un competidor atomizado en aquellos casos donde la misma no se verifique.

Cuantitativamente, esta aseveración puede ser demostrada de manera sencilla, mediante dos métodos, los cuales se presentan a continuación.

Optimización de la Conducta de la Unidad Productiva (Modelo de Equilibrio Parcial)

1er) Modelo: Maximización de Beneficios según la búsqueda de un Extremo Libre. Condiciones de 1er Orden:

Sea Q el nivel de producto, luego:

C(Q), Función de Costos Totales I(Q), Función de Ingresos

$$B(Q), \text{ Función de Beneficios } B(Q) = I(Q) - C(Q) \quad (1)$$

Maximizando { B(Q) }, en Q, resulta en la Condición de 1er Orden:

$$dB(Q)/dQ = 0 \rightarrow [dI(Q)/dQ] - [dC(Q)/dQ] = 0 \quad (2)$$

El primer corchete en la expresión (2) es el Ingreso Marginal, I_{mg} (Cuánto se modifica el Ingreso de la Unidad Productiva, con la última unidad de producto).

El segundo corchete en (2) es el Costo Marginal, C_{mg} (Cuánto se modifica el Costo de Producción, con la última unidad producida).

De modo que la Condición de 1er Orden para Maximización de Beneficios de la Unidad Productiva resulta:

$$I_{mg} = C_{mg} \quad (3)$$

Además, si p(Q) es el Precio de Mercado para cierto Nivel de Oferta, Q:

$$I(Q) = p(Q) \times Q \quad (4)$$

En Condiciones de Competencia Perfecta, los oferentes (Unidades Productivas) y demandantes son tomadores de precio, por lo que p(Q) es constante:

$$p(Q) = p \quad (5)$$

Sustituyendo en (2), el Ingreso Marginal bajo tales condiciones, resulta:

$$I_{mg} = [dI(Q)/dQ] = [d(p \times Q)/dQ] = p \quad (6)$$

y desde (1) y (6), la Condición de 1er Orden para Maximización de Beneficios de la Unidad Productiva bajo Condiciones de Competencia Perfecta, resulta:

$$C_{mg} = p \quad (7)$$

Es decir:

"Bajo Condiciones de Competencia Perfecta, la Unidad Productiva Maximiza sus Beneficios cuando el Costo Marginal de Producción iguala al Precio del producto en el Mercado".

La Curva de Oferta resultará ser la Curva de Costo Marginal.

2do) Modelo: Maximización de la Función de Producción (Nivel de Producto) según la búsqueda de un Extremo Condicionado (Restricción de Costo).

Condiciones de 1er Orden

Sea $Q = f(r_1, r_2)$, la Función de Producción para dos insumos (sin pérdida de generalidad) o Factores Productivos r_1 y r_2 .

La Conducta Óptima de la Unidad Productiva resultará ser aquella que Maximice su Función de Producción, F , sujeta a una restricción de Costo Total $CT = CT_{Max}$.

De manera que el problema queda formulado como sigue:

Maximizar

$$\{ F(r_1, r_2) \}, \text{ en } (r_1, r_2)$$

Sujeto a

(8)

$$p_1 \times r_1 + p_2 \times r_2 = C_{Max}$$

siendo p_1 y p_2 , los precios unitarios de los factores productivos empleados, r_1 y r_2 , en sus mercados respectivos.

La restricción impuesta puede escribirse como:

$$C_{Max} - (p_1 \times r_1 + p_2 \times r_2) = 0 \quad (9)$$

Se extienden las Condiciones de Competencia Perfecta a los mercados de los factores productivos r_1 y r_2 , de modo que sus precios, p_1 y p_2 , pueden considerarse constantes.

Las Condiciones de 1er Orden para la Optimalidad, pueden obtenerse (por tratarse de una restricción de igualdad) mediante el Método de los Multiplicadores de Lagrange.

Para ello, se compone la Función Lagrangiana:

$$L = F(r_1, r_2) - z \times (p_1 \times r_1 + p_2 \times r_2 - C_{Max}) \quad (10)$$

z es el Multiplicador de Lagrange asociado a la Restricción de Costo.

Luego se anula su Gradiente (Derivadas Parciales de L respecto de r_1 , r_2 y z iguales a cero):

$$\delta L / \delta r_1 = 0 \rightarrow \delta F / \delta r_1 - z \times p_1 = 0 \quad (11)$$

$$\delta L / \delta r_2 = 0 \rightarrow \delta F / \delta r_2 - z \times p_2 = 0 \quad (12)$$

$$\delta L / \delta z = 0 \rightarrow (C_{Max} - p_1 \times r_1 + p_2 \times r_2) = 0 \quad (13)$$

A la Derivada Parcial de la Función de Producción F respecto de un factor productivo r , $\delta F / \delta r$, se la denomina Productividad Marginal de dicho factor productivo r , $P_{mg}(r)$ (Cuánto aporta al Nivel de Producción F , la última unidad del factor productivo r , manteniendo el resto de los factores productivos constantes).

De modo que en (11):

$$\delta F / \delta r_1 = P_{mg}(r_1) \quad (14)$$

y en (12):

$$\delta F / \delta r_2 = P_{mg}(r_2) \quad (15)$$

Así puede escribirse: (de (14) en (11) y de (15) en (12)):

$$(1/z) \times P_{mg}(r_1) = p_1 \quad (16)$$

$$(1/z) \times P_{mg}(r_2) = p_2 \quad (17)$$

Por otra parte, si se considera la Función de Costo Total de Producción:

$$C = p_1 \times r_1 + p_2 \times r_2 \quad (18)$$

su diferencial total será:

$$dC = (\delta C / \delta r_1) \times dr_1 + (\delta C / \delta r_2) \times dr_2 = p_1 \times dr_1 + p_2 \times dr_2 \quad (19)$$

Sustituyendo (16) y (17) en (19), se obtiene:

$$dC = (1/z) \times (P_{mg}(r_1) \times dr_1 + P_{mg}(r_2) \times dr_2) \quad (20)$$

Pero la diferencial total de la Función de Producción, resulta:

$$dF = \delta F / \delta r_1 \times dr_1 + \delta F / \delta r_2 \times dr_2 = Pmg(r_1) \times dr_1 + Pmg(r_2) \times dr_2 \quad (21)$$

de (21) en (20):

$$dC = (1/z) \times dF \quad (22)$$

y como F es el Nivel de Producción, Q, resulta:

$$dC = (1/z) \times dQ \quad (23)$$

y por definición de Costo Marginal:

$$Cmg = (1/z) \quad (24)$$

y como en Condiciones de competencia Perfecta, $Cmg = p$ (precio de mercado del bien producido por la Unidad Productiva en análisis), se obtienen las siguientes Condiciones de 1er Orden en para la conducta óptima de la Unidad Productiva:

$$p \times Pmg(r_1) = p_1 \quad (25)$$

$$p \times Pmg(r_2) = p_2 \quad (26)$$

Es claro que estas condiciones pueden generalizarse para una función f con n factores productivos.

Al producto del precio de mercado del bien producido por la Unidad Productiva y la Productividad Marginal de un factor productivo i, se lo denomina Valor de la Productividad Marginal de tal factor productivo i (Cuánto impacta sobre el Ingreso que percibe la Unidad Productiva la última unidad empleada del factor productivo ri, manteniendo el resto de tales factores constante):

$$p \times Pmg(r_i) = VPmg(r_i) \quad (27)$$

Entonces:

"Las Condiciones de 1er Orden para la Conducta Óptima de la Unidad Productiva, bajo Condiciones de Competencia Perfecta, exigen que el Valor de la Productividad Marginal de cada factor productivo, del cual depende la Función de Producción F, iguale su precio de mercado correspondiente."

Conforme las características de funcionamiento de los mercados en economías concretas van apartándose de modo significativo de este modelo ideal, comienza a resultar muy difícil sostener, válidamente, la superioridad del Costo Marginal para orientar la eficiente asignación de los recursos.

No obstante, aun aceptando la perspectiva rigurosa de la que se deriva, la preponderancia del Costo Marginal como indicador pertinente del costo económico parece haber sido adoptada sin cuestiones previas en la Cadena Productiva de la Electricidad.

Es frecuente en tal ámbito recurrir a Modelos de Equilibrio Parcial, traducidos bajo la forma de Modelos de Optimización.

Cuando los mismos adoptan las técnicas de Programación Lineal (con algunas variantes) ya sea para la Operación (Ej.: Despacho Económico de Cargas) y/o para la Expansión del Sistema (Ej.: Plan de Equipamiento), proporcionan precios de cuenta asociados a las soluciones óptimas obtenidas.

Estos precios de cuenta pueden ser interpretados como Costos Marginales de Corto (Optimización de la Operación) o de Largo (Optimización de la Expansión) Plazo. Sus niveles habrán de depender de:

- a) de la naturaleza de la Función Objetivo utilizada,
- b) de la forma de establecer las restricciones del problema y
- c) de los parámetros de contorno que son considerados datos, como por ejemplo, los precios de los recursos utilizados en el proceso que se pretende optimizar.

Pero, independientemente de la modalidad y consideraciones adoptadas en el planteo de la Función Objetivo, y qué restricciones puedan ser evidenciadas en la aplicación de ese tipo de modelos, el carácter parcial de los mismos es lo cuestionable.

El equilibrio solidario al óptimo, no garantiza en modo alguno que tales precios de cuenta (Costos Marginales) se constituyan en una *solución superior*, en

términos de la Eficiencia Asignativa.

La razón en la que esta aseveración se sustenta, es que las condiciones de contorno asumidas para la modelación, no necesariamente (o, más bien, excepcionalmente) se componen de precios que puedan ser calificados como “de eficiencia”.

Dicho de una manera más simple: de nada sirve asumir condiciones de competitividad perfecta en un Modelo de Equilibrio-Optimización Parcial si, fuera del contorno donde el mismo será aplicado, esas condiciones no se verifican.

En tal caso, la extrapolación de sus resultados hacia un Modelo de Equilibrio General carecería de sentido.

Por otra parte, ante situaciones donde predominan Rendimientos Crecientes a Escala, situación que muy posiblemente pueda presentarse en aquellos mercados de distribución donde es preponderante un crecimiento vertical de la demanda, el Criterio del Costo Marginal no asegura la viabilidad financiera de las unidades productivas.

En efecto, al situarse dicho costo debajo del Costo Medio correspondiente, no permite la recuperación de todos los componentes de costos en los que incurre la actividad que exhiba tal predominancia de rendimientos.

Conceptualmente, al mercado de distribución se le confiere el carácter de Monopolio Natural, por tanto, no disputable. La condición suficiente para ello, es la presencia de Rendimientos Crecientes a Escala.

No obstante, el intento de segmentación por Economías de Densidad, más adelante detallado, identifica áreas para el servicio de red (urbana, suburbana, rural, por caso), en la que tales rendimientos no resultan necesariamente crecientes.

Aun así, estos segmentos preservan su condición monopólica, puesto que se satisface la condición necesaria, ya que la función de costos resulta en cada uno de ellos *subaditiva*.

El enfoque Neoclásico sugiere la aplicación de la Teoría del "Segundo Mejor", en la que intentan deducirse apartamientos óptimos respecto del Costo Marginal. Sus soluciones, además de adoptar formas extremadamente complejas, suponen

problemas metodológicos vinculados con cierta circularidad en el planteo.

Como resultado, la consideración de los costos marginales, requiere la definición de ajustes destinados a garantizar la viabilidad financiera de las empresas que se desenvuelvan en una industria caracterizada por tales rendimientos⁶.

Esto genera, adicionalmente, cuestionamientos sobre el carácter regresivo que tales soluciones exhiben en términos de la responsabilidad de los costos a transferir por el vector de precios resultante.

Si en situaciones de Rendimientos Crecientes a Escala fuesen considerados los Costos Medios, tal inconveniente quedaría resuelto.

Más aún, la evaluación sobre este indicador resultaría independiente de los Rendimientos a Escala predominantes. Adicionalmente, el Costo Medio presenta la ventaja de reflejar el nivel costo incurrido en el abastecimiento, de forma tal que participen todos los componentes del costo total y no solamente aquellos imputables a las variaciones “en el margen”.

De cualquier manera, las expresiones matemáticas propuestas para estimar el Costo Marginal en la práctica, constituyen una suerte de híbrido que fusiona las nociones de Costo Medio y Costo Marginal.

Como conclusión:

Los procedimientos a emplear en el cálculo de los costos económicos, deben responder a criterios teórico-metodológicos razonablemente sustentables en términos de los elementos que definen el contexto del problema, más que a la adhesión a cierto Paradigma.

3.3.3 El Horizonte Temporal Pertinente: el Corto o el Largo Plazo?

Otro aspecto que debe necesariamente contemplarse, y que sin duda impacta en la determinación de tales criterios, está relacionado con el horizonte temporal relevante en los costos económicos identificados como pertinentes; esto es: la elección entre nociones de Costo de Corto o de Largo Plazo.

⁶ En el plano teórico este es uno de los problemas más simples de la aplicación de la Teoría del "Segundo Mejor" que da lugar, en condiciones muy simplificadas, a la conocida Regla de la Inversa del Valor Absoluto de la Elasticidad.

Si, nuevamente, se adoptase una perspectiva conforme el Paradigma Marginalista, el indicador pertinente asociado a la misma resultará ser el Costo Marginal de Corto Plazo (CMgCP).

A los fines de validar esta afirmación, considérense algunas situaciones hipotéticas en términos del abastecimiento de energía eléctrica:

- Existe una capacidad instalada ocupada a pleno, de modo que sea posible asociarla con un equilibrio de largo plazo.

En tal situación, el Costo Marginal de Largo Plazo (CMgLP), sin duda proporciona una “señal adecuada” como indicador de eficiencia, pero su nivel resultará coincidente con el que resulte del Costo Marginal de Corto Plazo.

- Si se plantean situaciones que se correspondan con un exceso o faltante de capacidad, es decir, asociadas a un desequilibrio, resultaría más congruente con la racionalidad del máximo bienestar que el indicador de costo reflejase el Costo de Oportunidad de proveer una unidad adicional de capacidad.

En tal caso, el indicador relevante resulta ser también el Costo Marginal de Corto Plazo.

En efecto, para una situación de sobre-capacidad, el CMgCP resulta menor que el CMgLP, indicando que el Costo de Oportunidad de proveer una unidad adicional de capacidad, se define mediante el incremento en los Costos Variables de Producción (ya que los costos imputables a la capacidad fija, presentan el carácter de inevitables).

Si existiese faltante de capacidad, el CMgCP resultaría mayor que el CMgLP, tornándose en oportuno indicador para un nivel de Precio de Racionamiento.

Es posible validar estas afirmaciones a través de un desarrollo gráfico (Figuras 1 y 2) – analítico, para lo cual, primeramente, se formularán los costos que participarán en el mismo.

Considérense, entonces, la siguiente expresión correspondiente al Costo Total

de Largo Plazo (CTLP)⁷:

$$CTLP(X) = c \times X + \beta(X) \times X \quad (28)$$

en la que c , indica el costo unitario de operación, constante, X , es la capacidad y $\beta(X)$ es una función derivable, que denota los costos unitarios de capacidad, que se suponen variables con la misma.

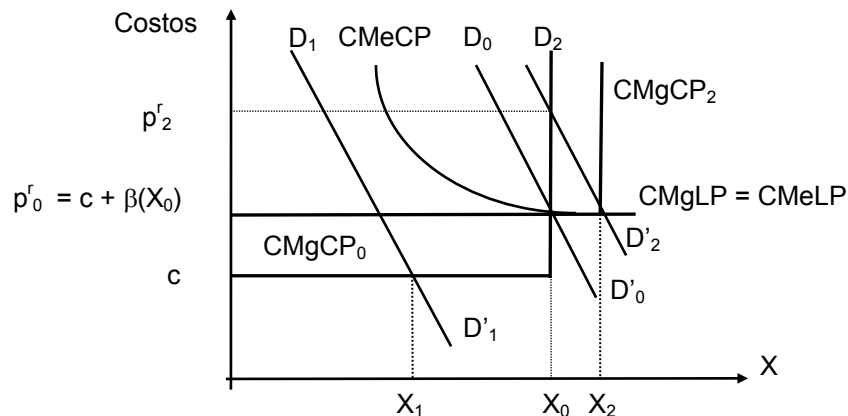


Figura 1: Situaciones Hipotéticas respecto del Equilibrio de Capacidad bajo Rendimientos Constantes a Escala.

A partir de tal expresión, pueden ser deducidas las siguientes para el Costo Marginal y el Costo Medio de Largo Plazo (CMgLP y CMeLP, respectivamente):

$$CMgLP(X) = c + \beta(X) + \beta'(X) \times X \quad (29)$$

$$CMeLP(X) = c + \beta(X) \quad (30)$$

Una vez que la capacidad es establecida (capacidad de equilibrio en las Figuras 1 y 2), supóngase en el valor $X = X_0$, tienen vigencia las condiciones de Corto Plazo. La expresión correspondiente al Costo Total de Corto Plazo (CTCP), a partir de (28), se obtiene considerando parámetro:

$$F_c = \beta(X_0) \times X_0 \quad (31)$$

De este modo:

$$CTCP(X) = c \times X + F_c; \quad \forall X \leq X_0 \quad (32)$$

⁷ La capacidad y , en consecuencia, sus inversiones asociadas, son consideradas para este planteo perfectamente divisibles. En consecuencia, la capacidad de las instalaciones está perfectamente correlacionada con la demanda que la origina.

Se tiene la siguiente expresión para el Costo Medio de Corto Plazo (CMeCP):

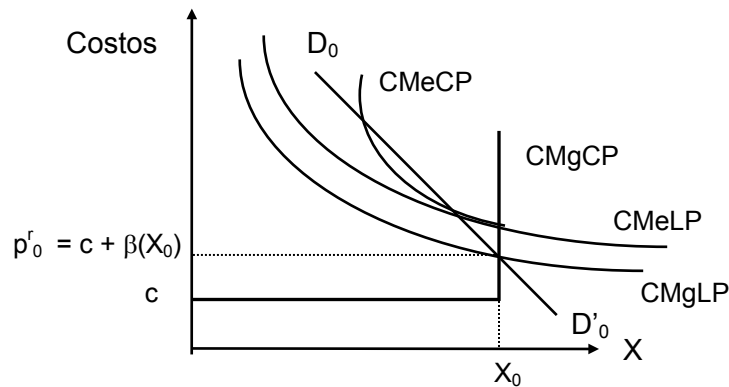


Figura 2: Situación Hipotética de Equilibrio de Capacidad bajo Rendimientos Crecientes a Escala

$$CMeCP(X) = c + \frac{Fc}{X}; \forall X \leq X_0 \quad (33)$$

A partir de tal situación, el Costo Marginal de Corto Plazo (CMgCP) se transforma en el indicador relevante para adoptar de decisiones “en el margen”. Su expresión, se establece en términos de la siguiente función condicional:

$$\begin{cases} CMgCP = c; \forall X < X_0 \\ CMgCP = p^r; \forall X \geq X_0 \end{cases} \quad (34)$$

p^r recibe el nombre de precio de exclusión marginal (que “despeja el mercado”).

En las Figuras 1 y 2, $D_0 - D'_0$ representa la demanda de equilibrio (X_0); en la Figura 1, $D_1 - D'_1$ representa la demanda de sobre-capacidad (X_1) y $D_2 - D'_2$, de sub-capacidad (X_2).

Caben tres observaciones en el contexto metodológico propuesto:

1ra) El concepto relevante para establecer el precio desde una perspectiva que maximice el beneficio del empresario, es, sin duda, el CMgCP, tal como se enunció más arriba.

Esto lo convierte en el indicador pertinente de los costos económicos.

El CMgLP, sólo reviste similar importancia, en cuanto a las señales que es

capaz de producir, en la medida que coincida con el CMgCP.

Como consecuencia, abogar para establecer precios recurriendo al CMgLP, implícitamente requiere asumir que *la capacidad presenta siempre un tamaño óptimo, refiriendo una situación de equilibrio de largo plazo en todo instante.*

2da) El establecimiento de precios aplicando el CMgLP, puede fracasar en cuanto a la recuperación de los costos incurridos pero, en presencia de sobre-capacidad, tiende a mantener las pérdidas financieras en un nivel más bajo del que correspondería a la aplicación del CMgCP.

En cambio, si se considerasen Rendimientos Crecientes a Escala, aún en una situación óptima en cuanto a la capacidad requerida, la fijación de precios al CMgLP incurrirá en pérdidas financieras (Figura 2).

3ra) Bajo Rendimientos No Decrecientes a Escala, en situaciones de excedente de capacidad, la adecuada recuperación de los costos implica definir precios a partir del CMeCP, ya que la curva de CMeLP es la de más baja pendiente de la familia de curvas correspondientes. Sólo en el equilibrio se incluye el uso de CMeLP como caso especial.

A partir de este análisis se desprende que no existe razón alguna para abogar sobre el CMgLP, como el indicador buscado.

Se ha visto que si la maximización del beneficio es la principal cuestión procurada, los precios deberían establecerse mediante la consideración del CMgCP.

Por otra parte, si el objetivo pasa a ser brindar seguridad a los productores de que no sufrirán pérdidas financieras, entonces el indicador buscado para establecer precios será el CMeCP, ya que el CMeLP será inferior al mismo, excepto que no existan Economías de Escala y que la capacidad instalada sea óptima.

Pero, por otra parte, no obstante lo dicho, es clara la defensa a favor del empleo del CMgLP como indicador pertinente. La defensa del criterio del CMgLP está fundada, esencialmente, en el hecho de que permite evitar las marcadas oscilaciones que suele presentar el CMgCP.

De este modo proporciona a los consumidores una señal más estable en un horizonte de mediano y largo plazo, lo que contribuiría a disminuir el riesgo en las

decisiones adoptadas (elección de fuentes e inversiones de equipamiento).

Desde la perspectiva de la finalidad planteada en este desarrollo (proveer indicadores de costo económico que sirvan a la función de orientación y coordinación de las decisiones de inversión) este último argumento reviste particular importancia.

Como conclusión: de estas breves consideraciones, se observa la imposibilidad de postular que una noción de costo (Medio o Marginal), en cierto horizonte temporal (Corto o Largo Plazo), posee una clara superioridad sobre la otra como indicador de costo económico, dirigido a la orientación y coordinación que debe realizar la autoridad pública, conforme la normativa regulatoria.

3.4 Impacto de las Indivisibilidades sobre las Funciones de Costo

Las indivisibilidades resultan propias de todo proceso de expansión de capacidad en cualquier actividad productiva. Esto es particularmente cierto en las redes de distribución de energía eléctrica. De modo que la modelación de tales procesos, supone discontinuidades.

Dependiendo de las tecnologías disponibles y de la magnitud de las variaciones relativas de la demanda, tales indivisibilidades resultarán más o menos pronunciadas.

En cualquier caso, bajo situaciones concretas, estas discontinuidades impactan sobre las Funciones de Costo, de modo que las mismas abandonarán las formas estilizadas con que la teoría las exhibe en sus desarrollos.

Los mismos, al fundarse en un análisis de tipo estático, que posibilita la consideración de funciones de costo continuas y diferenciables en un intervalo dado, pierden, así, sustento.

En consecuencia, cuando dejan de sostenerse las hipótesis metodológicamente consignadas al análisis de Corto Plazo, introduciéndose consideraciones temporales que permiten cambios tecnológicos y/o en la capacidad instalada, se producen dos efectos:

- El cálculo de las nociones teóricas de costo sólo puede realizarse de un modo aproximado.

- Se desvanece la superioridad del CMgCP como indicador pertinente del Costo Económico.

A su vez, al adoptar consideraciones temporales (análisis dinámico), los problemas de aproximación a la noción de Costo Marginal de Largo Plazo como alternativa, resultan aún más complejos.

En efecto, además de los problemas de discontinuidad ya planteados, es necesario definir el horizonte temporal sobre el que se debe desarrollar su cálculo, precisar los incrementos de costos a considerar con relación a las variaciones en la capacidad y determinar la forma de reflejar los costos de capital, entre otros aspectos.

Es por todo esto que no existe dentro de la literatura económica un consenso sobre el procedimiento más adecuado para aproximar el concepto de CMgLP, aun sosteniendo que el Costo Marginal constituye el mejor indicador de Costo Económico.

3.5 Riesgo e Incertidumbres

Si el concepto de riesgo propiciado por el enfoque Neoclásico, es analizado desde la perspectiva de una estructura de incertidumbres, inherentes a la previsión de requerimientos, tecnologías disponibles, precios, etc., el Análisis Marginal *colapsa*.

La inclusión de incertidumbres de carácter estocástico que propone el Paradigma Marginalista, “desvanece” la idea de equilibrio en la que se sustenta el óptimo en la Eficiencia Asignativa. Cualquier apartamiento de las condiciones de contorno determinísticas en las que tal óptimo reposa, puede también apartar la solución del mismo, alejándola de la eficiencia buscada.

3.6 Criterios para la Estimación de la Componente CPD del VAD

Los criterios más utilizados en la práctica para estimar los Costos Económicos de Largo Plazo correspondientes al servicio de redes (componente CPD del VAD) son el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLPM₀) y el Valor a Nuevo de Reemplazo (VNR).

El criterio del VNR equivale a adoptar un punto sobre la curva de Costo Medio de Largo Plazo (CMeLP) y suponer a la ordenada resultante, constante para todo el horizonte de análisis considerado, el cual se corresponderá con el período de control tarifario.

Tal punto se corresponde, a su vez, con el comienzo de este período.

En cambio, el criterio del CIPLPM₀, consiste en calcular un valor promedio de los incrementos discretos de costo, expresados en términos unitarios, sobre el horizonte de planificación considerado, como se observa en la siguiente expresión:

$$CIPLPM_0 = \frac{\sum_{t=1}^n \left[(COyM_t - COyM_{t-1}) + FRC_{n_{vul}} \times I_t \right] \times (1+t_d)^{-t}}{\sum_{t=1}^n (X_t - X_{t-1}) \times (1+t_d)^{-t}} \quad (35)$$

donde:

I_t : Inversiones en nueva Capacidad en el año t [\$/año]

$COyM_t$: Costos Variables de Operación y Mantenimiento en el año t [\$/año]

n: Horizonte de Planificación.

X: Capacidad [kW].

t_d : tasa de descuento.

$$FRC_{n_{vul}} = \frac{t_d}{1 - (1+t_d)^{-[n_{vul}]}} \quad (36)$$

es el Factor de Recuperación del Capital

n_{vul} , indica la vida útil (años) imputable a la inversión (equipamiento) I.

En el caso en que existan Rendimientos Constantes a Escala el CIPLPM₀ es equivalente al CMgLP.

Solamente en el caso en que, además de Rendimientos Constantes a Escala, el sistema se encuentra permanentemente en equilibrio, el CIPLPM₀ es equivalente al

CMgCP. En cualquier otro caso, el $CIPLPM_0$ es una combinación de Costos Medios y Marginales de Largo Plazo. El indicador $CIPLPM_0$ es referido, por simplicidad, como CIPLP.

3.7 Tipo de Rendimientos y Eficiencia Productiva en la Expansión de los Mercados de Distribución

Cualquiera sea el enfoque metodológico a utilizar para la estimación de los costos económicos en el ámbito de la distribución (se omite de energía eléctrica), debe tomar en cuenta el tipo de Rendimientos de Largo Plazo que presentan las Funciones de Costo correspondientes a cada proceso productivo (Servicio de Redes y Comercialización). Para ello es necesario considerar las características previsibles de la expansión de los correspondientes mercados. En ese plano, los rendimientos afectan tanto a los requerimientos de inversión como a los recursos relacionados con la operación de las redes y su mantenimiento. La elección de los conceptos de costo utilizados para estimar el Costo Propio de Distribución (CPD), tendrá impactos claramente diferenciales sobre los actores involucrados (empresa concesionaria, clientes), según sea el tipo de rendimientos predominantes en el mercado de distribución considerado.

En la Figura 3, predominan los Rendimientos Crecientes a Escala y se consideran dos niveles de demanda asociados a las abscisas t y $(t + n)^8$

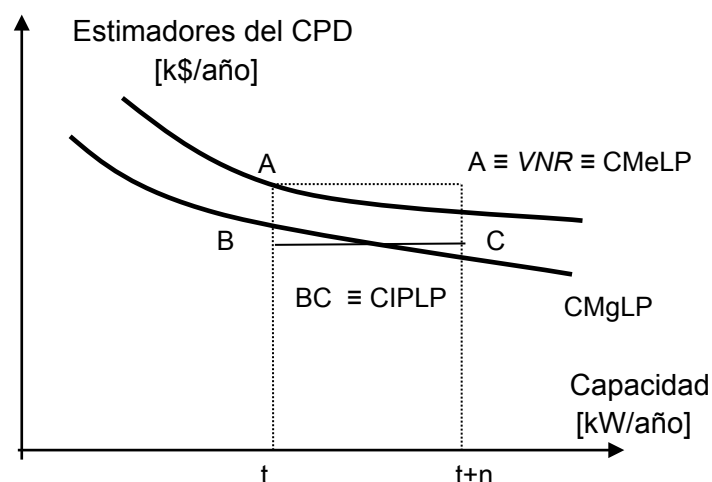


Figura 3: Criterios CIPLP y VNR donde predominan Rendimientos Crecientes a Escala.

⁸ Las curvas del CMeLP y del CMgLP se representan considerando la perfecta divisibilidad de las inversiones.

respectivamente.

Tal como puede apreciarse, en este caso, el uso del criterio del VNR, que conduce a la ordenada A en t , implicaría otorgar a la empresa concesionaria un excedente unitario creciente a lo largo del horizonte considerado.

Obsérvese, por el contrario, que la utilización del criterio del CIPLP, en presencia de Rendimientos Crecientes, implica para la concesionaria déficits financieros unitarios equivalentes a las diferencias entre las ordenadas de la curva del CMgLP en el intervalo $[t, t + n]$ y las correspondientes al segmento BC.

Es decir que el uso de este último criterio requeriría un ajuste atendiendo a la necesidad de lograr la viabilidad financiera de la empresa concesionaria.

Análogamente, en el caso de Rendimientos Decrecientes a Escala, representado en la Figura 4, el uso del criterio del VNR daría lugar a déficits financieros crecientes para la empresa, mientras que el empleo del CIPLP conduciría a excedentes supernormales para la misma.

Si los Rendimientos a Escala fuesen aproximadamente Constantes, los dos criterios deberían conducir a resultados cercanos o equivalentes⁹.

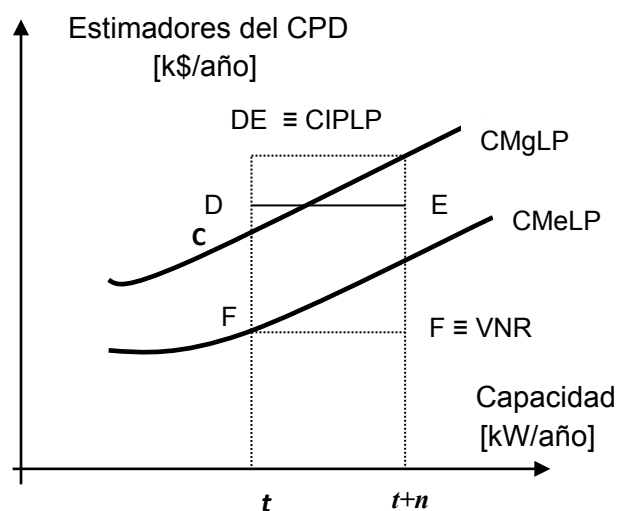


Figura 4: Criterios CIPLP y VNR en mercados donde predominan Rendimientos Decrecientes a Escala.

⁹ Esta cuestión debería probarse empíricamente, puesto que, dadas las estructuras matemáticas de ambas expresiones y los supuestos que en ella se realizan (particularmente en el caso del VNR) parece no existir un mecanismo formal que permita establecer una correspondencia matemática entre ambos conceptos.

Como se observa, en la aplicación del criterio VNR se adopta sobre la curva de CMeLP un punto “convenientemente” seleccionado.

Esta conveniencia sirve a las definiciones relativas a los sistemas económicamente adaptados, como teoría normativa propiciada por las regulaciones referidas, puesto que, intrínsecamente, el Costo Medio se supone constante y, por ello, coincidente con el Marginal.

Los Rendimientos resultan Constantes a Escala, hipótesis improbable al segmentar el mercado de distribución, y puede emplearse el Costo Medio (único calculable sin inconvenientes) pero con todas las “bondades” del Análisis Marginalista (ya que resulta igual al Costo Marginal).

Es interesante analizar esta concepción, según algunas referencias bibliográficas especializadas. En la regulación chilena, se determinan áreas de distribución típicas (ADT) en las que (se afirma) no se evidencian Economías de Densidad o de Red. El término economías de densidad, es presentado por Filippini y refiere a las existencias de Economías de Escala, conforme la densidad de consumo vaya en aumento.

De modo que las Economías de Densidad, responden, rigurosamente, al concepto de Economías de Escala. En cada ADT, se supone que no existen diferencias marcadas de densidad y, en consecuencia, los Rendimientos a Escala resultan constantes.

Así, el Costo Marginal y el Medio son coincidentes y, teóricamente, pueden ser representados por un segmento de recta (constantes) para la totalidad del período de control tarifario.

De manera que resultaría perfectamente lícito adoptar el punto de la curva de CMeLP coincidente con el inicio de tal período al aplicar el criterio VNR, siempre que se determinen tantos VNR como ADT se definan (la regulación de Chile, establece cinco ADT).

El punto cuestionable, reside en cómo estos rendimientos constantes han sido validados: se suponen empresas de diferentes tamaños (en cuanto a capacidad instalada) sirviendo en la misma ADT. Luego se confirma, por una análisis de

regresión, que la Función de Costo es aproximable, sin gran error, a una recta.

En el caso de la regulación chilena, la adopción de esta hipótesis (Rendimientos Constantes a Escala en una misma ADT) le es funcional al sistema de Análisis/Competencia Comparativa (*Yardstick Competition*) a los fines de identificar una Empresa Modelo (eficiente o de referencia) por cada ADT.

Pero la pregunta es, qué ocurre para una misma empresa si tal análisis se hace en términos de sus propios incrementos de capacidad, consecuencia de la evolución de su mercado? Puede lícitamente afirmarse, que la función de costos resulta, aún en una misma ADT, aproximable a una recta?.

La definición de Rendimientos a Escala se refiere a la Función de Producción de una única unidad productiva, y no a la de un conjunto de unidades produciendo en escalas diferentes en el mismo instante.

En este sentido, el autor Filippini, en relación con empresas de distribución eléctricas en Suiza, concluye que existen Rendimientos a Escala, tanto para empresas pequeñas, medianas como de gran tamaño.

El estudio fue realizado sobre 39 municipios en un período que va desde 1988 a 1991.

3.8 La Estimación del VAD y el Sistema de Distribución “Económicamente Adaptado”. Introducción Formal y Crítica al Concepto

La necesidad de basar el cálculo del CPD (VAD, en las referencias citadas) en condiciones de Eficiencia Productiva supone, en la actualidad, la aplicación solidaria de otro concepto: Red Adaptada o Sistema de Distribución Económicamente Adaptado, refiriéndose al Sistema de Redes.

Este concepto, constituye una suerte de teoría normativa propiciada desde la regulación de prácticamente todos los países de Latinoamérica, y, con el mismo sentido, de España y Portugal.

En esencia, refiere una Condición de Equilibrio entre la Capacidad de las Redes y la Demanda Abastecida (Adaptación de las Redes a la Demanda) que se sostiene en el Corto y el Largo Plazo.

Esto es: no sólo la capacidad de referencia está en equilibrio, sino que el mismo

se sostiene ante cambios en la capacidad. Así se habla de VAD del Sistema Económicamente Adaptado.

El concepto no guarda congruencia teórico/metodológica con lo que desde la Teoría General de Sistemas, resulta en la denominada Adaptación Estructural, la cual será económica, en la medida que los atributos que lo definen puedan tener valoración homónima.

Por caso, la Calidad Eléctrico-Ambiental se constituye en variables solidarias a los atributos “nivel de calidad” eléctrica y ambiental, respectivamente, de muy dificultosa valoración, en tanto se procure reflejar un Costo Social de Oportunidad.

La Adaptación Estructural Dinámica, por otra parte, supone desadaptaciones que conducen al sistema a nuevos estados transitorios de equilibrio, cuestión que no se compadece con el pretendido equilibrio presente y futuro (mínimo costo), propugnado desde la noción que se critica.

El desarrollo precedente sobre los indicadores de costo y sus horizontes temporales pertinentes, asociado al tipo de rendimientos que exhibe la Función de Producción (Servicio de Red) en distribución, coloca al concepto en una frágil e inplausible condición operativa.

En efecto, las hipótesis que requiere la adaptación referida, implican un Costo Medio y Marginal coincidentes (Economías de Densidad inexistentes por creación de suficientes ADT), lográndose el pretendido equilibrio en el Corto y Largo Plazo. Aceptando tales hipótesis (muy “fuertes”), se requiere, adicionalmente, un marco de certidumbre absoluta.

De modo que tal condición de equilibrio, resultará imposible de sostener aun forzando a la Estructura del Mercado para que exhiba Rendimientos Constantes a Escala, habida cuenta de que la certeza en la evolución temporal, constituye un reduccionismo improcedente para la Teoría General de Sistemas.

El concepto plantea, entonces, serias dificultades para su instrumentación. Esto se debe, en parte, a la naturaleza evolutiva del Sistema que conforman las Redes de Distribución, cuyas decisiones de expansión sucesiva debieron y deben enfrentar, necesariamente, condiciones de incertidumbre en cuanto a la evolución del mercado y

de su estructura espacial.

Adicionalmente, los problemas para definir aceptablemente una Red Adaptada como red de referencia, resultan de la necesidad de tomar simultáneamente en consideración, aspectos de carácter físico y económico:

- a) En el plano económico, la indivisibilidad de las inversiones y las economías de escala que suelen caracterizar al equipamiento, hacen necesario tomar en cuenta horizontes de tiempo que pueden exceder el período considerado para el análisis o la estimación de los costos;
- b) En lo que se refiere a los aspectos físicos, resulta ineludible la referencia a las condiciones de calidad de servicio y a otras cuestiones técnicas vinculadas, fundamentalmente, a la topología de las redes de distribución.

Respecto de la aplicación del criterio VNR (adoptando un punto de la curva de CMeLP), las dificultades que se presentan para discernir el grado de adaptación que corresponda al equipamiento existente al momento de la revisión tarifaria, son mayores. En efecto, la adaptación implica que la red cuyas instalaciones son valorizadas a nuevo, excepcionalmente coincidirá con la red existente.

A partir de estos inconvenientes, surge un cuestionamiento que se extiende también al criterio CIPLP, en términos de sus hipótesis de concepción sobre un Plan “Óptimo” de Expansión del Sistema.

La introducción del concepto de Sistema Económicamente Adaptado, se debe a Boiteux , quien, adicionalmente a las actividades productivas, reconoce actividades de decisión para el planificador.

De modo que el vínculo entre la Adaptación Económica y la Eficiencia Productiva, debe ser cuidadosamente formulado, puesto que en toda decisión existen incertidumbres y, para un sistema, cierta dinámica intrínseca.

Corresponde, entonces, realizar un análisis en un contexto más próximo a la realidad, del significado que adopta el término ‘Óptimo’ en un Sistema Evolutivo cuyo desarrollo es básicamente incierto.

Cualquier definición de adaptación del sistema en condiciones económicas, que integre los aspectos hasta aquí referidos, no debe vincularse, exclusivamente, con la

Eficiencia Productiva en términos estáticos y determinísticos.

Cabe destacar que la Eficiencia Productiva, relativa al ámbito de una empresa, es definida como aquella situación en la que se obtiene un máximo nivel de producción a partir de un conjunto de recursos dados o bien el mínimo costo asociado a un cierto nivel de producción.

El concepto refiere, de este modo, la relación recursos-producto, en una situación puntual (de Corto Plazo) donde la capacidad productiva (con las técnicas de producción correspondientes) está "dada" (*ceteris - paribus*).

Cuando en términos dinámicos se plantean diferentes alternativas de inversión (secuencias de expansión de equipamiento) la elección entre las mismas supone necesariamente la consideración de los precios de equipamientos (de diferentes tamaños) y de la tasa de descuento. De modo tal que el problema, no puede ser examinado sólo relacionando, en términos físicos, la Demanda con el Equipamiento en un determinado instante en el tiempo. Existen aspectos Económico-Financieros, que necesariamente impactan en la idea de "Adaptación" para tal Sistema.

En consecuencia, el concepto de "Equipamiento Adaptado" no necesariamente (o sólo excepcionalmente) coincidirá con una situación de mínimo costo de abastecimiento.

Y lo que es más importante de destacar: tal mínimo no podrá ser garantizado, como se explicó, postulando una noción de costo condicionada a las "bondades" del Paradigma Marginalista, forzando, por segmentación del mercado, a la inexistencia de Economías de Densidad (Rendimientos a Escala), dominio en el cual el Costo Medio y Marginal resultan *convenientemente* iguales.

Finalmente, como aspectos a resaltar en la presente Sección, se han desarrollado, con algún rigor metodológico, los elementos teóricos para criticar la definición normativa de los Sistemas de Distribución Económicamente Adaptados.

La misma es propiciada por la regulación de Latinoamérica, y de varios países de Europa. Adicionalmente a las expuestas a lo largo del desarrollo precedente, se agregan las siguientes reflexiones:

1ra.- La necesidad de Estimar los Costos Vinculados al Servicio de Red en distribución en condiciones económicas, requiere de una Adaptación Económica en el sistema.

2da.- El estado del arte y la normativa regulatoria vigente en Latinoamérica, en particular, sustentan la aplicación de tal concepto sólo en la Eficiencia Productiva (Expansión/Operación a mínimo costo presente y futuro).

3ra.- A partir de lo discutido en este Capítulo, ello implica una clara adhesión al Paradigma Marginalista, no considerándose cuestiones tales como: las incertidumbres inherentes a toda actividad de decisión y la evolución histórico-temporal del sistema de redes; cuestiones que, según se estableció, atentaría contra el equilibrio que supone el Óptimo Paretiano y con ello, contra la Eficiencia Asignativa que requiere un estimador de Costo Económico, y que el paradigma en cuestión propugna a través del criterio del Costo Marginal.

4ta.- Las ADT y su ausencia de Rendimientos a Escala, permiten, por una parte, emplear una noción de costo basada en el Costo Medio, lo cual, como ha sido señalado, evita los inconvenientes de estimación relativos al Costo Marginal. Por la otra, garantiza todas sus bondades, ya que los niveles de ambos resultan, en tal situación, coincidentes.

Como se dijo, la ausencia de Rendimientos a Escala no puede sustentarse, metodológicamente, agrupando distintas empresas con similar nivel de producción, puesto que el análisis resulta de carácter estático y sólo una excepción permitiría:

- 1) que el Sistema de Red “adaptado” pueda coincidir con la red real de partida, para una empresa distribuidora en particular y
- 2) que la red ideal, una vez construida, sostenga su condición en términos dinámicos.

5ta.- La búsqueda de un significado operativo para este concepto, requiere abordar múltiples aspectos; entre ellos la Eficiencia Productiva. Se mencionan, además:

- 1) Evolución temporal del sistema de distribución;

- 2) Carácter no determinístico de las variables del problema, muchas de las cuales no exhiben un comportamiento estocástico;
- 3) Valoración de todos los atributos considerados en el proceso de optimización, según el Costo Social de Oportunidad que, como autoridad de aplicación, el regulador reconozca (entre ellos la Calidad Eléctrica y la Calidad Ambiental).

4. DISPUTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. UN ANÁLISIS DESDE LOS MODELOS DE TELECOMUNICACIONES EN EL MARCO DEL PARADIGMA ECONÓMICO NEOCLÁSICO

4.1 Objeto de la Discusión

La introducción de Disputabilidad en el Mercado de Distribución Eléctrica, adscrita al Paradigma Económico referido como dominante (Neoclásico o Marginalista) y solidaria al segmento de Comercialización, no ha exhibido (ni exhibe, en la actualidad) soluciones satisfactorias.

Esta aseveración, de carácter general, es de especial incumbencia para aquellos países de Latinoamérica, en los cuales los cuerpos regulatorios intentan definir un Mercado no Regulado para ciertos usuarios denominados elegibles.

Los mismos se caracterizan por demandas mayores a cierto umbral prefijado de Potencia/Energía Eléctrica. En esta Sección, adoptando como referencia los modelos implementados en las Redes de Telecomunicaciones, se discute el problema de Asignación de los Costos de Distribución, entendido como el aspecto primigenio para sustentar una oferta disputable del Servicio de Energía Eléctrica, a los efectos de establecer precios de acceso al sistema de redes, servicio reconocido como un Mercado no Disputable.

El análisis se focaliza en la definición de dos segmentos de mercado: uno regulado y otro competitivo. Se presentan sus dificultades, tanto metodológicas como de posible instrumentación en el sistema, y se concluye en la necesidad de un paradigma alternativo al dominante.

4.2 Contexto

Bajo la hipótesis de separabilidad entre los Servicios de Distribución Eléctrica, en Servicio de Acceso a Redes y de Comercialización de Energía, el Paradigma Económico Dominante caracteriza al primero como un Monopolio Natural no

Disputable, mientras que en el segundo propicia la introducción de Condiciones de Disputabilidad.

El primer problema a resolver, supone la adecuada determinación del Costo Propio de Distribución (CPD), y su correcta asignación entre los diferentes usuarios que, en tal contexto, se presentan como agentes del sistema económico considerado. La búsqueda de soluciones de primero y segundo mejor, resulta en un precio óptimo de acceso.

Se intenta valorizar el Costo de Oportunidad que el monopolista enfrenta, al permitir que un nuevo agente compita con él en la utilización del Sistema de Redes, considerado éste un insumo esencial. El nuevo agente desempeña el rol de un comercializador especializado: compra acceso a redes como insumo, compitiendo con un comercializador no especializado, el cual explota el Servicio de Red (distribuidor).

En este marco, el Criterio del Costo Marginal proporciona una solución teórica, la cual se introduce, originalmente, en las redes de telecomunicaciones. Los resultados se extrapolan a cualquier servicio de red, en particular, a las de distribución eléctrica.

Una solución así concebida, designada aquí como Modelo General MGDEE, exhibe claras dificultades en dos aspectos:

- a) las hipótesis asumidas para su obtención y
- b) la posibilidad de aplicación práctica, cuestiones que son discutidas.

Sobre la propuesta teórica resultante, considerando sus limitaciones, el estado del arte contempla modelos simplificados para la determinación de un precio único de acceso al sistema de redes, como mecanismos de cálculo para los peajes en distribución.

Se discuten las ventajas y limitaciones de estos modelos. Luego se analiza, como alternativa al MGDEE basada en una medida de uso diferente, la posibilidad de incorporar señales del Lado de la Demanda en reemplazo de las elasticidades presentes en la solución teórica.

Se enfatiza con ello el uso intensivo de las redes para definir tales precios de acceso. Este es el caso de la Regla referida como OFTEL utilizada, originalmente, por el Regulador de Telecomunicaciones Británico para definir el precio de acceso óptimo a sus redes (*Office of Telecommunications*).

Se presenta y discute el Modelo OFTEL extendiéndolo al ámbito de la distribución eléctrica. Se pretende, con todo este análisis, plantear un cierre en el debate sobre la superioridad que exhiben las soluciones sustentadas en el Análisis

Marginalista. Particularmente, en la asignación del CPD para valorizar el insumo red a su Costo social de Oportunidad, propiciando la disputabilidad en la comercialización.

Cabe destacar que, para posibilitar el desarrollo de estas ideas conforme a la literatura sobre regulación de redes de telecomunicaciones, se han considerado dos tipos de agentes en el sistema: el monopolista y un conjunto de competidores que, por racionalidad a fin y simetrías, pueden ser agrupados en uno solo.

El análisis no pierde, por ello, generalidad en términos de las conclusiones y críticas resultantes, puesto que, en esencia, el problema estriba en la separación de los servicios referidos, otrora prestados por el monopolista: independientemente del tipo y forma de operación de los agentes, el efecto cuestionable se observa, considerando un segmento de Mercado Regulado y otro Competitivo (Disputable, en rigor), en el mecanismo de cálculo del precio de acceso a redes propiciado por el paradigma dominante.

Un esquema de agentes más complejo, resaltaría aún más los aspectos cuestionables de las soluciones a las que se les confiere carácter óptimo.

4.3 Precios Óptimos de Acceso al Sistema de Redes de Telecomunicaciones

4.3.1 Antecedentes y Propuesta de Análisis

En los comienzos de la década de 1980, la nueva regulación, vinculada a la liberalización de los mercados de servicios públicos, procuraba un sustento teórico tal que permitiese la transición de un monopolio natural a un modelo lo más próximo posible a la competencia perfecta.

Este hecho, recibió especial atención en la liberalización de los mercados solidarios a las redes de telecomunicaciones. En efecto, se propiciaba la situación en la cual operadores alternativos, alquilaban partes de la red al operador tradicional y debían enfrentar los costos resultantes de las transacciones o interconexión por su uso.

La Teoría de la Regulación necesitaba separar, entonces, aspectos parciales dentro del sistema de redes y definir precios de acceso al mismo. El inconveniente se suscitaba en el hecho del escaso soporte metodológico existente, a efectos de definir y modelar esta nueva situación.

Se conocía, entonces, el objetivo (Modelo de Competencia Perfecta), pero no el camino para aproximarse al mismo. El obstáculo teórico, sintetizado en la búsqueda de la Competencia Perfecta y su Resolución Marginalista bajo sus principales supuestos: infinitos oferentes y demandantes, información completa, bienes homogéneos y, especialmente, la no existencia de barreras de entrada, debía ser

superado. Baumol propuso en 1981 el concepto de Disputabilidad o Contestabilidad, del modo siguiente, tal como fuera referido en la Sección anterior:

- Un mercado disputable es aquél en el cual la entrada es completamente libre y la salida resulta absolutamente carente de costos.

Esto significa que el entrante no sufre ninguna desventaja en términos de la técnica de producción o de la calidad percibida del producto en relación a la empresa establecida (incumbente) y que cualquier empresa puede abandonar el mercado sin ningún tipo de impedimento, recuperando cualquier costo en el que hubiera incurrido durante el proceso de entrada. En otras palabras, significa eliminar cualquier riesgo de entrada.

Con estos elementos, se sientan las bases de la posteriormente denominada Economía de Redes.

Desde entonces, el monopolio en las redes de telecomunicaciones, ha sido objeto de múltiples estudios a los efectos de definir un precio óptimo de acceso al sistema soporte, cuya titularidad corresponde al operador local. En trabajos tales como el de Armstrong, Laffont y Tirole, y Willig, se trata ampliamente el problema.

En este contexto, las soluciones aportadas pueden extenderse a cualquier servicio que requiera de un sistema de redes como insumo esencial para su prestación.

Desde tal enfoque, se sugiere posible la concepción de un Modelo Teórico, Sustentado en el Paradigma Marginalista, que permita determinar precios de acceso óptimos para un Sistema de Redes de Distribución Eléctrica. Podría, de tal modo, ser calculada la remuneración en concepto del uso que de las instalaciones del sistema hacen terceros, conforme el Principio Regulatorio de Libre Acceso a las Redes de Distribución.

Lo que sigue, entonces, es modelar tal extensión, y resolver el modelo concebido, analizando tanto su consistencia teórico/metodológica como su posible implementación práctica.

4.3.2 Formulación del Modelo General (MG)

En las redes de telecomunicaciones, se plantea un Modelo General, MG, desde la perspectiva de un planificador que optimiza el beneficio o bienestar de la sociedad. Se presenta una firma monopólica, propietaria de las redes, que abastece un mercado cautivo, (al menos en cierto segmento) definido como regulado. Existe un agente (tercero entrante al sistema) que compite con el monopolista por el uso de las redes, en otro segmento de mercado, definido como competitivo.

Las redes (Sistema de Redes) son consideradas un insumo esencial para la prestación del servicio a los usuarios finales (por caso, llamadas de larga distancia, las cuales son ofertadas tanto por el monopolista, operador local del sistema, como por el agente entrante).

El marco de referencia teórico que presentan Laffont y Tirole, considera el paradigma de la competencia de llamadas de larga distancia, donde existe un “*bottleneck*” (cuello de botella) en el intercambio de acceso local.

Se trata, básicamente, de un operador local que, a su vez, es el titular de las redes, M. El Monopolista M tiene un completo control sobre las llamadas locales, pero enfrenta competencia con uno o varios agentes (terceros entrantes) en el mercado de llamadas de larga distancia, indicados como T.

Se supone que las llamadas de larga distancia en el segmento competitivo, transitadas en cantidades QM y QT respectivamente por ambos agentes, emplean QM y QT unidades de llamadas locales.

Q0 indica el uso de la red que exclusivamente tiene lugar por el tránsito de llamadas locales. El tránsito (o uso) total de la red de telecomunicaciones local, Q, será, entonces:

$$Q = Q_0 + Q_M + Q_T \quad (37)$$

Las Funciones de Costos (de Corto Plazo) para este modelo, resultan ser:

Monopolista (M), sirviendo llamadas en la red local:

$$C_0 = c_0 \times Q + k_0 \quad (38)$$

Monopolista (M), sirviendo llamadas de larga distancia:

$$C_M = c_M \times Q_M \quad (39)$$

y Competidor (T), sirviendo llamadas de larga distancia:

$$C_T = c_T \times Q_T \quad (40)$$

Todas las actividades exhiben rendimientos constantes a escala, excepto por la existencia de los costos fijos k_0 en la red local. Estos representan el denominado déficit de acceso. Los rendimientos son así asumidos por Laffont y Tirole, para mayor simplicidad en sus desarrollos.

4.4 Formulación del Modelo General (MG)

4.4.1 Formulación del MGDEE

El modelo anterior extendido para la actividad de distribución eléctrica, implicaría las siguientes características:

Existe una firma monopólica, M, que explota el servicio de distribución de energía eléctrica en cierta región. La empresa M abastece, a través de sus redes, tanto a Clientes/Usuarios Regulados (segmento de Mercado Regulado) como a Clientes/Usuarios no Regulados (segmento de Mercado Competitivo¹⁰). En este último, M compete con el agente tercero entrante, T, el cual puede representar una única empresa o la totalidad agrupada de ellas. La figura del comercializador especializado, tal como se mencionó en la introducción de la presente Sección, cuadra en esta caracterización.

Adicionalmente, el modelo en cuestión requiere del cumplimiento de los siguientes supuestos:

- a) Propiedad exclusiva de las Redes de Distribución, por parte del titular monopolista.
- b) Oferta de un Bien Homogéneo o *Commodity*: ambas empresas ofertan y suministran un servicio homogéneo a sus clientes, tanto regulados (abastecidos por M) como no regulados (abastecidos por M y T). Tal *commodity* resulta ser, en la distribución de energía eléctrica y referido a períodos horarios, una unidad de Potencia Eléctrica (por caso, 1 [kW] \equiv 1 [kWh/h]), en adelante referida como unidad de capacidad o unidad de acceso al sistema de redes. El *commodity* se corresponde, entonces, con la unidad de energía que requiere de tal capacidad.
- c) Principio de Libre Acceso a las Redes del Monopolista por parte de Terceros Competidores: según lo dicho, la empresa T necesita utilizar las redes de M como un insumo esencial para servir a sus clientes. Lo cual implica que requiere una unidad de acceso (1 [kW] de capacidad de las redes) por cada unidad del *commodity* que deba suministrar a sus clientes en el segmento competitivo. En tal sentido, existirá una cierta tarifa o compensación de acceso a las redes de M, que deberá abonarle T.
- d) Perfecta Simetría de la Información Regulador – Regulado: El Regulador conoce perfectamente las estructuras de costos del monopolista y del tercero entrante (o de aquellos agrupados en T).
- e) Las Empresas Competitivas son “tomadoras de precio”: en lo que a la compensación de acceso se refiere, el precio de acceso no está sujeto a la negociación entre partes.
- f) No Existen Barreras de Entrada en el Segmento Competitivo.

¹⁰ Se entenderá, en adelante, como Mercado Competitivo, aquella Estructura donde pueden introducirse condiciones de disputabilidad.

En lo que respecta a la estructura de costos que exhibe cada empresa, el alcance temporal pertinente de las Funciones de Costo (tal como implícitamente se consideran los autores mencionados más arriba) resulta ser el Corto Plazo.

Se tiene entonces:

- 1) Segmento Regulado: el abastecimiento tiene como oferente sólo a M. Para tal empresa, existirán costos dependientes de la demanda (costos variables) y costos no dependientes de la misma (costos fijos).

Ambas componentes estarán asociadas en mayor o menor medida, con los costos de inversión y explotación de las redes de distribución. En particular, los costos de inversión resultarán casi en su totalidad variables. El costo variable, se representará como $C_v(Q)$, siendo Q la totalidad de la demanda de potencia transitada por el sistema de redes, suma de las correspondientes al Segmento Regulado más la del Segmento Competitivo.

Es decir que:

$$C_v = C_v(Q), \text{ con } Q = Q_R + Q_{NR} \quad (41)$$

donde:

Q_R es la Demanda de Potencia de los Clientes Regulados;

Q_{NR} es Demanda Potencia de los Clientes no Regulados e igual a $Q_M + Q_T$;

Q_M es la Demanda de Potencia de los Clientes no Regulados, abastecida por M y

Q_T es la Demanda de Potencia de los Clientes no Regulados, abastecida por T.

- 2) Segmento Competitivo: el abastecimiento de cada unidad de *commodity* a los clientes del Segmento Competitivo implicará, por una parte, Costos de Acceso al Sistema de Redes y, por la otra, Costos adicionales de Gestión Comercial.

Estos últimos se indicarán como:

CM = Costos de Gestión Comercial para el monopolista en el Segmento Competitivo;

CT = Costos de Gestión Comercial para terceros entrantes en el Segmento Competitivo.

Entonces, las correspondientes Funciones de Costo para cada segmento, resultan:

- a) M prestando Servicio de Acceso (para todas las unidades Q transitadas):

$$C_0 = c_0 \times Q + k_0 \quad (42)$$

donde:

c_0 : Costo Marginal de Corto Plazo (inversiones + explotación del Sistema de Redes) y

k_0 : Costos Fijos, no dependientes de la demanda de potencia;

- b) M prestando servicio a sus Clientes no Regulados en el Segmento Competitivo:

$$CM = c_M \times Q_M \quad (43)$$

donde:

c_M : costo marginal de corto plazo (de gestión comercial para M en el segmento competitivo);

- c) T prestando servicio a sus clientes en el segmento competitivo:

$$CT = c_T \times Q_T \quad (44)$$

donde:

c_T : Costo Marginal de Corto Plazo (de Gestión Comercial para T en el Segmento Competitivo).

En esta formulación (MGDEE), de no existir un Costo de Acceso mayor que el Costo Marginal, c_0 , los costos fijos, k_0 , que aparecen en la expresión (42), resultarían asignados por completo a los usuarios del Segmento Regulado.

Esto es así debido a que los mismos tendrían que ser absorbidos por M sin poder transferirlos a T.

4.4.2 Optimización del Modelo General Microeconómico desde la Perspectiva Social

A partir de la estructura de costos presentada para el MGDEE, el problema que enfrenta el regulador, como planificador social, es la determinación, para cada segmento, de los precios que corresponden al *commodity* ofertado por M y T. Se

suponen condiciones compatibles con la aplicación del Criterio del Costo Marginal y la búsqueda de soluciones de “segundo mejor”, como apartamientos óptimos de aquél.

Adicionalmente, son definidos tres precios para el *commodity*, en correspondencia con el segmento de mercado y el oferente posible:

p_0 : es el precio en el Mercado Regulado;

p_M : es el precio en el Mercado Competitivo al que oferta el *commodity* M y

p_T : es el precio en el Mercado competitivo al que oferta el *commodity* T.

El precio de acceso al sistema de redes, se indicará como a .

Las Funciones de Utilidad para ambos agentes, pueden ser expresadas del modo siguiente:

Monopolista:

$$\Pi M = p_0 \times Q_R + p_M \times Q_M + a \times Q_T - C_0 - CM \quad (45)$$

Tercero Entrante:

$$\Pi T = p_T \times Q_T - C_T - a \times Q_T \quad (46)$$

M podría incurrir en una utilidad negativa ($\Pi M < 0$) por efecto de absorber completamente el costo de la red, C_0 (la totalidad de los costos fijos k_0).

En la literatura se proponen dos maneras para introducir tal situación en el modelo.

La primera supone la existencia de una transferencia neta (virtual) de fondos desde el regulador a M, con el objeto de que éste tenga utilidades positivas y cubra dichos costos. Cabe señalar que dicha transferencia de fondos, se considera sólo a efectos de valorizar la eventual pérdida del monopolista, ya que si el precio de acceso incorporase este efecto, tal transferencia no tendría lugar en la práctica.

La segunda supone sólo una restricción en la utilidad del monopolista, de modo que $\Pi M > 0$.

Las soluciones obtenidas por una u otra forma, es esencialmente la misma.

En el presente desarrollo, se sigue la primera, asumiendo, entonces, que existirá una transferencia (virtual) de fondos públicos (FP) desde el regulador hacia el monopolista, de valor tal que:

$$FP - [p_0 \times Q_R + p_M \times Q_M - C_0 - CM] > 0 \quad (47)$$

para que la Utilidad del Monopolista resulte no negativa:

$$\Pi M = FP + a \times QT \quad (48)$$

Desde la perspectiva social existirá un Costo de Oportunidad para estos fondos. En efecto, cada unidad monetaria que integre la masa de fondos FP, será valorada en $(1 + \sigma)$; con $\sigma \geq 0$.

σ indica el valor fijado por la mejor alternativa no aprovechada, dado que la transferencia en cuestión, implica una reorientación de recursos públicos (definición de costo de oportunidad).

Esto supondrá una pérdida para el regulador valorizada como:

$$\text{PerdReg} = (1 + \sigma) \times [FP - p_0 \times QR - p_M \times QM + C_0 + CM] \quad (49)$$

A los efectos de buscar la Maximización del Bienestar Social, deben ser introducidas las Funciones de Utilidad de los consumidores en cada segmento de mercado.

En particular, se asume la existencia de una función UR(QR), que permite valorar cada unidad de acceso requerida por un Cliente Regulado.

Asimismo, se supone que existe una función UNR (QM, QT) que permite valorar cada unidad de acceso requerida por un Cliente no Regulado.

El modelo admite posibles sustituciones entre QM y QT, ya que los oferentes respectivos compiten entre sí. Sin embargo, no admite sustitución alguna para la demanda QR, debido a que los Clientes Regulados no tienen opción de oferta.

A partir de estos elementos, el regulador enfrenta el siguiente Problema de Optimización:

Encontrar el Vector de Precios

$$P^* = [p_0 = p_0^*, p_M = p_M^*, p_T = p_T^*] \quad (50)$$

tal que Maximice la Utilidad Global del Sistema Microeconómico así conformado

Sujeto a:

que los beneficios de las firmas M y T, sean no negativos.

El precio óptimo de acceso, a^* , resultará una consecuencia del Vector de Precios Solución.

Para ello, se define la Función de Utilidad del Sistema, US, como:

$$US = UR(QR) + UNR(QM, QT) + \pi M + \pi T - \text{PerdReg} - p_0 \times QR - p_M \times QM - p_T \times QT \quad (51)$$

O bien, considerando las expresiones (46), (48) y (49):

$$US = UR(QR) + UNR(QM, QT) + [FP + a \times QT] + [p_T \times QT - CT - a \times QT] - (1 + \sigma) \times [FP - p_0 \times QR - p_M \times QM + C_0 + C_M] - [p_0 \times QR + p_M \times QM + p_T \times QT] \quad (52)$$

Entonces, el problema queda formulado matemáticamente de la siguiente manera:

Maximizar:

$$US = UR(QR) + UNR(QM, QT) + [FP + a \times QT] + [p_T \times QT - CT - a \times QT] - (1 + \sigma) \times [FP - p_0 \times QR - p_M \times QM + C_0 + C_M] - [p_0 \times QR + p_M \times QM + p_T \times QT] \quad (53)$$

en P

Sujeto a:

$$1) \pi M = [FP + a \times QT] \geq 0 \quad (54)$$

$$2) \pi T = [p_T \times QT - CT - a \times QT] \geq 0 \quad (55)$$

Este problema exhibe una dificultosa solución matemática. Bajo los supuestos de Funciones de Utilidad UR y UNR Cóncavas (Utilidad Marginal Decreciente) y de Funciones de Costos Convexas, existe solución conforme a Laffont y Tirole, y se presenta bajo la forma de las denominadas Ecuaciones de Ramsey-Boiteux, referida frecuentemente como Solución Ramsey:

$$\frac{p_0 - c_0}{p_0} = \frac{\sigma}{1 + \sigma} \times \frac{1}{\hat{\epsilon}_0} \quad (56)$$

$$\frac{p_M - c_M - c_0}{p_M} = \frac{\sigma}{1 + \sigma} \times \frac{1}{\hat{\epsilon}_M} \quad (57)$$

$$\frac{p_T - c_T - c_0}{p_T} = \frac{\sigma}{1 + \sigma} \times \frac{1}{\hat{\epsilon}_T} \quad (58)$$

donde $\hat{\epsilon}_0$, $\hat{\epsilon}_M$ y $\hat{\epsilon}_T$ son las superelasticidades de las correspondientes Funciones de Demanda, respecto de los precios.

Las superelasticidades responden al mismo significado que las elasticidades simples, incorporando las elasticidades demanda-precio cruzadas.

En ellas se contemplan posibles efectos de sustitución y complementariedad entre los bienes/servicios analizados.

En el modelo, los Segmentos Regulado y Competitivo son independientes.

Basta, tal como se señaló, con observar las Funciones de Utilidad asociadas a cada tipo de consumidor, conforme el segmento de mercado al que pertenezca.

En efecto, para los Usuarios Regulados $UR = U(QR)$ de modo que en sus canastas de bienes, no intervienen QM ni QT .

Para los Usuarios no Regulados, $UNR = U(QM, QT)$, pudiendo optar por la oferta de M ó de T , pero sin posibilidad de permanecer en el Sistema Regulado.

Esta última restricción simplifica la solución en términos de las superelasticidades. Cabe destacar que la regulación argentina, permite la opción de que un usuario elegible sea o no regulado, si bien no incorpora la figura del Comercializador.

En el MGDEE, para la restricción planteada (segmentos independientes), los efectos de sustitución existentes impactarán en la formulación matemática de las superelasticidades, como se dijo, simplificando sus expresiones.

Se tendrá:

$$\hat{\epsilon}_0 = \epsilon_0 \quad (59)$$

$$\hat{\epsilon}_M = \epsilon_M \times \frac{\epsilon_M \times \epsilon_T - \epsilon_{MT} \times \epsilon_{TM}}{\epsilon_M \times \epsilon_T + \epsilon_{MT} \times \epsilon_{TM}} < \epsilon_M \quad (60)$$

$$\hat{\epsilon}_T = \epsilon_T \times \frac{\epsilon_M \times \epsilon_T - \epsilon_{MT} \times \epsilon_{TM}}{\epsilon_T \times \epsilon_M + \epsilon_{MT} \times \epsilon_{TM}} < \epsilon_T \quad (61)$$

siendo: ϵ_0 , ϵ_M , y ϵ_T : las elasticidades simples, definidas como:

$$\epsilon_i = \frac{\partial Q_i}{\partial p_i} \times \frac{p_i}{Q_i} \quad (62)$$

y ϵ_{MT} , ϵ_{TM} las elasticidades cruzadas, definidas como:

$$\epsilon_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial p_j} \times \frac{p_j}{Q_i} \quad (63)$$

Admitiendo la existencia de un Mercado de Competencia Perfecta en el Segmento Competitivo (sustentado por la hipótesis e) en la formulación del modelo, la cual afirma que las empresas son “tomadoras de precio”) resultarán beneficios nulos para T (no pueden obtenerse beneficios desde las transacciones por acceso):

$$\pi_T = p_T \times Q_T - c_T \times Q_T - a \times Q_T = 0 \quad (64)$$

Lo que conduce a la expresión:

$$a = p_T - c_T \quad (65)$$

La expresión (58), puede reescribirse como:

$$p_T - c_T = c_0 + p_T \times \frac{\sigma}{1+\sigma} \times \frac{1}{\hat{\epsilon}_T} \quad (66)$$

Igualando (64) y (66), se obtiene el *precio óptimo de acceso*:

$$a^* = c_0 + p_T^* \times \frac{\sigma}{1+\sigma} \times \frac{1}{\hat{\epsilon}_T} \quad (67)$$

Esta última expresión, establece que:

La *tarifa óptima de acceso* al sistema de redes de **M**, es mayor que el Costo Marginal c_0 , puesto que $\hat{\epsilon}_T > 0$ y $\sigma > 0$.

Tal como se anticipó, si la tarifa de acceso resultase igual al Costo Marginal de inversión-explotación de las redes, la empresa monopólica debería afrontar la totalidad de los costos fijos, k_0 .

Así se favorecería la posición de la empresa T en el Mercado Competitivo, a expensas de un subsidio proveniente del Segmento Regulado.

4.4.3 Dificultad Básica: El Principio del Costo Marginal y las Soluciones de “Segundo Mejor”

Las condiciones de Eficiencia Asignativa (Óptimo Primero) y su apartamiento óptimo, requieren considerar el Teorema General del Segundo Mejor propuesto por Lipsey y Lancaster. Se enuncia brevemente del siguiente modo:

Si una de las condiciones del Óptimo Paretiano no puede ser alcanzada, la situación de Óptimo Segundo sólo puede ser lograda mediante el apartamiento de todas las demás condiciones.

Esto implica que si alguna de las condiciones (referidas a la igualdad de precios y costos marginales de los insumos en todos los mercados de bienes y factores solidarios al de estudio) no se verifica, el cumplimiento de las restantes, aun cuando sea posible, no necesariamente es deseable.

Se requiere, en general, un apartamiento de la totalidad de ellas como nueva condición necesaria de un Óptimo Segundo.

En tal sentido, para la modelización de cada apartamiento requerido en las restricciones del problema de optimización, Lipsey y Lancaster introducen el concepto de unidades desviantes, en una compleja formulación matemática.

En última instancia, deben estudiarse y, en general, reformularse, ante situaciones de violación para las restricciones impuestas, las relaciones que expresan el comportamiento de estas unidades desviantes.

La conclusión resulta en una circularidad implícita en el planteo-solución del problema.

En efecto, si se arriba a un Óptimo Segundo mediante la metodología expuesta y, por efecto de tal resultado, una restricción no es satisfecha, las unidades desviantes deben modificar su comportamiento estableciendo nuevas restricciones que, a su vez, pueden conducir a otra solución.

Nada garantiza que tal circularidad sea convergente (espiral, en tal caso) y, con ello, que exista la procurada Eficiencia Asignativa en el intento de obtener un “segundo mejor”.

4.6 Enfoques Alternativos para Asignar los Costos del Déficit de Acceso

4.6.1 Estructura General de Asignación

Dada la complejidad que entraña la aplicación de la Regla Ramsey-Boiteux, la implementación de los “apartamientos óptimos” respecto del Costo Marginal se ha basado en alternativas que adicionan cierto “*mark up*” (sobrecosto o margen) a dicho costo.

De esta manera, los ingresos obtenidos resultarían, al menos, iguales a los costos totales incurridos.

Una estimación operativa del Costo Marginal, la constituye el denominado Costo Incremental Promedio de Largo plazo, CIPLP.

Introduciendo el estimador CIPLP, la estructura de la expresión (67) permite escribir:

$$a = \text{CIPLP} + \text{“mark up”} \quad (68)$$

La expresión (68) formula la *estructura general de asignación de costos en el precio de acceso al sistema de redes*.

No obstante su introducción y difusión por parte de las referencias consultadas, el empleo del CIPLP implica una violación a los supuestos del MG, pues las Funciones de Costo son de Corto Plazo.

La única explicación, es que se apele a la condición de Rendimientos Constantes a Escala, hipótesis cuestionable en los sistemas analizados.

Dejando planteada esta dificultad, la discusión se centra en la forma en que se define tal “*mark up*”. Es posible que:

a) se instrumente mediante *una asignación exclusiva de los costos fijos*, o bien

b) se considere *el uso o demanda de la unidad de acceso al sistema de redes*, bajo la interpretación *de un costo de oportunidad*, tal como lo sugieren las Ecuaciones de Ramsey-Boiteux, solución del MGDEE.

El enfoque a), corresponde al Modelo *Fully Distributed Costs* (FDC) o de Prorrata de Costos, más simple y difundido.

El b), corresponde a la Regla ECPR y a la denominada Regla OFTEL.

Cada Modelo será discutido seguidamente.

4.6.1 La Regla del Precio Eficiente de los Insumos (ECPR) o de Baumol-Willig

4.6.1.1 Formulación

La denominada Regla de Baumol-Willig, se conoce, también, con nombres alternativos tales como: Regla ECPR (*Efficient Component Pricing Rule*), Principio de Paridad o, refiriendo directamente los precios de acceso que de la misma se obtienen, de los Precios Baumol.

Se sustenta en el principio de que el monopolista y el agente tercero entrante al mercado, compiten en el segmento no regulado por el uso del sistema de redes.

De modo que el precio que el monopolista deberá cobrar al agente entrante por cada unidad de acceso, resultará de la adición del Costo Propio de sus redes (CIPLP) más las pérdidas de ganancias en las que el monopolista incurre.

Estas surgen como consecuencia de la pérdida del mercado que ahora comparte con el agente que accede al Segmento Competitivo.

De este modo, el precio unitario de acceso quedará definido por la diferencia entre el precio unitario de venta al que oferta el monopolista el acceso en el Segmento Competitivo y su correspondiente Costo Marginal (en tal caso, en concepto de gestión comercial).

Extendida esta idea a las Redes de Distribución Eléctrica, se tiene:

Regla ECPR:

$$a = p_M - c_M = c_0 + [p_M - (c_0 + c_M)] \quad (69)$$

La diferencia entre el precio unitario de acceso del monopolista (p_M) y su Costo Marginal correspondiente a la Comercialización en el Segmento Competitivo (c_M), constituye un Costo de Oportunidad por unidad de acceso al Sistema de Redes, que debe enfrentar el monopolista al permitir el uso competitivo de las mismas por parte de terceros.

La cuestión que esta regla intenta resolver, es que el precio de acceso obtenido no permita:

- a) Subsidios desde el propietario de la red hacia las empresas competidoras ingresantes: si el precio resultase muy bajo, M podría incurrir en pérdidas, incentivando, a su vez, el ingreso de empresas ineficientes y
- b) Barreras de Acceso a la competencia: si el precio es muy elevado, el costo de los competidores T se elevaría hasta un nivel que los obligaría a abandonar el mercado.

Este modelo es una consecuencia de la situación referida por Willig como Neutralidad Competitiva.

Su derivación supone dos empresas (nuevamente, bajo los considerandos establecidos, M y T); la primera propietaria de las redes ofertando en el Segmento Competitivo el mismo *commodity* que la segunda. T requiere de las redes de M para acceder a los consumidores finales, tal como se presentó en el MG.

Entonces existirá Neutralidad Competitiva, si la diferencia entre los precios al que ofertan ambas empresas el *commodity*, solamente depende de las diferencias de sus costos en el Segmento Competitivo.

Es decir:

$$\text{Neutralidad Competitiva} \rightarrow p_M - p_T = c_M - c_T \quad (70)$$

A partir de este principio, se deduce sencillamente la Regla ECPR.

En efecto, el mínimo precio al que puede ofertar el *commodity* la empresa T, sin incurrir en pérdidas, resulta:

$$\min p_T = a + c_T \quad (71)$$

Entonces, para que el precio de acceso, a , satisfaga la Neutralidad Competitiva, reemplazando (71) en (70), se tendrá:

$$a = p_M - c_M \text{ (expresión (69)).}$$

4.6.1.2 Supuestos en la Aplicación de la Regla ECPR

La aplicación de esta regla, supone el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- a) Disputabilidad Perfecta del Mercado en el Segmento Competitivo;
- b) Sustitución Perfecta en el Segmento Competitivo: los bienes ofertados por las empresas que compiten en tal segmento deben ser sustitutos perfectos;
- c) Simetría Perfecta en la Información Regulador – Regulado: el regulador conoce perfectamente la estructura de costos del monopolista;
- d) Tarifación conforme el Criterio Marginalista;
- e) Existencia de Economías de Escala en el Segmento Competitivo (Funciones de Costo de Comercialización).

Si todos estos supuestos son satisfechos, una implicancia importante de esta regla es que aquel competidor con menores Costos Marginales de Comercialización, bajo el supuesto implícito de perfecta racionalidad en los consumidores, desplazará del mercado al resto de los competidores.

Esto se evidencia mediante el siguiente desarrollo para los competidores 1 y 2:

dado: $a = p_1 - c_1 = p_2 - c_2$, entonces si $c_1 < c_2 \rightarrow p_1 < p_2$, captando todo el mercado el competidor 1.

4.6.1.3 La Regla ECPR y el Modelo Socialmente Óptimo

Si se cumplen los supuestos de la Regla ECPR y los costos de comercialización en el segmento competitivo para el monopolista M y su competidor T (o representados por T) son los mismos, en la solución Ramsey del MGDEE presentado, se tienen las siguientes condiciones particulares:

a) $\hat{\epsilon}_M = \hat{\epsilon}_T$; *superelasticidades* iguales por ser los bienes ofertados *sustitutos perfectos* y

b) $c_M = c_T$.

Entonces, de (57) y (58) se tiene:

$$\frac{p_M - c_M - c_0}{p_M} = \frac{p_T - c_T - c_0}{p_T} \Rightarrow p_M \times p_T - p_T \times (c_M + c_0) = p_M \times p_T - p_M \times (c_T + c_0) \therefore p_M = p_T \quad (72)$$

Luego de (66) y (67), se concluye que:

$$a^* = p_M - c_M = p_T - c_T \quad (73)$$

La Solución Ramsey del Modelo Socialmente Óptimo implica la Regla ECPR, bajo las condiciones particulares de sustituibilidad perfecta e igual eficiencia para los dos competidores considerados M y T.

La Regla ECPR, ha sido edificada sobre la Teoría de los Mercados Disputables, tal como se ha señalado.

Supone que tanto el monopolista como el competidor exhiben Funciones de Costo idénticas, con Rendimientos no Decrecientes a Escala y que enfrentan la misma función de demanda en el Segmento Competitivo.

Se comprende la restricción que surge al insertar esta regla en el marco de la solución socialmente óptima: *no existen razones para que en el Segmento Competitivo exista más de una firma, desalentando el ingreso de otras.*

De modo que la entrada de un competidor T, sólo se produciría si el mismo fuese más eficiente que M. Pero, desde la óptica de los Mercados Disputables, esto implicaría la salida del monopolista del Segmento Competitivo.

Adicionalmente, la entrada de competidores se produciría al relajar la condición de *sustituibilidad perfecta* de los bienes ofertados.

Esto fomentaría la diversificación de servicios prestados por los agentes que ingresen al segmento competitivo, justificando, en parte, la existencia del *comercializador especializado* en el mercado eléctrico minorista.

Y siempre que tal agente pueda proporcionar múltiples servicios con valor agregado, empleando la red como insumo (telemedición de consumos, telecontrol

de electrodomésticos en función de los horarios donde la energía es más barata, etc.), podrá hablarse de que su presencia propende al bienestar colectivo.

4.6.1.4 Cuestionamientos sobre la aplicación de la Regla ECPR

La literatura especializada en Economía de Redes de Telecomunicaciones, presenta objeciones a la aplicación de esta regla, en términos de la optimalidad en los precios de acceso así obtenidos.

Se mencionan sólo aquellas que pueden extenderse al pretender la aplicación de tal regla en el ámbito de la distribución de energía eléctrica:

- a) Rentas Monopólicas embebidas (apropiación de rentas por parte de M) y
- b) Requerimientos de Información mayores que los de la solución Ramsey.

4.6.2 Modelos Estándar para definir Precios de Acceso/Políticas de Interconexión en los Sistemas de Redes

Frente a la imposibilidad práctica de aplicación del modelo socialmente óptimo, Baumol y Sidak argumentan que los precios basados sobre la información de la demanda, presentan el gran atractivo de sus propiedades teóricas, pero los precios basados en costos, son preferidos por su posibilidad de instrumentación práctica.

En tal sentido, han sido propuestos otros modelos para definir el precio de acceso al sistema de redes.

Se desarrollan dos de ellos a continuación.

El primero, persiste en sostener las virtudes de una instrumentación práctica sencilla, y se basa, consecuentemente, en costos.

El segundo, intenta un mecanismo alternativo para incorporar señales de la demanda en el establecimiento del “*mark up*” respecto del Costo Marginal de redes, y se basa, entonces, en el uso intensivo¹¹ de las mismas.

4.6.2.1 Modelo Basado en Costos Totalmente Distribuidos (*Fully Distributed Cost Pricing – FDC*)

¹¹ El uso intensivo, refiere sólo la cantidad de unidades de tránsito (demanda) y no la extensión de redes puestas a disposición del usuario.

Consiste en una prorrata del costo total del Servicio de Red, basándose en la unidad de tránsito sobre el sistema. Para el caso de la Distribución Eléctrica, esta puede ser el [kW] o el [kWh].

Si tal prorrata implica repartir los costos conjuntos proporcionalmente a las unidades de tránsito totales, suma de las transacciones que tienen lugar en ambos segmentos (Regulado y Competitivo), se tendrá un precio igual al Costo Medio vinculado al Servicio de Red en el segmento regulado.

Por tal motivo, este método recibe el nombre de “sello postal” (*postage stamp*), tal como en las primeras valoraciones hechas sobre transacciones de acceso en redes de transmisión.

Si se retoma el MGDEE, se tiene:

$C_0 = c_0 \times Q + k_0$, entonces el precio de acceso, queda definido sencillamente por:

$$aFDC = [C_0/Q] = c_0 + [k_0/Q] \quad (74)$$

Si se comparan las expresiones (68) y (74), se observa que en (74) al costo marginal de redes (c_0) le es adicionado un “*mark up*” uniforme.

El mismo contempla los costos incurridos en común (k_0) por los diferentes agentes del mercado, con una única ponderación, respecto de la demanda total transitada: $Q = Q_0 + Q_M + Q_T$.

Respetando la estructura y condiciones establecidas para el MGDEE, se tendrán los siguientes precios:

- M en el Segmento Regulado:

$$p_0 = [C_0 / Q] = c_0 + [k_0/Q] \quad (75)$$

- M en el Segmento Competitivo:

$$p_M = c_M + [C_0 / Q] = c_M + c_0 + [k_0 / Q] \quad (76)$$

- T en el Segmento Competitivo:

$$p_T = c_T + [C_0 / Q] = c_T + c_0 + [k_0 / Q] \quad (77)$$

En consecuencia:

$$aFDC = pM - cM = pT - Ct \quad (78)$$

Si todas las condiciones enunciadas para la Regla ECPR son satisfechas, el precio de acceso del Modelo FDC cumple con la misma, resultando un precio óptimo en cuanto al Costo de Oportunidad valorizado en (73).

Adicionalmente, si las funciones de Costo de Comercialización de ambos agentes en el segmento competitivo fuesen idénticas, entonces el precio de acceso aFDC resultaría socialmente óptimo.

Es importante destacar estas situaciones, a los efectos de evidenciar (no obstante su difundida aplicación práctica), el conjunto de supuestos que deben satisfacerse para que el modelo en cuestión adopte las virtudes teóricas que propicia el Análisis Marginal (a través de las Ecuaciones de Ramsey-Boiteux).

Una consecuencia importante de esta sencilla regla de asignación, es que el precio de acceso para los Usuarios Regulados y No Regulados, es el mismo:

$$p0 = aFDC \quad (79)$$

Adicionalmente, es posible verificar que la estructura de precios definida por este modelo, permite la recuperación de todos los costos en los que incurre el monopolista.

Para ello se plantean las Funciones de Beneficio que corresponden a M por la venta de acceso en cada segmento de mercado.

Se indican como sigue:

- a) B0: Beneficios que percibe el monopolista en el segmento regulado;
- b) BM: Beneficios que percibe el monopolista en el segmento competitivo por venta de unidades de acceso a sus Clientes no Regulados;
- c) BT: Beneficios que percibe el monopolista en el segmento competitivo por venta de unidades de acceso a competidores ingresantes (T).

Entonces:

$$B0 = [p0 - c0] \times Q0 \quad (80)$$

$$BM = [aFDC - c0] \times QM = [pM - cM - c0] \times QM \quad (81)$$

$$BT = [aFDC - c0] \times QT = [pT - cT - c0] \times QT \quad (82)$$

Teniendo en cuenta las expresiones (75), (76) y (77), resulta:

$$B = \sum B_i = B_0 + B_M + B_T = [k_0 / Q] \times [Q_0 + Q_M + Q_T] = k_0 \quad (83)$$

De modo que el monopolista recupera sus costos fijos.

Por otra parte la aplicación de este modelo implica que el competidor con menores Costos de Comercialización, captará la totalidad del mercado en el segmento correspondiente, impidiendo el ingreso de competidores ineficientes.

Al respecto, basta con observar la ecuación (78) en la que:

$$c_T > c_M \rightarrow p_T > p_M.$$

En última instancia, se trata de una consecuencia de la Neutralidad Competitiva, condición satisfecha por el Modelo FDC:

4.6.2.2 La Regla de Allais

Una variante comprendida en el Modelo FDC, es la denominada Regla de Allais. La misma supone que el “*mark up*” adicionado al Costo Marginal es proporcional al mismo.

Esto significa:

$$\exists \eta \in [0, 1], \text{ tal que:}$$

$$a_{\text{Allais}} = c_0 + \eta \times c_0 = c_0 \times [1 + \eta] \quad (84)$$

De modo que en el MGDEE, se tendrá la siguiente *estructura de precios*:

➤ M en el Segmento Regulado:

$$p_0 = c_0 + \eta \times c_0 \quad (85)$$

➤ M en el Segmento Competitivo:

$$p_M = [c_0 + c_M] + \eta \times [c_0 + c_M] \quad (86)$$

➤ T en el Segmento Competitivo:

$$p_T = c_0 \times [1 + \eta] + c_T = a_{\text{Allais}} + c_T \quad (87)$$

El parámetro η es determinado conforme a la restricción presupuestaria:

$$B = \sum B_i = B_0 + B_M + B_T = k_0, \text{ siendo:}$$

$$B_0 = [p_0 - c_0] \times Q_0 = \eta \times c_0 \times Q_0 \quad (88)$$

$$BM = [pM - cM - c0] \times QM = \eta \times [c0 + cM] \times QM \quad (89)$$

$$BT = [a_{Allais} - c0] \times QT = \eta \times c0 \times QT \quad (90)$$

de donde se obtiene:

$$\eta = \frac{k_0}{c_0 \times [Q_0 + Q_M + Q_T] + c_M \times Q_M} = \frac{k_0}{c_0 \times Q + c_M \times Q_M} \quad (91)$$

4.6.2.3 Comentarios y Críticas sobre el Modelo FDC

El Modelo FDC es de aplicación simple y muy difundida en los reguladores de telecomunicaciones y electricidad.

Su versión de prorrata sobre la totalidad de las unidades de acceso, constituye la forma de fijar peajes en distribución eléctrica en la Argentina, Chile y España, por citar algunos casos.

Respecto de la variante encontrada en la Regla de Allais, requiere de menor información, pues en ésta última el parámetro η queda expresado como una función de c_0 y c_M .

Además, como se tratará seguidamente, la aplicación del Modelo FDC bajo la forma de la Regla de Allais, presenta el inconveniente de posibilitar el ingreso de competidores ineficientes al mercado.

Desde la perspectiva marginalista, este modelo (FDC) es objeto de importantes críticas, resaltadas en prácticamente todas las referencias que enfocan los precios óptimos de acceso a la luz de las virtudes teóricas propiciadas por el Paradigma Neoclásico.

Se mencionan, a continuación, las de mayor relevancia en el marco de su aplicación para definir tarifas de acceso en distribución eléctrica:

- a) Por tratarse de un modelo basado sólo en costos, no se incluye señal alguna desde el lado de la demanda. Esto implicaría vulnerar la Eficiencia Asignativa que refleja la solución Ramsey socialmente óptima, a través de las superelasticidades de la demanda en los distintos segmentos.

Este efecto, desde tal óptica, resultaría en la posible existencia de subsidios desde sectores que exhiben una demanda más elástica, hacia los sectores que se caracterizan por una demanda más inelástica;

b) Adicionalmente, el modelo no incluye una asignación de los costos en términos del uso extensivo del sistema de redes, mientras que sí responsabiliza de mayores costos a quienes transiten mayor cantidad de unidades de acceso (uso intensivo);

c) No existen incentivos para la minimización de los costos, ya que el precio de acceso se basa en los mismos;

d) En el caso particular de la estructura que adopta el modelo en la Regla de Allais, puede implicar la entrada de competidores ineficientes en el correspondiente segmento de mercado.

En efecto, aún siendo $c_T > c_M$, puede que se cumpla:

$$p_T = a_{\text{Allais}} + c_T = c_0 \times (1 + \eta) + c_T = p_M - [(1 + \eta) \times c_M - c_T] < p_M \text{ si } (1 + \eta) \times c_M > c_T$$

4.6.2 La Regla OFTEL

La sigla OFTEL identifica al regulador de telecomunicaciones en Reino Unido (British Office of Telecommunications).

OFTEL ha diseñado una política de interconexión que permite definir tarifas de acceso en diferentes segmentos competitivos, incorporando señales del Lado de la Demanda en términos de las utilidades (aproximables a través de los beneficios) percibidos por el monopolista.

Se trata de un Modelo de Asignación de Costos, basado en utilidades distribuidas y, por ello, de un modelo basado en el uso (intensivo) del sistema de redes.

Las utilidades distribuidas, se refieren a que el déficit de acceso se asigna de manera proporcional a las utilidades percibidas en cada segmento. Los autores

chilenos Recordon y Rudnick proponen este modelo para el establecimiento de peajes en distribución, motivo por el cual se analizará con detalle.

El contexto en el que esta regla fue concebida, considera los siguientes aspectos:

El déficit de acceso (DA) es cubierto por el “*mark up*”. Entonces:

$$DA \equiv k_0 \quad (92)$$

En el modelo de telecomunicaciones considerado, existe un único *commodity* (llamadas de larga distancia). Sobre el mismo, los competidores pagan una contribución al déficit de acceso (CDA) proporcional a las utilidades que percibe el monopolista.

El cargo de acceso, sin justificación analítica, resulta entonces:

$$a_{\text{OFTEL}} = c_0 + \text{CDA} = c_0 + \frac{k_0}{Q_M} \times \frac{B_M}{B_0 + B_M + B_T} \quad (93)$$

Los beneficios resultan:

$$B_0 = [p_0 - c_0] \times Q_0 \quad (94)$$

$$B_M = [p_M - c_M - c_0] \times Q_M \quad (95)$$

$$B_T = [a_{\text{OFTEL}} - c_0] \times Q_T \quad (96)$$

Bajo estas consideraciones, el “*mark up*” sobre el Costo Marginal correspondiente a las inversiones y explotación del sistema de redes (c_0), es obtenido mediante una *prorrata de utilidades* del monopolista.

Con ello se incorpora una *medida del uso* del sistema de redes, en términos de su demanda en cada segmento. Se considera que este aspecto constituye una ventaja remarcable sobre el modelo FDC.

La expresión (93) puede ser generalizada a la existencia de *múltiples segmentos competitivos*. Esto permite obtener *precios de acceso diferenciados*, cuestión no resuelta por el modelo FDC.

Tales precios definen una contribución al déficit de acceso, *que depende sólo del uso del sistema de redes que hacen los distintos competidores y no de la naturaleza de los productos ofertados por los mismos.*

La afirmación sobre que tales *precios de acceso resultarán proporcionales a las utilidades*, puede ser verificada de la siguiente manera:

Considérense dos Segmentos Competitivos, los cuales se indican como S_I y S_{II} .

M y T compiten en el segmento S_I con demandas de acceso $Q_M^{S_I}$, $Q_T^{S_I}$ y en el segmento S_{II} con demandas de acceso $Q_M^{S_{II}}$, $Q_T^{S_{II}}$.

Aplicando la expresión (93) sobre el segmento S_I :

$$a_{\text{OFTEL}}^{S_I} = c_0 + \frac{k_0}{Q_M^{S_I}} \times \frac{B_M^{S_I}}{B_0 + B_M^{S_I} + B_T^{S_I} + B_M^{S_{II}} + B_T^{S_{II}}} \quad (97)$$

Y aplicando la expresión (93) sobre el segmento S_{II} :

$$a_{\text{OFTEL}}^{S_{II}} = c_0 + \frac{k_0}{Q_M^{S_{II}}} \times \frac{B_M^{S_{II}}}{B_0 + B_M^{S_I} + B_T^{S_I} + B_M^{S_{II}} + B_T^{S_{II}}} \quad (98)$$

$$\therefore \frac{a_{\text{OFTEL}}^{S_I} - c_0}{a_{\text{OFTEL}}^{S_{II}} - c_0} = \frac{B_M^{S_I} / Q_M^{S_I}}{B_M^{S_{II}} / Q_M^{S_{II}}} \quad (99)$$

La extensión de esta regla al dominio de la distribución eléctrica, implica suponer las condiciones establecidas en el MGDEE.

La analogía se sostiene, entonces, suponiendo esta suerte de equivalencias:

- Operador Local → Monopolista
- Servicio de llamadas locales → Servicio en el Segmento Regulado
- Servicio de llamadas de larga distancia → Servicio en el Segmento Competitivo

Sin embargo, existen al menos tres requisitos indispensables para la aplicación de esta regla:

a.- Separación contable entre los servicios que presta la firma propietaria de las redes (M): significa que la Comercialización de acceso en el Segmento Competitivo y el Servicio de Redes en el Segmento Regulado, deben ser actividades estrictamente separadas para el monopolista.

En caso contrario, podrían ocurrir transferencias contables que, sin alterar los costos fijos a recuperar, impliquen una redistribución de los mismos desde el segmento competitivo cargando al segmento regulado.

Se incrementarían los beneficios en el primero en detrimento del segundo, resultando, conforme (93), en un aumento en el precio de acceso aplicado a los competidores agrupados en T.

Este incremento artificial (por no tener vinculación con el uso físico indicado a través de los beneficios obtenidos en los correspondientes segmentos), impondría una barrera de acceso al segmento competitivo.

b.- Todos los beneficios del monopolista, y en particular BM, dependen del precio de acceso. A su vez, el precio de acceso está expresado como función de tales beneficios.

Esta situación confiere un carácter circular a la solución OFTEL que, a los efectos de establecer una tarifa de acceso consecuente con las virtudes teóricas referidas, debe resolverse de un modo convergente.

La propuesta que mencionan Laffont y Tirole al respecto, consiste en la definición de una tarifa de acceso en base a estimaciones de las futuras utilidades. Alternativamente, podría basarse en la información histórica relativa a las utilidades pasadas. Esto implicaría, por ejemplo, el empleo de precios, costos y unidades de acceso vendidas el año anterior, reemplazar estos parámetros en las expresiones que proporcionan los beneficios ((94), (95) y (96)) y luego reemplazar los resultados en (93) para obtener el precio de acceso del año en curso.

A efectos de preservar un “*mark up*” que incorpore las verdaderas señales del Lado de la Demanda, supliendo funcionalmente a las superelasticidades de la Solución Ramsey socialmente óptima, se deben realizar estimaciones que, en última instancia, resuelvan a_{OFTEL} desde la siguiente ecuación (resultante de las expresiones (93), (94), (95) y (96)):

$$a_{\text{OFTEL}}^2 \times QT + a_{\text{OFTEL}} \times [(p_0 - c_0) \times Q_0 + (p_M - c_M - c_0) \times Q_M - 2 \times c_0 \times QT] - k_0 \times (p_M - c_M - c_0) - c_0 \times [(p_0 - c_0) \times Q_0 + (p_M - c_M - c_0) \times Q_M - c_0 \times QT] = 0 \quad (100)$$

c.- El balance del monopolista a través de sus ingresos (recuperación de los costos fijos) queda librado al control del regulador.

Esto implica que podría existir un déficit ($k_0 > \sum B_i$) ó una apropiación del excedente del consumidor ($k_0 < \sum B_i$), si la cartera del monopolista no se encuentra balanceada.

De cerrar el monopolista su cartera, $k_0 = B_0 + B_M + B_T$, entonces puede verificarse sencillamente que el precio de acceso satisface la Regla ECPR:

si $k_0 = B_0 + B_M + B_T$, de (93) y (95) resulta:

$$a_{\text{OFFER}} = p_M - c_M \quad (101)$$

Como en la Sección precedente, procede extraer algunas conclusiones de relevancia sobre esta discusión o análisis.

Se desarrollan a continuación:

A.- Ha sido presentado el enfoque que el Paradigma/Análisis Marginalista adopta respecto de los precios de acceso a los sistemas de redes, en particular, de distribución eléctrica.

El objetivo se centra en establecer el valor de la red como insumo esencial, a efectos de introducir disputabilidad en el Mercado de Comercialización.

Si este aspecto no es primeramente abordado y satisfactoriamente resuelto, las transacciones que los competidores efectúen por tal insumo, impactarán negativamente sobre la disputabilidad pretendida.

La extensión del modelo aplicado a las redes de telecomunicaciones, es establecida como marco de referencia, puesto que la Teoría de los Mercados Disputables surge a efectos de dar respuesta al precio de acceso en tal ámbito. La Economía de Redes, se nutre de tales conclusiones, pretendiendo extenderlas a cualquier sistema de redes.

B.- Más allá de los cuestionamientos vertidos sobre la superioridad de las soluciones basadas en el Costo Marginal, existen evidentes inconvenientes con la Solución Ramsey al MGDEE planteado. Fundamentalmente, los que se relacionan con la información requerida por el modelo (elasticidades).

C.- La Regla ECPR, difundida y aplicada como aproximación a los requerimientos del MGDEE, es cuestionada, inclusive, en el seno del Paradigma referido.

Idéntica conclusión se extiende al modelo FDC (y a la Regla de Allais, como caso especial, y con mayores críticas). No obstante, el modelo FDC es aplicado por su sencillez.

D.- La Regla OFTEL carece de cualquier refrenda teórica, resultando un modelo que intenta reemplazar las elasticidades de la Solución Ramsey por las utilidades percibidas en cada segmento.

Tales utilidades, son, a su vez, aproximadas por los beneficios, cuestión poco sostenible, en rigor teórico. Adicionalmente a las críticas generales sobre los fundamentos de la regla, la misma exhibe una clara circularidad Precio de Acceso-Utilidades, cuya convergencia no es garantizada.

En términos de la recuperación de los costos por parte del distribuidor, el déficit o la apropiación de parte del excedente del consumidor se supeditan al control del regulador. De aplicarse una regla así sustentada, debería limitarse sólo al segmento competitivo, definiendo diferentes sub-segmentos, respetando el Principio de Racionalidad Económica Homogénea (referida a los agentes de cada sub-segmento). Este supone la misma racionalidad para todos los agentes considerados dentro de la misma clase de preferencias, con idénticas

posibilidades de opción frente a la diversificación en la oferta de un bien o servicio.

En caso contrario, cualquier estimación fallida sobre las utilidades, podría impactar en un mayor costo de acceso para los Usuarios Regulados (no elegibles), carentes de toda posibilidad de opción. Tal situación constituye un subsidio de carácter distorsivo.

E.- Finalmente, la crítica general sobre todos los modelos presentados apunta a que se asigna, con diferentes responsabilidades, sólo el déficit de acceso (k_0), mientras que el costo marginal de inversiones y explotación, es el mismo para cualquier agente.

Además, los mecanismos de asignación enfatizan el uso intensivo de las instalaciones (relacionados con la cantidad de unidades de acceso transitadas). El uso extensivo de las redes constituye un aspecto no considerado. El análisis de la presente Sección, plantea la necesidad de una metodología en la cual las responsabilidades en los costos de acceso, puedan ser asignadas en términos del verdadero uso que cada agente hace de las instalaciones.

Esto implica el abandono de una improbable Eficiencia Asignativa, indicada sólo por las elasticidades de la demanda, tal como lo evidencia la Solución Ramsey. En cambio, deberían ser considerados los aspectos físicos del acceso a redes, introduciendo una medida de uso intensivo/extensivo de las mismas, la racionalidad de los agentes y el costo de oportunidad del insumo red que de tal integración resulte.

Estos aspectos deberían conformar el paradigma alternativo necesario, abandonando las soluciones “óptimas” sustentadas en un equilibrio mecanicista, característico del Análisis Marginal.

La fijación de los precios basados en costos, se propone, principalmente, desde las ideas críticas respecto de la Corriente de Pensamiento Neoclásica (que constituyen la corriente de pensamiento frecuentemente referida como post-keynesianismo en honor al economista Keynes).

El Paradigma Post-Keynesiano, conformaría, entonces, una posible alternativa a efectos de valorizar el acceso a los Sistemas de Redes, en completa congruencia con las críticas expuestas.

5. MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA DEFINIR SUBSIDIOS INTRÍNSECOS EN LOS COSTOS DE ACCESO A REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DESDE LA ESTRUCTURA DE PRECIOS RAMSEY INCLUYENDO CARACTERÍSTICAS DISTRIBUTIVAS

5.1 Introducción

En la presente Sección se desarrolla un Modelo de Optimización para identificar Subsidios Intrínsecos (no impuestos externamente), entre grupos de usuarios (segmentos) que exhiben características de consumo y distributivas diferentes permitiendo, como Instrumento Regulatorio, tarifificar su Costo de Acceso a las Redes de Distribución Eléctrica.

Las características de consumo, solidarias a la función de demanda, son traducidas por la elasticidad demanda-precio del Servicio de Acceso a Redes, oferta exclusiva del distribuidor monopolista en contextos abiertos a la competencia para el mercado de energía.

Las características distributivas (consideraciones de equidad distributiva) se presentan, como aporte del trabajo, desde un desarrollo auxiliar al Modelo que conduce a una variante de los denominados precios Ramsey, incorporando en su estructura un parámetro que traduce el impacto distributivo.

La solución es tomada de forma indicativa para plantear el apartamiento “óptimo” del Vector de Precios en cada segmento del mercado cuyo consumo es tipificado como Residencial, respecto del Costo Propio de Distribución (CPD).

Al contrario de lo que se adopta en la práctica, un CPD constante, el Modelo propuesto arrojará un Vector CPD (Precios de Acceso a las Redes de Distribución),

cuyos componentes difieren en los segmentos identificados, permitiendo subsídios no distorsivos entre los mismos atendiendo a las características mencionadas.

La formulación del problema de Asignación de los Costos de Distribución Eléctrica para establecer precios de acceso al sistema de redes correspondiente, desde el marco económico propiciado por el Paradigma Marginalista (hasta hoy dominante, como se ha dicho), constituye, operacionalmente, un problema cuya solución se aparta por completo de sus resultados teóricos, a efectos de ser posible su implementación.

A partir de la búsqueda de soluciones de primero y segundo mejor, la metodología solidaria, apelando a modelos de optimización clásica, resulta en un precio óptimo de acceso.

Este intenta valorizar el Costo de Oportunidad que el distribuidor-monopolista enfrenta, al permitir que un nuevo agente compita con él en la utilización del Sistema de Redes, considerado éste un insumo esencial.

El competidor representa, en los actuales mercados abiertos a la competencia en el segmento de distribución, la figura de un comercializador especializado o no natural.

Tal denominación es acuñada, históricamente, considerando los esquemas que integran verticalmente la cadena de producción de eléctrica, en los cuales el monopolista (el Estado, generalmente) oferta tanto el Servicio de Red como de venta de energía de un modo natural. El nuevo agente comercializador compra acceso a las redes del distribuidor como insumo.

Dicho de otro modo, son separados los servicios de distribución o venta de capacidad (Potencia instalada), otrora función específica del monopolista, y servicio de venta de energía, actualmente función tanto del monopolista en un rol de comercializador natural (con separación contable de la prestación del servicio de redes) y de cualquier otro agente que desee competir en el mercado en carácter de comercializador especializado.

Reconocida tal separación de servicios, se habla, entonces, de precio de acceso, puesto que las concepciones marginalistas que tratan este problema, suponen un agente que compite con el monopolista propietario del sistema de redes por el uso del mismo, para llegar a cierto segmento de mercado no regulado, con libertad de pactar con cualquier agente del mercado mayorista o minorista, su compra de energía.

En este marco, desde la literatura especializada son propuestos, entre otros, diferentes enfoques a partir de la solución analítica primaria, referida como Solución de Precios Ramsey, analizada en la Sección anterior.

En la presente Sección, se aporta un desarrollo que sigue el Modelo Ramsey, pero intentado evidenciar en él un aspecto no reconocido en su expresión, relacionado con las consideraciones de equidad distributiva de los usuarios, aquí referidas como características distributivas.

Luego, desde los resultados de tal desarrollo, orientado específicamente al Servicio de Distribución Eléctrica, se plantea la utilidad de la regla de apartamiento del Vector de Precios respecto del Costo de Distribución, como una forma indicativa para asignar la responsabilidad en tal costo, que tienen diferentes segmentos identificados, por caso, en el sector de consumo Residencial.

Con estos elementos, es propuesto el Modelo de Subsidios Intrínsecos en los costos de acceso por segmento, los cuales son directamente trasladables a la estructura tarifaria del sector.

Finalmente, se presenta una simulación con datos reales, que pone en evidencia el aporte y utilidad del Modelo, respetando las características de demanda y distributivas que cada segmento de usuarios tipificados como Residenciales exhibe.

5.2 El Principio del Costo Marginal aplicado a la Determinación de Precios de Eficiencia

5.2.1 Efectos de la Intervención Regulatoria

El Principio del Costo Marginal aplicado a la determinación de Precios de Eficiencia, se deriva, como fue descrito, de las condiciones de primer orden que sirven a la determinación del Óptimo de Pareto.

De un modo general, recurriendo a la Teoría Económica de la Regulación, el problema que debe abordarse responde a la Regulación de Precios en presencia de un Monopolio Natural, conforme la óptica de la denominada Economía del Bienestar.

El marco teórico de referencia para este problema, supone un monopolio uniproducto que se encuentra inmerso en un contexto donde todos los mercados de bienes y factores responden funcionalmente a un modelo de Competencia Perfecta.

La Teoría solidaria al Óptimo Paretiano, afirma que cualquier acción regulatoria cuyo objetivo implique la Eficiencia Asignativa en los recursos, debería inducir a que el precio de venta del bien o servicio ofertado por el monopolista sea fijado al nivel de su Costo Marginal de producción.

Esta situación implica que el Valor de la Productividad Marginal de cada recurso se iguale con su precio de mercado, constituyendo las condiciones de primer orden para la Eficiencia asignativa en dicho óptimo.

Por otra parte, la Teoría del Monopolio indica que la conducta óptima del monopolista implicaría maximizar su beneficio, estableciendo un nivel de producción tal que el Costo marginal se iguale con el Ingreso Marginal.

En esta situación, si tal nivel resultase X_0 , y CMg_0 e IMg_0 fuesen respectivamente, el Costo e Ingreso Marginal y p_0 el precio de mercado del bien o servicio, se cumplirá que:

$$CMg_0 = IMg_0 < p_0 \quad (102)$$

Bajo estas consideraciones, el precio de mercado del bien o servicio no reflejaría su Costo Marginal de Oportunidad, permitiendo al monopolista la apropiación de las denominadas cuasirentas monopólicas.

En la Figura 4, se puede apreciar el efecto de la Intervención Regulatoria según el marco teórico de referencia adoptado. La situación es analizada, en primer término, para el Corto Plazo.

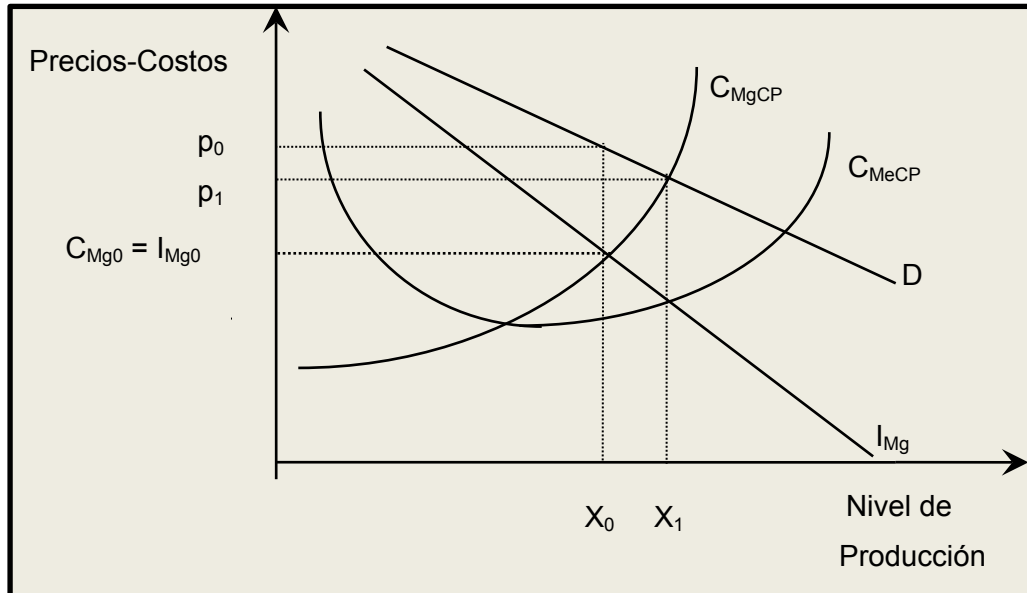


Figura 4: Optimización de la Conducta de un Monopolista e Intervención Regulatoria

Tal intervención implicaría fijar el precio de mercado al nivel $p_1 < p_0$, conforme un Nivel de Producción $X_1 > X_0$. Se observa, por efecto de la disminución de precio, una disminución de las cuasirentas apropiadas por el monopolista, así como un beneficio hacia los consumidores originado por el mayor Nivel de Oferta, $X_1 > X_0$.

En consecuencia, la Intervención Regulatoria permitiría restituir las condiciones necesarias en la Eficiencia Asignativa, lo que redundaría en una mejora del Bienestar Social, asumiendo que el mercado en estudio es el único que se aparta del comportamiento paretiano (según el contexto definido para el problema).

Sin embargo, al tratar la cuestión en el Largo Plazo, la regulación del precio sobre la base estricta del Costo Marginal, puede:

- Ser indeseable desde la perspectiva del bienestar social, o
- Resultar insostenible desde la perspectiva del monopolista.

Esta situación se analiza seguidamente, auxiliándose en las gráficas (a) y (b) que se presentan en la Figura 5.

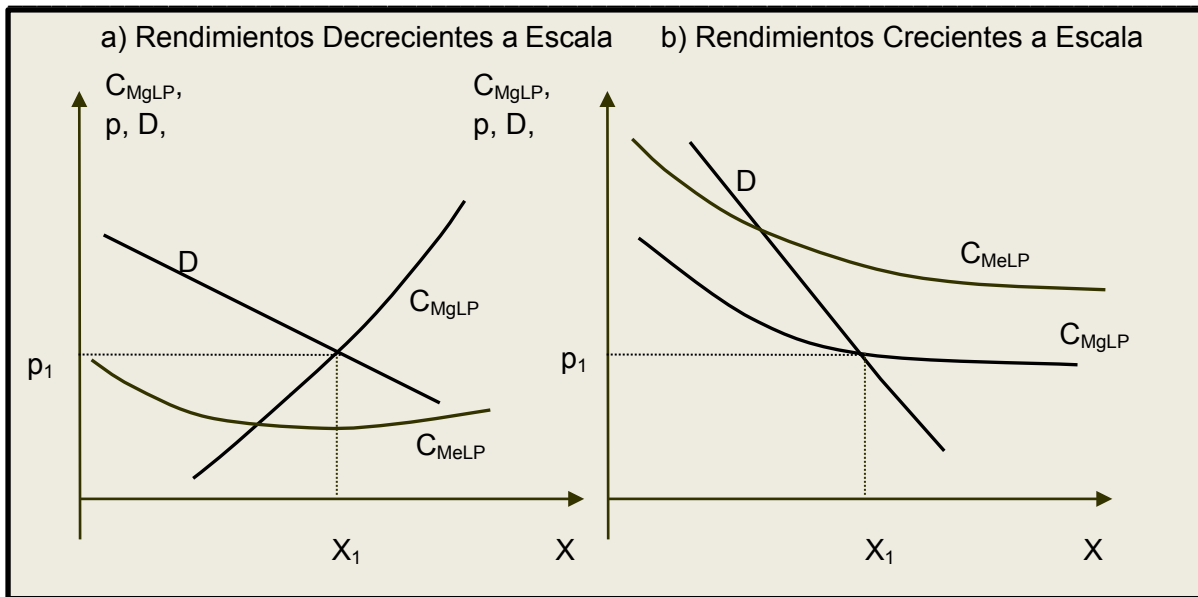


Figura 5: Inconvenientes de la Intervención Regulatoria en el Largo Plazo

Como se observa en la gráfica (a), ante la hipótesis de Rendimientos Decrecientes a Escala en la Función de Costos del monopolista, la disposición a pagar de los consumidores por el bien o servicio X, resulta mayor que los niveles de Costo Medio, dentro del alcance temporal relevante para el análisis.

De modo que la fijación del precio al nivel del Costo Marginal, implicaría que el monopolista estaría apropiándose de parte del excedente del consumidor.

Por otra parte, en el caso de predominio de Rendimientos Crecientes a Escala, gráfica (b), la aplicación de este criterio regulatorio conduciría a que el monopolista incurra en un déficit financiero, pues la venta de su producción al precio fijado no le permitiría recuperar la totalidad de sus costos.

Dicho de otra manera, en tal situación, la tarificación marginalista implicaría violar una restricción financiera de la empresa.

La presencia de Rendimientos Crecientes a Escala, constituye la condición suficiente para la existencia de un monopolio natural. Es, por otro lado, la situación más frecuente en ciertos eslabones de las cadenas energéticas, como el caso específico de la distribución eléctrica, particularmente en los segmentos de mercado caracterizados por una densidad (Número de Usuarios) tipificada como Urbana o Suburbana/Sector Residencial.

5.3 El Apartamiento Óptimo de la Solución Paretiana. Solución de Segundo Mejor

5.3.1 La Solución de Ramsey-Boiteux

La conocida regla de Ramsey-Boiteaux, presentada en la Sección anterior, o de apartamiento del precio del bien o servicio X, respecto de su Costo Marginal, que expresa el apartamiento óptimo del óptimo primero, o *solución de segundo mejor*, tal como fue referida, tiene como expresión:

$$[(p_x - CMg_x)/p_x] = (1/\varepsilon_x) (1 - 1/\lambda) \quad (103)$$

siendo ε_x la elasticidad demanda-precio del bien o servicio X, y λ una constante que representa el Costo de Oportunidad de los fondos públicos transferidos al monopolista.

Tales parámetros serán adecuadamente introducidos en los desarrollos siguientes. Lo que se quiere establecer al mencionar formalmente esta regla de fijación de precios, es que el apartamiento del precio respecto del Costo Marginal para el bien o servicio X, resulta inversamente proporcional a la elasticidad demanda-precio del bien o servicio X.

Esta elasticidad, representa la reacción en la variación de su consumo (demanda) ante los cambios de precio que sufre el bien/servicio X:

- Si la reacción es de indiferencia, ante cambios de precios importantes, no se producirán variaciones de consumo importantes. A un consumidor de tales características, se le conferirá una *demanda inelástica*;
- Por el contrario, si los cambios de demanda fuesen, ante tales variaciones de precio, también importantes, se hablará de una *demanda elástica*.

De modo que será cargado con un mayor precio, en relación al Costo Marginal de producción en el bien/servicio X, aquel consumidor (o segmento de consumidores) que exhiba una demanda más inelástica, respecto del que exhiba una demanda más elástica.

Para desarrollar el Modelo que pretende aportarse en la presente Sección, se analizarán las condiciones del problema de optimización que conduce a tal regla, pero deteniéndose en algunos aspectos no considerados, a los efectos de poner de manifiesto su *carácter regresivo*, y desde allí, proponer un enfoque diferente, a partir de los mismos instrumentos metodológicos.

5.3.2 Desarrollo de la Solución de Ramsey-Boiteux Considerando Impactos Distributivos

Si se admite la situación donde la función de costos del monopolista exhibe Rendimientos Crecientes a Escala, se requiere de un apartamiento de la regla regulatoria basada en la optimalidad de Pareto.

De modo que el problema a tratar es cómo definir apartamientos óptimos respecto del Costo Marginal, al fijar el precio del bien o servicio ofertado por el monopolista.

Al no ser posible la aplicación de la solución paretiana, u *óptimo primero*, debe buscarse un *óptimo segundo*. Por ello la denominación de *segundo mejor*, refiriendo un *apartamiento óptimo del óptimo primero*.

Existe un amplio tratamiento del tema, en el marco de la denominada Economía del Bienestar. El objetivo de este apartado, es brindar una descripción simplificada para evidenciar los inconvenientes que una solución de esta naturaleza implica.

Sea X , tal como se indicó en las gráficas anteriores, la cantidad del bien o servicio (se utilizarán ambos términos indistintamente) que produce el monopolio. Admítase, adicionalmente, el conjunto de hipótesis siguiente:

a.- Las *elasticidades - precio cruzadas de la demanda* de este bien, son nulas (este concepto refiere, de existir más de un bien ofertado, 1 y 2, los cambios en demanda de 1 al modificar el precio de 2, y recíprocamente);

b.- El bien no admite reventa entre consumidores;

c.- Los consumidores de ese bien, cuyas Funciones de Utilidad son conocidas, *han optimizado su comportamiento*. Esto implica que se ha resuelto el siguiente problema de optimización (104):

$$\text{Max } \{ U_k = U_k (X_k, Z^1_k, Z^2_k \dots, Z^n_k) \} \quad (104-A)$$

$$\text{En } \{ X_k, Z^1_k, Z^2_k \dots, Z^n_k \} \quad (104-B)$$

Sujeto a:

$$\{ p_x X_k + p_1 Z^1_k + \dots p_n Z^n_k = Y_k \}, i \text{ en } [1..n] \quad (104-C)$$

siendo:

U_k : Función de Utilidad del consumidor k ;

Z_k^i : cantidad del bien/servicio Z^i que consume el consumidor k , en la canasta de n bienes y servicios;

p_i : precio del bien Z^i ;

X_k : cantidad del bien/servicio producido por el monopolista y consumido por el consumidor k , y cuyo mercado se analiza;

p_X : precio del bien producido por el monopolista;

Y_k : Ingreso del consumidor k .

Una vez resuelto el problema expresado por (104), en el óptimo y para cada consumidor, tanto X_k como las cantidades de los otros bienes Z_k^i , quedan en función de sus precios y del ingreso.

De modo que vale la expresión:

$$U_k^{\text{opt}} = U_k(p_X, p_1, p_2, \dots, p_n, Y_k) \quad (105)$$

Desde este problema de maximización, al plantear la Función de Lagrange:

$$L = U_k(p_X, p_1, p_3, \dots, p_n, Y_k) - \eta [p_X X_k + p_1 Z_k^1 + p_2 Z_k^2 + \dots + p_n Z_k^n - Y_k] \quad (106)$$

se deduce que:

$$(\partial L / \partial p_X) = \partial U_k / \partial p_X - \eta X_k = 0 \quad (107)$$

y:

$$\partial L / \partial Y_k = \partial U_k / \partial Y_k + \eta = 0 \quad (108)$$

lo cual implica que:

$$\partial U_k / \partial p_X = -X_k (\partial U_k / \partial Y_k) \quad (109)$$

Puesto que la U_k^{opt} queda expresada en términos de p_X , incógnita a determinar, la optimización planteada en (104) ha sido resuelta *paramétricamente* respecto de tal incógnita.

Bajo estos supuestos puede, entonces, ser planteado el problema para la *búsqueda del apartamento óptimo del costo marginal de producción/prestación, al definir el precio p_X .*

Si se considera la Función de Bienestar Social, la cual expresa la importancia de los diferentes miembros de la sociedad (consumidores) para el regulador, la

misma quedará definida en términos de cada Función de Utilidad correspondiente a los m consumidores que integran el conjunto considerado.

Esto es:

$$W = W (U_1 , U_2 , \dots , U_m) \quad (110)$$

Se supone que cada $U_k \equiv U_k^{opt}$, k en $[1..m]$, ya que existe una escala de preferencias en los hábitos de consumo de cada consumidor k , resultado de la optimización (104).

Formulada la Función de Bienestar Social, el problema debe enfocarse sobre la *maximización del Beneficio Social*, en términos del precio del bien monopolístico p_x , *sujeta a una restricción financiera*. La misma vendrá impuesta por la *transferencia de fondos públicos* auspiciada por el regulador, requerida para que el monopolista no incurra en un déficit financiero en el largo plazo, en presencia de Rendimientos Crecientes a Escala (Figura 2 (b)).

Formalmente se tiene el Programa Matemático (111):

$$\text{Max } \{ W = W (U_1 , U_2 , \dots , U_m) \} \quad (111-A)$$

$$\text{En } \{ p_x \} \quad (111-B)$$

Sujeto a:

$$X p_x - C(X) + FP = 0 \quad (111-C)$$

siendo:

W : Función de Bienestar Social;

X : cantidad del bien/servicio demandada al monopolista;

p_x : precio del bien correspondiente al nivel de oferta X ;

$C(X)$: costo total de producción;

FP : fondos públicos transferidos – cantidad mayor o igual a cero, según el ingreso del monopolista sea inferior o igual a su costo total de producción.

Entonces, partiendo de la Función de Lagrange:

$$L(p_x , \lambda) = W(U_1, U_2, \dots, U_m) + \lambda [X p_x - C(X) + FP] \quad (112)$$

donde todas las U_k y X dependen de p_x .

Las condiciones necesarias de óptimo serán:

$$\frac{\partial L}{\partial p_x} = \sum_k [(\frac{\partial W}{\partial U_k}) (\frac{\partial U_k}{\partial p_x}) + \lambda \{X + p_x (\frac{\partial X}{\partial p_x}) - [\frac{\partial C(X)}{\partial X}] (\frac{\partial X}{\partial p_x})\}] = 0 \quad (113)$$

y:

$$\partial L / \partial \lambda = [X p_X - C(X) + FP] = 0 \quad (114)$$

Si se sustituye la expresión (109) en la (113), extrayendo factor común X, se obtiene:

$$\sum_k (-1) [X_k (\partial W / \partial U_k) (\partial U_k / \partial Y_k)] + \lambda X \{1 + (\partial X / \partial p_X) (p_X / X) - (\partial C(X) / \partial X) (1 / p_X) (\partial X / \partial p_X) (p_X / X)\} = 0 \quad (115)$$

Llamando:

$$W_k = (\partial W / \partial U_k) \quad (116)$$

$$\phi_k = (\partial U_k / \partial Y_k) \quad (117)$$

$$\varepsilon_X = -(\partial X / \partial p_X) (p_X / X) \quad (118)$$

Considerando que, por definición:

$$\partial C(X) / \partial X = CMg_X \quad (119)$$

y reordenando términos, se obtiene:

$$1 - (1/\lambda) \sum_k (X_k / X) W_k \phi_k = \varepsilon_X [1 - (CMg_X / p_X)] \quad (120)$$

Por último, llamando:

$$R_X = \sum_k (X_k / X) W_k \phi_k \quad (121)$$

se obtiene la expresión final:

$$(p_X - CMg_X) / p_X = (1/\varepsilon_X) [1 - (R_X / \lambda)] \quad (122)$$

Expresión que define *el apartamiento óptimo del precio p_X respecto del Costo Marginal* de producción/prestación del bien/servicio considerado.

Si en (122), se fuerza a que $R_X = 1$, se tiene la expresión anticipada en (103), y que se repite por comodidad:

$$[(p_X - CMg_X) / p_X] = (1/\varepsilon_X) (1 - 1/\lambda) \quad (123)$$

Expresión conocida en la literatura especializada como Regla de Ramsey-Boiteux.

Conceptualmente, (123) debe interpretarse como sigue:

ε_X representa la *elasticidad demanda-precio* en valor absoluto del bien producido por el monopolista, mientras que el multiplicador de Lagrange λ expresa *el valor de escasez o costo de oportunidad de los fondos públicos transferidos por el estado al monopolista* (a los efectos de cubrir su déficit).

Formalmente:

$$\lambda = \partial W^* / \partial FP \quad (124)$$

donde W^* representa el valor óptimo de W .

De modo que el apartamiento óptimo del precio p_x respecto del Costo Marginal de producción CMg_x , debe ser inversamente proporcional a la elasticidad demanda-precio, ε_x considerada en valor absoluto, del bien producido/servicio prestado (pues desde la expresión (118), se observa que $(\partial X/\partial p_x)(p_x/X)$, siempre resulta en un valor negativo).

La interpretación correcta de λ , implica suponer que por cada unidad monetaria de los fondos públicos transferidos, existe un valor adicional σ que expresa su costo de oportunidad.

Es decir que $\lambda = 1 + \sigma$, con $\sigma \geq 0$.

Entonces la expresión (123), se transforma en:

$$[(p_x - CMg_x)/p_x] = [\sigma / (1 + \sigma)] (1/\varepsilon_x) \quad (125)$$

Si $\sigma = 0$, entonces no existiría costo de oportunidad para tales fondos públicos (lo que implica $FP = 0$), por lo que el óptimo segundo se reduce al óptimo primero, siendo $p_x = CMg_x$.

Se observa, entonces, que las expresiones equivalentes de la Regla de Ramsey-Boiteux, (123) y (125), constituyen un caso particular de la expresión (122) obtenida mediante los desarrollos aquí presentados, haciendo, como se indicó, $R_x = 1$.

Tal condición, amerita un análisis sobre el significado del parámetro R_x , el cual soportará metodológicamente el Modelo propuesto en esta Sección.

5.3.3 Análisis del Impacto Distributivo de la Solución de Ramsey-Boiteux

El parámetro identificado como R_x , expresión (121), requiere de una interpretación conceptual.

En tal expresión, considerando que se está determinando p_x y, con ello, que los precios y cantidades de otros bienes son definidos, $W_k = (\partial W/\partial U_k)$ refiere los cambios en la Función de Bienestar Social, respecto de la Utilidad del consumidor k -ésimo.

De modo que este parámetro puede interpretarse como *una medida de la importancia con la que el Regulador considera al consumidor k -ésimo*.

Por otro lado, en la misma expresión (123), el parámetro $\phi_k = (\partial U_k / \partial Y_k)$, indicado en (17), recibe el nombre de Utilidad Marginal del Ingreso para el consumidor k-ésimo.

Implica *cómo se modifica su utilidad con “la última unidad monetaria adquirida a partir de su ingreso”* o bien, alternativamente, *qué importancia le asigna el consumidor k-ésimo a la misma*.

Asumiendo una posición en la que el Regulador atribuye a todos los consumidores la misma importancia, entonces se tendría:

$$W_k = C \quad \forall k \text{ en } [1..m], \text{ con } C \text{ constante} \quad (126)$$

De modo que, sustituyendo (126) en (123):

$$R_X = \sum_k (X_k / X) C \phi_k \quad (127)$$

Por otra parte, el cociente (X_k / X) representa la cantidad relativa del bien X que demanda el consumidor k.

Se cumplirá que:

$$\sum_k (X_k / X) = 1 \quad (128)$$

Entonces asúmase la hipótesis de que la función ϕ , Utilidad Marginal del Ingreso, es *decreciente*, hipótesis propiciada por el Paradigma Marginalista.

De manera que los consumidores con *menores ingresos* implicarán ϕ_k *más altos* que aquellos correspondientes a los consumidores con *elevados ingresos*.

Adicionalmente, respecto de las características del bien/servicio X, pueden presentarse dos situaciones bien diferenciadas:

- a) El bien/servicio X abastece predominantemente necesidades básicas
- b) El bien/servicio X es “suntuario” (opuesto a la situación a)

➤ Si se presenta la situación a), entonces los consumidores de menores ingresos, (MI), tendrán una demanda relativa (X_{MI}/X) que resultará en *una proporción elevada del total*, siendo, por lo dicho, sus ϕ_k también elevados.

➤ Si se presenta la situación b), los consumidores serían predominantemente de elevados ingresos; se tendría, de tal modo, una demanda relativa (X_{MI}/X) que resultaría en una *proporción baja respecto del total*, al igual que los ϕ_k correspondientes a los consumidores de más bajos ingresos.

De modo que $R_{Xa}) > R_{Xb})$. Así se concluye en la siguiente interpretación:

El parámetro R_X traduce las características distributivas del bien/servicio X .

La Regla de Ramsey-Boiteux, supone la condición $R_X = 1$, lo cual conduce a la relación (fijadas las cantidades X_k y X , en (121) o en (127)):

$$W_k \phi_k = 1, \text{ con lo que } W_k = 1/\phi_k \quad (129)$$

a los efectos de que sea posible satisfacer también (28).

Como $W_k = C$, conforme (126), se concluye en lo siguiente:

Para que el Regulador asigne la misma importancia a cualquier consumidor k , la hipótesis implícitamente asumida por esta regla, es que la utilidad marginal del ingreso sea constante para todo k , es decir, la misma para todos los consumidores:

$$\phi_k = 1/C = C_1 \quad (130)$$

De modo que si fuese válida la hipótesis primeramente asumida sobre la utilidad marginal del ingreso decreciente, entonces la aplicación de la Regla de Ramsey-Boiteux supondría que el Regulador atribuye una mayor importancia a los consumidores de elevados ingresos (obviamente en detrimento de los consumidores de bajos ingresos).

Tal condición surge de la expresión (129).

Es claro que se aproxima mucho más a la realidad, suponer valores de ϕ_k más elevados para los consumidores de muy bajos ingresos, que suponer $\phi_k = C_1 =$ Constante $\forall k$ en $[1..m]$. Tal condición, surge de la expresión (130).

Desde esta perspectiva, es posible afirmar que, en cuanto al *impacto distributivo*, la Regla de Ramsey-Boiteux exhibe un carácter regresivo.

Sin embargo, la expresión (122), repetida por comodidad:

$$(p_X - CMg_X)/p_X = (1/\epsilon_X) [1 - (R_X / \lambda)],$$

no exhibe tal carácter, en tanto que *no se asuma* $R_X = 1$.

Este aspecto constituye el centro del Modelo propuesto en la presente Sección.

Antes de avanzar en los desarrollos del Modelo Subsidios Intrínsecos en el Costo de Acceso a Redes de Distribución Eléctrica, procede, para clarificar ideas,

plantear un pequeño ejemplo de carácter cualitativo, aplicando (22), a efectos de observar la incidencia del parámetro R_x .

Considérese una empresa de Distribución Eléctrica, que abastece de este servicio a cierta región. Como hipótesis de contorno, admítase que existe Competencia Perfecta en los mercados de bienes y factores solidarios al mercado del servicio en estudio.

Se pretende determinar las tarifas correspondientes al sector, por caso, Residencial. Para ello se aplica la tarificación marginalista y, en presencia de Rendimientos Crecientes a Escala, el apartamiento de *segundo mejor* propiciado por la Regla de Ramsey-Boiteux.

Supóngase que en el segmento considerado, existen dos grupos de consumidores:

- Aquellos que emplean la energía para usos básicos, los cuales se identificarán mediante C_B y
- Aquellos que la emplean en usos suntuarios, identificados como C_S .

Sean X_B y X_S las cantidades correspondientemente demandadas de potencia (capacidad instalada, [kW]). Entonces, también admitiendo por simplicidad un mismo nivel en el Costo Marginal de abastecimiento para todo el segmento, y considerando que la elasticidad demanda – precio de los consumidores C_S resultará mayor que la correspondiente a los consumidores C_B ($\varepsilon_S > \varepsilon_B$), la *solución Ramsey*, desde la expresión (123):

$$[(p_B - c_{Mg})/p_B] = (1/\varepsilon_B) [1 - (1/\lambda)] \quad (131)$$

$$[(p_S - c_{Mg})/p_S] = (1/\varepsilon_S) [1 - (1/\lambda)] \quad (132)$$

se aprecia cualitativamente en la Figura 6.

En cada gráfica se representa la Función de Demanda de cada grupo de consumidores, atendiendo a la relación entre las elasticidades.

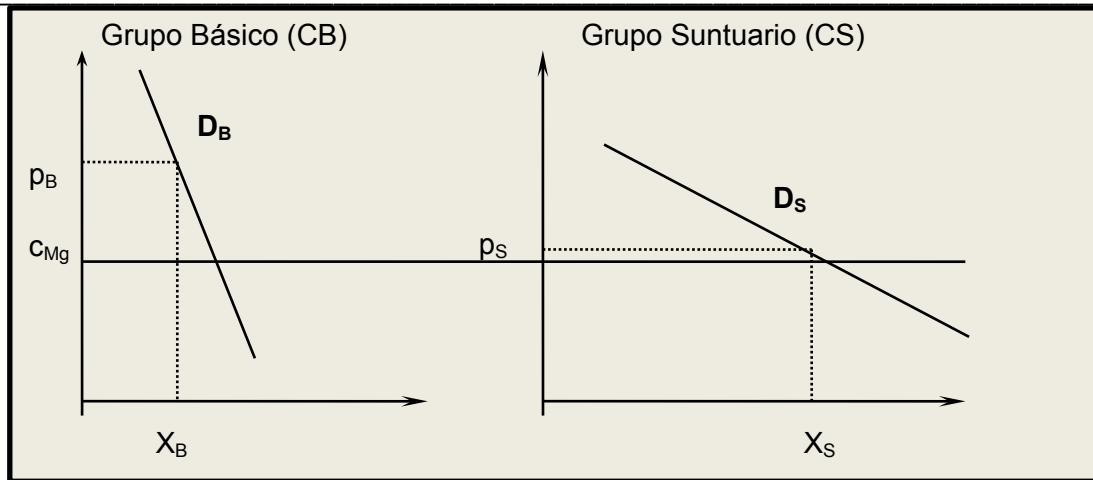


Figura 6: Precios Ramsey en el Segmento Residencial.

Si, en cambio, se emplease en este ejemplo la expresión (122), en la cual $R_X \neq 1$, el apartamiento óptimo de los precios para cada grupo de consumidores respecto del costo marginal, resultaría:

$$[(p_B - c_{Mg})/p_B] = (1/\varepsilon_B) [1 - (R_B/\lambda)] \quad (133)$$

$$[(p_S - c_{Mg})/p_S] = (1/\varepsilon_S) [1 - (R_S/\lambda)] \quad (134)$$

donde:

$$R_B = \sum_k (X_{Bk}/X) W_{Bk} \phi_{Bk} \quad (135)$$

$$R_S = \sum_k (X_{Sk}/X) W_{Sk} \phi_{Sk} \quad (136)$$

Y según la caracterización de los grupos de consumidores C_B y C_S se cumplirá:

$$R_B \gg R_S \quad (137)$$

Bajo estas consideraciones, la solución buscada podría tener la estructura de precios de acceso que se representa en la Figura 7.

Dependiendo, en rigor, de la ponderación relativa dada por las desigualdades $R_B \gg R_S$ y $\varepsilon_S > \varepsilon_B$, p_B puede ubicarse por encima o por debajo del nivel de costo marginal.

En cualquier caso, es importante destacar que una estructura de precios como la que se representa en la Figura 4, *constituye una solución posible cuando $R_X \neq 1$, mientras que no lo es aplicando la Regla de Ramsey-Boiteux.*

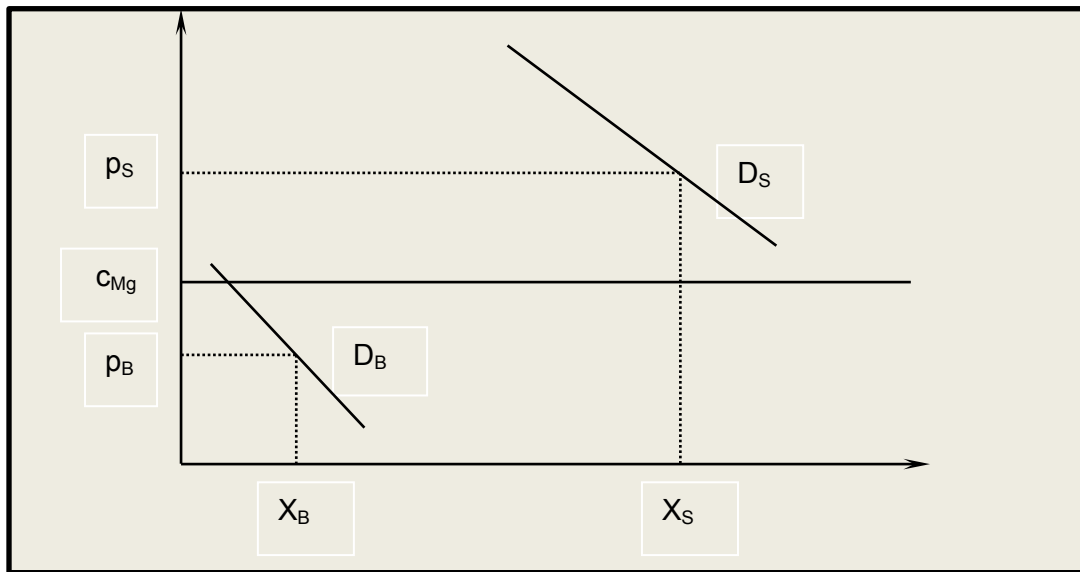


Figura 7: Posible Apartamiento Óptimo de los precios en el Segmento Residencial, con $R_x \neq 1$. Grupos Básico (CB) y Suntuario (CS)

Bajo el modelo de tarificación $R_x \neq 1$, *el mayor peso para contribuir al satisfacción de la restricción financiera, recaerá sobre el grupo de consumidores que hacen un uso suntuario del servicio.*

Por último, a efectos de brindar un marco metodológico adecuado para el Modelo propuesto, también procede introducir, sucintamente, algunos conceptos que sustentan la generalización de la Solución Ramsey de Segundo Mejor para Monopolios Multiproducto.

En los desarrollos precedentes, se presenta y se ejerce la solución Ramsey de segundo mejor en condiciones simplificadas. Particularmente, en lo que respecta a considerar un Monopolio produciendo un único bien/prestando un único servicio (uniproducto/uniservicio) y a la suposición sobre elasticidades cruzadas nulas, concepto cuya definición se presenta en los desarrollos inmediatos.

Si bien esta situación es aplicable a la tradicional explotación del mercado de distribución eléctrica, al introducir el acceso abierto a sus redes (propiedad de un único agente) la prestación del servicio puede diversificarse.

Es este aspecto el que quiere tomarse como instrumento en el Modelo de Subsidios propuesto en esta Sección y que se desarrolla en el siguiente epígrafe.

Por tal razón se presenta, también mediante un simple ejercicio, la estructura de precios Ramsey correspondiente a la prestación de dos servicios por parte del monopolista.

El supuesto vinculado a la Competencia Perfecta en el resto de los mercados de bienes y factores, se mantiene. Pero se introduce un supuesto adicional a efectos de garantizar la subaditividad en la Función de Costos: a diferencia de las industrias uniproducto/uniservicio, en el caso multiproducto/multiservicio los Rendimientos Crecientes a Escala globales, no constituyen por sí solos, una condición suficiente para la subaditividad de la función de costos y, por tanto, para el monopolio natural.

Sin embargo, si se admite la existencia simultánea de Rendimientos Crecientes a Escala específicos de cada producto/servicio, y de Economías de Alcance (la producción/prestación conjunta de los bienes/servicios, conduce a menores costos que suma de los costos de producción/prestación en forma individual), para todos los niveles de producción/prestación, se constituye una condición suficiente para la existencia de monopolio natural.

El segmento de distribución eléctrica que oferta, por caso, dos tipos de Servicio de Acceso a Redes:

- A usuarios regulados, quienes compran acceso a la red y energía al monopolista y
- A usuarios libres, quienes compran acceso a red al monopolista pero pueden pactar su compra de energía con otro agente comercializador especializado,

exhibe tal propiedad: Función de Costos Subaditiva-Economías de Alcance para ambos servicios de acceso a redes.

Entonces, se admite la presencia de este tipo de economías en los mercados de ambos accesos a redes. De modo que los precios aplicables a ambos servicios, deben apartarse óptimamente de su correspondiente nivel de Costo Marginal (ya que el óptimo primero no es financieramente una solución factible en el largo plazo para el monopolista).

El monopolio oferta dos servicios a redes (potencia, capacidad o [kW]) cuyas cantidades se representan por X_1 y X_2 .

Así, el problema que enfrenta el regulador en la determinación de los precios de ambos servicios, podría plantearse formalmente mediante el programa matemático, similar a (111), dado por (138):

$$\text{Max } \{W = W(U_1 \dots U_m)\} \quad (138-A)$$

$$\text{En } \{p_1, p_2\} \quad (138-B)$$

Sujeto a:

$$X_1 p_1 + X_2 p_2 - C(X_1, X_2) = FP \quad (138-C)$$

En tal caso la forma de las soluciones sería la siguiente:

$$\left[\frac{p_1 - C_{Mg1}}{p_1} \right] = \frac{\varepsilon_2 \times \left(1 - \frac{R_1}{\lambda}\right) + \rho_{21} \times \left(1 - \frac{R_2}{\lambda}\right)}{\varepsilon_1 \times \varepsilon_2 - \rho_{12} \times \rho_{21}} \quad (139)$$

$$\left[\frac{p_2 - C_{Mg2}}{p_2} \right] = \frac{\varepsilon_1 \times \left(1 - \frac{R_2}{\lambda}\right) + \rho_{12} \times \left(1 - \frac{R_1}{\lambda}\right)}{\varepsilon_2 \times \varepsilon_1 - \rho_{21} \times \rho_{12}} \quad (140)$$

donde:

ε_1 y ε_2 son los valores absolutos de las elasticidades demanda-precio de los servicios 1 y 2 respectivamente;

$\rho_{12} = \varepsilon_{21} \times \frac{p_1 \times X_1}{p_2 \times X_2}$; siendo ε_{21} la elasticidad cruzada de la demanda del servicio

2 respecto del precio del servicio 1, tomada en valor absoluto;

$\rho_{21} = \varepsilon_{12} \times \frac{p_2 \times X_2}{p_1 \times X_1}$; siendo ε_{12} la elasticidad cruzada de la demanda del servicio

1 respecto del precio del servicio 2, tomada en valor absoluto.

Desde estas expresiones se concluye en que si ρ_{12} y ρ_{21} fuesen nulas, lo que supone $\varepsilon_{12} = \varepsilon_{21} = 0$, (es decir que los servicios 1 y 2 no tienen relación en demanda) las expresiones (139) y (140) adoptarían la forma (1 = B y 2 = S), asumiendo que los servicios de acceso a redes tienen el mismo Costo Marginal de Prestación.

5.4 Modelo de Optimización para Definir Subsidios Intrínsecos en los Costos de Acceso a Redes de Distribución Eléctrica

5.4.1 Antecedentes e Hipótesis Asumidas

Considerando, como se dijo en la introducción, la estructura que presenta la expresión (122), y el soporte de los desarrollos subsiguientes del epígrafe anterior, la propuesta es adoptarla.

En ella están presentes características de consumo y distributivas posibles de aplicar a diferentes segmentos, a efectos de apartarse del CPD, no como una estructura de Precios Ramsey, sino como una *expresión indicativa que intenta repartir los cargos de acceso a redes*, entre los usuarios tipificados como de consumo Residencial, *atendiendo a tales características*.

El hecho de que se trate del sector de consumo Residencial, responde a los datos disponibles para las simulaciones del Modelo, y, por tanto, el mismo no pierde generalidad.

Desde los desarrollos presentados, para plantear el Modelo de referencia propuesto, deben introducirse algunas hipótesis que, de hecho, subyacen en todos los enfoques para la determinación de los Costos Propios de Distribución (o de acceso a redes, ya que refieren únicamente la prestación del Servicio de Red, por parte del distribuidor, y no del Servicio de Venta de Energía).

Lo primero que cabe resaltar, es que cualquier expresión para estimar el CPD, provenga ésta de la aplicación del Principio del Costo Marginal, o se estime en base a los verdaderos costos de prestación, es decir, los Costos Medios, constituye, como se dijo en la Sección precedente, una combinación de Costos Medios e Incrementales.

De forma tal que todas las expresiones que arroja la Teoría Económica de Regulación aplicada, específicamente, al Servicio Eléctrico, son de carácter indicativo. Luego, *se las adapta*.

Existe amplia bibliografía a este respecto y en el Capítulo correspondiente a la Bibliografía, puede consultarse un extenso listado.

Es pertinente citar el trabajo de Recordón y Rudnick, ya tratado la Sección precedente, en el que se intentan diferenciar costos de acceso a redes para los

usuarios regulados y usuarios libres, cuya definición ha sido ya introducida, aplicando una regla que el entonces regulador de telecomunicaciones de Inglaterra, OFTEL, utilizó, sobre la base de precios Ramsey, pero para diferenciar costos de acceso entre un segmento regulado y otro competitivo en tal servicio.

La referencia citada, extiende de forma *poco indicativa* el mismo esquema al servicio de distribución eléctrica, tratando sus precios como de apartamiento óptimo, tal y como si hubiesen resultado de una solución de segundo mejor.

Por ello se enfatiza que las expresiones desarrolladas en el epígrafe anterior, *exhiben un carácter indicativo para el Modelo propuesto en el presente trabajo*.

Lo segundo se refiere a la estimación de las elasticidades demanda-precio.

Si bien es cierto que se tienen fuertes dificultades operacionales para su estimación, siguiendo la definición proporcionada mediante (118), es posible apelar a un acopio de *reacciones* de incremento (o decremento) en la demanda de distintos usuarios, frente a los incrementos (decrementos) de precios en la energía medida ([kWh]), que toda empresa tiene en sus bases de datos y, en particular, para el sector Residencial, considerado en el Modelo.

Estas pueden traducirse en variaciones incrementales de capacidad ([kW]), y así se ha procedido en las simulaciones presentadas en este trabajo, con datos reales de la distribuidora de la ciudad de San Carlos de Bariloche, provincia de Río Negro, Argentina.

El tercer aspecto tiene que ver con el parámetro que refiere el Costo de Oportunidad de los fondos públicos transferidos por el regulador al monopolista, λ .

Este es un valor que no tiene efecto en el apartamiento de las componentes del Vector de Precios que se obtenga, respecto del Costo Propio de Distribución, pues en su estructura los afecta por igual.

Por ello constituye un factor de escala que se termina compensando en la optimización.

El cuarto aspecto adoptado como hipótesis, tiene relación con las utilidades marginales del ingreso, definidas por la expresión (117), $\phi_k = (\partial U_k / \partial Y_k)$.

Las funciones de utilidad exhiben un carácter altamente subjetivo para cada individuo, y más allá de su participación en los desarrollos precedentes que condujeron a las soluciones de segundo mejor, resultan del tipo ordinal y no cardinal.

Por tal razón ϕ_k no puede ser un dato sencillo para estimar en introducir en el modelo.

Lo que se plantea, siempre en la línea de las expresiones desarrolladas, es que el propio Programa de Optimización solidario al Modelo propuesto, sea quien las estime, imponiendo adecuadas restricciones al parámetro de impacto distributivo definido mediante (121), $R_X = \sum_k (X_k/X) W_k \phi_k$.

La restricción principal, observable desde las indicaciones aportadas por los desarrollos precedentes y desde los datos observados sistemáticamente para el servicio de acceso a redes en distribución eléctrica, resulta en proponer una relación de proporcionalidad inversa entre este parámetro aplicado a un segmento determinado, k , y la elasticidad demanda-precio (en valor absoluto) del servicio de acceso a redes en el mismo segmento, definida por la expresión (118), $\varepsilon_X = - (\partial X/\partial p_X)(p_X/X)$.

El quinto y último aspecto que se traduce también en hipótesis del Modelo propuesto, se refiere al parámetro $W_k = (\partial W/\partial U_k)$, definido en (116).

Éste representa, como se indicó, la importancia que el regulador asigna al usuario (segmento de mercado) k -ésimo.

Se impondrá, por la misma razón explicada para asumir la hipótesis anterior, referida a las utilidades marginales del ingreso, que sea la optimización planteada en el Modelo quien lo estime, con la restricción, tal como corresponde, de que tenga un valor constante: $W_k = W = C$ (el regulador asigna la misma importancia a todos los usuarios en el mercado de acceso a redes bajo estudio).

Conforme las características observadas en los usuarios Residenciales y la identificación a la que apelan diferentes empresas distribuidoras para clasificarlos dentro de las categorías o segmentos de bajos, medios y altos ingresos, se proponen dos Modelos.

El más sencillo, supone que cada segmento tiene una capacidad instalada de corte, asociada a un valor de elasticidad demanda-precio constante.

Por tanto, todos los usuarios que exhiban valores estimados próximos a tal elasticidad, ingresan en ese segmento como un único usuario equivalente, que tiene por capacidad instalada la de corte para el segmento considerado.

Esto redundará en utilidades marginales del ingreso constantes para cada segmento de corte.

Será referido como Modelo con Utilidades Marginales de Ingreso Constantes por Segmento.

Sobre éste, dada la disponibilidad de datos, pudo efectuarse una Simulación Real.

El más complejo, supone también que cada segmento tiene una capacidad instalada de corte, y está asociado a un valor de elasticidad demanda-precio constante, pero dentro del mismo, existen escalones crecientes de potencia instalada.

En cada escalón, se tiene un cierto número de usuarios a los que se les imputa la elasticidad demanda-precio de corte, pero que exhibirán utilidades marginales del ingreso constantes por escalón, y variables por segmento de corte.

Será referido como Modelo con Utilidades Marginales de Ingreso Variables por Segmento.

Este Modelo se presenta como propuesta formal, a efectos de continuar su investigación y recopilar mayores datos para su simulación.

5.4.2 Formulación del Modelo de Optimización con Utilidades Marginales de Ingreso Constantes por Segmento

Sean entonces:

- ✓ $\{C_k\}$ el conjunto de $[1...nK]$ segmentos en los que se ha particionado el mercado de acceso a redes según la tipificación de consumo/capacidad instalada, referida como Residencial;
- ✓ $[\varepsilon]$, $[p]$ y $[\phi]$ los vectores de elasticidades demanda-precio estimadas, precio de acceso a redes y de utilidad marginal del ingreso, correspondientemente, para $\{C_k\}$, cuyas componentes se asumen constantes en cada segmento k -ésimo; de forma tal que ε_k , p_k y ϕ_k ,

representan correspondientemente, la elasticidad demanda-precio, el precio de acceso a redes ($[\$/kW]$) y la utilidad marginal del ingreso, para todos los usuarios del segmento k-ésimo;

- ✓ $W_k = (\partial W / \partial U_k) = W = \text{Constante}$ para $\{C_k\}$ el parámetro que refiere la importancia que el regulador confiere a cada usuario en el segmento k-ésimo, la misma para todos los usuarios Residenciales;
- ✓ $R_k = \sum_{i=1}^{nu_k} [X_i / X_k] W \phi_k$, el parámetro de impacto que traduce las características distributivas de los usuarios en el segmento k-ésimo para $\{C_k\}$;
- ✓ X_k la capacidad instalada ($[kW]$) en el segmento k-ésimo para $\{C_k\}$;
- ✓ X_T la capacidad instalada total ($[kW]$) en el sector de consumo Residencial: $\sum_k X_k = X_T$;
- ✓ nu_k el número de usuarios residenciales en el segmento k-ésimo para $\{C_k\}$;
- ✓ CPD, $[\$/kW]$, el Costo Propio de Distribución, estimado a partir del Costo Incremental Promedio de Largo plazo o el Valor a Nuevo de Reemplazo, ya que ambos son estimadores del costo medio, independientemente de que se le confiera al primero un carácter “marginal”, y
- ✓ λ el costo de oportunidad de los fondos públicos transferidos por el estado al monopolista;

Entonces, formalmente se tiene el programa matemático dado por (142):

$$\text{Max } \{Z\} \quad (142-A)$$

$$\text{En } \{ [p], [\phi], W \} \quad (142-B)$$

Sujeto a:

[Restricciones de apartamiento del vector de precios de acceso a redes respecto del CPD]

$\forall k$ en $\{C_k\}$:

$$[(p_k - \text{CPD})/p_k] = (1/\epsilon_k) [1 - (R_k/\lambda)] \quad (142-C)$$

$$R_k = \sum_{i=1}^{n_k} [X_i/X_k] W \phi_k = W \phi_k \text{ (pues } \sum_{i=1}^{n_k} [X_i/X_k] = 1) \quad (142-D)$$

[Restricciones del parámetro de impacto distributivo respecto de la elasticidad demanda-precio en cada segmento]

$\forall k$ en $\{C_k\}$:

$$R_k = Z (1/\varepsilon_k) \quad (142-E)$$

[Restricción de balance o recuperación del CPD por parte del monopolista distribuidor]

$$\sum_{k=1}^K [p_k X_k] = \text{CPD } \sum_{k=1}^K X_k = \text{CPD } X_T \quad (142-F)$$

[Restricción de no negatividad en las variables de decisión]

$$W \geq 0 \quad (142-G)$$

$\forall k$ en $\{C_k\}$:

$$p_k \geq 0 \quad (142-H)$$

$$\phi_k \geq 0 \quad (142-I)$$

Puede observarse que se tiene un Modelo de Optimización No Lineal.

5.4.3 Formulación del Modelo de Optimización con Utilidades Marginales de Ingreso Variables por Segmento

Sean los mismos parámetros indicados en el Modelo (142) y las mismas consideraciones de carácter indicativo. Adicionalmente sean:

- ✓ $\{C_k\}$ el conjunto de $[1... n_k]$ escalones de capacidad o potencias instaladas por usuario en el segmento k-ésimo, cuyos elementos resultan $n_{e1}...n_{ek}$, teniéndose un conjunto $\{C_k\}$ por segmento, para $\{C_k\}$;
- ✓ $[X_e]_k$ el vector de Capacidades por escalón ([kW]) definido en el segmento k-ésimo, cuyos elementos resultan $X_{e_{n_{e1}}}...X_{e_{n_{ek}}}$, teniéndose un vector por $[P_e]_k$ segmento para $\{C_k\}$;
- ✓ $[nue_k]$ el vector de número de usuarios por escalón de capacidad instalada, definido en el segmento k-ésimo, cuyos elementos resultan $nu_1...nu_{n_{ek}}$, teniéndose un vector por $[nue_k]$ segmento para $\{C_k\}$;

Entonces se formalmente se tiene el programa matemático dado por (143):

$$\text{Max } \{Z\} \quad (143-A)$$

$$\text{En } \{ [p], [\phi], W \} \quad (143-B)$$

$$\text{Sujeto a:} \quad (143-B)$$

[Restricciones de apartamiento del vector de precios de acceso a redes respecto del CPD]

$\forall k \text{ en } \{CK\} \text{ y } \forall i \text{ en } \{C_k\}$:

$$[(p_k - \text{CPD})/p_k] = (1/\varepsilon_k) [1 - (R_k/\lambda)] \quad (143-C)$$

$$R_k = W \sum_{j=1}^{nuk} \{ \sum_{i=1}^{nek} [(nu_{ik} X_{e_{ik}})/X_k] \phi_{ik} \} \quad (143-D)$$

(143-D) modifica el Modelo (142) por escalón de potencia para cada segmento, teniendo utilidades marginales del ingreso constantes dentro de cada segmento y variables por segmento.

[Restricciones del parámetro de impacto distributivo respecto de la elasticidad demanda precio en cada segmento]

$\forall k \text{ en } \{Ck\}$:

$$R_k = Z (1/\varepsilon_k) \quad (143-E)$$

[Restricción de balance o recuperación del CPD por parte del monopolista distribuidor]

$$\sum_{k=1}^K \{ p_k \{ \sum_{i=1}^{nek} [(nu_{ik} X_{e_{ik}})] \} \} = \text{CPD } X_T \quad (143-F)$$

[Restricción de no negatividad en las variables de decisión]

$$W \geq 0 \quad (142-G)$$

$\forall k \text{ en } \{Ck\} \text{ y } \forall i \text{ en } \{C_k\}$:

$$p_k \geq 0 \quad (143-H)$$

$$\phi_{ik} \geq 0 \quad (143-I)$$

5.5 Simulación

Para realizar una simulación del Modelo de Asignación de Costos Intrínsecos de Acceso a Redes, según una Optimización con Utilidades Marginales Constantes

por Segmento, tal como se explicó, se han recopilado datos del año 2003, únicos disponibles, sobre las características históricas del segmento suburbano y urbano, que integran el sector de consumo tipificado como Residencial, desde la empresa de Distribución de Electricidad de San Carlos de Bariloche, Provincia de Río Negro, Argentina.

Han sido considerados 5 segmentos, para los cuales pudo estimarse la elasticidad de la forma cualitativamente descrita en la Subsección 3.1, conforme los aspectos adoptados como segunda hipótesis.

El vector de elasticidades demanda-precio obtenido, tiene sus componentes normalizadas, de modo que la suma de las mismas arroja como resultado la unidad. Esta condición no tiene ningún efecto en el Modelo (en sus dos variantes), y sólo se realiza a efectos de tener comparaciones relativas de los valores de las elasticidades.

Así se tienen los siguientes datos Generales:

- a) CPD = 30 [\$/kW];
- b) $\lambda = 0.250$ y
- c) $X_T = 23000$ [kW].

En la Tabla 1, se indican los Vectores de Elasticidad Demanda-;recio, el Vector de Capacidades, ambos datos, y el Vector de utilidades Marginales del Ingreso y el Vector de Precios, resultados indicados en bastardilla, por segmento.

El parámetro W resultó en $W = 0.8222$ y la variable $Z = 0.053$.

Para la solución del Programa Matemático no lineal, se empleó la librería Solver Premium For EXCEL®.

Tabla 1: Resultados del Modelo de Optimización con Utilidades Marginales del Ingreso Constantes por Segmento

Segmento k	$[\varepsilon_k]$	$[X_k]$ [kW]	$[\phi_k]$	$[p_k]$ [\$/kW]
1	0.175	3000	<i>0.367</i>	<i>13.743</i>
2	0.185	3500	<i>0.347</i>	<i>16.985</i>
3	0.195	4000	<i>0.329</i>	<i>21.028</i>
4	0.215	5500	<i>0.299</i>	<i>32.668</i>
5	0.230	7000	<i>0.279</i>	<i>46.505</i>

$$\text{CPD } \left\{ \sum_{k=1}^5 X_k \right\} = \text{CPD } X_T = \sum_{k=1}^5 \{ p_k X_k \} = 69000.000 \text{ [\$]}$$

Complementariamente a los desarrollos y conceptos vertidos a lo largo del trabajo, se establecen tres conclusiones fundamentales:

1ra) Se ha presentado un Modelo para determinar los Costos de Acceso a Redes en el Sector de Consumo Residencial, sustentado de forma indicativa en la estructura de precios Ramsey, pero en una variante que no sólo considera las características específicas de consumo, a través de la elasticidad demanda-precio, sino las características distributivas, a través de un parámetro de impacto RX, incorporado a tal fin desde los desarrollos;

2da) En los resultados, presentados en la Tabla 1, puede apreciarse la coherencia del modelo conforme los componentes de los vectores de precios, capacidad instalada y utilidades marginales del ingreso resultantes para cada segmento; y

3ra) Este enfoque resulta muy apropiado para asignar costos de acceso a redes en un mercado completamente abierto a la competencia, tal como el de Colombia, en Latinoamérica, mercado en el cual se tienen severos inconvenientes para diferenciar la responsabilidad sobre el uso de las redes, que deben enfrentar los pequeños consumidores.

Asimismo, proporciona un mecanismo automático para asignar subsidios entre segmentos, que sirvan también como indicativos al regulador, con el objeto de plantear tarifas subsidiadas, volcando los CPD diferenciados a la estructura tarifaria, proceso de cálculo posterior al de la estimación del CPD. Cabe destacar que este Modelo está por ser propuesto al Ente Regulador Provincial de Entre Ríos, Argentina.

6. LIMITACIONES DE LA REMUNERACIÓN MARGINALISTA POR INGRESOS VARIABLES DE TRANSPORTE

6.1 Contexto y su Relación con el Análisis Marginal y la Intervención Regulatoria

Como se ha discutido hasta aquí, desde el Paradigma Económico Neo-Clásico, se sugiere el Costo Marginal como indicador pertinente para definir un sistema de precios de la electricidad, sustentado en señales óptimas, dirigidas tanto hacia los generadores como a los consumidores, agentes de un mercado eléctrico.

Esto es aplicable, conforme esta corriente de pensamiento, tanto a nivel mayorista como minorista.

Sin embargo, sólo en un caso ideal, la aplicación de tales Costos Marginales permitiría la recuperación total de los costos en los que se incurre en el Sistema de Transporte de la Energía Eléctrica (STEE), en concepto de operación y expansión.

En tal contexto, en la presente Sección se aborda, con alguna profundidad, el estudio de las condiciones teóricas en las que los Costos Marginales permitirían la recuperación completa de los Costos de la Red de Transporte (o Transmisión).

Primero se demuestra, para diversos modelados del sistema eléctrico (de Transporte o Transmisión, términos utilizados indistintamente de aquí en adelante), la igualdad teórica entre costos e ingresos conforme la denominada Remuneración Marginalista, que relaciona los Ingresos Variables del Transporte, obtenidos por la diferencia entre los valores de compraventa de energía a los precios nodales, con los costos de inversión del sistema de redes.

Al relajarse tales condiciones, y aproximarse los modelados de la red de Transporte a la realidad física en términos de su operación, con pérdidas y restricciones de diversa naturaleza, estas condiciones de recuperación pierden su validez.

Por este motivo se recuperan sólo una pequeña parte de los Costos de Inversión (también de operación) de la red de Transmisión, de modo que para remunerar al transportista, se requiere complementar los Ingresos Variables del Transporte con un monto obtenido por diferentes métodos.

Todos ellos, tienen sus limitaciones, en particular, el más empleado, que adopta diferentes enfoques de cálculo, denominado Cargo Complementario.

Finalmente, las bondades atribuibles al sistema de señales que el modelo óptimo teórico de planificación exhibe bajo las condiciones de la Remuneración

Marginalista, se ven distorsionadas por este Cargo Complementario, y la remuneración no puede ya garantizar sus propiedades o “bondades” en términos del Paradigma Marginalista.

Se compone, económicamente hablando, un híbrido entre Costos Marginales y Medios y, fundamentalmente, los métodos para asignar el Cargo Complementario, exhiben fuertes deficiencias al ignorar los aspectos físicos de las redes, tal como su topología.

En redes de topología radial, por caso, se tienen inconvenientes severos en la aplicación de tales cargos, conforme los métodos más difundidos en la teoría que sustenta el estado del arte.

Es por ello que se propone, una vez expuestas las limitaciones de esta metodología de remuneración (Ingresos Variables del Transporte + Cargo Complementario), una asignación de responsabilidades por el uso del sistema de redes, basada en el uso físico extensivo del mismo.

Deja, por estas mismas limitaciones, de tener sentido una discusión sobre que el uso físico no es igual al uso económico puesto que, en última instancia, los beneficios que perciben los agentes por el uso de las instalaciones (interpretación de “uso económico”), son imposibles de estimar con exactitud, y en su intento, vuelve a hibridizarse el cálculo propuesto a tal fin, recurriendo, en última instancia e indirectamente al uso físico de las redes.

La potencia transitada por las líneas, proveniente desde cada Generador, o destinada a cierta Demanda, para un escenario dado, y una topología dada del sistema, puede ser determinada de manera unívoca.

Lo mismo ocurre con la asignación de las pérdidas que cada agente produce, individualmente, en tales transacciones físicas de energía sobre el sistema.

El uso físico puro, es calculable, y puede y debe ser, en este contexto, asociado al uso económico.

Eventualmente, tal uso físico podría ser afectado de alguna medida que pondere los beneficios calculables para cada agente, de modo que se produzcan transferencias de los cargos de acceso a redes desde los menos beneficiados a los que lo son más. Pero el sustrato, lo constituye el uso físico, único determinable de manera cierta y simple.

Como se verá, para cada agente Generador o Consumidor, se podrá establecer qué líneas son las requeridas para una transacción física, entendiendo por tal, aquella que vincula un conjunto de Generadores del Sistema, con cierto Cliente o Demanda.

6.2 Introducción

La utilización de los Costos Marginales como base fundamental para definir la Estructura de un Mercado de Electricidad, fue propuesta por Schweppe en 1988.

El Sistema de Precios de tal modo obtenido, exhibe, conforme tal referencia, la virtud de enviar a los agentes individuales señales óptimas en el Corto Plazo.

Desde la aplicación de tales costos, es obtenido directamente un ingreso para la red de Transporte, referido como Ingreso Variable del Transporte (IVT). Tal remuneración ha tenido estudios deficientes en su profundidad debido a que, entre otras razones, la misma se establece en un nivel ubicado, normalmente, muy por debajo de las necesidades reales en términos los ingresos necesarios para cubrir la totalidad de los costos.

Los ingresos que podrían percibirse por este medio, constituyen un orden aproximado del 20% de los costos anuales totales que deben ser sufragados por el agente que opera la red.

De aquí en más, y debido a su origen, este mecanismo de recuperación de costos de la red de transporte será referido como Remuneración Marginalista.

Primeramente serán analizados los requisitos para que la Remuneración Marginalista permita recuperar la totalidad de los costos del Sistema de Redes.

Posteriormente, serán incluidas las limitaciones *que no permiten* que aquella recupere los mismos, generando, como se dijo, ingresos en un nivel muy por debajo del requerido.

Por el tipo de sistemas en los que este esquema de remuneración se aplica, es posible emplear para su estudio, dada las características físicas de las redes,

modelos denominados de Corriente Continua (CC), en los que se simplifican notablemente los cálculos de los flujos de potencia.

La aplicación de los modelos CC, se justifica o sustenta en los siguientes aspectos:

a) Son simples, relativamente, en su formulación matemática y permiten observar los mismos efectos que en otros modelos más complejos, tal como el de como el de Corriente Alterna (CA);

b) Si el despacho del sistema no se encuentra influenciado por inconvenientes vinculados a la gestión de la potencia reactiva, los precios puntuales de la electricidad obtenidos de tal forma, preservan su validez;

Por esta razón, los desarrollos se presentarán empleando modelos de CC.

6.2 Modelo de Corriente Continua

El modelo teórico en corriente continua, a continuación presentado, constituye un modelo de planificación de la red de transporte que se soporta en las ecuaciones del Flujo de Potencia en CC.

Los Flujos de Potencia en CC, son una simplificación de los Flujos de Potencia en CA.

Tal como puede consultarse en la vastísima literatura especializada en estos tópicos vinculados al Análisis de Funcionamiento de los Sistemas de Potencia, las simplificaciones son, estrictamente, de dos tipos:

a) aquella referida al perfil de tensiones, denominado “plano”, el cual supone que todas las tensiones nodales son unitarias (expresadas en por unidad [pu]) y

b) aquella referida a la mayor magnitud de la reactancia respecto a la resistencia en los conductores empleados en las redes de transmisión, cuestión absolutamente cierta y comprobable.

De modo que, desde estas consideraciones, se trata de un modelo que no tiene en cuenta las pérdidas de potencia que se producen en las líneas.

Desde la perspectiva de la optimización pretendida, el objeto del modelo es el de operar el sistema a costo mínimo.

Como se trata de un modelo de planificación de la red de Transmisión, su solución pretende obtener el valor óptimo de dos tipos de variables:

- Aquella que indica la capacidad de cada línea del sistema, factible como opción de expansión, y
- Aquella que refleja la producción de los grupos generadores que se encuentran en cada barra del sistema.

La demanda del sistema se considera conocida y fija, si bien es cierto que no introduciría una mayor complejidad el hecho de permitir una demanda variable conforme su curva de elasticidad.

Esta curva relaciona la cantidad de energía consumida por la demanda con el precio de compra por medio de la estimación del beneficio marginal que la demanda obtiene al consumir una unidad más.

Como el modelo optimiza la capacidad de transporte que debe instalarse a los efectos de que costo total agregado en el horizonte de tiempo considerado resulte mínimo, se trata de un modelo estático de planificación.

Es decir que no permite la incorporación gradual de instalaciones a lo largo del tiempo que abarca la planificación.

Dicho horizonte se divide en periodos. Estos periodos caracterizan los diversos estados por los que pasa el sistema a lo largo del tiempo para el que se planifica. Si ese tiempo fuese un año, los periodos podrían ser meses, semanas o cualquier otro intervalo de tiempo.

Asociado a cada periodo existe un conjunto de estados de incertidumbre (con una determinada probabilidad de ocurrencia cada uno) cuya introducción pretende reflejar la disponibilidad de los generadores y las líneas, así como la posible variabilidad de la demanda.

Por ello, en tal caso se habla de modelo en probabilista.

De este modelo de planificación en particular es pertinente resaltar las siguientes características:

- 1• Al tratarse de un modelo de planificación: el sistema responde a variaciones de la demanda mediante variaciones en la producción de los grupos generadores y de la capacidad instalada de las líneas. Las variaciones en la producción son decisiones del corto plazo, mientras que las decisiones sobre la capacidad instalada de las líneas son de largo plazo.

2• Se trata de un modelo en variables continuas. Es decir, se permite la variación continua de la capacidad instalada de las líneas. De esta manera es posible que en un determinado corredor se instalen 1,43 líneas, por ejemplo.

3• Los precios puntuales obtenidos por el modelo son de largo plazo, ya que se trata de un modelo de planificación asociado a un horizonte compatible con periodos de más de 15-20 años, vinculados a la variación de la capacidad instalada en las líneas.

Serán desarrollados a continuación, diversos modelos teóricos partiendo desde la menor complejidad hacia la mayor complejidad, en términos de las consideraciones introducidas.

6.2.1 Modelo Teórico con Impedancias Constantes

6.2.1.1 Consideraciones Generales en la Formulación

Este primer modelo teórico de CC que analizado, resulta, como puede inferirse, el más simple de todos los concebibles, que permitan preservar la validez en los precios puntuales obtenidos y en la remuneración resultante para la red de transmisión.

No son tenidas en cuenta ni las pérdidas ni tampoco la variación de las impedancias (reactancias inductivas) de las líneas, respecto de la inversión realizada en la expansión del sistema.

Relacionar o no la capacidad de una línea con su impedancia (reactancia inductiva), es importante desde el punto de vista marginalista, ya que no establecer la relación entre ambos parámetros no parece demasiado razonable al menos intuitivamente: tanto desde los aspectos teóricos como prácticos, es clara la observación sobre que cuanto mayor es la capacidad de una línea, tanto menor resulta su impedancia (reactancia inductiva).

La *Función Objetivo* del *programa matemático/problema de optimización*, respecto de la cual se busca su *mínimo*, puede expresarse como sigue:

Minimizar {en PG, θ , X} \rightarrow Conjunto de Variables de Decisión

$$FO = \sum_t \sum_n p_n \times \left(\sum_i CV_i \times PG_{int} \right) + \sum_l CL_l \times X_l \quad (144)$$

donde las Variables de Decisión, resultan ser:

PG_{int} , la potencia generada por el grupo instalado en la barra i , en el escenario (de incertidumbre) n del período de análisis t ;

θ_{int} , el ángulo correspondiente al fasor tensión en la barra i , en el escenario n del período t ;

X_l , la capacidad (“cantidad”) de la línea l instalada, igual para todos los escenarios y períodos.

La notación empleada para el conjunto de estas Variables de Decisión, omitiendo los subíndices, $\{PG, \theta, X\}$, refiere la totalidad de las variables existentes en todos los períodos de análisis, de todos los escenarios o todas las líneas en forma genérica.

Por otra parte, en (144) se tienen los *parámetros*:

$CV_i \rightarrow$ costo variable del grupo generador instalado en la barra i ;

$CL_l \rightarrow$ costo unitario asociado a la construcción de la línea l ;

$p_n \rightarrow$ probabilidad de ocurrencia del escenario n , igual para todos los periodos.

Los periodos van desde $t=1$ hasta $t=T$.

Cada uno de los mismos (todos ellos de igual duración) representa un determinado *estado del sistema*. El horizonte de planificación, T , puede tener la duración que se desee.

En algunos modelos similares al que aquí se desarrolla, pero enfocados en la generación, los periodos t resultan subdivididos en tramos horarios. Este mayor detalle es necesario en tales estudios debido a que resulta la única manera de considerar los acoplamientos que se producen en las horas de un mismo periodo t .

Para un modelo direccionado a la Optimización de la Transmisión, no se requiere tal nivel de detalle, puesto que en las líneas no se producen esos acoplamientos.

Como se observa en la expresión (144), *la finalidad del problema de planificación, consiste en buscar la inversión en capacidad de transporte tal que el*

costo de suministro resulte mínimo. Este costo de suministro, es igual a la suma de los costos promedios (ya que en cada periodo se han definido escenarios) desde los correspondientes a cada uno de los periodos t.

Se supone, por simplicidad y sin pérdida, por ello, de generalidad en la formulación, que la duración de todos los escenarios es la unidad.

Adicionalmente, el *problema de optimización* está sujeto a las siguientes *restricciones*:

$\forall i, n, t, l:$

[Restricción de balance de potencia en cada barra]

$$P_{int} + PG_{int} = DP_{int} \quad (145)$$

[Restricción de capacidad máxima de cada línea]

$$-X_l \leq F_{lnt} \leq X_l \quad (146)$$

[Restricción de potencia generada por cada grupo]

$$PG_{in}^{\min} \leq PG_{int} \leq PG_{in}^{\max} \quad (147)$$

[Restricción de valor positivo de la variable de inversión de las líneas]

$$X_l \geq 0 \quad (148)$$

donde:

P_{int} representa la potencia inyectada neta en la barra i , en el escenario n , del periodo t que proviene de las líneas a las que está conectada dicha barra.

DP_{int} corresponde a la demanda de la barra i , en el escenario n , del periodo t . La demanda permanece constante a lo largo de todos los escenarios (n) correspondientes a un mismo periodo t .

F_{lnt} es el Flujo de Potencia de la línea l , en el escenario n , del periodo t . Al no existir pérdidas, el Flujo en ambos extremos de la línea es el mismo.

PG_{in}^{\min} es la potencia mínima de salida del generador de la barra i , en el escenario n .

PG_{in}^{\max} es la potencia máxima de salida del generador de la barra i , en el escenario n .

La probabilidad de fallo de la generación es tomada en cuenta a través de la posible variación de la potencia máxima y mínima que pueden generar los grupos

en cada estado de incertidumbre. Una situación de avería en un generador se modelaría haciendo nulo el valor de potencia máxima en un estado concreto.

Las expresiones de la potencia inyectada en cada barra, P_{int} , y del flujo en cada línea, F_{int} , se obtienen de las ecuaciones del Flujo de Potencia en CC. La potencia inyectada en cada barra, se calcula mediante la expresión matricial siguiente:

$$[P_{int}] = [B] \times [\theta_{int}] \quad (149)$$

donde $[B]$ es la matriz de admitancias (susceptancias de línea, ya que, como se dijo, se ignoran las resistencias), que se calcula, a su vez, mediante la expresión matricial:

$$[B] = [S] \times [\Omega] \times [S]^T \quad (150)$$

siendo $[S]$ la denominada matriz de incidencias ($[S]$ su transpuesta), y $[\Omega]$ una matriz cuyos elementos en su diagonal principal son los valores recíprocos de las reactancias (inductivas, como se comprende) de cada línea.

$[S]$ representa la topología de la red, definiendo los puntos de partida y de llegada de cada línea.

Para una línea l que está conectada entre las barras j (origen/partida) y k (llegada/final), su columna correspondiente será la siguiente (nb es el número de barras):

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ -1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} 1 \\ \vdots \\ j \\ \vdots \\ k \\ \vdots \\ nb \end{matrix} \quad (151)$$

Es decir que se trata de un vector columna cuyos elementos son ceros, excepto aquellos correspondientes a las barras entre las que se conecta la línea. De forma arbitraria se asigna a la barra de salida el número (1) y la barra de llegada el número (-1), al efecto de definir el sentido del flujo de potencia positivo.

La estructura de la matriz [S] resultará nb: número de barras y nl número de líneas del sistema):

$$[S] = \begin{bmatrix} s_{11} & s_{12} & s_{13} & \cdots & s_{1nl} \\ s_{21} & s_{22} & s_{23} & \cdots & s_{2nl} \\ s_{31} & s_{32} & s_{33} & \cdots & s_{3nl} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{nb1} & s_{nb2} & s_{nb3} & \cdots & s_{nb,nl} \end{bmatrix} \quad (152)$$

La probabilidad de falla de las líneas, es introducida permitiendo la variación, para los diferentes estados de incertidumbre, de la matriz de incidencias. De esta forma, una línea que se encuentra operativa en un estado correspondiente a un escenario dado, puede estar en situación de falla (no operativa) en otro, alterando los elementos de la matriz de incidencias correspondientes.

Por lo dicho, la matriz [Ω], tendrá la estructura (para nl líneas ∈ [1..nl]):

$$[\Omega] = \begin{bmatrix} 1/x_1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 1/x_2 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & 1/x_3 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 1/x_{nl} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Omega_1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \Omega_2 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \Omega_3 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & \Omega_{nl} \end{bmatrix} \quad (153)$$

Luego, los elementos de la matriz [B] se obtienen desde la expresión (150), considerando la matriz de incidencias [S]. Estos serán referidos como: b_l , con $l \in [1..nl]$.

El Flujo de Potencia que circula por una determinada línea l, que conecta las barras i y j, se calcula siguiendo la expresión (el subíndice nt corresponde, en la matriz de incidencias, a los estados de disponibilidad en cada período):

$$F_{int} = b_l \times (\theta_i - \theta_j) \quad (154)$$

Y extendido a la forma matricial, puede escribirse:

$$[F_{int}] = [B] \times [S_{nt}]^T \times [\theta_{int}] \quad (155)$$

6.2.1.2 Aplicación del Método de los Multiplicadores de Lagrange: Análisis del Lagrangiano

El Método de los Multiplicadores de Lagrange:

Planteado el problema de planificación, como modelo a optimizar, se requiere de la formulación de las condiciones de optimalidad, al efecto de llegar a los resultados que proporciona el enfoque de la Remuneración Marginalista para los costos del sistema de redes de Transmisión.

Desde el paradigma económico empleado (Marginalista), la mejor herramienta a tal fin, la constituye el método de búsqueda de extremos condicionados denominado de los Multiplicadores de Lagrange.

El mismo permite formular tales condiciones de optimalidad de modo relativamente simple, proporcionando, además información directa, de carácter económico, sobre el efecto de las restricciones del problema de optimización (condiciones).

La formulación del general del Lagrangiano para un problema de optimización cualquiera, sigue la estructura que se presenta a continuación:

Sea el problema de optimización siguiente, con dos restricciones: una de *igualdad*, tipo de restricciones para las cuales *se define el método primigeniamente*, y otra de *desigualdad*, tipo de restricciones para las cuales el método *es extendido* (según condiciones denominadas de Karush, Khun y Tucker (KKT), en general):

$$\begin{aligned} &\text{Minimizar } f(x) \\ &\text{Sujeto a:} \\ &\quad h(x) = 0 \\ &\quad g(x) \leq 0 \end{aligned} \tag{156}$$

Entonces la Función de Lagrange o Lagrangiano se define de la siguiente manera:

$$L(x, \lambda, \mu) = f(x) + \lambda \times h(x) + \mu \times g(x) \tag{157}$$

λ, μ : son los Multiplicadores de Lagrange. Por cada restricción, se asocia un multiplicador de la misma, que integra la Función Objetivo a minimizar, conforme (156).

A partir del Lagrangiano, y suponiendo que las restricciones de desigualdad no se degeneran, las condiciones de primer orden para la optimalidad resultan (∇_x : componente en x del gradiente (derivada parcial de L respecto de x) y ∇_λ : componente λ del gradiente (derivada parcial de L respecto de λ)):

$$\begin{cases} \nabla_x L(x, \lambda, \mu) = 0 \\ \nabla_\lambda L(x, \lambda, \mu) = 0 \\ \text{si } g(x) < 0 \Rightarrow \mu = 0 \\ \text{si } g(x) = 0 \Rightarrow \mu > 0 \end{cases} \quad (158)$$

Como puede observarse desde (157) y (158), el valor de la Función Objetivo, L , no sufre modificaciones debido al agregado de términos solidarios a cada restricción, de desigualdad, por caso, en un producto por su multiplicador (también referido como *variable dual* del modelo), μ y λ , ya que en cada uno de estos productos uno de los dos factores ha de ser nulo.

Los multiplicadores, o *variables duales*, tienen una interpretación muy importante: *expresan la variación, en el óptimo, de la función objetivo respecto a variaciones del segundo miembro en las ecuaciones de restricción.*

Si lo que se trata de optimizar son *variables económicas* (costos, por ejemplo) las *variables duales* aportan una valiosa información, *al revelar el impacto que tienen las restricciones que actúan sobre el problema, en la función objetivo* (por ejemplo el *costo total*).

El Costo Marginal, desde esta descripción, es un ejemplo típico de la utilidad de las *variables duales*.

Con estos elementos introductorios, se pasa, entonces, a formular el problema de optimización presentado en (144), conforme el Método de Lagrange.

Formulación del Método de los Multiplicadores de Lagrange para el Problema de la Remuneración Marginalista de los Costos de la Red de Transmisión Bajo las Hipótesis del Modelo de CC:

Se tiene, entonces, desde las expresiones (144) a (148):

$$\begin{aligned}
 L(PG, \theta, X, \mu, \gamma, \lambda, \alpha, \sigma, \xi) = FO & + \left\{ \sum_t \sum_n \sum_{l=1}^{nl} [\mu_{(l,n,t)} \times (X_l - F_{(l,n,t)})] \right\} \\
 & + \left\{ \sum_t \sum_n \sum_{l=1}^{nl} [\gamma_{(l,n,t)} \times (X_l + F_{(l,n,t)})] \right\} \\
 & + \left\{ \sum_t \sum_n \sum_{i=1}^{nb} [\lambda_{(i,n,t)} \times (P_{(i,n,t)} + PG_{(i,n,t)} - DP_{(i,n,t)})] \right\} \\
 & + \left\{ \sum_t \sum_n \sum_{i=1}^{nb} [\alpha_{(i,n,t)} \times (P_{(i,n,t)} - PG_{(i,n,t)}^{\min})] \right\} \\
 & + \left\{ \sum_t \sum_n \sum_{i=1}^{nb} [\sigma_{(i,n,t)} \times (PG_{(i,n,t)}^{\max} - P_{(i,n,t)})] \right\} \\
 & + \left\{ \sum_{l=1}^{nl} [\xi_{(l)} \times X_l] \right\}
 \end{aligned} \tag{159}$$

Las variables genéricas (vectores, en realidad, pues cada una de ellas tiene como componentes las variables según los subíndices que se especifican en las sumatorias de (159)) $\mu, \gamma, \lambda, \alpha, \sigma, \xi$, son los Multiplicadores de Lagrange, solidarios a cada restricción (145) a (148) del problema de optimización.

Las condiciones de optimalidad (primer orden), resultan de las derivadas parciales de la Función de Lagrange L , respecto de cada una de sus variables, igualadas a cero. Importa expresar aquí, las derivadas respecto de las variables de decisión, puesto que las derivadas parciales respecto de las variables duales o multiplicadores, generan la ecuación de restricción a la que el correspondiente multiplicador está asociado.

Se tiene entonces, considerando la extensión del método conforme las condiciones de Karush, Khun y Tucker:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial P_{(i,n,t)}} = p_n \times CV_i + \lambda_{(i,n,t)} + \alpha_{(i,n,t)} - \sigma_{(i,n,t)} = 0 \tag{160}$$

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial \theta_{(i,n,t)}} = \sum_{l=1}^{nl} \mu_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} - \sum_{l=1}^{nl} \gamma_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} + \sum_{j=1}^{nb} \lambda_{(j,n,t)} \times b_{(i,j,n,t)} = 0 \tag{161}$$

$b_{(i,j,n,t)}$ son los elementos de la matriz $[B]$, subindicados pertinentemente, y que provienen de la consideración implícita de la ecuación (149), en la derivada (161).

Por último:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial X_{(l)}} = CL_{(l)} + \sum_t^T \sum_n^N \mu_{(l,n,t)} + \sum_t^T \sum_n^N Y_{(l,n,t)} + \xi_{(l)} = 0 \quad (162)$$

La elegancia y utilidad, conforme este mecanismo de remuneración, en el empleo de este método de optimización, puede ser puesta en evidencia, por caso, al analizar el Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP), ya que se trata de un problema de planificación óptima de la red de transporte.

Luego se verá que aún en el propio seno del Paradigma Marginalista empleado, tal elegancia y utilidad resultan inaplicables, generando resultados que no se compadecen con la recuperación de los costes del sistema de redes de transmisión, tal como se anticipó.

Para este análisis, se analiza la condición de optimalidad dada por la expresión (160). Y se cuenta con la siguiente expresión del CMLP, en un escenario de incertidumbre n de un periodo t ; el CMLP resulta igual a la variación de la función objetivo, L , producida por una variación de la demanda de ese escenario y periodo (y en cierta barra del sistema, i , por ello se expresa como $CMLP_{i,n,t}$):

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial DP_{(i,n,t)}} = -\lambda_{(i,n,t)} \rightarrow CMLP_{i,n,t} = -\lambda_{(i,n,t)} \quad (163)$$

Desde la naturaleza estocástica conferida a esta expresión, en particular, mediante la inclusión de los escenarios de incertidumbres, el Costo Marginal definido internaliza la probabilidad de ocurrencia de cada escenario. De modo que cualquier efecto de sobrecosto, por caso, al variar la demanda en aumento, es promediado en la función objetivo L .

Esto confiere al CMLP obtenido mediante (163), el carácter de un *promedio* y no necesariamente (o más bien, excepcionalmente) *coincidirá con el que corresponda al calculado cuando cierto escenario, pudiese tener efectivamente lugar*.

Sustituyendo esta expresión en la primera condición de optimalidad, dada por (160), se obtiene el costo marginal de largo plazo, en el escenario n , correspondiente al período t , en la barra i :

$$\text{CMLP}_{(i,n,t)} = p_n \times \text{CV}_i + \alpha_{(i,n,t)} - \sigma_{(i,n,t)} \quad (164)$$

Entonces desde la expresión (164), se concluye en que el costo marginal de largo plazo en la barra i -ésima del sistema de transmisión, puede resultar igual a:

- El costo variable de la unidad de generación de emplazada en la barra i , $\text{CMLP}_{i,n,t} = p_n \times \text{CV}_i$, siempre que la misma no vulnere sus límites operativos de capacidad, en cuyo caso: $\alpha_{(i,n,t)} = \sigma_{(i,n,t)} = 0$;
- El costo variable de la unidad de generación de emplazada en la barra i , al que se le adiciona el multiplicador (aquí se observa su interpretación económica de estas *variables duales*) de la restricción activa de producción de la unidad de generación que corresponda (superior, $\sigma_{(i,n,t)} \neq 0$, o inferior, $\alpha_{(i,n,t)} \neq 0$).

En tal situación, los multiplicadores $\alpha_{(i,n,t)} \neq 0$ y $\sigma_{(i,n,t)} \neq 0$, *expresan la variación en el costo de la función objetivo si el mínimo técnico fuese mayor o el máximo técnico resultase menor, que la capacidad operada por el grupo en cuestión, respectivamente.*

Además se observa la naturaleza estocástica de tal costo, al incluir la probabilidad de ocurrencia del escenario de incertidumbre n , p_n .

Una vez halladas las condiciones de optimalidad, y calculado el $\text{CMLP}_{i,n,t}$, es posible calcular la Remuneración Marginalista para la red de Transmisión, y comprobar si esta remuneración resulta igual a los costos de inversión de la red.

La aplicación de tarifas marginalistas, desagregadas espacialmente, produce un ingreso automático para la red de transporte (IVT).

El IVT, resulta de la diferencia entre lo que pagan los consumidores por su demanda de energía (valorizada según el costo marginal de su barra) y lo que se le retribuye a los generadores por su producción de energía (valorizada, también, conforme el costo marginal de su barra).

Para calcular este IVT, *debe multiplicarse la inyección neta de cada barra (resultante de la diferencia entre generación y el consumo en dicha barra), $PIny$, por el costo marginal correspondiente.*

Es decir:

$$IVT = \sum_t^T \sum_n^N \sum_i^{nb} CMLP_{(i,n,t)} \times PIny_{(i,n,t)} \quad (165)$$

Por otro lado, La potencia inyectada en la barra i , en el escenario n , del periodo t , puede expresarse conforme la ecuación (149), dependiente de la matriz de admitancias (susceptancias de línea) y de los ángulos de cada barra del sistema transmisión. De esta forma se obtiene la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} IVT &= \sum_t^T \sum_n^N \sum_i^{nb} -\lambda_{(i,n,t)} \times \left(\sum_j^{nb} b_{(i,j,n,t)} \times \theta_{(j,n,t)} \right) = -\sum_t^T \sum_n^N \sum_i^{nb} \sum_j^{nb} \lambda_{(i,n,t)} \times b_{(i,j,n,t)} \times \theta_{(j,n,t)} \\ &= -\sum_t^T \sum_n^N \sum_j^{nb} \theta_{(j,n,t)} \sum_i^{nb} \lambda_{(i,n,t)} \times b_{(i,j,n,t)} \end{aligned} \quad (166)$$

Y desde la segunda condición de optimalidad, formulada en (161), se tiene que:

$$IVT = -\sum_t^T \sum_n^N \sum_j^{nb} \theta_{(j,n,t)} \sum_l^{nl} \beta_{(l)} \times s_{(j,l,n,t)} \times \left(\mu_{(l,n,t)} - \gamma_{(l,n,t)} \right) \quad (167)$$

Y si se intercambian las sumatorias de índices l y j :

$$IVT = -\sum_t^T \sum_n^N \sum_l^{nl} \left(\mu_{(l,n,t)} - \gamma_{(l,n,t)} \right) \times \beta_{(l)} \sum_j^{nb} \theta_{(j,n,t)} \times s_{(j,l,n,t)} \quad (168)$$

Y la expresión:

$$\beta_{(l)} \sum_j^{nb} \theta_{(j,n,t)} \times s_{(j,l,n,t)}$$

resulta ser el Flujo que discurre en la línea l , para el escenario n , del período t , según la ecuación (155), $F_{(l,n,t)}$.

De modo que sustituyendo esta igualdad en (168), se tiene:

$$IVT = -\sum_t^T \sum_n^N \sum_l^{nl} \left(\mu_{(l,n,t)} - Y_{(l,n,t)} \right) \times F_{(l,n,t)} \quad (169)$$

Volviendo sobre las condiciones de optimalidad que se desprenden de Lagrangiano se sabe, por definición, que: si $\mu_{(l,n,t)} \neq 0$, entonces $F_{(l,n,t)} = X_{(l)}$, y que si $Y_{(l,n,t)} \neq 0$, entonces $F_{(l,n,t)} = -X_{(l)}$; considerando estas relaciones en (169), se obtiene la siguiente expresión:

$$IVT = -\sum_t^T \sum_n^N \sum_l^{nl} \left(\mu_{(l,n,t)} + Y_{(l,n,t)} \right) \times X_{(l)} = -\sum_l^{nl} X_{(l)} \sum_t^T \sum_n^N \left(\mu_{(l,n,t)} + Y_{(l,n,t)} \right) \quad (170)$$

Si, por último, sobre (170) se aplica la tercera condición de optimalidad, desde la ecuación (162), se obtiene:

$$IVT = -\sum_l^{nl} X_{(l)} \times \left(CL_{(l)} - \xi_{(l)} \right) = \sum_l^{nl} X_{(l)} \times CL_{(l)} + \sum_l^{nl} X_{(l)} \times \xi_{(l)} \quad (171)$$

La última sumatoria (último término sumatorio) de (171) es *nula*, puesto que, conforme la extensión del método de Lagrange dada por las condiciones de Karush, Khun y Tucker (KKT), uno de los dos factores se anula si el otro no lo hace: si $X_{(l)} \neq 0 \rightarrow \xi_{(l)} = 0$ y si $\xi_{(l)} \neq 0 \rightarrow X_{(l)} = 0$.

De manera que, finalmente, la expresión para los Ingresos Variables del Transporte que resultan de la Remuneración Marginalista para este Modelo Ideal en CC, es:

$$IVT = \sum_l^{nl} X_{(l)} \times CL_{(l)} \quad (172)$$

igual, exactamente, a las inversiones en capacidad/líneas planificadas en el sistema de transmisión.

Pero lo importante es resaltar bajo qué condiciones esta Remuneración Marginalista, permite recuperar los costos de inversión del Sistema de Redes de Transporte:

- La Función de Costos de Inversión en Capacidad, debe ser Lineal. Hipótesis *fuerte*, pues supone la inexistencia de Rendimientos a Escala, claramente reconocidos en los monopolios de redes, en general.
- La recuperación *sólo ocurre en el promedio de una planificación sobre un conjunto de escenarios que tienen asociada una probabilidad de ocurrencia, pero de los cuales, finalmente, sucede uno de ellos.*

De manera que, *aún en un modelo tan sencillo como como el presentado, en términos de sus hipótesis, se observa que la ocurrencia de un único escenario del conjunto considerado (en el caso que sea posible abarcar todos los escenarios en la planificación, pues puede presentarse alguno cuyas incertidumbres no fueron pudieron predecirse) puede conducir a un ingreso (IVT) superior o inferior a los costos de inversión que deben ser recuperados.*

- En el problema de planificación que se ha desarrollado, se parte de la hipótesis de que el sistema requiere una planificación total, es decir que no son consideradas las *líneas existentes*.

Es evidente que tal situación constituye una hipótesis muy alejada de la realidad, ya que cualquier planificación de la expansión de un sistema de este tipo, por supuesto que considera las instalaciones existentes y trata, desde tal situación, con los refuerzos requeridos en las redes que se encuentran operativas.

Resulta, entonces, pertinente preguntarse qué sucede si es introducida en el modelo desarrollado la red existente, conjuntamente con las nuevas líneas planificadas, en términos de su impacto sobre los ingresos variables resultantes.

De la formulación del problema se deduce que, independientemente de cual sea la red existente, cualquier nueva línea de refuerzo que resulte de un proceso de planificación óptimo, recupera sus costos de inversión conforme la Remuneración Marginalista.

La razón se puede encontrar en la ecuación (162), tercera condición de optimalidad, ya que la misma se satisface para cualquier línea sujeta a planificación, independientemente de lo que suceda con el resto de la red. Adicionalmente, como tal relación es la que garantiza la recuperación de los

costos de inversión, nada se puede afirmarse en términos de los ingresos variables asociados a las líneas existentes.

Es decir: los ingresos variables de estas líneas pueden ser superiores o inferiores al costo que tengan asignado. Tal aseveración conduce a la conclusión de que solamente está garantizada la recuperación de costos para las líneas de capacidad óptima (líneas con capacidad *perfectamente adaptada*, término que requiere de sumo cuidado en su concepción teórico-metodológica y en su definición operativa) durante el horizonte para el que la planificación es realizada.

Para la planificación de la expansión siguiente a la efectuada, esas líneas pasarán a integrar el conjunto de las líneas existentes, por lo que la igualdad entre costos e ingresos tampoco podrá garantizarse.

- El modelo de planificación presentado es *estático*; su objetivo estriba en determinar la ampliación de la capacidad de transporte que, instalándose al principio del horizonte de estudio, conduzca al mínimo costo de operación y expansión del sistema para tal periodo.

Es claro que una planificación de la expansión real no se lleva a cabo de esa manera. Son empleados modelos dinámicos que permiten realizar inversiones en diferentes instantes óptimamente determinados durante el horizonte de planificación.

Por tal motivo, este constituye otro punto por el cual, en términos prácticos, las condiciones teóricas de este y todos los modelos que se presentarán a continuación (estáticos) impactarán en el comportamiento de los mecanismos marginalistas de recuperación de costos, cuando se los someta a la comparación de un modelo de planificación de la expansión real.

6.2.2 Modelo Teórico con Impedancias Variables

Para el modelo previamente desarrollado, las admitancias de las líneas (susceptancias inductivas) permanecían constantes, independientemente de cual fuera la inversión capacidad.

Esto significa que toda variación en la inversión, tiene incidencia únicamente sobre la capacidad máxima para que discurra el Flujo de Potencia.

Es claro que tal simplificación, no obstante constituir una hipótesis solidaria a la primera aproximación del modelo teórico, resulta muy poco realista.

Una mayor inversión en capacidad de transporte, produce una reducción de la impedancia de la línea (reactancia inductiva), ya sea por un aumento de la sección y, eventualmente, el número de conductores o bien por la elevación del voltaje de transmisión.

De manera toda inversión en capacidad supone un vínculo eléctrico entre barras o puntos de Transporte más estable, situación que repercute en la confiabilidad del sistema.

El propósito del presente apartado, es evaluar cuál es la incidencia que tiene la variación de la impedancia de la red, en la Remuneración Marginalista para la recuperación de los costos de inversión.

6.2.2.1 Modelación de las Impedancias Variables

El primer paso, requiere de una modificación sobre la matriz $[\Omega]$, la cual tendrá la siguiente estructura (para n_l líneas $\in [1..n_l]$):

$$[\Omega'] = \begin{bmatrix} X_1/x_1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & X_2/x_2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & X_3/x_3 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & X_{n_l}/x_{n_l} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_1 \times \Omega_1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & X_2 \times \Omega_2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & X_3 \times \Omega_3 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & X_{n_l} \times \Omega_{n_l} \end{bmatrix} \quad (173)$$

La matriz $[\Omega']$, tiene como elementos en su diagonal, los mismos que la matriz la matriz $[\Omega]$, afectados de una cantidad adimensional, que representa la capacidad X de la línea.

Sus elementos, respecto de los de la matriz $[\Omega]$, son mayores bien por disminución de la reactancia inductiva, o bien por el aumento de capacidad, que en la matriz primigenia, puede ser supuesta como $X_{n_l} = 1$.

Así que de modo simplificado, la nueva matriz $[\Omega']$, puede ser expresada como sigue:

$$[\Omega'] = \begin{bmatrix} \Omega'_1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \Omega'_2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \Omega'_3 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \Omega'_{nl} \end{bmatrix} \quad (174)$$

El modelo o programa de optimización, es exactamente el mismo que el formulado para las impedancias constantes. Por tanto, se sostiene la misma Función Objetivo y las mismas Restricciones.

En cuanto al Lagrangiano, la función correspondiente es la misma también. Las condiciones de optimalidad, en el orden presentadas para el modelo de impedancias constantes, referidas como 1ra y 2da (ecuaciones (160) y (161), respectivamente) no son modificadas, excepto que en la 2da condición, intervienen los elementos b'_l , con $l \in [1..nl]$ (ver ecuación (174)).

En cambio, la 3ra condición (ecuación (162)) se *modifica*, puesto que la matriz de admitancias, según su definición, es ahora función de la inversión en capacidad de cada línea:

$$[B'] = [S] \times [\Omega'] \times [S]^T \quad (175)$$

Entonces los flujos, en cada escenario para cada período, dependerán de tales capacidades, al igual que las potencias inyectadas en cada barra del sistema (ecuación (149), con los elementos de $[B']$), introduciéndose nuevas derivadas que expresen tales situaciones.

6.2.2.2 El Lagrangiano y las Condiciones de Optimalidad

Las tres condiciones, se expresan a continuación:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial P_{(i,n,t)}} = p_n \times CV_i + \lambda_{(i,n,t)} + \alpha_{(i,n,t)} - \sigma_{(i,n,t)} = 0 \quad (176)$$

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial \theta_{i,n,t}} = \sum_{l=1}^{nl} \mu_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} - \sum_{l=1}^{nl} \gamma_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} + \sum_{j=1}^{nb} \lambda_{(j,n,t)} \times b'_{(i,j,n,t)} = 0$$

(177)

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial X_{(l)}} = CL_{(l)} + \sum_t \sum_n \left(\mu_{(l,n,t)} - \mu_{(l,n,t)} \times \frac{\partial F_{(l,n,t)}}{\partial X_{(l)}} \right) + \sum_t \sum_n \left(\gamma_{(l,n,t)} - \gamma_{(l,n,t)} \times \frac{\partial F_{(l,n,t)}}{\partial X_{(l)}} \right) + \sum_t \sum_n \sum_i \left(\lambda_{(i,n,t)} \times \frac{\partial P_{(i,n,t)}}{\partial X_{(l)}} \right) + \xi_{(l)} = 0 \quad (178)$$

O bien:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial X_{(l)}} = CL_{(l)} + \sum_t \sum_n \left(\mu_{(l,n,t)} - \mu_{(l,n,t)} \times \Omega_{(l)} \times \sum_i^{nb} s_{(i,l,n,t)} \times \theta_{(i,n,t)} \right) + \sum_t \sum_n \left(\gamma_{(l,n,t)} - \gamma_{(l,n,t)} \times \Omega_{(l)} \times \sum_i^{nb} s_{(i,l,n,t)} \times \theta_{(i,n,t)} \right) + \sum_t \sum_n \left(\Omega_{(l)} \times \left(\sum_i^{nb} \lambda_{(i,n,t)} \times s_{(i,l,n,t)} \right) \times \left(\sum_i^{nb} s_{(i,l,n,t)} \times \theta_{(i,n,t)} \right) \right) + \xi_{(l)} = 0 \quad (179)$$

Observando la expresión (179), $\Omega_{(l)} \times \sum_i^{nb} s_{(i,l,n,t)} \times \theta_{(i,n,t)}$ es, por definición, el Flujo de Potencia que circularía por la línea l, en el escenario n del período t, si la variable asociada a la capacidad fuese unitaria ($X_l = 1$).

Puede referirse como F_l .

Además, el factor $\left(\Omega_{(l)} \times \left(\sum_i^{nb} \lambda_{(i,n,t)} \times s_{(i,l,n,t)} \right) \times \left(\sum_i^{nb} s_{(i,l,n,t)} \times \theta_{(i,n,t)} \right) \right)$, es la diferencia entre los Costos Marginales en los extremos de la línea l, para el escenario n del período t, primer paréntesis, multiplicado por el flujo que ya ha sido referido arriba como F_l .

Entonces, para este factor, puede ser empleada la notación siguiente: $F_l \times \Delta \lambda_{(l,n,t)}$.

Introduciendo esta notación simplificada en (179), la condición de optimalidad puede expresarse como:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial X_{(l)}} = CL_{(l)} + \sum_t \sum_n \left(\mu_{(l,n,t)} + \gamma_{(l,n,t)} + F_l \times \left(\gamma_{(l,n,t)} - \mu_{(l,n,t)} \right) + F_l \times \Delta \lambda_{(l,n,t)} \right) + \xi_{(l)} = 0 \quad (180)$$

6.2.2.3 La Remuneración Marginalista para la recuperación de los Costos de Inversión en Redes

Nuevamente se trata de comprobar en este modelo, si la Remuneración Marginalista es igual a los costos de la red transmisión, vistos como inversiones en capacidad. Conforme se dijo al señalar las limitaciones de este esquema en el epígrafe anterior.

Para ello, debe introducirse una breve síntesis relativa al cálculo de los Ingresos Variables del Transporte.

El mismo puede ser obtenido de dos maneras:

- a) Sumando las diferencias, en cada barra, entre el pago que efectúan los consumidores y lo que se le paga a los generadores; y
- b) Sumando los Ingresos Variables de cada línea.

Se presenta, para facilitar el seguimiento de los desarrollos que continúan, la expresión general de los Ingresos Variables del Transporte:

$$IVT = \sum_t^T \sum_n^N \sum_l^{nl} \left(\rho_{(l,n,t)}^s \times F_{(l,n,t)}^s - \rho_{(l,n,t)}^e \times F_{(l,n,t)}^e \right) \quad (181)$$

donde:

$\rho_{(l,n,t)}^s$ es el costo marginal de la barra de salida (s) de la línea l, en el escenario n, del periodo t. La elección de las barras de entrada y de salida es arbitraria.

$\rho_{(l,n,t)}^e$ es el costo marginal de la barra de entrada (e) de la línea l, en el escenario n, del periodo t.

$F_{(l,n,t)}^s$ es el flujo de potencia de salida (s) de la línea l, en el escenario n, del periodo t.

$F_{(l,n,t)}^e$ es el flujo de potencia de entrada (e) de la línea l, en el escenario n, del periodo t.

Como en el modelo considerado no se tienen en cuenta las pérdidas, los flujos de entrada y salida en cada línea serán iguales.

Por lo tanto, la expresión (181) puede formularse como sigue:

$$IVT = \sum_t^T \sum_n^N \sum_l^{nl} \left(CMLP_{(l,n,t)}^s - CMLP_{(l,n,t)}^e \right) \times F_{(l,n,t)} = \sum_t^T \sum_n^N \sum_l^{nl} IVT_{(l,n,t)} \quad (182)$$

Esta expresión, que se corresponde con el método **b)** señalado arriba, tiene una clara correlato con la expresión (180).

En efecto, si se multiplica tal condición de optimalidad, por la capacidad de cada línea genérica, X_l , se tiene:

$$\begin{aligned} & CL_{(l)} \times X_{(l)} + \sum_t^T \sum_n^N X_{(l)} \times \left(\mu_{(l,n,t)} + \nu_{(l,n,t)} + F_{(l,n,t)} \times \left(\nu_{(l,n,t)} - \mu_{(l,n,t)} \right) + F_l \times \Delta\lambda_{(l,n,t)} \right) + X_{(l)} \times \xi_{(l)} \\ &= CL_{(l)} \times X_{(l)} + \sum_t^T \sum_n^N \left(X_{(l)} \times \mu_{(l,n,t)} + X_{(l)} \times \nu_{(l,n,t)} + X_{(l)} \times F_{(l,n,t)} \times \left(\nu_{(l,n,t)} - \mu_{(l,n,t)} \right) + X_{(l)} \times F_{(l,n,t)} \times \Delta\lambda_{(l,n,t)} \right) \\ &+ X_{(l)} \times \xi_{(l)} = CL_{(l)} \times X_{(l)} + \sum_t^T \sum_n^N \left(X_{(l)} \times \mu_{(l,n,t)} + X_{(l)} \times \nu_{(l,n,t)} + F'_{(l,n,t)} \times \left(\nu_{(l,n,t)} - \mu_{(l,n,t)} \right) + F'_{(l,n,t)} \times \Delta\lambda_{(l,n,t)} \right) \\ &+ X_{(l)} \times \xi_{(l)} = 0 \end{aligned} \quad (183)$$

Se observa que los flujos asociados a la capacidad unitaria ($X_l = 1$), se transforman en los flujos asociados a la capacidad variable ($X_l \neq 1$), que discurren en cada uno de los escenarios y periodos.

Volviendo a las condiciones extendidas del Lagrangiano (KKT), si $\mu_{(l,n,t)} \neq 0 \rightarrow F'_{(l,n,t)} = X_{(l)}$, y que si $\nu_{(l,n,t)} \neq 0 \rightarrow F'_{(l,n,t)} = -X_{(l)}$; si $X_{(l)} \neq 0 \rightarrow \xi_{(l)} = 0$ y si $\xi_{(l)} \neq 0 \rightarrow X_{(l)} = 0$, entonces la expresión anterior se simplifica del modo siguiente:

$$\begin{aligned} & CL_{(l)} \times X_{(l)} + \sum_t^T \sum_n^N \left(X_{(l)} \times \mu_{(l,n,t)} + X_{(l)} \times \nu_{(l,n,t)} + F'_{(l,n,t)} \times \left(\nu_{(l,n,t)} - \mu_{(l,n,t)} \right) + F'_{(l,n,t)} \times \Delta\lambda_{(l,n,t)} \right) \\ &+ X_{(l)} \times \xi_{(l)} \\ &= CL_{(l)} \times X_{(l)} + \sum_t^T \sum_n^N \left(F'_{(l,n,t)} \times \Delta\lambda_{(l,n,t)} \right) = 0 \end{aligned} \quad (184)$$

Y sustituyendo la expresión (163) en (184):

$$CL_{(l)} \times X_{(l)} = \sum_t^T \sum_n^N \left(F'_{(l,n,t)} \times \Delta CMLP_{(l,n,t)} \right) = \sum_t^T \sum_n^N IVT_{(l,n,t)} \quad (185)$$

Lo que significa que, para el caso de que las impedancias (reactancias inductivas) sean variables, también los Ingresos Variables individuales asociados a cada línea, como suma de los correspondientes en cada escenario y periodo, son iguales a sus costos de inversión correspondientes.

Si se suman las expresiones (185) para todas las líneas (l) de la red, la solución alcanzada resulta ser la misma que la obtenida para el modelo de impedancia (reactancia) de líneas invariable.

Pero, lógicamente, sujeta a las mismas limitaciones señaladas que imposibilitan su cumplimiento en la práctica.

6.2.3 Modelo Teórico con Impedancias Variables y Consideración de Pérdidas

En este nuevo modelo propuesto para su análisis, se incrementa el grado de complejidad al incorporar un elemento, hasta ahora exento de consideración, muy importante en la definición de la Remuneración Marginalista: las pérdidas en el Sistema de Redes de Transporte.

Es inherente, por definición, al modelo de corriente continua, no considerar las pérdidas que se producen en las líneas, dado que se desestima la resistencia en las mismas.

Sin embargo, es posible introducir una aproximación de las pérdidas con el objeto de obtener un Flujo de Potencia Activa que resulte más cercano a las condiciones físicas reales.

Existen varias funciones aproximadas de pérdidas muy utilizadas.

En el presente apartado, se consideran dos de ellas, al efecto de evaluar su impacto en la relación Remuneración Marginalistas – Recuperación de Costos de la Red de Transmisión.

Se comenzará, entonces, por plantear el problema de optimización que se requiere para este modelo.

6.2.3.1 Formulación del Problema de Optimización

La diferencia que se observa respecto de la formulación para los dos modelos anteriores, estriba en la restricción de balance, como puede suponerse.

Se tiene así:

Minimizar {en PG, θ , X} \rightarrow Conjunto de Variables de Decisión

$$FO = \sum_t \sum_n p_n \times \left(\sum_i CV_i \times PG_{int} \right) + \sum_l CL_l \times X_l \quad (186)$$

Sujeto a las siguientes *restricciones*:

$\forall i, n, t, l$:

[Restricción de balance de potencia en cada barra]

$$P_{int} + PG_{int} = DP_{int} + PM_{int} \quad (187)$$

[Restricción de capacidad máxima de cada línea]

$$-X_l \leq F_{Int} \leq X_l \quad (188)$$

[Restricción de potencia generada por cada grupo]

$$PG_{in}^{\min} \leq PG_{int} \leq PG_{in}^{\max} \quad (189)$$

[Restricción de valor positivo de la variable de inversión de las líneas]

$$X_l \geq 0 \quad (190)$$

donde: PM_{int} es la mitad de la suma de todas las pérdidas que se producen en las líneas que se conectan a la barra i -ésima.

Se adopta esta representación, debido a que es usual en muchos de los modelos de corriente continua, que incorporan una aproximación de las pérdidas, que las mismas sea tratadas como dos demandas de un valor igual a la mitad de las pérdidas, en cada uno de los extremos/barras de la línea.

En forma matricial, la expresión general para el cálculo de las pérdidas es la siguiente:

$$[PM_{int}] = [SP_{nt}] \times [PL_{Int}] \quad (191)$$

$[PL_{nt}]$ es la matriz que contiene las pérdidas de todas las líneas, para cierto escenario n del período t ; por tanto $[PL_{Int}]$ es el vector de tal matriz, asociado a la línea l . $[SP_{nt}]$ es definida como sigue:

$$[SP_{nt}] = (1/2) \times [S]^2 \quad (192)$$

siendo $[S]$ la matriz de incidencias; por tanto, el rol de $[SP_{nt}]$ es el de distribuir las pérdidas, para cada escenario n del período t , de todas las líneas entre todas las barras del sistema.

Expresiones de las Pérdidas Activas:

Sea la línea l identificada por sus barras de vínculo, i, j. La expresión general de las pérdidas de potencia activa que surge de la consideración de un Flujo de Potencia en corriente alterna (AC), es la siguiente:

$$PL_{(i,j)} = \left(U_{(i)}^2 + U_{(j)}^2 - 2 \times U_{(i)} \times U_{(j)} \times \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) \right) \times G_{(ij)} \quad (193)$$

donde:

$U_{(i)}$, $U_{(j)}$ son los módulos de las tensiones en las barras i, j, respectivamente;

$G_{(ij)} = \frac{r_{(ij)}}{r_{(ij)}^2 + x_{(ij)}^2}$ es la conductancia de la línea l;

$r_{(ij)}$ es la resistencia de la línea l y $x_{(ij)}$ su reactancia inductiva.

$\theta_{(i)}$ y $\theta_{(j)}$ son los ángulos de fase de las tensiones en las barras i, j, respectivamente.

Las hipótesis simplificativas a los efectos de presentar las dos expresiones de las pérdidas mencionadas en la introducción de este apartado, son:

a) El flujo de Potencia CC supone perfil plano de tensiones, de módulo, como se dijo, igual a 1 [pu];

b) La diferencia angular $\Delta\theta_{(ij)} = (\theta_{(i)} - \theta_{(j)})$ se considera lo suficientemente

pequeña como para desarrollar la función $\cos(\Delta\theta_{(ij)})$ mediante serie de

Taylor, con términos hasta el segundo orden: $\cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) \cong 1 - \frac{(\theta_{(i)} - \theta_{(j)})^2}{2}$

y, finalmente, la condición propia de las líneas de transporte, relativa a sus parámetros resistivos e inductivos (también considerada en el modelo CC):

$x_{(ij)} \gg r_{(ij)}$.

De esta manera, introduciéndolas en la expresión (193), se obtiene:

$$\begin{aligned}
 PL_{(i,j)} &= \left(1 + 1 - 2 \times 1 \times 1 \times \left[1 - \frac{(\theta_{(i)} - \theta_{(j)})^2}{2} \right] \right) \times \frac{r_{(ij)}}{x_{(ij)}^2} = \left(2 - 2 + 2 \times \frac{(\theta_{(i)} - \theta_{(j)})^2}{2} \right) \times \frac{r_{(ij)}}{x_{(ij)}^2} \\
 &= \left(\theta_{(i)} - \theta_{(j)} \right)^2 \times \frac{r_{(ij)}}{x_{(ij)}^2} = r_{(ij)} \times \left[\frac{(\theta_{(i)} - \theta_{(j)})^2}{x_{(ij)}^2} \right] = r_{(ij)} \times F_{(ij)}^2
 \end{aligned} \tag{194}$$

Es decir:

$$PL_{(i,j)} = r_{(ij)} \times F_{(ij)}^2 \tag{195}$$

Las pérdidas de potencia activa resultan el producto de la resistencia por el cuadrado del flujo que discurre por la línea $l \rightarrow (ij)$.

Una segunda aproximación, más compleja, para estas pérdidas, supone que sólo prevalece la hipótesis del perfil plano de tensiones (módulos iguales a 1 [pu] en todas las barras del sistema) y el resto de las condiciones se corresponde con la expresión de las pérdidas resultantes de un Flujo de Potencia real en AC.

Entonces se tiene, desde (193):

$$PL_{(i,j)} = 2 \times \left(1 - \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) \right) \times G_{(ij)} = 2 \times \left(1 - \cos(\theta_{(i)} - \theta_{(j)}) \right) \times \frac{r_{(ij)}}{r_{(ij)}^2 + x_{(ij)}^2} \tag{196}$$

Al igual que en el apartado anterior, en el que se analizó el modelo con impedancias variables, se sostiene la formulación relativa a que los parámetros eléctricos de la línea (resistencia y reactancia inductiva) resultan inversamente proporcional a la inversión en capacidad, X.

Es decir:

$$r'_{(ij)} = \frac{r_{(ij)}}{X_{(ij)}} \rightarrow r'_{(l)} = \frac{r_{(l)}}{X_{(l)}} \tag{197}$$

y:

$$x'_{(ij)} = \frac{x_{(ij)}}{X_{(ij)}} \rightarrow x'_{(l)} = \frac{x_{(l)}}{X_{(l)}} \tag{198}$$

Aquí se observa la linealidad, respecto de la capacidad X como variable de decisión del problema.

Sea la expresión (195); la resistencia es inversamente proporcional a la capacidad, pero el flujo, es proporcional y figura elevado al cuadrado. De modo que la relación obtenida es lineal respecto de X.

En la expresión (196), más compleja, para una diferencia angular entre los extremos i,j que definen la línea l, $\theta_{(i)} - \theta_{(j)}$, constante, las pérdidas resultan también proporcionales linealmente de la capacidad X.

FORMULACIÓN DEL LAGRANGIANO:

Se tiene la misma expresión, en su estructura, que la presentada en (159), excepto porque es agregado el término relativo a las pérdidas, por ahora, independientemente de que expresión se emplee para las mismas. Esto tendrá impacto al analizar las condiciones de optimalidad.

$$\begin{aligned}
 L(PG, \theta, X, \mu, \gamma, \lambda, \alpha, \sigma, \xi) = FO &+ \left\{ \sum_t \sum_n \sum_l^{nl} [\mu_{(l,n,t)} \times (X_l - F_{(l,n,t)})] \right\} \\
 &+ \left\{ \sum_t \sum_n \sum_l^{nl} [\gamma_{(l,n,t)} \times (X_l + F_{(l,n,t)})] \right\} \\
 &+ \left\{ \sum_t \sum_n \sum_i^{nb} [\lambda_{(i,n,t)} \times (P_{(i,n,t)} + PG_{(i,n,t)} - DP_{(i,n,t)} - \right. \\
 &\quad \left. PM_{(i,n,t)})] \right\} \\
 &+ \left\{ \sum_t \sum_n \sum_i^{nb} [\alpha_{(j,n,t)} \times (P_{(i,n,t)} - PG_{(i,n,t)}^{\min})] \right\} \\
 &+ \left\{ \sum_t \sum_n \sum_i^{nb} [\sigma_{(i,n,t)} \times (PG_{(i,n,t)}^{\max} - P_{(i,n,t)})] \right\} \\
 &+ \left\{ \sum_l^{nl} [\xi_{(l)} \times X_l] \right\}
 \end{aligned}
 \tag{199}$$

Respecto de las condiciones de optimalidad, se preserva, comparativamente a los dos modelos precedentes, sólo la primera, la cual se repite por comodidad de acceso en el texto:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial P_{(i,n,t)}} = p_n \times CV_i + \lambda_{(i,n,t)} + \alpha_{(i,n,t)} - \sigma_{(i,n,t)} = 0
 \tag{200}$$

Las otras dos condiciones restantes, vinculadas a las variables de optimización θ y X, resultan ahora modificadas por el efecto de la inclusión de las pérdidas en la Función de Lagrange, dado que las pérdidas en cada línea del

sistema de transmisión, dependerán tanto de los ángulos como de la capacidad, conforme se observa en las dos expresiones propuestas anteriormente.

Entonces, para la segunda condición de optimalidad, se tiene:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial \theta_{(i,n,t)}} = \sum_I \mu_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} - \sum_I \gamma_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} + \sum_t \sum_n \sum_j \lambda_{(j,n,t)} \times \left(\frac{\partial P_{(j,n,t)}}{\partial \theta_{(i,n,t)}} - \frac{\partial PM_{(j,n,t)}}{\partial \theta_{(i,n,t)}} \right) = 0 \quad (201)$$

o bien:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial \theta_{(i,n,t)}} = \sum_I \mu_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} - \sum_I \gamma_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} + \sum_j \lambda_{(j,n,t)} \times b_{(i,j,n,t)} - \sum_t \sum_n \sum_j \lambda_{(j,n,t)} \times \left(\frac{\partial PM_{(j,n,t)}}{\partial \theta_{(i,n,t)}} \right) = 0 \quad (202)$$

entonces:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial \theta_{(i,n,t)}} = \sum_I \mu_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} - \sum_I \gamma_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} + \sum_j \lambda_{(j,n,t)} \times b_{(i,j,n,t)} - \sum_{j=1}^{nb} \lambda_{(j,n,t)} \times \left(\sum_I r_{(l)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} \times s_{(j,l,n,t)}^2 \times \sum_k \left(\beta_{(l)} \times X_{(l)} \times s_{(k,l,n,t)} \times \theta_{(k,n,t)} \right) \right) = 0 \quad (203)$$

o, viendo que el último paréntesis, más interno, desde la última sumatoria, es el flujo real dependiente de la capacidad X, se tiene:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial \theta_{(i,n,t)}} = \sum_I \mu_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} - \sum_I \gamma_{(i,n,t)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} + \sum_j \lambda_{(j,n,t)} \times b_{(i,j,n,t)} - \sum_{j=1}^{nb} \lambda_{(j,n,t)} \times \left(\sum_I r_{(l)} \times \beta_{(l)} \times s_{(i,l,n,t)} \times s_{(j,l,n,t)}^2 \times F'_{(l,n,t)} \right) = 0 \quad (204)$$

Respecto de la tercera condición de optimalidad, se tiene la misma expresión considerada anteriormente, válida para la hipótesis de parámetros variables en las líneas, adicionando el término que incorpora a las pérdidas:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial X_{(l)}} = CL_{(l)} + \sum_t \sum_n \left(\mu_{(l,n,t)} + Y_{(l,n,t)} + F_l \times \left(Y_{(l,n,t)} - \mu_{(l,n,t)} \right) + F_l \times \Delta \lambda_{(l,n,t)} \right) + \xi_{(l)} +$$

$$\sum_t \sum_n \sum_j^{nb} \lambda_{(j,n,t)} \times \left(\frac{\partial PM_{(j,n,t)}}{\partial X_{(l)}} \right) = 0 \quad (205)$$

Y operando con los mismos pasos algebraicos que en la segunda condición, sobre la derivada parcial de las pérdidas, en este caso, respecto de la variable de decisión capacidad, se tiene que:

$$\frac{\partial L(PG, \theta, X)}{\partial X_{(l)}} = CL_{(l)} + \sum_t \sum_n \left(\mu_{(l,n,t)} + Y_{(l,n,t)} + F_l \times \left(Y_{(l,n,t)} - \mu_{(l,n,t)} \right) + F_l \times \Delta \lambda_{(l,n,t)} \right) + \xi_{(l)} +$$

$$\sum_t \sum_n \sum_j^{nb} \lambda_{(j,n,t)} \times \left(\frac{\partial PM_{(j,n,t)}}{\partial X_{(l)}} \right) = 0 \quad (206)$$

El resultado, por analogía de las deducciones anteriores, es que este modelo permite recuperar la totalidad de los costos, *si las pérdidas son una función lineal de la capacidad.*

Desde aquí se concluye que las condiciones teóricas bajo las cuales la Remuneración Marginalista permitiría la recuperación de la totalidad de los Costos de la Red de Transporte, *son imposibles de satisfacer en la práctica.*

Y, adicionalmente, si se comienzan a incorporar restricciones tales como la de congestión en la capacidad, la posibilidad de recuperar mayor parte de los costos se va alejando, llegando a los niveles mencionados en la introducción: entre un 20% a 30% para una red de transporte real.

Surge así la necesidad de complementar la remuneración en cuestión, formando los denominados Cargos Complementarios. Se insiste en que aquí, el intento de preservar las aparentes “bondades” que propicia el sistema de precios marginales, como señales óptimas, se distorsiona por completo, pues, tal como se discutió.

Todos los Cargos Complementarios, aún los incrementales, adolecen de inconvenientes metodológicos físicos y económicos, aún en el seno del propio Paradigma Marginalista que los dio a origen.

7. MODELO ALTERNATIVO PARA LA ASIGNACIÓN DE LOS CARGOS DE ACCESO A REDES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE

7.1 Introducción

En la presente Sección se describe un Modelo Alternativo a los vigentes, sustentados en la Remuneración Marginalista, para definir los Cargos de Acceso a Redes de Transmisión/Distribución Eléctrica con elevado Grado de Radialidad, que deben sufragar los agentes Generadores.

El Modelo está basado en Costos Medios, Ubicaciones ElectroGeométricas de los Agentes Generadores y en Perfiles de Incentivos por Señales de Pérdidas.

Como se analizó en la Sección precedente, la experiencia ha demostrado múltiples inconvenientes para intentar definir la responsabilidad del uso del Sistema de Redes de Transmisión por parte de los Generadores, empleando la Remuneración Marginalista.

Por ello se criticó desde el punto de vista teórico/metodológico la optimalidad de tal remuneración, para luego proponer un Modelo alternativo, como una solución basada en Costos Medios que luego se soporta en Señales Óptimas de Emplazamiento, tales que favorecen a los agentes Generadores más perjudicados por su ubicación topológica en el sistema.

Se presentan finalmente, los resultados obtenidos sobre una Red real de Transmisión Radial que opera sin anillos (sin pérdida de generalidad para la extensión del Modelo a una Red de Distribución Radial con Generación y Micro-Generación Distribuida basada, por caso, en Fuentes Primarias de Energía Renovable).

7.2 Contexto Metodológico

Los Métodos denominados de Cargo Complementario, presentan múltiples limitaciones.

La principal, teórico-metodológica, estriba en que las cualidades óptimas atribuibles al sistema de señales que el modelo teórico de planificación exhibe bajo las condiciones de la Remuneración Marginalista, se ven distorsionadas por tal complemento, y la remuneración no puede ya garantizar sus “bondades”, tal como se indicó.

Se compone, económicamente hablando, un híbrido entre Costos Marginales y Medios, exhibiendo fuertes deficiencias al ignorar los aspectos físicos de las redes, tal como su topología.

En redes de *topología radial*, por caso, se tienen los inconvenientes de mayor severidad en la aplicación de esos cargos, conforme los métodos más difundidos desde el estado del arte.

En segundo lugar, dejando de lado la Remuneración Marginalista (Ingresos Variables del Transporte + Cargo Complementario), el presente apartado propone una asignación de responsabilidades por el uso del sistema de redes, basada en el *uso físico extensivo medio* del mismo.

A este Modelo se lo referirá, e general, como ElectroGeométrico.

Deja, por las limitaciones referidas, de tener sentido una discusión sobre que el uso físico no es igual al uso económico puesto que, en última instancia, los beneficios que perciben los agentes por el uso de las instalaciones (interpretación de “uso económico”), son imposibles de estimar con exactitud, y en su intento, vuelve a “hibridizarse” el cálculo propuesto a tal fin, recurriendo, en última instancia e indirectamente, al uso físico de las redes.

7.3 Modelo Electrogeométrico (MEG)

7.3.1 El Método Estampilla (MCE) como Referencia del MEG

En primer término, para comprender los conceptos que llevan al desarrollo del MEG, hay que presentar el método más sencillo que se concibe en la formación del Cargo Complementario para la Remuneración Marginalista: El Método Estampilla (*Postage Stamp*), ya discutido.

No es más que la aplicación de una sencilla tarifa basada en el Costo Medio.

Para su cálculo se toma el costo total del servicio de transporte y se divide por una medida del uso que cada agente hace de la red.

La aplicación más frecuente, utiliza como medida de uso la potencia inyectada por los generadores en un momento particular del funcionamiento del sistema que se considere apropiado (máxima potencia simultánea, por caso).

Por ello se habla de una medida de *uso intensivo*, ya que no se considera la extensión de las redes que cada agente emplea (*uso extensivo*).

Este método es ampliamente utilizado en los EEUU, en su forma [u\$\$/MW].

Si se denomina Ingreso Máximo Permitido (IMP) al Costo del Sistema de Transmisión reconocido regulatoriamente, para cierto período (anual, normalmente), el Costo Estampilla, supuesto que sólo los generadores sufragan el cargo de acceso a las redes, será definido como:

$$Cm^e = IMP / \sum^{nG} \{P_i\} \quad (207)$$

P_i es la potencia asociada al agente i -ésimo, nG es el número de generadores.

7.3.2 Desarrollo del MEG Básico

Se sintetizan, a continuación, los pasos para concebir el modelo MEG Básico, que luego incorporará las Señales Óptimas de Ubicación:

A) Para cada generador, de los nG que participan en el sistema, se tendrá un *par* dado por su Potencia Inyectada y los km de red que el mismo recorre o “usa”, es decir:

$$G_i \{P_i, km_i\} \text{ en } [1..nG].$$

P_i es dato y los km_i son calculados con la ayuda de otro de los Métodos que existen en el estado del arte para determinar el Cargo Complementario en la Remuneración Marginalista, denominado Áreas de Influencia. Excepto que aquí es empleado con otra finalidad: *identificar por cuáles líneas discurre el flujo aportado por cada generador, en sus transacciones de potencia para abastecer a la demanda.*

El método, como se aplica aquí, consiste en lo siguiente:

a) Se simula un Flujo de Potencia CC en el estado de operación del sistema, definido como pertinente. Al resultado de los flujos de potencia que discurren por cada línea, se lo denomina Caso Base;

b) Se escoge una barra del sistema como *referencia*;

c) Se escoge un generador del sistema y se le incrementa su potencia inyectada en 1 [MW]. Ese [MW] es incrementado o agregado como demanda en la barra escogida como *referencia*, punto **b**);

d) Se simula un Flujo de Potencia CC y se calcula la diferencia entre los flujos en cada línea respecto de los obtenidos en el Caso Base. Para todas las líneas donde tal diferencia es *positiva* (Áreas de Influencia del generador considerado) se suman los km correspondientes, obteniéndose los km_i para tal generador;

e) Se repiten los pasos desde **c**), para el resto de los generadores en [1..nG].

B) A partir de esos datos o *pares de valores*, se construye una *medida de uso intensivo-extensivo* del sistema de redes.

Cabe aclarar que por *uso intensivo*, se refiere a la *potencia transitada por un agente*, y por *uso extensivo*, a la “*cantidad de red*” que el mismo emplea en tal tránsito, expresada por los km calculados como se explicó.

Esta medida es el producto $P_i \times km_i$, y se denomina Momento Eléctrico:

$$ME\{G_i\} = P_i \times km_i \quad (208)$$

C) Mediante la expresión (208), extendida a nG generadores, se calcula, entonces, el aquí referido como Baricentro ElectroGeométrico de Generación, que es una cantidad de km *virtual*, indicada como $KmBG$, y responde a la siguiente Ecuación de Equivalencia:

$$\text{si } PT = \sum_{i=1}^{nG} \{P_i\}, \text{ entonces: } PT \times KmBG = \sum_{i=1}^{nG} \{P_i \times km_i\} \quad (209)$$

Se observa que $KmBG$ es *aquel punto o distancia virtual tal que si toda la generación estuviese concentrada en el mismo, se produciría un Momento Eléctrico*

igual a la suma de los Momentos Eléctricos producidos individualmente por cada generador.

De manera que los kmBG, se definen como:

$$kmBG = \frac{\sum_i^{nG} \{P_i \times km_i\}}{\sum_i^{nG} \{P_i\}} \quad (210)$$

D) A partir de este resultado, se parte de la hipótesis siguiente: *Todo generador ubicado en el Baricentro ElectroGeométrico kmBG, sufraga el Cargo Estampilla, como cargo de acceso al sistema, resolviéndose su uso extensivo, ya que el MCE mide únicamente el uso intensivo, según se estableció (costo por unidad de potencia transitada).*

Luego, *todo generador que se aparte del kmBG, sufragará un costo de acceso dependiente de su ubicación eléctrica, o recorrido eléctrico individual, dado por sus km_i, respecto del Baricentro ElectroGeométrico de Generación, kmBG.*

Por tanto se calculan los *factores de uso extensivo eléctrico*, del modo siguiente:

Si se tienen los valores diferencia:

$$\Delta km_i = km_i - kmBG \quad (211)$$

calculados para todo i en [1..nG], entonces se calcula la suma de referencia:

$$\text{Sum}\{\Delta km_i\} = \sum_i^{nG} |km_i - kmBG| \quad (212)$$

Luego, se introduce el siguiente *factor de uso (extensivo) eléctrico*:

$$\text{fue}\{G_i\} = \left(1 + \frac{\Delta km_i}{\sum_i^{nG} |km_i - kmBG|}\right) \quad (213)$$

y, formalmente, a los efectos de imponer que tal factor resulte la unidad si el generador G_i estuviese emplazado en el Baricentro ElectroGeométrico de generación, se fuerza (303) a la expresión condicional:

$$\text{fue}\{G_i\} = \begin{cases} 1; & \text{si } km_i = kmBG \\ \left(1 + \frac{\Delta km_i}{\sum_i^{nG} |km_i - kmBG|}\right); & \text{si } km_i \neq kmBG \end{cases} \quad (214)$$

Entonces el *factor de uso/ubicación eléctrica* (se omite que es extensivo), $fue\{G_i\}$, resultará *mayor* que 1 si $\Delta km_i > 0$, y *menor* que 1 si $\Delta km_i < 0$; *igual* a 1 si $\Delta km_i = 0$.

Sin importar en qué dirección, ya que son *distancias de uso virtuales*, si el *emplazamiento del generador i-ésimo está a una distancia de recorrido eléctrico mayor que el Baricentro ElectroGeométrico de Generación*, entonces el factor en cuestión resultará *mayor que la unidad*. Caso contrario (excluyendo el *emplazamiento baricéntrico*), resultará *menor que la unidad*.

E) Tal factor, $fue\{G_i\}$, será un *multiplicador (de ubicación eléctrica)* del Costo Estampilla, modificándolo, según sea el recorrido eléctrico asociado a cada generador respecto del Baricentro km_{BG} .

Es decir, si:

$$Cm^e\{G_i\} = IMP / \sum_i^{nG} \{P_i\} = Cte \quad (215)$$

el Costo de Acceso MEG Básico, por unidad de potencia transitada, imputable al generador G_i , se expresará como:

$$Cm^{MEG}\{G_i\} = Cm^e\{G_i\} \times fue\{G_i\} \quad (216)$$

F) Queda por probar si este Costo de Acceso para cada generador, satisface la Ecuación de Balance de Costos a recuperar en el Sistema de Transporte.

Para ello, se procede del modo siguiente:

$$\sum_i^{nG} \{ Cm^{MEG}\{G_i\} \times P_i \} = \sum_i^{nG} \{ Cm^e\{G_i\} \times fue\{G_i\} \times P_i \} \quad (217)$$

y al ser constante el $Cm^e\{G_i\} = Cm^e\{G\}$ para todos los generadores, se tiene que:

$$\sum_i^{nG} \{ Cm^{MEG}\{G_i\} \times P_i \} = Cm^e\{G\} \times \sum_i^{nG} \{ fue\{G_i\} \times P_i \} \quad (218)$$

$$\sum_i^{nG} \{ Cm^{MEG}\{G_i\} \times P_i \} = \{ IMP / \sum_i^{nG} \{ P_i \} \} \times \sum_i^{nG} \{ fue\{G_i\} \times P_i \} \quad (219)$$

$$\begin{aligned} \sum_i^{nG} \{ Cm^{MEG}\{G_i\} \times P_i \} &= \{ IMP / \sum_i^{nG} \{ P_i \} \} \times \sum_i^{nG} \{ fue\{G_i\} \times P_i \} = \\ &\{ IMP / \sum_i^{nG} \{ P_i \} \} \times \sum_i^{nG} \{ (1 + \Delta km_i / \sum_i^{nG} |km_i - km_{BG}|) \times P_i \} \end{aligned} \quad (220)$$

Para simplificar, se indica como $M = \sum_i^{nG} |km_i - km_{BG}|$, pues es invariante para el conjunto de generadores y sus pares (P_i, km_i) , y se trabaja algebraicamente con el 2do miembro de (220).

Entonces:

$$\begin{aligned} IMP \times \left\{ \frac{\sum_i^{nG} \{P_i\}}{\sum_i^{nG} \{P_i\}} + \frac{\sum_i^{nG} \{\Delta km_i \times P_i\}}{M} \right\} &= \\ IMP \times \left\{ 1 + \frac{\sum_i^{nG} \{(km_i - km_{BG}) \times P_i\}}{M} \right\} &= IMP \times \left\{ 1 + \frac{\sum_i^{nG} P_i \times km_i - km_{BG} \times \sum_i^{nG} P_i}{M} \right\} = IMP \times \{1 - 0/M\} = IMP \end{aligned} \quad (221)$$

El número 0, aparece como consecuencia de la Ecuación de Equivalencia de Momentos Eléctricos, que definió al Baricentro ElectroGeométrico de Generación, km_{BG} .

De modo que:

$$\sum_i^{nG} \{Cm^{MEG}\{G_i\} \times P_i\} = IMP \quad (222)$$

Así es satisfecha la Ecuación de Balance de Costos por medio de los Factores de Uso Intensivo-Extensivo ElectroGeométricos Básicos, $fue\{G_i\}$, aplicados sobre el Cargo Estampilla, $Cm^e\{G_i\}$, adoptado éste como referencia.

7.3.3 Desarrollo del MEG Con Señales de Ubicación Selectiva de los Generadores mediante la Asignación Óptima del Costo de las Pérdidas Globales de Potencia (MEG SUSCP)

En la mayoría de las aplicaciones del MCE, se modifica el Cargo Estampilla del modo siguiente:

$$Cm^e\{G\}^{Perd} = IMP / (PG_T - perdG_T) \quad (223)$$

siendo $PG_T = \sum_i^{nG} \{P_i\}$ y $perdG_T$ las Pérdidas Globales de Potencia Activa en el Sistema.

Esta expresión puede transformarse del modo siguiente:

$$Cm^e\{G\}^{Perd} = Cm^e\{G\} \times \{PG_T / (PG_T - perdG_T)\} = Cm^e\{G\} \times 1 / \{(PG_T - perdG_T) / PG_T\} \quad (224)$$

Donde:

$FGPerd_T = 1/\{1 - (perd_{G_T}/ PG_T)\}$ es el Factor Global de Pérdidas.

Entonces:

$$Cm^e\{G\}^{Perd} = Cm^e\{G\} \times FGPerd_T \quad (225)$$

Si $perd_{G_T} = 0 \rightarrow FGPerd_T = 1$ y $Cm^e\{G\}^{Perd} = Cm^e\{G\}$, sino $0 < perd_{G_T} < PG_T \rightarrow FGPerd_T > 1$ y $Cm^e\{G\}^{Perd} > Cm^e\{G\}$.

Cargar a todos los generadores con las mismas pérdidas, supone *subsídios de naturaleza distorsiva*, pues pequeñas potencias a pequeñas distancias de tránsito, en cualquier transacción generador-demanda, no producirán las mismas pérdidas que grandes potencias emplazadas a grandes distancias.

La modificación que pretende introducirse en el MEG Básico, estriba precisamente en esta consideración, pues las pérdidas individualmente producidas por cada generador constituyen, inherentemente, *una señal de ubicación eléctrica o de uso extensivo adicional a los km_i calculados en el MEG Básico para cada G_i*.

De modo que la propuesta en esta fase, consiste en determinar, al valor del IMP/kW-año, el costo de las Pérdidas Totales de Potencia Activa y repartir óptimamente el mismo entre los agentes.

Vale enfatizar que no a los fines de *cobrar el acceso con pérdidas, sino como implementación de una señal óptima de ubicación eléctrica, tal que elimine la distorsión referida conforme el factor global exhibe cuando es aplicado para todos generadores por igual*.

El problema, entonces, estriba en plantear un modelo adecuado para representar lo que debe optimizarse, bajo las restricciones impuestas.

En este caso, la hipótesis introducida es la siguiente: *la asignación de los costos de las pérdidas globales para el generador i-ésimo, debe resultar inversamente proporcional al Momento Eléctrico que las pérdidas globales producirían si estuviesen concentradas en la ubicación ElectroGeométrica i-ésima, $|km_i - km_{BG}| \times perd_{G_T}$* .

Formalmente: sea θ una constante de proporcionalidad (variable del programa), λ_i el coeficiente de asignación del costo de las pérdidas globales al

generador i -ésimo (variable del programa) y P_i la Potencia Inyectada al sistema por tal generador (dato constante), entonces se deberá cumplir:

$$\lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times P_i = \theta / (|k_{mi} - k_{mBG}| \times \text{perd}_{G_T}) \quad (226)$$

k_{mi} y k_{mBG} también son datos al efecto del Programa Matemático, calculados como se explicó en el epígrafe anterior, y $\text{fue}\{G_i\}$ es el factor resultado del MEG Básico.

Adicionalmente, si se pretende, en algunos casos, el cumplimiento estricto de la condición (226), es posible que resulten factores modificados de $\text{fue}\{G_i\}$, que se referirán como $\text{fue}(G_i)^{\text{PerdPM}}$, *negativos*.

Consecuentemente, desde la expresión (216), arrojarían Cargos de Acceso a Redes para ciertos generadores, *negativos*, lo cual supone que se les “pagaría” por el uso de las redes, lo que constituye un absurdo económico.

Para subsanar este inconveniente, se adiciona una restricción que permite relajar la condición (226):

$$\text{fue}(G_i)^{\text{PerdPM}} \leq \text{Min}\{f\} \quad (227)$$

Es decir que el mínimo factor $\text{fue}(G_i)$ modificado por Señales Óptimas de Emplazamiento Según las Pérdidas, no puede ser menor a cierto valor $\text{Min}\{f\}$ fijado externamente.

Por ejemplo, el mínimo $\text{fue}(G_i)$ que arroja el MEG Básico.

La condición (226) se relaja, entonces, adicionando una nueva variable, h_i , para cada generador :

$$\lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times P_i + h_i = \theta / (|k_{mi} - k_{mBG}| \times \text{perd}_{G_T}) \quad (228)$$

Así queda formulado el siguiente Programa No Lineal (la función valor absoluto en el objetivo le confiere esta calificación):

Minimizar en $[\lambda_i, \theta, h_i]$

$$\text{FO} = \sum_i^{n_G} |h_i| \quad (229)$$

Sujeto a: {Restricciones}

R1:

$$\sum_i^{n_G} \{ \lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times \text{IMP} \times (1 - \text{FGPerd}_T) \} = \text{IMP} \times (1 - \text{FGPerd}_T) \quad (230)$$

R2:

$$\lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times P_i + h_i = \theta / (|k_{mi} - k_{mBG}| \times \text{perd}_{G_T}) \quad (231)$$

R3:

$$\text{fue}(G_i)^{\text{PerdPM}} \leq \text{Min} \{f\} \quad (232)$$

Para todo i en $[1..nG]$

Donde, como puede verificarse de manera sencilla, $\text{IMP} \times (1 - \text{FGPerd}_T)$, es el Costo de las Pérdidas Globales del sistema, a repartir.

El programa puede *linealizarse* introduciendo variables auxiliares, z_i , como sigue:

Minimizar en $[\lambda_i, \theta, h_i]$

$$\text{FO} = \sum_i^{nG} z_i \quad (233)$$

Sujeto a: {Restricciones}

R1:

$$\sum_i^{nG} \{ \lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times \text{IMP}(G) \times (1 - \text{FGPerd}_T) \} = \text{IMP} \times (1 - \text{FGPerd}_T) \quad (234)$$

R2:

$$\lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times P_i + h_i = \theta / (|k_{mi} - k_{mBG}| \times \text{perd}_{G_T}) \quad (235)$$

R3:

$$\text{fue}(G_i)^{\text{PerdPM}} \leq \text{Min} \{f\} \quad (236)$$

R4:

$$z_i - h_i \geq 0 \quad (237)$$

R5:

$$h_i - z_i \geq 0 \quad (238)$$

Para todo i en $[1..nG]$

Puede observarse que el PL anterior *minimiza la suma de las holguras*, pero no se conoce *de qué forma*.

Resulta posible que, por ejemplo, cargue a cierto generador G_j del conjunto con la suma de los valores absolutos, y al resto asigne holguras nulas, en un extremo.

Para intentar resolver este inconveniente, que restaría homogeneidad en el cumplimiento de la condición base de asignación del costo de las pérdidas, se *apela a un segundo Programa Lineal acoplado al anterior*.

En el mismo, se agrega una nueva variable, Z_{max} , que estará involucrada en nuevas restricciones, y será, a su vez, la Función Objetivo, FO, también a *minimizar*.

La formulación del 2do) PL, acoplado al 1ro), se presenta a continuación:

Minimizar en $[\lambda_i, \theta, h_i]$

$$FO = Z_{Max} \quad (239)$$

Sujeto a: {Restricciones}

REA:

$$\sum_i^{nG} z_i = FO \text{ (1er PL, esta restricción es la Ecuación de Acoplamiento)} \quad (239)$$

R1:

$$\sum_i^{nG} \{ \lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times IMP \times (1 - FGPerd_T) \} = IMP \times (1 - FGPerd_T) \quad (240)$$

R2:

$$\lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times P_i + h_i = \theta / (|kmi - kmBG| \times perdG_T) \quad (241)$$

R3:

$$fue(G_i)^{PerdPM} \leq \text{Min} \{f\} \quad (242)$$

R4:

$$z_i - h_i \geq 0 \quad (243)$$

R5:

$$h_i - z_i \geq 0 \quad (244)$$

R6:

$$z_i \leq Z_{Max} \quad (245)$$

Para todo i en $[1..nG]$

Resueltos estos dos programas lineales acoplados, pueden demostrarse fácilmente dos expresiones:

- 1) La nueva estructura de Cargos de Acceso para el Modelo ElectroGeométrico con Señales de Ubicación Selectiva, a partir de la Asignación Óptima del Costo de las Pérdidas Globales del Sistema de Transmisión, se obtendrá de desde los multiplicadores que afectan al Costo Estampilla, conforme la ecuación:

$$Cm^{MEG}\{G_i\}^{PerdPM} = Cm^e\{G\} \times fue(G_i)^{PerdPM} \quad (246)$$

2) Los nuevos Factores de Ubicación Eléctrica para esta variante del MEG, responderán a la expresión siguiente:

$$fue(G_i)^{PerdPM} = FGPerd_T \times (fue\{G_i\}/P_i) \times \{ P_i + \lambda_i \times PG_T \times (1 - FGPerd_T) \} \quad (247)$$

Siendo $PG_T = \sum_i^{nG} P_i$, es decir la Potencia Total Inyectada por el Conjunto de unidades de generación.

Y, por supuesto, puede verificarse que se satisface la Ecuación de Balance en la recuperación del Ingreso Máximo Permitido, IMP:

$$\sum_i^{nG} \{ Cm^{MEG}\{G_i\}^{PerdPM} \times P_i \} = IMP \quad (248)$$

Véase porque: la Ecuación de Balance en la Asignación de los Costos de las Pérdidas Globales, tiene la forma de la expresión (240):

$$\sum_i^{nG} \{ \lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times IMP \times (1 - FGPerd_T) \} = IMP \times (1 - FGPerd_T)$$

A partir tal condición, los factores de asignación, $fasiG\{G_i\}^{PM}$, para el Costo de las Pérdidas que resultan del Programa Matemático, serán:

$$fasiG\{G_i\}^{PM} = \lambda_i \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \quad (249)$$

Para lograr los nuevos factores de ubicación eléctrica MEG con señales de Pérdidas, se afecta virtualmente el IMP, de forma tal que, para cada G_i :

$$IMP\{G_i\}^{**} = fue\{G_i\}^{Perd} \times Cm^e\{G\} \times P_i \rightarrow fue\{G_i\}^{Perd} = IMP\{G_i\}^{**} / (Cm^e\{G_i\} \times P_i) \quad (250)$$

Siendo $IMP\{G_i\}^{**}$ el IMP modificado virtualmente, que debe sufragar cada unidad generadora G_i .

Y lo que se pretende es una estructura de cálculo para cada $IMP(G_i)$, $IMP^{Perd}\{G_i\}$, a sufragar por la unidad de generación i -ésima, tal que se modifique desde el MEG Básico introduciendo el Factor Global de Pérdidas:

$$IMP^{Perd}\{G_i\} = Cm^e\{G_i\} \times fue\{G_i\} \times FGPerd_T \times P_i \quad (251)$$

Si se refiere al costo de las pérdidas asignable al generador i -ésimo, como $\Delta C(G_i)$, resultará:

$$IMP\{G_i\}^{**} = IMP^{Perd}\{G_i\} + \Delta C(G_i) \quad (252)$$

Entonces:

$$\Delta C(G_i) = \text{fasig}\{G_i\}^{\text{PM}} \times \text{IMP} \times (1 - \text{FGPerd}_T) = \lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times \text{IMP} \times (1 - \text{FGPerd}_T) \quad (253)$$

La corrección por este descuento sobre el IMP a recuperar, resultará, empleando estas últimas expresiones y considerando que $\text{Cm}^e\{G_i\} = \text{Cm}^e\{G\}$:

$$\text{IMP}\{G_i\}^{**} = \text{IMP}^{\text{Perd}}\{G_i\} + \Delta C(G_i) = \text{IMP}^{\text{Perd}}\{G_i\} + \text{fasig}\{G_i\}^{\text{PM}} \times \text{IMP}(G) \times (1 - \text{FGPerd}_T) = \text{IMP}^{\text{Perd}}\{G_i\} + \lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times \text{IMP}(G) \times (1 - \text{FGPerd}_T) = \text{Cm}^e\{G\} \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times P_i + \lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times \text{IMP}(G) \times (1 - \text{FGPerd}_T) \quad (254)$$

Luego:

$$\text{IMP}\{G_i\}^{**} / (\text{Cm}^e\{G\} \times P_i) = \text{Cm}^e\{G\} \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times P_i + \lambda_i \times \text{fue}\{G_i\} \times \text{FGPerd}_T \times (\text{Cm}^e\{G\} \times \sum_i^{nG} \{\text{fue}\{G_i\} \times P_i\} \times (1 - \text{FGPerd}_T)) / (\text{Cm}^e\{G\} \times P_i) \quad (255)$$

Por lo tanto:

$$\text{IMP}\{G_i\}^{**} / (\text{Cm}^e\{G\} \times P_i) = \text{FGPerd}_T \times (\text{fue}\{G_i\}/P_i) \times \{ P_i + \lambda_i \times \text{PG}_T \times (1 - \text{FGPerd}_T) \} \quad (256)$$

De donde:

$\text{fue}(G_i)^{\text{PerdPM}} = \text{FGPerd}_T \times (\text{fue}\{G_i\}/P_i) \times \{ P_i + \lambda_i \times \text{PG}_T \times (1 - \text{FGPerd}_T) \}$, que es la expresión (247).

La expresión (246) puede ser verificada directamente teniendo en cuenta que: $\text{IMP}\{G_i\}^{**} = \text{Cm}^{\text{MEG}}\{G_i\}^{\text{PerdPM}}$, costo a sufragar el generador i -ésimo, por unidad de potencia inyectada en barras del sistema de transporte.

Además en el MEG Básico, de la expresión (222):

$$\sum_i^{nG} \{ \text{Cm}^e\{G\} \times \text{fue}\{G_i\} \times P_i \} = \text{IMP}.$$

Análogamente puede comprobarse que para el MEG SUSCP:

$$\sum_i^{nG} \{ \text{Cm}^e\{G\} \times \text{fue}(G_i)^{\text{PerdPM}} \times P_i \} = \text{IMP} \quad (257)$$

7.4 Simulación y Resultados aplicando el Modelo MEG Con Señales de Ubicación Selectiva de los Generadores mediante la Asignación Óptima del Costo de las Pérdidas Globales de Potencia (MEG SUSCP)

El sistema considerado para su simulación, se corresponde con una buena parte del Sistema de Transporte de la República de Panamá, completamente radial. Es imposible aquí presentar tanto su esquema unifilar, como el resto de los datos que conducen a los pares $G_i\{P_i, kmi\}$ necesarios para las simulaciones MEG.

Tampoco es necesario, a efectos de mostrar la aplicación del modelo propuesto.

Se parte de los siguientes datos:

a) $IMP = 32009,6$ [ku\$/año]; b) $perdT = 15,943$ [MW] y c) $Cm^e\{G\} = 35,803$ [ku\$/MW-año]. El resto de los datos y resultados se aprecian en los CUADROS 1 (MEG Básico) y 2 (MEG SUSCP).

Pueden observarse las alteraciones en los $fue\{G_i\}$ que introduce la señal de optimización por pérdidas globales. Siempre logrando un efecto amortiguado respecto del Costo Estampilla, condición deseable en una tarifa de acceso para redes radiales de transporte.

En esta situación particular, el primer PL arrojó holguras h_i nulas, motivo por el cual son nulas también las variables auxiliares z_i y $ZMax$, del segundo PL acoplado al aplicar el MEG SUSCP. Cabe destacar que esta situación es excepcional, y se requiere de ambos PL.

CUADRO 1: MEG BÁSICO

[MW] PGi	[km] kmi	$\sum pi \times kmi$	$\sum pi$	kMBG	$fue\{G_i\}$	$IMP\{G_i\}$
70,34	178,42	12550,06			0,913	2300,556
108,00	113,00	12204,00			0,905	3501,443
74,90	205,60	15399,44			0,916	2458,579
125,80	193,20	24304,56			0,915	4122,557
31,20	1639,86	51163,63			1,091	1219,395
181,50	1857,86	337201,59			1,118	7266,249
34,90	178,42	6226,86			0,913	1141,447
133,00	1380,62	183622,46			1,060	5047,616
16,20	42,30	685,26			0,896	520,2188
27,10	62,62	1697,00			0,899	872,6455
91,10	1635,86	149026,85			1,091	3558,889
		794081,71	894,04	888,19		32009,600

CUADRO 2: MEG SUSCP – VARIABLES Y RESULTADOS DE LOS PL ACOPLADOS

Variabes	Valor	Asig PerdT	Valor	fue{Gi}	IMP{Gi}
λ_1	0,10009	fasig{G1} ^{PM}	0,093088493	0,908	2288,225
λ_2	0,09245	fasig{G2} ^{PM}	0,085232598	0,909	3515,481
λ_3	0,10370	fasig{G3} ^{PM}	0,09679515	0,912	2446,963
λ_4	0,10201	fasig{G4} ^{PM}	0,095068145	0,919	4142,156
λ_5	0,07909	fasig{G5} ^{PM}	0,087900668	1,065	1190,449
λ_6	0,05985	fasig{G6} ^{PM}	0,068138851	1,132	7358,577
λ_7	0,10009	fasig{G7} ^{PM}	0,093088493	0,886	1108,071
λ_8	0,12432	fasig{G8} ^{PM}	0,134176469	1,062	5061,282
λ_9	0,08553	fasig{G9} ^{PM}	0,078108846	0,834	484,269
λ_{10}	0,08740	fasig{G10} ^{PM}	0,080031351	0,867	841,977
λ_{11}	0,07955	fasig{G10} ^{PM}	0,088370935	1,095	3572,146
θ	1053,38382	Sum{fasig}	1		32009,600

$h_i = z_i = Z_{Max} = 0$; En [1..nG=11]

Resulta pertinente presentar algunas conclusiones respecto de los desarrollos propuestos en esta Sección:

1ra) Se ha presentado un novedoso Modelo para la determinación de los Cargos de Acceso a Redes de Transmisión Eléctrica, MEG Básico extendido a MEG SUSCP, como una alternativa a la Remuneración Marginalista, habida cuenta de sus inconvenientes teórico/metodológicos y de instrumentación práctica, aspecto remarcable en redes de topología radial.

Los desarrollos de un Modelo de Planificación Óptimo, que conduce a la recuperación de todos los costos de red a partir de los Ingresos Variables del Transporte, fueron presentados con detalle desde el Método de Lagrange extendido a Restricciones de Desigualdad, mediante las condiciones KKT. Pueden observarse las hipótesis, imposibles de satisfacer en la práctica, bajo las cuales la Remuneración Marginalista asigna óptimamente las responsabilidades de uso y recupera todos los costos de la red de Transporte.

2da) La forma más simple de establecer el Cargo de Acceso a redes de transporte para un agente generador, es el Costo Estampilla. El mismo pondera sólo el *uso intensivo* de las redes.

El inconveniente estriba, entonces, en no considerar el *uso extensivo* de las mismas.

3ra) El Modelo MEG en sus dos variantes, Básico y SUSCP, altera, por medio de factores bien formulados de ubicación eléctrica, con señales reforzadas en su modalidad SUSCP, el Costo Estampilla.

Proporciona no sólo una valoración del *uso intensivo-extensivo* de las redes, sino un vector de precios muy estable, condición que es exigida a todos los métodos de valoración económica de los cargos de acceso a redes, en general.

4ta) En los desarrollos, tanto crítico sobre la Remuneración Marginalista, como del Modelo MEG SUSCP, puede observarse la importancia que exhiben los métodos de optimización No Lineal y Lineal, para tratar este problema aún no satisfactoriamente resuelto en el estado del arte.

5ta) Por último, el Modelo MEG SUSCP, se implementó tal y como se lo formuló, como ensayo por el Ente Regulador de la República de Panamá. Los datos presentados, así como los resultados obtenidos, pertenecen al Sistema de Transporte Panameño, con pequeños cambios.

CAPÍTULO IV

MODELOS EXITOSOS DE
PENETRACIÓN DE LAS
ENERGÍAS RENOVABLES
EN LA EXPERIENCIA
INTERNACIONAL

CAPÍTULO 4: MODELOS EXITOSOS DE PENETRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

1. ALEMANIA

En los años 80 nace el término *Energiewende* como un intento de quienes se oponen a la energía nuclear para mostrar que era posible un suministro de energía alternativo. Este término se puede traducir como *transición energética* y fue acuñado en un estudio realizado en el año 1982 por el Instituto de Ecología Aplicada de Alemania.

Hoy Alemania es un ejemplo respecto de la participación de Fuentes Primarias de Energías Renovables a nivel mundial.

Las principales razones que se establecieron para implementar tal transición hacia las Energías Renovables se mencionan a continuación:

a) Combatir el Cambio Climático:

Respecto a la década de 1990, Alemania redujo sus emisiones de carbono en el 25,5 por ciento a fines de 2012, con lo que superaron su meta respecto al Protocolo de Kioto de 21 por ciento para dicho período. Pero Alemania pretende ir más allá, con el objetivo de una reducción del 40 por ciento en 2020 y del 80 al 95 por ciento en 2050.

b) Reducir la Importación de Energía:

En 2012, el país gastó 87 mil millones de euros en importación de energía, cifra equivalente a 11 por ciento de sus importaciones. Alemania importa más de 70 por ciento de la energía que consume, incluyendo uranio.

c) Estimular la Innovación Tecnológica y la Economía Verde:

Alemania es un caso emblemático en cuanto a la generación de una industria ligada a lo que se ha denominado una economía verde. Tiene una economía basada en las exportaciones y se posiciona como un país innovador en tecnologías ecológicas.

La Asociación Alemana de Energía Solar (BSW) estima que las exportaciones representaron el 60 por ciento de la producción fotovoltaica alemana en 2012, en comparación con el 55 por ciento en 2011 y el 14 por ciento en 2004; el objetivo es llegar al 80 por ciento en 2020. La Asociación Alemana de Energía Eólica (BWE) señala que las exportaciones de la industria eólica actualmente representan el 65 al 70 por ciento.

d) Reducir y Eliminar los Riesgos de la Energía Nuclear

La Energía Nuclear implica cinco problemas serios:

- i) El riesgo de un desastre nuclear en una planta (como los accidentes bien conocidos en Fukushima, Chernóbil y Three Mile Island y otros no tan conocidos como el de Kyshtym);
- ii) El riesgo de la proliferación (esto es que el plutonio destinado a plantas nucleares se utilice con propósitos militares);
- iii) El riesgo de radiación proveniente de los desechos nucleares almacenados;
- iv) Los costos, ya que por el momento los bancos no están financiando la construcción de nuevas plantas nucleares debido a que son muy costosas en comparación con las energías renovables, de manera que a la fecha la mayor parte de los proyectos de plantas en Occidente reciben enormes cantidades de subsidio público; y
- v) La disponibilidad limitada de reservas de uranio.

e) Seguridad Energética:

Alemania se encuentra en una situación particularmente vulnerable ya que importa la mayor parte de la energía que consume: un 81% de carbón de antracita, un 98% de petróleo, un 86% del gas y un 100% del uranio.

f) Fortalecer las Economías Locales y Proporcionar Justicia Social:

Cuando las propias comunidades invierten en proyectos, los beneficios económicos son mucho mayores en comparación con la inversión hecha por grandes empresas extranjeras. De acuerdo con un estudio realizado por el National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos, en 2009, “el impacto del periodo de operación se encuentra en el orden de 1,5 a 3,5 veces mayor en comparación con proyectos de propiedad extranjera”.

El valor agregado local también tiene efectos colaterales positivos, pues incrementa la aceptación del cambio. Cuando el parque eólico lo financia parcialmente la comunidad hay menos oposición a lo que se considera una “invasión”, en comparación con una inversión hecha por alguien externo. En Alemania, han surgido cientos de cooperativas energéticas, es decir, ciudadanos que se unen para invertir en Energías Renovables y, crecientemente, en Eficiencia Energética.

En la década de los 90 se comenzó a aplicar un sistema de tarifas especiales que favoreció a algunas tecnologías, con una tarifa fija de compra, que correspondía a un 80% por sobre la tarifa promedio del mercado. Los propietarios de conjuntos solares (solar-arrays) y parques eólicos tienen acceso garantizado a la red.

En el año 2000 se consolidó esta política mediante periódicas revisiones de las tarifas, añadiendo nuevas tecnologías (geotérmica y grandes plantas de biomasa) e introduciendo tarifas basadas en el costo y garantías para todas las energías renovables para los próximos 20 años. Esta política ha provocado un rápido crecimiento de las energías renovables en Alemania, desde un 3,1% de la matriz energética en 1991, hasta un 16,9%.

Las tarifas de alimentación están garantizadas por 20 años, y el contrato

estándar que una persona firma para el cobro de tarifas de alimentación con la empresa correspondiente sólo tiene dos páginas. En contraste, lo que hay en Estados Unidos son Acuerdos de compra de energía (Power Purchase Agreements, PPA) que fácilmente pueden comprender 70 páginas y son negociados individualmente entre el vendedor y el comprador.

Una ley de fomento muy interesante, es la ley de calor renovable alemana, la que busca incrementar la participación de calor renovable a 14 % para 2020.

Los propietarios de las nuevas construcciones están obligados a que una parte de su calefacción provenga de energía renovable, mientras que los propietarios de construcciones viejas obtienen apoyo financiero para hacer renovaciones. Este fondo fue recortado temporalmente durante la última crisis económica, aun cuando cada euro que se gasta aquí genera más de 7 euros en inversión privada. Ahora, el programa se encuentra nuevamente en activo.

A continuación, la Tabla 1 presenta un resumen de las políticas de fomento a las energías renovables presentes en Alemania:

Tabla 1

Country Overview									
Country size		357 022 km ²							
Population		82 329 758							
GDP		3 600 830 000 000							
Energy production		137 032 ktoe/year							
Energy consumption		NA							
Policies Overview Table									
Financial Incentives			Public Financing		Regulatory Policies				
Capital subsidy, grant, or rebate	Tax incentives	Energy production payment	Public investment, loans, or	Public competitive bidding	Feed-in tariff	Utility quota obligation	Net metering	Obligation and mandate	Tradable renewable energy certificate
✓	✓		✓		✓		✓	✓	

Fuente: Energy International Agency, REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report. Tabla N°2: Políticas de Incentivo presentes en Alemania.

2. ESPAÑA

Los principales retos que han caracterizado tradicionalmente el Sector Energético español, que de manera resumida pueden sintetizarse en los siguientes:

a) Un Consumo Energético por Unidad de Producto Bruto Interno más elevado:

Para producir una misma unidad de Producto Bruto Interno, España consume más energía que la media de los países europeos, incluso en comparación con aquellos dotados con una estructura industrial y productiva y de un grado de desarrollo económico similar.

b) Elevada Dependencia Energética:

La escasa presencia de yacimientos de energía primaria fósil ha supuesto históricamente una elevada tasa de dependencia energética en España. Esta mayor dependencia introduce fuentes de riesgo adicionales sobre los procesos productivos.

c) Elevadas Emisiones de Gases de Efecto Invernadero:

Son explicadas fundamentalmente por el fuerte crecimiento de la generación eléctrica y de la demanda de transporte durante las últimas décadas.

Para dar respuesta a estos retos, la política energética en España se ha desarrollado alrededor de tres ejes:

- i) el incremento de la seguridad de suministro;
- ii) la mejora de la competitividad de nuestra economía y;
- iii) la garantía de un desarrollo sostenible económica, social y medioambientalmente.

Fueron aprobadas políticas de incentivo muy audaces durante las últimas décadas, que permitieron aumentar fuertemente la participación de las energías

renovables, especialmente la fotovoltaica. La generosidad en el apoyo a la inversión en generación de renovables ha ido produciendo un incremento global en las subvenciones a este sector que las han hecho difícilmente sostenibles en un escenario de restricciones presupuestarias. El sistema español resultante de esos incentivos, si bien puede considerarse efectivo, en tanto en cuanto ha permitido alcanzar grandes logros en su participación en el mix eléctrico nacional (en 2008 tenía el 42% de la capacidad total de generación y produjo un 22% de la electricidad total), no puede ser considerado eficiente al ser los subsidios recibidos muy elevados en relación con los costes de producción.

La Tecnología Solar Fotovoltaica es la que ha generado los mayores desequilibrios, incluso se ha llegado a hablar de un burbuja surgida bajo el amparo de unas muy generosas subvenciones públicas.

El inicio decidido de apoyo a las energías renovables tuvo lugar a partir de la aprobación del RD 2818/1998 mediante el cual se asociaba una retribución para cada tipo de tecnología consistente en una prima fija sobre el precio de mercado de la energía eléctrica. La aprobación en 1999 del Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), impulsado por las disposiciones europeas suponía unos compromisos a la participación de éstas en la producción final de energía que precisó que se cambiaran las normas, mediante el Real Decreto (RD) RD 436/2004.

A través de este RD se permitía a los productores vender su producción a las empresas distribuidoras a una tarifa fija o venderla en el mercado al precio de mercado más una prima o con mayores incentivos en algunos casos. La consecuencia práctica es que gran parte de los productores se pasaron a la segunda opción a partir de aquellas fechas, ya que significaba mayores subvenciones a dichas producciones.

El RD 436/2004 fue aprobado en el Consejo de Ministros de 12 de marzo, dos días antes de las elecciones generales de 14-4-2004 que cambiaron el Gobierno de España. La nueva orientación política del Gobierno vino a coincidir con la revisión del

PFER y en 2005 se aprobaba un nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER) que trataba de dar un nuevo impulso a la inversión ante la evidencia de que, con los planes y normas del momento, no podían alcanzarse los objetivos comprometidos con la UE para 2010. Evidentemente, el momento de euforia económica actuó también como impulsor de la disposición de recursos adicionales para la financiación de los nuevos proyectos.

Gracias al incremento de los incentivos del RD 661/2007, especialmente respecto a la tarificación muy atractiva para los promotores de instalaciones de fotovoltaica (0,440381 €/kWh, es decir, el 575% de la tarifa media de referencia ese año), en mayo de 2008 se alcanzaban los 1.000 MW de potencia instalada, y en octubre de ese mismo año se superarán los 2.200 Mw., cuando el PER 2005-10 contemplaba un objetivo de potencia instalada en 2010 de 400 MW.

Este "boom" de instalaciones de Energía Fovoltaica, contempladas como productos de inversión financiera por grandes inversores nacionales e internacionales, llevó a la aprobación del RD 1578/2008, mediante el que se pretendía racionalizar la retribución modificando el régimen económico a la baja, con una tarificación de 0,32 €/kWh para instalaciones fotovoltaicas de tipo I.2.

Posteriormente, ante la imposibilidad de mantener el marco de ayudas existentes, el gobierno aprobó el RD 1/2012 que introducía un serio recorte a las primas existentes, a la vez que paralizaba los incentivos a nuevas instalaciones hasta nueva orden, haciendo que la Tasa Interna de Retorno (TIR) de las instalaciones Fovoltaicas se situara en un 6,75%, en 2011, con un ratio de cobertura del servicio de la deuda próximo al default técnico.

Esta situación, al margen de los efectos sobre la credibilidad jurídica a nivel internacional, también plantea problemas de cara a la planificación energética y al cumplimiento de los compromisos que la Directiva 2009/28/EC relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, recogida en el Plan de Energías Renovables 2011-2020. Los cambios de escenarios respecto a las subvenciones a aplicar suponen una modificación sustancial de dicho Plan y, necesariamente deberá modificarse si se quieren alcanzar los objetivos previstos del mix eléctrico para 2020.

En enero de 2012 se eliminó el acceso al régimen especial, o tarifas especiales, para nuevas instalaciones, lo que supuso en la práctica la desaparición del marco de incentivos existente hasta la fecha, y se anunció una reforma energética.

La Tabla 2, a continuación, resume las políticas de incentivo presentes en España al año 2014:

Tabla 2

Country Overview									
Country size		505 370 km ²							
Population		40 525 002							
GDP		1 476 880 000 000							
Energy production		30 329 ktoe/year							
Energy consumption		NA							
Policies Overview Table									
Financial Incentives			Public Financing		Regulatory Policies				
Capital subsidy, grant, or rebate	Tax incentives	Energy production payment	Public investment, loans, or	Public competitive bidding	Feed-in tariff	Utility quota obligation	Net metering	Obligation and mandate	Tradable renewable energy certificate
✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓

Fuente: Energy International Agency, REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report. Políticas de Incentivo presentes en España.

3. DINAMARCA

En el caso de Dinamarca, el desarrollo de las energías renovables comenzó en la década de los 80, en respuesta a la crisis del petróleo de Arabia.

Allí se estableció un sistema de tarifas especial en la década de los 90, lo cual favoreció el crecimiento de la Industria Eólica, que creció desde 50 MW en 1993 a más de 3000 MW en 2004. En el año 2004, el sistema de tarifas especiales fue reemplazado por un sistema de cuota, lo que permitió que el crecimiento de la Industria Eólica danesa se estabilizara.

Con este crecimiento, la Industria Eólica generó aproximadamente 21.000

nuevos empleos y motivó a la inversión local en energías renovables a través de cooperativas.

Algo similar sucedió con la Energía Solar hasta el año 2013, donde luego de fijar tarifas especiales, este incentivo se fue retirando una vez logrado introducir en un corto período fuertemente la energía solar en Dinamarca.

Cabe destacar que esta es la lógica de la política de incentivo denominada *Feed in Tariff* o tarifas especiales, dado que resulta costoso para el Estado establecer este incentivo de forma permanente, se utiliza para introducir una tecnología al país, una vez cumplido el objetivo esta se retira progresivamente.

La producción neta en Dinamarca en 2011 fue de 33,4 TWh, de estos el 30% era de la energía eólica y el resto fue térmica. Durante la última década, Dinamarca ha desarrollado un historial envidiable de crecimiento de la cuota de las energías renovables en el suministro total de energía primaria. Desde el año 2000, se incrementó a una tasa promedio de 6.6% por año, alcanzando el 19,4% en 2009. Las estimaciones indican que la producción de energía renovable aumentó en un 13% en 2010. Este impulso se debe fundamentalmente a la Biomasa principalmente leña, paja, residuos y Biocombustibles.

En Europa, Dinamarca lanzó un nuevo plan de subvenciones que proporcionó USD 46,1 millones (DKK 250 millones) en 2013, y asignó USD 92,3 millones (DKK 500 millones) anualmente de 2014 a 2020, para promover el despliegue de tecnologías de energía renovable (así como calefacción de distrito, Cogeneración y Eficiencia Energética) en industrias de uso intensivo de energía.

Dinamarca tiene altas metas: Para 2020, el país aspira a producir el 70 por ciento de su energía de Fuentes Primarias de Energía Renovables y en 2050 la meta es que el 100% de su Matriz Energética esté compuesta por Energías Renovables. Hoy se estima que la participación es un 43%.

También es líder en las denominadas Smart Grids o Redes Inteligentes.

De acuerdo a la definición de la Plataforma Tecnológica de la Unión Europea: “*Se trata de Redes Eléctricas que pueden integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a Generadores, Consumidores y aquellos que hacen ambas cosas (Prosumidores o Usuarios Generadores), con el fin de entregar de manera eficiente el Suministro de Electricidad sostenible, económico y seguro*”.

La isla danesa llamada Samsø, está ubicada en el mar Báltico, aproximadamente 15 kilómetros al norte de la península danesa de Jutlandia, y tiene alrededor de 4.500 habitantes. La historia de esta isla es sorprendente.

En 1997 el Ministerio de Energía danés realizó un concurso para convertir a una comuna del país como la primera capaz de autoabastecerse completamente de energías renovables. La iniciativa se enmarcaba en un plan oficial del gobierno danés, que pretendía llegar a cubrir un 35% del requerimiento energético del país con energías renovables en 2030. El concurso buscaba descubrir en qué medida una región, utilizando tecnologías disponibles, estaba en condiciones de abastecerse con energías alternativas, la ganadora sería aquella comuna que presentara el plan más convincente para la reducción de energías en los ámbitos del consumo, transporte y producción, a la vez que un concepto sólido para la participación vecinal.

El concurso logró movilizar a la población de Samsø, pues ese mismo año había anunciado su cierre una planta faenadora de cerdos, dado que los altos precios del petróleo encarecían demasiado el transporte para distribución.

En 1998 la isla resultó ganadora, transformándose en un ejemplo paradigmático de aplicación de proyectos innovadores para la organización y el financiamiento de proyectos de energías renovables en una comuna. En el plazo de 10 años, la isla logró el objetivo de contar con un suministro energético autónomo, utilizando energía eólica, biomasa y solar. La particularidad de este proyecto radica en que el Suministro Eléctrico y Calórico de los isleños es

descentralizado y se genera a través de varias plantas distribuidas por la isla.

Convergen distintas formas de propiedad y figuras legales coexistiendo proyectos ciudadanos con modalidad de cooperativa, plantas operadas por proveedores de energía regionales tradicionales y empresas privadas. La iniciativa primera para la instalación de las plantas fue siempre de los isleños.

En Samsø existen actualmente cuatro Centrales de Biomasa, que proveen a los hogares de calefacción garantizando trayectos de transporte cortos. La generación de calor se produce por medio de la combustión de paja y madera disponibles en las cercanías de las respectivas plantas.

En el norte de la isla, el suministro de dos pequeñas localidades se realiza por medio de una planta solar de 2.500 m². La planta es propiedad de un proveedor local de energía, que también opera la central de biomasa más antigua, que data de 1994.

En el sur de la isla existe otra planta de biomasa, propiedad de una cooperativa formada por 232 isleños, y que se encarga del suministro de dos pueblos. La operación de la cuarta central de biomasa está en manos de una sociedad anónima. En el Consejo de Supervisión de la sociedad anónima participan isleños y miembros del gobierno comunal.

Antes de la instalación de las distintas redes térmicas, los habitantes podían hacerse parte con el equivalente a 10 euros, sabiendo que más tarde deberían asumir completamente los costos. Por esta vía, se aseguraron las correspondientes cuotas de participación ciudadana necesarias. Por medio de ese procedimiento, sin embargo, los isleños son responsables del pago de los créditos que se contrataron para construir la planta, lo que afecta el nivel de los precios, los que de todas formas, debido a su origen en la biomasa, son más bajos que el precio del petróleo o del gas. Además los isleños reciben subvenciones directas del ministerio de energía danés.

El Suministro Eléctrico en la isla se realiza exclusivamente con Energía

Eólica y de él participan inversores privados, la mayoría isleños, y dos cooperativas.

La participación en la propiedad en su mayoría de isleños, asegura la aceptación del ruido que generan las plantas.

La Distribución de Energía, por el contrario, se realiza de manera centralizada por medio del proveedor regional de energía, que también mantiene una línea eléctrica hacia el continente, a través de la cual la energía sobrante en la isla se inyecta en la red y genera ganancias para los inversores.

La participación democrática de los isleños se posibilita especialmente a través de la “EnergiAkademiet” o Samsø Energy Academy de propiedad de los habitantes de Samsø, que no sólo funciona como centro educacional y de información para el intercambio con el continente danés y los interesados internacionales.

Bajo el nombre Samsø 2.0 los isleños diseñan el plan maestro que continúe con nuevos desafíos. Para la próxima década, los habitantes planifican cubrir el 50% de las operaciones del transporte público con energías renovables. Mecanismos como el uso comunitario de un parque automotriz común contribuirán al desplazamiento sustentable de los habitantes.

En febrero de 2015, comenzó a operar el nuevo ferry a GNL. Al 2030 Samsø tiene planificado inaugurar un Parque Eólico de 10 Aerogeneradores que compensará la energía fósil utilizada por el transporte en y hacia la isla.

La Tabla 3 resume las políticas de incentivo presentes en Dinamarca al año 2014:

Tabla 3

Country Overview									
Country size		43 094 km ²							
Population		5 500 510							
GDP		333 616 000 000							
Energy production		27 038 ktoe/year							
Energy consumption		NA							
Policies Overview Table									
Financial Incentives			Public Financing		Regulatory Policies				
Capital subsidy, grant, or rebate	Tax incentives	Energy production payment	Public investment, loans, or	Public competitive bidding	Feed-in tariff	Utility quota obligation	Net metering	Obligation and mandate	Tradable renewable energy certificate
✓	✓		✓	✓	✓		✓	✓	✓

Fuente: Energy International Agency, REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report. Políticas de Incentivo presentes en Dinamarca

4. BRASIL

De acuerdo a informes de la Unión Industrial de Caña de Azúcar (UNICA) en la Matriz de Energía brasileña, la participación de las Fuentes Primarias de Energía Renovable es de 45,8%, más de tres veces superior a la media mundial 12,9%, al año 2011.

Sin embargo, cabe aclarar que gran parte de esta altísima participación de energías renovables se debe a los Biocombustibles, donde Brasil es líder mundial.

En Brasil, la inserción de energías renovables se ha hecho tanto por subastas de energía como por otros programas de incentivo.

Las subastas de energía fueron adoptadas en Brasil en 2004 (e implementadas a partir de 2007) y consisten en contratos a largo plazo, a precio fijo por una cantidad demandada de energía, la cual es subastada. Incluyen parques eólicos, pequeñas centrales hidroeléctricas y plantas de biomasa.

Existen dos tipos de subastas exclusivas para energías renovables:

- (i) la Subasta de Energía Renovable (comúnmente llamada “subasta de alternativas”), que fue realizada por primera vez en 2007 y es restringida a un conjunto de Tecnologías de Energías Renovables y
- (ii) la Subasta de Reserva, que fue realizada por primera vez en 2008 y es restringida a una única tecnología (o a un proyecto) de Energía Renovable.

En la Tabla 4 se presenta información detallada sobre las subastas de energías renovables realizadas en Brasil entre 2007 y 2011, tanto para las Subastas de Alternativas como para las Subastas de Reserva.

Tabla 4

Subastas de energías renovables en Brasil					
Año	Tipo	Tecnología	Potencia	Precio	Observaciones
2007	Alternativa N°1	Hidráulica Biomasa	160MW 478MW	US\$0,0757/kWh US\$0,0779/kWh	Contrato a 30 años Contrato a 15 años
2008	Reserva N°1	Biomasa	2400MW	US\$0,080/kWh	Contrato a 15 años
2009	Reserva N°2	Eólica	1800MW	US\$0,077/kWh	Contrato a 20 años
2010	Alternativa N°2 y Reserva N°3	Eólica	2050MW	US\$0,075/kWh	Contrato de 20 años
		Biomasa	713MW	US\$0,082/kWh	Contrato a 15 años (S. Reserva) y 20 años (S. Alternativa)
		Hidráulica	132MW	US\$0,081/kWh	Contrato a 30 años
2011	Reserva N°4	Biomasa	357MW	US\$0,0558/kWh	Contrato a 20 años
		Eólica	861MW	US\$0,0558/kWh	Contrato a 20 años

Fuente: Batlle y Barroso 2011.

Subastas de energías renovables realizadas en Brasil entre 2007 y 2011

En Brasil, se destacan dos programas de incentivo: el Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas (PROINFA) y el Programa de Incentivos a las Energías Renovables para sistemas aislados. El PROINFA es un programa de

subsidio creado en 2002 que establece un monto pagado por electricidad comprada, costos administrativos y cargos de contratación con la Empresa Brasileña de Energía Eléctrica (Electrobras), quien compra la energía y traspasa los costos a los usuarios finales (con excepción de los costos de la división residencial de bajos ingresos, que corresponde a los usuarios con un consumo igual o inferior a 80 kWh/mes). Estas fuentes de energía están garantizadas por 20 años, según contrato con Electrobras.

El PROINFA es esencialmente un sistema de tarifas especiales, con valores distintos para cada tecnología y cuotas respectivas. Por su parte, el Programa de Incentivos a las Energías Renovables para sistemas aislados consiste en un subsidio de hasta el 75% del costo de la inversión de plantas de generación eléctrica a partir de energías renovables, para ser utilizadas en zonas aisladas.

Esto surge debido a que diversas ciudades de la Amazonía no están conectadas a la red de transmisión principal, lo que hace que exista una alta generación diésel de relativamente bajo costo, pero de altas emisiones.

A continuación, la Tabla 5 resume las políticas de incentivo presentes en Brasil:

Tabla 5

Country Overview									
Country size		8 514 877 km ²							
Population		198 739 269							
GDP		2 476 650 000 000							
Energy production		228 127 ktoe/year							
Energy consumption		195 378 ktoe/year							
Policies Overview Table									
Financial Incentives			Public Financing		Regulatory Policies				
Capital subsidy, grant, or rebate	Tax incentives	Energy production payment	Public investment, loans, or	Public competitive bidding	Feed-in tariff	Utility quota obligation	Net metering	Obligation and mandate	Tradable renewable energy certificate
✓	✓		✓	✓	✓		✓	✓	

Fuente: Energy International Agency, REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report: Políticas de Incentivo presentes en Brasil.

5. DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y EL NIVEL DE PENETRACIÓN GLOBAL EN REINO UNIDO Y LOS EE.UU

5.0 Glosario y Acrónimos

Accelerated y Bonus Depreciation

El *Modified Accelerated Cost Recovery System* (MACRS) es el método habitual para acelerar la depreciación de activos que dispone el código tributario de EE.UU. MACRS clasifica todos los activos en clases, según las cuales se fija el número de años en los que se llegará a recuperar el costo de un activo y el porcentaje del coste del activo que se depreciará cada año.

La depreciación acelerada o *accelerated depreciation*, en inglés, es un incentivo fiscal que concierne a los impuestos en lugar de a las amortizaciones y a los préstamos. Son elegibles las empresas comerciales con ánimo de lucro.

A diferencia de la depreciación lineal, la depreciación acelerada facilita deducir el coste de un sistema de generación solar con mayor rapidez. Por ejemplo, permite recuperar el coste de un sistema solar en tan sólo 5 años en lugar de en 39, que es lo que sucede con una amortización lineal.

La depreciación de bonos o *bonus depreciation*, en inglés, aplica a un impuesto sobre la renta que se recauda a nivel federal y permite deducir aún más durante los primeros años de la vida útil de la planta.

Aggregated Net Metering

El Net Metering Agregado permite implementar Net Metering a un propietario que disponga de varios medidores en la misma propiedad o en propiedades adyacentes. Este puede ser el caso, por ejemplo, de un campus universitario provisto de varias facultades o edificios separados.

Hay al menos 16 estados de EE.UU. en los que está autorizado: Arkansas, California, Colorado, Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Minnesota, Nevada, New Jersey, New York, Oregon, Rhode Island, Utah, Washington y West Virginia. Algunos estados exigen unos requisitos específicos en función del tipo de consumidor (Maryland y Nueva York), tecnología (Nevada y Nueva York) o la distancia entre contadores (New Jersey y West Virginia), (*según la National Conference of State Legislature, 2014*).

Buy-out price

Es el precio de la sanción con la que el comercializador debe compensar por el déficit de certificados energéticos ROC para cumplir con la obligación que fija el programa *Renewables Obligation* de Reino Unido.

Community Net Metering

También se conoce como *neighborhood net metering*, *community-based renewable energy* o *community solar*. Permite que varios usuarios compartan un único sistema de *net metering* independientemente de su ubicación.

Al menos 11 estados y Washington, D.C., han autorizado proyectos piloto de

community net metering: California, Colorado, Delaware, Illinois, Massachusetts, Maine, Minnesota, New York, Rhode Island, Vermont and Washington.

Carbon Capture and Storage (CCS)

Captura y almacenamiento de carbono.

Community Solar Policies

Las políticas de energía solar comunitaria o *community solar policies*, en inglés, adoptan varias formas y son políticas que se establecen a nivel de estado. En algunos casos, se trata de políticas establecidas a nivel de estado mediante las cuales se permite que las *utilities* implemente este tipo de programas. Habitualmente las políticas de energía solar comunitaria se complementan con políticas de *virtual net metering*, mediante las cuales un grupo de consumidores compra un sistema de generación a cambio de cuya producción obtienen créditos que pueden descontar de las facturas que les corresponde individualmente por la electricidad que han consumido de la red.

Contracts for Difference (CfD)

Contratos por Diferencias.

A partir del 1 de abril de 2015 los proyectos solares de más de 5 MW no son elegibles para el esquema de certificados de obligación renovable (ROC). Por consiguiente, los Contratos por Diferencias son el único mecanismo de apoyo disponible para proyectos mayores de energía solar fotovoltaica.

La volatilidad del mercado mayorista conlleva que la inversión en determinadas tecnologías de generación esté sujeta a riesgo. Los Contratos por Diferencias reducen este riesgo porque garantizan la rentabilidad de las tecnologías de generación bajas en carbono (nuclear, renovables y CCS) a largo plazo, estableciendo un valor suelo y un valor techo de la compensación que la instalación va a recibir por la energía generada.

Demand-side resources

Se compone de un conjunto de acciones (respuesta de la demanda o *demand response*, eficiencia energética, almacenamiento de energía, etc.) que se pueden

efectuar aguas abajo del contador, es decir, en el lado del consumidor, y cuya gestión integral puede desplazar, en cierta medida, la necesidad de reforzar o ampliar la red de distribución

Distributed Energy Resources (DER)

Se trata de una extensión del concepto generación distribuida en el que además de la propia generación también se tienen en cuenta la respuesta de la demanda (*demand response* o DR, en inglés) y el almacenamiento de la energía.

Distribution System Plattform

Se trata de un concepto vinculado a la propuesta “*Reforming the Energy Vision* (REV)” planteada por la Comisión de Servicio Público de Nueva York en 2014, con objeto de impulsar mercados de generación distribuida junto con otros objetivos medio ambientales establecidos a nivel federal y estatal.

La plataforma de sistemas de distribución o *distribution system platform* se concibe como una herramienta que sintetiza la planificación del sistema eléctrico y las operaciones de red para promover la integración eficiente y efectiva de los recursos energéticos distribuidos (*Distributed Energy Resources* o DER, en inglés) en la red de distribución con objeto de mejorar la eficiencia del sistema, reduciendo los costes de infraestructuras y atrayendo la inversión privada.

Electricity Market Reform (EMR)

El paquete de reformas del mercado eléctrico o *Electricity Market Reform* (EMR) es una iniciativa gubernamental en el Reino Unido que busca incentivar la inversión en tecnologías de generación eléctrica bajas en carbono.

Incluye varios mecanismos (*Contracts for Difference*; *Carbon Price Floor*; *Emissions Performance Standard* y *Capacity Market*) de entre los cuales caben destacar principalmente los Mercados de Capacidad (*Capacity Markets*) y los Contratos por Diferencias (*Contract for Difference* o CfD).

Export tariff

En Reino Unido el *Feed-in Tariff* contempla un tarifa que remunera toda la electricidad que genera una planta elegible y otra, denominada *export-tariff*, que

retribuye la proporción de esta generación que se inyecta en la red de distribución. El propietario de una planta elegible percibe un incentivo directo que consiste en la suma de lo que ingresa por toda la electricidad producida más lo que recibe por los kilovatios-hora que inyecta en la red. Adicionalmente, percibe un incentivo indirecto por el coste que ahorra al producir él mismo la electricidad que de otra manera hubiera que tenido que consumir de la red y pagar a precio de tarifa minorista.

Feed-in Tariff (FIT)

Prima o Tarifa de Incentivo por Inyección a Red.

Generación Distribuida

Para este contexto de análisis la generación distribuida consiste en la producción eléctrica mediante un conjunto de unidades de generación eléctrica con menos de 10 MW, ubicados cerca del lugar de consumo y conectadas directamente a la red de distribución.

Generación Neta

Se refiere a la producción de energía en bornes de alternador, menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.

Industry recruitment & support

Este tipo de incentivos agrupa aquellos programas de incentivos financieros que establecen algunos estados con objeto de desarrollar el tejido manufacturero que requieren las energías renovables y la eficiencia energética, dentro de su territorio.

Generalmente se llevan a cabo mediante bonificaciones fiscales, exenciones fiscales y subvenciones. En algunos casos, la cuantía del incentivo depende del volumen de fabricación.

Por lo general se trata de medidas que se aplican temporalmente a todo tipo de tecnologías, si bien algunos pocos estados han optado por incentivar algunas tecnologías concretas, como es el caso de la solar y la eólica.

Investor-Owned utilities (IOU), Municipal Utilities y Electric Cooperatives

Las *utilities* de EE.UU. se pueden clasificar en dos grupos según sean privados o públicos. Los *investor-owned utilities* (IOU) son suministradores privados de gas y electricidad mientras que los *publicly owned utilities* (POUs) son aquellos sujetos a control y regulación pública. Hay distintos tipos de POU, como pueden ser los municipios, ciudades, cooperativas rurales etc.

Las *utilities* municipales pueden bien no incluir toda la área metropolitana o bien extenderse fuera de los límites del territorio. Las cooperativas eléctricas son propiedad de los consumidores a los que suministran.

Investment Tax Credit (ITC)

El Crédito Fiscal por Inversión o *investment tax credit*, en inglés, es una medida la que se pueden acoger los sujetos pasivos del impuesto, tanto residenciales como comerciales, quienes reciben un crédito por valor del 30% del coste del sistema de generación en sus impuestos federales. Los créditos fiscales estatales funcionan de manera análoga pero aplican a los impuestos estatales, el valor del crédito varía de un estado a otro y puede limitarse exclusivamente al sector residencial o al comercial.

Existe además una variación de estos créditos fiscales que aplica a la generación de las plantas (c\$/kWh) y se extiende por un número de años.

Low Carbon Contracts Company (LCCC)

Es una sociedad limitada de propiedad privada perteneciente al Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC en inglés) de Reino Unido con objeto de implementar aspectos clave de la Reforma del Mercado Eléctrico (EMR en inglés).

El rol principal del LCCC es gestionar tanto los Contratos por Diferencias como los fondos necesarios para ello.

Levy Control Framework (LCF)

Desde el año 2011 el sistema británico cuenta con el *Levy Control Framework* (LCF), que establece el valor máximo del coste de las políticas energéticas que el gobierno implementa a través del *Department for Energy and Climate Change* (DECC), con objeto de mantener en equilibrio su coste y la recaudación a la que dan

lugar.

El LCF facilita a promotores e inversores un indicador para valorar el volumen de mercado de las tecnologías bajas en carbono.

Loan Programs

Se trata de programas que se pueden implementar a nivel de estado, gobiernos locales o *utilities* y consisten en la concesión de un préstamo con un interés bajo que facilita la financiación necesaria para comprar equipos y/o sistemas de energía renovable y/o eficiencia energética.

Es decir, a diferencia de los incentivos en efectivo directos, los *loan programs* no reducen el precio de los equipos pero facilitan su compra extendiendo el coste del sistema durante un periodo de tiempo.

Las *utilities* habitualmente ofrecen este tipo de préstamos a un interés bajo o nulo con objeto de implementar *demand-side management* (DSM).

Las condiciones del préstamo varían en función del programa pero generalmente no exceden de 10 años.

Mandatory purchase agreement

El requisito de compra obligatoria o *mandatory purchase requirement* consiste en una directiva para que un determinado porcentaje de la electricidad consumida por instalaciones a nivel federal, estatal o gobierno local tenga origen renovable.

Microgeneración:

Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets* – Reino Unido) denomina microgeneración a aquella por debajo de 50 kW y generación de pequeña escala a la que tiene una capacidad instalada entre 50-5000 kW

Nivel de Penetración

Es el cociente entre la cantidad de energía fotovoltaica inyectada anualmente en el sistema eléctrico y la electricidad anual consumida en dicho país.

Office of Gas and Electricity Markets en inglés (Ofgem):

Organismo regulador del mercado del gas y la electricidad en el Reino Unido.

Performance-Based Incentives/Production incentives

Se trata de programas mediante los cuales se realiza un pago en efectivo en función de los kWh o BTU generados mediante un sistema de energía renovable.

El *Feed-in Tariff* (FiT) es un ejemplo de programa que se agrupa bajo esta denominación general.

Permitting incentives:

Puede darse en forma de reducción o ponderación de la tasa correspondiente al permiso de obra, cuota de inspección, de diseño u otros cargos similares en los que habitualmente se incurre al instalar una planta.

Si bien por sí solas no impulsan ningún desarrollo solar, son una opción interesante de política local que sirve para complementar otras medidas adoptadas a nivel federal, local o por una *utility*.

Power Purchase Agreement (PPA)

Una empresa alquila un sistema de generación distribuida. El promotor del proyecto de Leasing instala un sistema de generación de electricidad en el hogar o edificio al cual se debe de suministrar electricidad, a cambio del cual recibe un pago.

En un PPA, el cliente del promotor solamente paga por la electricidad producida por el sistema de generación distribuida, a una tarifa fijada (€/kWh) en el contrato generalmente inferior al precio de mercado. Por tanto, el cliente deja totalmente en manos del promotor el riesgo ligado a la variabilidad del nivel de producción del sistema de generación distribuida. Si el sistema de generación no logra cubrir las necesidades energéticas del cliente, este recurre a su comercializadora de electricidad para cubrir el déficit energético.

Property Assessed Clean Energy (PACE)

Es un tipo de financiación que está implementado en unos 27 estados de Estados Unidos. Bajo este mecanismo, algunos municipios (ciudades, pueblos, condados o estados) conceden al propietario de una vivienda un crédito que éste

devolverá pagando, durante 15-20 años, un impuesto a la propiedad más elevado. En caso de venta la deuda fiscal a la que está sujeta dicha vivienda se transmitiría al nuevo propietario.

Property Tax Incentives

Incluye las exenciones, reducciones y los créditos. La mayoría consisten en no considerar el valor añadido de la energía renovable a la hora de valorar la propiedad a efectos de impuestos.

Por ejemplo, si un nuevo sistema de calefacción basado en energías renovables cuesta más que un sistema de calefacción convencional, el coste adicional del sistema de energías renovables no se incluye a efectos de valorar la propiedad.

En algunos casos, también se aplica al sobrecoste que supone un *green building* frente a otro convencional.

Dado que los impuestos a la propiedad se recaudan localmente, algunos estados ofrecen la posibilidad de que las autoridades fiscales locales permitan un impuesto de la propiedad de energías renovables.

Prosumidor

La palabra prosumidor, o también conocida como *prosumer*, es un acrónimo formado por la fusión original de las palabras en inglés *producer* (productor) y *consumer* (consumidor) y que viene a agrupar a aquellos consumidores que generan parte de la energía que consumen mediante tecnologías de generación ubicadas en su propiedad.

Public Utility Commission (PUC)

En EE.UU., una *utility commission*, *utility regulatory commission* (URC), *public utilities commission* (PUC) o *public service commission* (PSC) es un órgano rector que regula las tarifas y servicios de una *public utility*.

Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)

Se trata de una ley de 1978 mediante la cual se concedían condiciones favorables a las compañías que produjeran electricidad renovable.

No obstante se trate de una ley federal, se dejó bajo responsabilidad de cada estado su implementación para que pudieran dar respuesta a las necesidades individuales de cada una de ellas pero en algunos de estos estados no llegó a implementarse.

PURPA era la única ley federal que exigía más competencia entre las *utilities* y la única ley que fomentaba las renovables siempre y cuando éstas fueran competitivas frente a los sistemas de generación convencionales y contaminantes.

El PURPA se actualizó en 2005 mediante el *Energy Policy Act* de 2005

Rebates

Se denomina reembolso, descuento o *rebate*, en inglés, al dinero que devuelven al consumidor por la compra de un determinado equipo de generación o por implementar medidas específicas de eficiencia energética. Esta medida se puede establecer tanto a nivel de estado como voluntariamente por las *utilities*.

Renewables Obligation (RO)

Consiste en un programa gubernamental del Reino Unido mediante el cual se obliga a que una parte de la electricidad que suministran los comercializadores sea de origen renovable.

Por una parte, el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC) fija la proporción del total de electricidad suministrada a consumidores que ha de tener origen renovable, lo que viene a conocerse como “la obligación”. Por otra, el Organismo Regulador del Mercado del Gas y la Electricidad (Ofgem) emite los Certificados de la Obligación de Renovables (ROC) que han de presentar los comercializadores para acreditar que han comercializado la generación renovable que les ha sido asignada por “la obligación”.

Reference Price

Precio medio de la electricidad.

Renewables Obligation Certificates (ROC)

Los certificados homólogos al ROC (Inglaterra y Gales) que se emiten en Escocia e Irlanda del Norte reciben el nombre de SROC (*Scotland* ROC) y NIROC

(Northern Ireland ROC), respectivamente.

Sales Tax Incentive

Los incentivos al impuesto sobre las ventas o sales *tax incentives*, en inglés, se establecen a nivel de estado aunque los gobiernos locales pueden también conceder exenciones a los impuestos por ventas locales que pudieran tener.

Se trata de una exención o reembolso del impuesto sobre ventas de sistemas de energías renovables o de medidas de eficiencia energética.

Algunos estados han adoptado un "*sales tax holiday*" que consisten en establecer anualmente una temporada libre de impuesto sobre ventas, habitualmente un par de días.

Strike Price

Es el precio de la electricidad teniendo en cuenta el coste de inversión de una determinada tecnología de generación baja en carbono.

Subvenciones Estatales

Son un mecanismo que pretende sufragar parte del coste de los sistemas de generación distribuida. Por ejemplo, en California, el Self-Generation Incentive Program ofrece una subvención por el despliegue de sistemas de generación distribuida en función de la capacidad de producción instalada, entre ~0,5 \$/W y ~2 \$/W según la tecnología, frente a un coste medio de un sistema de cogeneración (CHP) de 1,2 \$/W instalado.

Third-party ownership rules

Las reglas por propiedad o titularidad a terceros o *third-party ownership rules*, en inglés, se aplican a nivel de estado y dependen de lo que cada estado conciba por *public utility*. En muchos estados, sólo los servicios públicos regulados o *public utilities* pueden suministrar electricidad en el mercado minorista lo que conlleva a que el *power purchase agreement* (PPA) a terceros sea ilegal. En algunos estados se permite exclusivamente el leasing pero no el PPA. La diferencia reside en que si se concede el leasing a un organismo libre de impuestos (gobiernos, organizaciones sin

fines de lucro, escuelas, iglesias, etc.), éstos no podrían acceder al crédito fiscal a la inversión a nivel federal pero sí en caso de que se les concediera un PPA en lugar de un leasing. Las reglas por propiedad a terceros son muy comunes en los organismos libre de impuestos porque al no tener derecho directamente para acceder a los créditos fiscales, si un tercero es propietario del sistema, éste podría reclamar el crédito y repartir el valor adquirido con el organismo libre de impuestos.

Utilitie

Denominación genérica de aquellas compañías que ofrecen servicios públicos como electricidad, gas, agua, etc.

Virtual Net Metering

Es una variación del *Net Metering* que permite que varios usuarios puedan compartir un sistema de generación sin necesidad de que ésta se conecte a sus contadores, y beneficiarse de los créditos a los que pueda dar lugar la electricidad producida por ésta. Hay al menos cinco estados que han autorizado el virtual net metering: California, Connecticut, New Hampshire, Pennsylvania and West Virginia.

5.1 Introducción

En este apartado se analiza el desarrollo de la Tecnología Solar Fotovoltaica y su Nivel de Penetración Global en Reino Unido y los EE.UU. Para ello se analiza regulación que la promueve estos dos aspectos.

No obstante fuerte desarrollo que las Energías Renovables han experimentado en Reino Unido y EE.UU., se observa que su aporte a la generación neta es del 16% y 12%, respectivamente, muy inferior al 40% que se registró en España en 2014.

La Energía Solar Fotovoltaica es, junto con la Eólica, una de las Tecnologías (Fuentes Primarias) Renovables que más está creciendo a nivel global. Los cinco países con más Potencia Solar Fotovoltaica instalada hacia finales de 2013 fueron Alemania (~36 GW), China (~20GW), Italia (~18 GW), Japón (13,6 GW) y Estados Unidos-EE.UU (12,1 GW).

En lo que al Nivel de Penetración Fotovoltaico Global se refiere, también registrado hacia finales de 2013, Alemania, con 5,7%, presenta un nivel superior que el de España (3,62%) que es, a su vez, muy superior al 0,64% registrado en Reino Unido y el 0,5% de EE.UU.

A pesar del bajo Nivel de Penetración de EE.UU., debe considerarse que ese mismo año California registraba un 3% de Nivel de Penetración y Nueva York un 2%, lo que pone de manifiesto el rápido crecimiento que esta Tecnología está experimentado en determinados estados.

Los cinco estados con más Potencia Solar Fotovoltaica instalada en EE.UU. son: California, Arizona, New Jersey, Nevada y Colorado. Si se ordenaran estos cinco estados, Nueva York y Maine según su consumo final, se obtiene la siguiente clasificación: California, Nueva York, New Jersey, Arizona, Colorado, Nevada y Maine.

El mercado de la Energía Solar Fotovoltaica en Reino Unido ha crecido, prácticamente, de cero en 2010 a cerca de 5 GW de capacidad instalada a finales de 2014. En ese año, la Energía Solar Fotovoltaica representaba el 22% de la Potencia Renovable y el 6% de la Generación Renovable. Este desarrollo se debe, en gran medida a la disminución de precios de los Sistemas Solares correspondientes a esta tecnología y a una regulación favorable.

En 2015, alrededor de un 90% de los aproximadamente 9 GW de Potencia Solar Fotovoltaica acumulada existente en Reino Unido en 2015, estaba registrado en los programas *Renewables Obligation* y *Feed-in Tariff*.

La Obligación de Renovables (*Renewables Obligation*, en inglés) es un programa gubernamental mediante el cual se obliga a que una parte de la electricidad que suministran los Comercializadores sea de origen renovable.

El *Department of Energy and Climate Change* (DECC) fija la proporción del total de electricidad suministrada a consumidores que ha de tener origen renovable, situación referida como “la obligación”. Los Comercializadores deben acreditar el

cumplimiento de esta obligación mediante la presentación de unos certificados denominados ROC o pagando la sanción correspondiente.

En 2015 había 3,9 GW fotovoltaicos registrados en *Renewables Obligation* de los cuales la mitad, 1,9 GW, correspondía a plantas menores de 10 MW.

Mediante las Primas a la Renovable o *Feed-in Tariff* se establece una tarifa que se aplica a toda la electricidad generada por la planta y otra para remunerar la parte de electricidad generada por una planta elegible que se inyecta en la red de distribución, y que se conoce como *export tariff*. El consumidor que disponga de una planta elegible percibe un incentivo que consiste en la suma de lo que ingresa por toda la electricidad producida con una tecnología elegible, lo que recibe por los kWh que inyecta en la red y lo que ahorra en su factura por el costo de la energía que deja de consumir de la red.

El FiT sólo registra instalaciones de menos de 5 MW. A finales de 2015, había unos 3,1 GW registrados en este mecanismo.

Como consecuencia de que el despliegue de los mecanismos que controla el Levy Control Framework (LCF) ha sido mayor que el proyectado, se han superado las expectativas y los límites de gasto previsto para fomentar las renovables por lo que el gobierno está acometiendo una serie de cambios. A partir del 1 de abril de 2015 los proyectos solares de más de 5 MW no son elegibles para el esquema de Certificados de Obligación Renovable (*Renewables Obligation Certificate*). Por consiguiente, los Contratos por Diferencias son el único mecanismo de apoyo disponible para proyectos grandes de energía solar fotovoltaica. Mediante este mecanismo se reduce el riesgo a la inversión al que están sujetas determinadas tecnologías de generación debido a la volatilidad del mercado mayorista. Consiste en garantizar la rentabilidad de las tecnologías de generación bajas en carbono (nuclear, renovables y CCS) a largo plazo, estableciendo un valor suelo y un valor techo de la generación.

En lo que se refiere al FiT, se ha superado tanto la proyección que se hizo antes de que éste entrara en vigor, como la revisión que se hizo en 2012. Ello ha conllevado que el impacto en la factura haya sido aproximadamente un tercio superior a lo previsto por el regulador en 2010.

Como consecuencia de lo anterior en agosto de 2015 el DECC anunció una reducción drástica de las tarifas de generación FiT y fijó un límite de gasto comprendido entre 75.000-100.000 £ para las nuevas instalaciones que se acojan al FiT entre 2016 y 2019.

Si estas medidas de control de gasto no resultaran efectivas, el gobierno propone paralizar la concesión de tarifas de generación a nuevas instalaciones FiT tan pronto como la regulación lo permita, lo que se estimó que podría ser en 2016.

Los cambios no tendrían carácter retroactivo pero se esperó que las instalaciones domésticas (0-10 kW) y las de más de 1000 kW instalados sean las que mayores recortes experimenten.

También en EE.UU. está experimentando un auge de la tecnología fotovoltaica, que en cierto modo, se explica por la disminución del precio de los sistemas y porque en 2016 se acaban los créditos fiscales a la inversión.

De hecho, Septiembre de 2015 ha sido el octavo trimestre consecutivo en el que se ha instalado más de 1 GW en el país, llegando a contabilizar un total de 22.395 MW.

Dos tercios de esta potencia total se han instalado entre 2014 y el tercer cuatrimestre de 2015, lo que pone de manifiesto la celeridad con la que se está instalando la fotovoltaica en EE.UU.

A igual que en Reino Unido, en EE.UU. no se puede identificar una legislación única en lo que a generación distribuida se refiere. En su lugar, existe un marco general de fomento de energías renovables y eficiencia energética, parte del cual le es de aplicación a la solar fotovoltaica en general y, por ende, también a la generación solar distribuida.

Valorando el conjunto de los incentivos, normativas y regulaciones aplicables a la fotovoltaica, existen cinco principales esquemas de apoyo a la generación distribuida: los certificados energéticos, el *Net Metering*, *Feed-in-Tariff* (FiT), los créditos fiscales y las subvenciones estatales.

A diferencia de Europa, donde el principal mecanismo de fomento

de la energía fotovoltaica es el *Feed-in Tariff*, en EE.UU. son pocos los estados que la aplican.

En su lugar disponen de un incentivo basado en la producción, alternativo al FiT, compuesto por la combinación de la Cartera de Renovables (*Renewable Portfolio Standards* o RPS, en inglés) y los Certificados de Energías Renovables (*Renewable Energy Certificates* o REC, en inglés).

Actualmente hay 29 estados, además de Washington D.C. y tres territorios del Commonwealth, en los que se ha establecido el RPS; mecanismo mediante el cual se obliga que un porcentaje de la electricidad que suministran las *utilities* de EE.UU. tenga origen renovable.

Las *utilities* deben acreditar esta producción presentando los debidos Certificados de Energías Renovables. Con objeto de promover una determinada tecnología, algunos estados multiplican el número de certificados correspondiente a una unidad de generación de dicha tecnología o aplican medidas específicas como puede ser el caso de la denominada *solar set aside*.

En lo que al balance neto o *Net Metering* se refiere, se trata de una medida estatal que está implementada en 41 estados, Washington D.C. y tres territorios del Commonwealth.

Adicionalmente hay otros dos estados (Idaho y Texas), donde algunas *utilities* la han implementado de forma voluntaria.

El *Net Metering* consiste en un acuerdo de facturación mediante el cual la *utility* concede al consumidor un crédito equivalente a la cantidad de generación eléctrica que éste último haya generado en exceso y que haya inyectado en la red, que podrá descontar de su factura eléctrica.

Entre 2011 y 2015 la potencia fotovoltaica acogida al *Net Metering* se ha multiplicado por cinco, hasta alcanzar los 9,3 GW que figuraban a finales de 2015.

Adicionalmente, en Maine, California, Vermont, Massachussets, Rhode Island, Connecticut, Maryland, Illinois, Minnesota y Wyoming es posible el *Virtual Net Metering* (VNM). Se trata de una modalidad de *Net Metering* que permite que varios usuarios puedan compartir un sistema de generación sin necesidad de que éste se conecte a sus medidores, y beneficiarse de los créditos a los que pueda dar lugar la

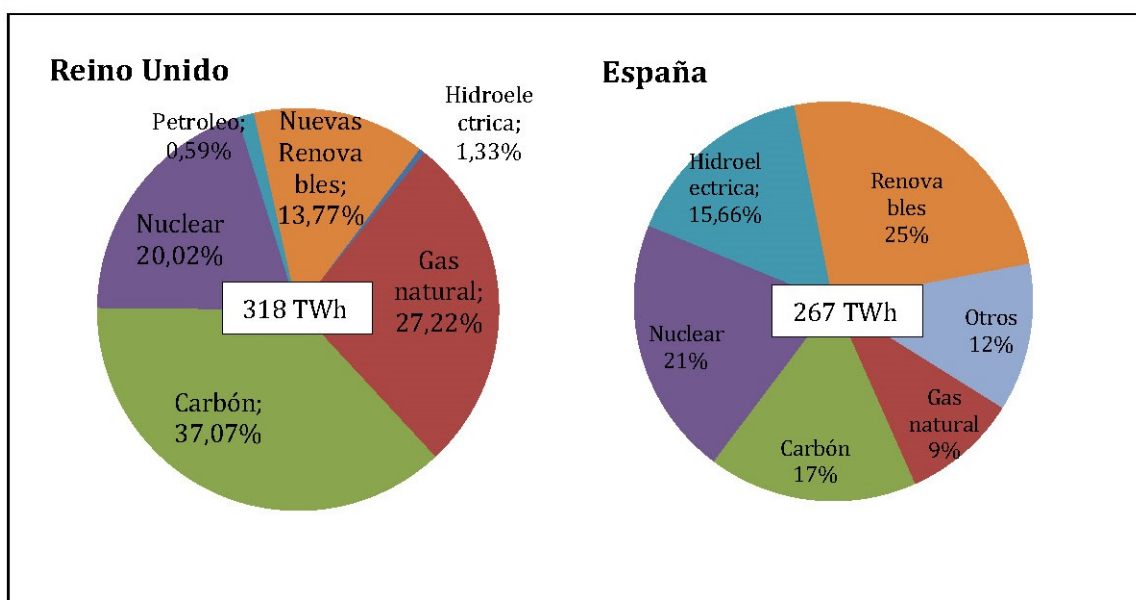
electricidad producida.

5.2 Reino Unido

Reino Unido pretende duplicar el objetivo que establece la Directiva de Energías Renovables de 2009 y generar más del 30% de su electricidad final mediante fuentes primarias renovables en 2020.

El GRÁFICO 1 muestra el mix eléctrico de la generación en Reino Unido y España.

GRÁFICO 1. Mix eléctrico de generación en Reino Unido y España en 2014

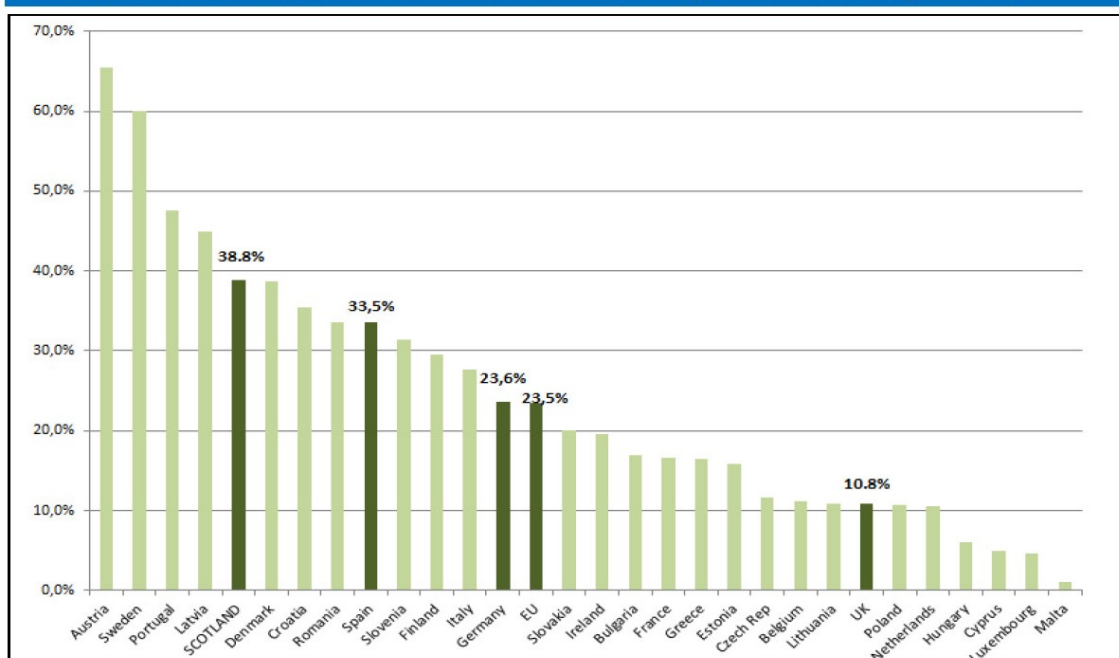


En 2014 las renovables aportaban el 13,77% del mix de generación de Reino Unido.

En el GRÁFICO 2 se muestra la Generación Eléctrica a partir de Fuentes Primarias Renovables respecto de la Energía Final en Europa.

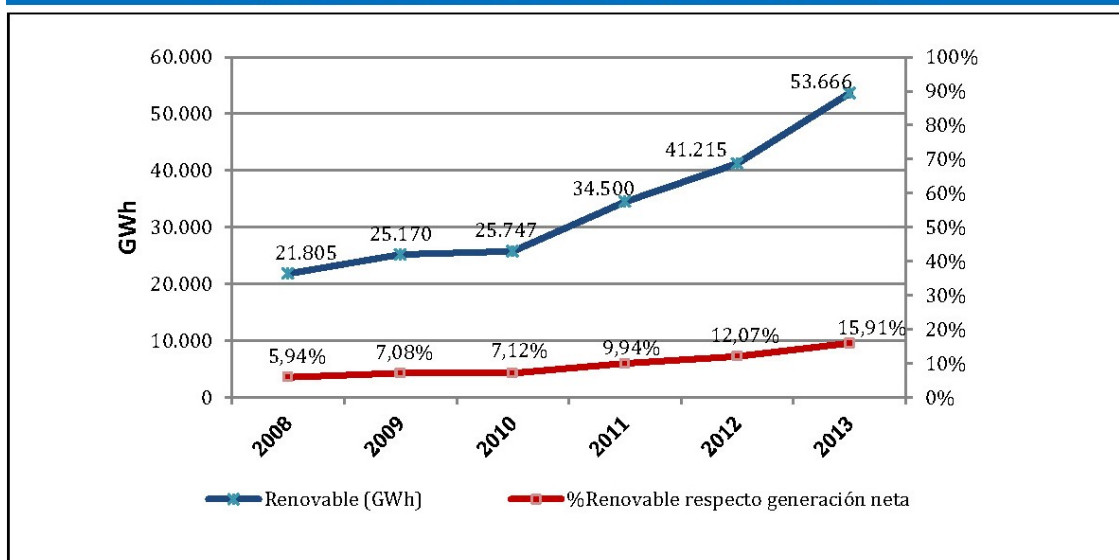
Suecia, Bulgaria, Estonia, Lituania, Finlandia, Croacia, Rumania, Italia y la República Checa han superado su objetivo de energías renovables para 2020.

GRÁFICO 2. Generación eléctrica renovable respecto a la energía final.



El GRÁFICO 3 muestra la evolución que están experimentando la generación renovable y el porcentaje que representa la producción eléctrica renovable con respecto a la generación neta en Reino Unido hasta 2013.

GRÁFICO 3. Evolución de la generación eléctrica renovable y su contribución a la generación neta de electricidad en Reino Unido



Reino Unido se ha posicionado como el país de la Unión Europea que más capacidad solar fotovoltaica ha desplegado, siendo el cuarto país con mayor

capacidad instalada, tras Alemania, Italia y Francia.

En Reino Unido la potencia fotovoltaica ha pasado de 25 MW a 5,4 GW entre 2008 y 2013. En 2014 representaba el 22% de la potencia renovable y el 6% de la generación renovable. Este desarrollo se debe, en parte, a una regulación favorable.

A efectos comparativos, la TABLA 1 muestra la potencia y generación neta del total de las renovables y de la fotovoltaica en España, Reino Unido, Escocia e Inglaterra, Gales e Irlanda del Norte. En este sentido, hay que tener en cuenta que en 2014, la de potencia instalada y generación neta del sistema eléctrico de Reino Unido fueron 74.997 MW y 318,05 TWh respectivamente, mientras en España fueron 107.954 MW y 266,8 TWh.

TABLA 1. Potencia y generación neta renovable y fotovoltaica en Reino Unido y España en 2014

	Potencia instalada (MW)		Generación neta (GWh)	
	RES	FV	RES	FV
España	50.902,0	4.672,0	111.845,0	8.199,0
Reino Unido	24.622,9	5.377,3	64654,1	4049,7
Escocia	7.234,3	155,6	18.961,9	131,7
Inglaterra	14.298,8	4.469,5	40.085,4	3.447,1
Gales	1.810,3	375,8	3.409,3	62,2
Irlanda del Norte	796	62,2	1.694	45,7

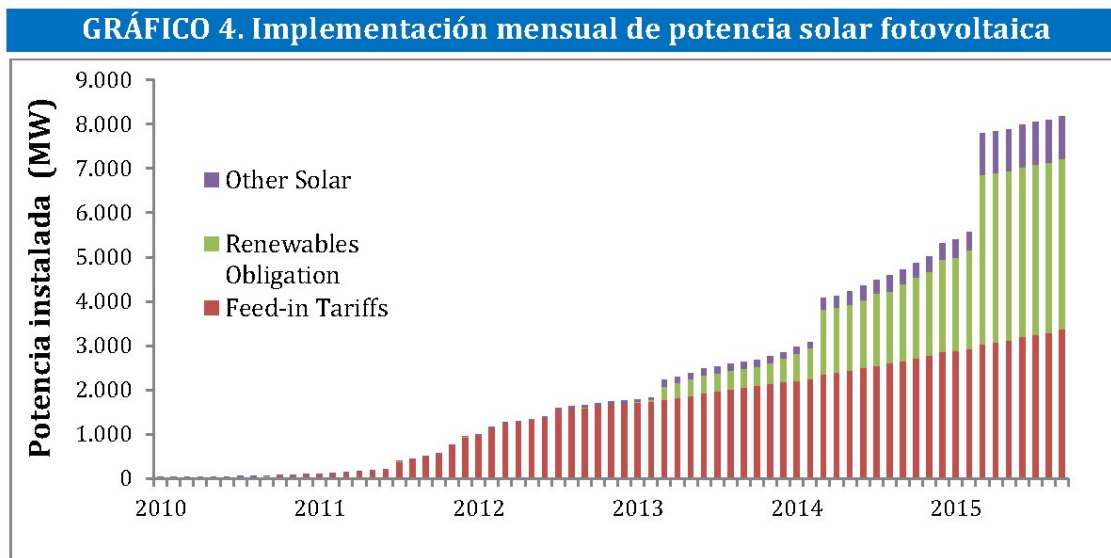
La suma de la potencia instalada y generación neta en cada una de las cuatro regiones de Reino Unido que muestra esta tabla es inferior al total que presenta Reino Unido porque ésta contabiliza además la potencia instalada en otros emplazamientos que la estadística consultada no especifica.

5.3 Marco Regulatorio aplicable a la Generación Distribuida

En el Reino Unido, la generación distribuida y el autoconsumo de la electricidad producida están indirectamente reconocidos en el *Energy Act* de 2008 que, a partir de 2010, introduce *las Feed-in Tariffs* tanto para la electricidad generada de forma distribuida como para la exportación a la red de dicha electricidad.

El GRÁFICO 4 presenta la evolución mensual de la potencia fotovoltaica

instalada en Reino Unido de acuerdo a los distintos programas de incentivos que le aplican.



El GRÁFICO 4 pone de manifiesto que ante la inexistencia de un único registro de todas las instalaciones fotovoltaicas de Reino Unido, actualmente parece acertado estimar la potencia fotovoltaica menor de 10 MW analizando exclusivamente los programas FiT y RO.

De cara a futuro habría que estar pendiente de la evolución de este marco regulatorio. En este sentido, dado que a partir de 2017 los Contratos por Diferencias (*Contracts for Difference* o CfD en inglés) darán relevo al *Renewable Obligations*, los siguientes apartados describen cada uno de estos tres programas.

Sin embargo, actualmente no dispone de un régimen regulatorio específico para la generación distribuida pero sí un marco regulatorio más general como es el caso de los programas medioambientales que administra Ofgem bajo los que se encuentran los dos programas de incentivo que más potencia fotovoltaica han registrado: la Obligación de Renovables (*Renewables Obligation* o RO en inglés) y las Primas a las Renovables (*Feed-in Tariff* o FiT, en inglés).

5.3.1. Obligación de Renovables (*Renewables Obligation*)

Es el principal y más antiguo mecanismo de apoyo a las renovables de gran escala de Reino Unido. Aunque se trata de un esquema similar para todo Reino Unido, éste recibe distintos nombres en función de la región donde se ubique la planta de generación elegible: *Renewables Obligation* (RO) en Inglaterra y Gales,

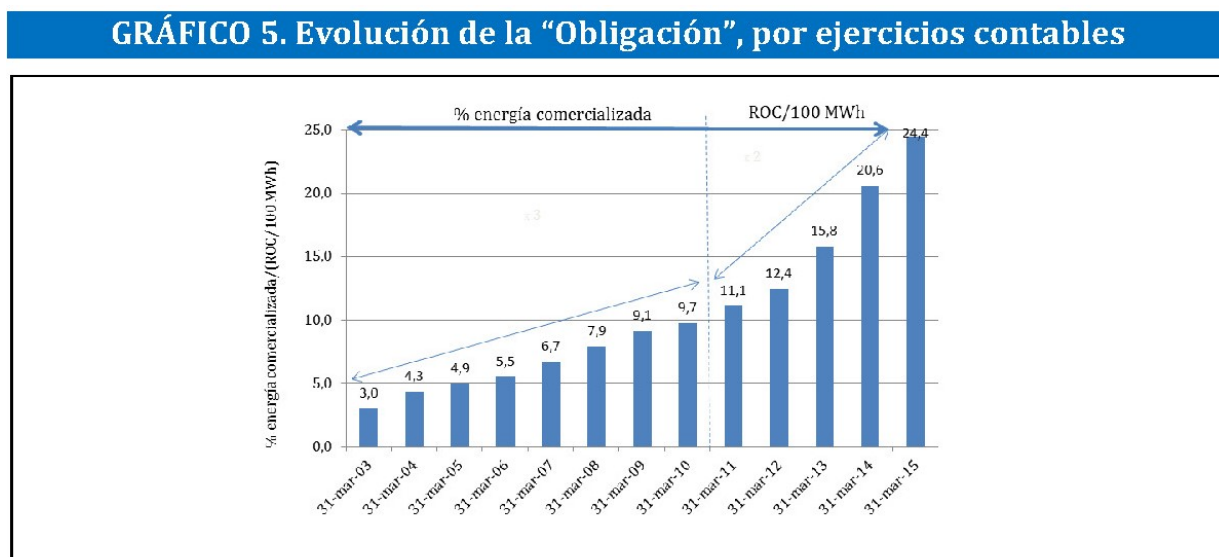
Renewables Obligation Scotland (ROS) en Escocia y *Northern Ireland Renewables Obligation* (NIRO) en Irlanda del Norte.

En Inglaterra, Gales y Escocia la Obligación de Renovables entró en vigor en 2002 y en Irlanda del Norte, tres años después.

Se trata de un programa gubernamental mediante el cual se obliga a que una parte de la electricidad que suministran los comercializadores sea de origen renovable. El *Department of Energy and Climate Change* (DECC) fija la proporción del total de electricidad suministrada a consumidores que ha de tener origen renovable, lo que viene a conocerse como “la obligación”.

Hasta 2009 “la obligación” se fijaba como un porcentaje de la electricidad suministrada por el comercializador pero a partir de 2010 pasó a hacerlo como la cantidad de *Renewables Obligation Certificates* (ROC) por cada 100 MWh de electricidad suministrada.

El GRÁFICO 5 presenta un histórico de “la obligación”, especificando el ejercicio contable o financiero al que corresponde.



Ofgem emite los certificados ROC que han de presentar los comercializadores para avalar la generación renovable que les corresponde. De lo contrario, el comercializador deberá pagar una sanción denominada *buy-out price*.

El fondo que Ofgem recauda a través del pago de *buy-out payment* se utiliza para cubrir los gastos de gestión del programa RO. Si hubiera superávit, ésta se reparte, entre los comercializadores que hayan presentado ROCs.

Por consiguiente, el valor económico de un ROC es equivalente a la suma de la cantidad que el comercializador se ahorra por evitar el *buy-out price* y la que recibe por el reparto de la recaudación de *buy-out price*.

Asimismo, el generador obtiene un doble ingreso por la energía que genera mediante alguna tecnología elegible. Por una parte recibe un ingreso por la venta de esa energía en el mercado mayorista. Por otra, recibe una prima o ingreso extra, como consecuencia de la venta de certificados ROC al comercializador.

Al principio cada ROC equivalía a un MWh pero en 2009 el ratio ROC/MWh pasó a depender del tipo de tecnología, del tamaño de la planta de generación, su ubicación y el tiempo que lleva acreditado la planta en el esquema *Renewables Obligation*.

Se considera que son tecnologías elegibles, todas las tecnologías renovables y de cogeneración excepto: digestión anaerobia, eólica, hidroeléctrica y fotovoltaica menor de 5 MW que esté excluida de RO (ver TABLA 3), plantas térmicas que emplean turba como combustible, plantas que entraron en operación antes de 1990, excepto las micro-hidráulica, las que hayan cambiado de combustible y se abastecen 100% a partir de biomasa; y plantas que operan con combustibles fósiles y biomasa, la eólica offshore ubicada fuera de aguas nacionales y que no esté conectada a una red de transporte nacional, plantas sujetas al programa *Non-Fossil Fuel Obligation* (NFFO), instalaciones de biomasa con una potencia instalada mayor que 15 MW.

No todas las tecnologías elegibles reciben el mismo número de certificados por unidad de generación. En realidad, este ratio no sólo depende de la tecnología sino que también del tamaño de la planta de generación, su ubicación y el tiempo que lleva acreditado la planta en el esquema *Renewables Obligation*.

Para ilustrar las diferencias a los que ello da lugar, la TABLA 2 compara el ratio ROC/MWh, es decir, el número de certificados que corresponde a cada MWh producido mediante tecnología solar fotovoltaica y eólica.

TABLA 2. Número de certificados por MWh generado mediante tecnología fotovoltaica y eólica, según ejercicio contable o financiero

Tecnología	<2013	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017
Solar fotovoltaica	2				
Solar fotovoltaica en edificios	-	1.7	1.6	1.5	1.4
Solar fotovoltaica en suelo	-	1.6	1.4	1.3	1.2
Eólica marina	2	2	2	1.9	1.8
Eólica terrestre	1	0.9	0.9	0.9	0.9

Esta tabla presenta tan sólo los datos correspondientes a la solar fotovoltaica y la eólica para facilitar la comprensión del ejemplo que se describe a continuación del GRÁFICO 5. Las plantas eólicas offshore acreditadas antes del 1 de Abril de 2007 recibieron 1 ROC/MWh entre el 1ro de Abril de 2007 y el 1ro de abril de 2010, 1,5 ROC/MWh y 2 ROC/MWh a partir de entonces.

Como se puede observar en la TABLA 2, durante el ejercicio contable 2013/2014 el generador recibió 1,7 certificados por cada MWh generado mediante una instalación solar fotovoltaica construida sobre un edificio, mientras que recibe 0,9 por cada MWh generado mediante eólica terrestre.

Ello implica que, como se expone a continuación, la obligación del ejercicio 2013-2014 se pueda cumplir generando 36,3 TWh con plantas fotovoltaicas en fachadas y cubiertas o mediante 68,6 TWh de eólica terrestre.

Es decir, considerando que anualmente se suministran en torno a 308 TWh¹³, el cumplimiento de la obligación de 2014 (20,6 ROC/100 MWh según el GRÁFICO 5) implica una obligación de 63,4 millones de ROC que se podrán alcanzar mediante distintas tecnologías de generación.

En realidad, la obligación relativa al ejercicio 2013-2014 que fijó Ofgem en septiembre de 2012 fue de 20,6 ROC/100 MWh para Gran Bretaña y 9,7 ROC/100 MWh para Irlanda del norte, lo que dio lugar a que los comercializadores de electricidad debieran acreditar 55.378.383 ROC en Inglaterra y Gales, 5.702.153 ROC en Escocia y 777.638 ROC en Irlanda del Norte, que suman 61.858.174 ROC en total.

Si se quiere cumplir esta obligación instalando plantas fotovoltaicas en fachadas y cubiertas (1,7 ROC/MWh según la TABLA 2), se requerirían 36,3 TWh [61.858.174 ROC/(1,7 ROC/MWh)] de electricidad producida mediante esta tecnología, mientras que si el comercializador quisiera hacer frente a la obligación mediante electricidad de origen eólico terrestre (0,9 ROC/MWh) debería suministrar aproximadamente 68,6 TWh de origen eólico.

5.3.2 Primas a la renovable (Feed-in Tariff)

En abril de 2010 el gobierno de Reino Unido introdujo un nuevo incentivo, denominado Feed-in Tariff (FiT), con objeto de promover la microgeneración renovable.

Son elegibles la tecnología eólica terrestre, fotovoltaica, hidroeléctrica, digestión anaerobia de menos de 5 MW y la micro-cogeneración de menos de 2 kW.

El FiT es compatible con el RO porque tal y como indica la TABLA 3, en función de la potencia instalada y la fecha de entrada en funcionamiento de la planta de generación renovable, ésta se puede registrar en FiT o en RO.

A pesar de que el esquema FiT se establece por ley, los fondos necesarios para su ejecución salen de la empresa comercializadora y no del gobierno. Es decir, la comercializadora paga la tarifa FiT a los consumidores eléctricos que posean una instalación elegible a partir de los fondos que obtiene transfiriendo el costo del mismo repartiéndolo entre todos sus clientes eléctricos.

TABLA 3. Programa de incentivo que registra las plantas de generación

Tecnología	Potencia	Entrada en funcionamiento	Programa
Hidroeléctrica, Solar fotovoltaica, Eólica y Digestión anaerobia	≤ 50 kW	< Abril 2010	FiT
	≤ 50 kW	> Abril 2010	FiT
	50 kW < P ≤ 5000kW	< Abril 2010	RO
	50 kW < P ≤ 5000kW	> Abril 2010	RO/FiT
	>5000kW	-	RO

En Enero de 2015 había 3 GW de energía renovable registrados el FiT, lo que representa en torno al 13% de la capacidad renovable instalada en el Reino Unido.

El *Feed-in Tariff* contempla un tarifa que remunera toda la electricidad que genera una planta elegible y otra, denominada *export –tariff*, que retribuye la proporción de esta generación que se inyecta en la red de distribución.

El propietario de una planta elegible percibe un incentivo directo que consiste en la suma de lo que ingresa por toda la electricidad producida más lo que recibe por los kilovatios-hora que inyecta en la red.

Adicionalmente, percibe un incentivo indirecto por el costo que ahorra al producir él mismo la electricidad, que de otra manera hubiera tenido que consumir de la red y pagar a precio de tarifa minorista.

Es decir que:

$$\text{Incentivo total} = \text{FiT (tarifa de generación)} * \text{energía generada} + \text{FiT (tarifa exportación)} * \text{energía exportada} + \text{Ahorro}$$

$$\text{Ahorro} = \text{Tarifa eléctrica} * (\text{energía generada} - \text{energía exportada})$$

El Anexo se presenta la TABLA 11, que muestra la evolución que ha tenido la tarifa FiT en Reino Unido.

Dicha tarifa se aplica a lo largo de la vida útil de la planta, son únicas en todo el Reino Unido y dependen de la tecnología, la potencia instalada y la fecha de puesta en servicio. Las tarifas son más elevadas cuanto menor sea la planta para compensar el hecho de que éstas no se puedan beneficiar de las economías de

escala. Estas tarifas se fijaron para que dieran lugar a una tasa de retorno de en torno a 5-8%. Por consiguiente, se trata de tarifas regresivas que se actualizan con el equivalente al índice de precios al consumidor pero cuyo valor, en términos generales, disminuye en función de la curva de aprendizaje de cada tecnología y/o el volumen de plantas instaladas.

Desde que, en abril de 2010, entrara en vigor el mecanismo FiT, la tarifa se actualiza y publica trimestralmente para todas las tecnologías elegibles.

Se considera que la vida útil de todas las tecnologías elegibles para el FiT es de 20 años, salvo la solar fotovoltaica instalada antes del 1 de agosto de 2012, cuya vida útil es de 25 años, y la micro-cogeneración, que se estima de 10 años.

Las tarifas de generación han ido disminuyendo tanto para las instalaciones conectadas a red como para las aisladas.

La export tariff, en cambio, es cada vez mayor.

5.3.3. Contratos por Diferencias (Contracts for Difference)

A partir del 1ro de abril de 2015, los Contratos por Diferencias (*Contract for Difference* o CfD) constituyen el único mecanismo de apoyo que disponen las plantas solares fotovoltaicas mayores de 5 MW.

El paquete de reformas del mercado eléctrico o *Electricity Market Reform* (EMR) es una iniciativa gubernamental que busca incentivar la inversión en tecnologías de generación eléctrica bajas en emisión de carbono (gases en equivalente de CO₂).

De acuerdo a los últimos modelos económicos del EMR, será necesaria una inversión de hasta 110 billones de libras para que en 2020 se puedan alcanzar los objetivos de reducción de emisiones previstos en Reino Unido.

El *Electricity Market Reform* (EMR) incluye principalmente los siguientes mecanismos:

- a) Contratos a largo plazo para incentivar la inversión en nuevas plantas de generación eléctrica bajas en carbono (*Contracts for Difference* o CfDs);
- b) Un mecanismo para establecer el precio suelo del carbono en Reino Unido con objeto de ofrecer de antemano una señal de precio creíble de inversiones en tecnologías de generación limpias (*Carbon Price Floor*);

- c) Un mecanismo que establece un límite a las emisiones provenientes de nuevas plantas de generación (*Emissions Performance Standard* o EPS);
- d) un mercado de capacidad con el fin de promover inversiones en generación y *demand-side response* que permitan un suministro eléctrico seguro (*Capacity Market*).

Los mercados de capacidad son un mecanismo mediante el cual se fomenta la inversión en capacidad de generación y en *demand side response*. Los CfD, en cambio, son contratos a largo plazo entre el generador, con tecnología baja en carbono, y la *Low Carbon Contracts Company* (LCCC), perteneciente al DECC.

La volatilidad del mercado mayorista conlleva que la inversión en determinadas tecnologías de generación esté sujeta a riesgo. Los Contratos por Diferencias reducen este riesgo porque garantizan la rentabilidad de las tecnologías de generación bajas en carbono (nuclear, renovables y CCS) a largo plazo, estableciendo un valor suelo y un valor techo de la compensación que la instalación va a recibir por la energía generada.

Para ello, el generador y el *Low Carbon Contracts Company* (LCCC) acuerdan el nivel de ingresos que recibirá la planta durante todo el periodo de contrato, basándose en el costo de inversión (*strike price*) de la tecnología baja en carbono en la que se quiera invertir.

El generador recibe un pago equivalente a la diferencia entre el *strike price* y el precio medio de la electricidad (*reference price*).

Cuando el precio el precio medio de la electricidad que recibirá un generador acogido al CfD está por debajo del coste de inversión realizado, el LCCC paga al generador la diferencia. En caso contrario, cuando el precio de mercado está por encima del costo de inversión, es el generador quien deberá pagar la diferencia al LCCC.

5.3.4. Cambios Regulatorios Recientes

Desde el año 2011 el sistema británico cuenta con el *Levy Control Framework* (LCF), que establece el valor máximo del costo de las políticas energéticas que el gobierno implementa a través del *Department for Energy and Climate Change* (DECC), con objeto de mantener en equilibrio su costo y la recaudación a la que dan lugar.

El *Levy Control Framework* estableció un límite de 7.600 millones de libras para 2020-2021, sin embargo, de continuar la tendencia actual se prevé que el gasto será de unos 1,5 mil millones de libras por encima de ese límite.

Esto se debe a que el precio de la electricidad en el mercado mayorista es menor que el esperado, el despliegue de los mecanismos que controla el LCF ha sido mayor que el proyectado, sobre todo en lo que a la fotovoltaica se refiere, y los desarrollos tecnológicos han hecho que las tecnologías de generación sean cada vez más eficientes.

Como consecuencia de lo anterior se ha optado por suprimir el mecanismo RO para plantas fotovoltaicas de más de 5 MW a partir del 1ro de abril de 2015. Asimismo, se está considerando no dar continuidad, a partir del 1ro de abril de 2016, al RO tanto para nuevas plantas fotovoltaicas menores o iguales a 5MW como para plantas ya existentes que quisieran añadir potencia hasta alcanzar 5 MW.

En lo que se refiere al FiT, se ha superado tanto la proyección que se hizo antes de que éste entrara en vigor, como la revisión que se hizo en 2012. Ello ha conllevado que el impacto en la factura haya sido aproximadamente un tercio superior a lo previsto por el regulador en 2010.

Como consecuencia de lo anterior en agosto de 2015 el DECC anunció una reducción drástica de las tarifas de generación FiT y fijó un límite de gasto comprendido entre 75.000-100.000 £ para las nuevas instalaciones que se acojan al FiT entre 2016 y 2019). Si estas medidas de control de gasto no resultaran efectivas, el gobierno propone paralizar la concesión de tarifas de generación a nuevas instalaciones FiT tan pronto como la regulación lo permita, lo que se estima que va a

poder ser 2016. Los cambios no tendrían carácter retroactivo.

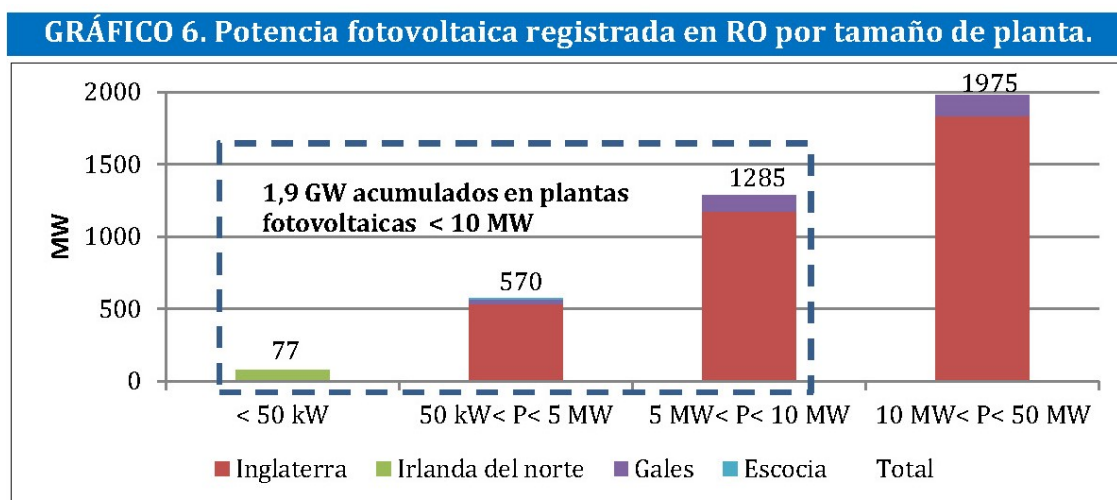
Las instalaciones domésticas (0-10 kW) y las de más de 1000 kW instalados van a experimentar los mayores recortes.

5.4 Instalaciones Fotovoltaicas Menores de 10 MW

Analizando simultáneamente los registros RO y FiT se puede cuantificar la potencia fotovoltaica menor o igual a 10 MW.

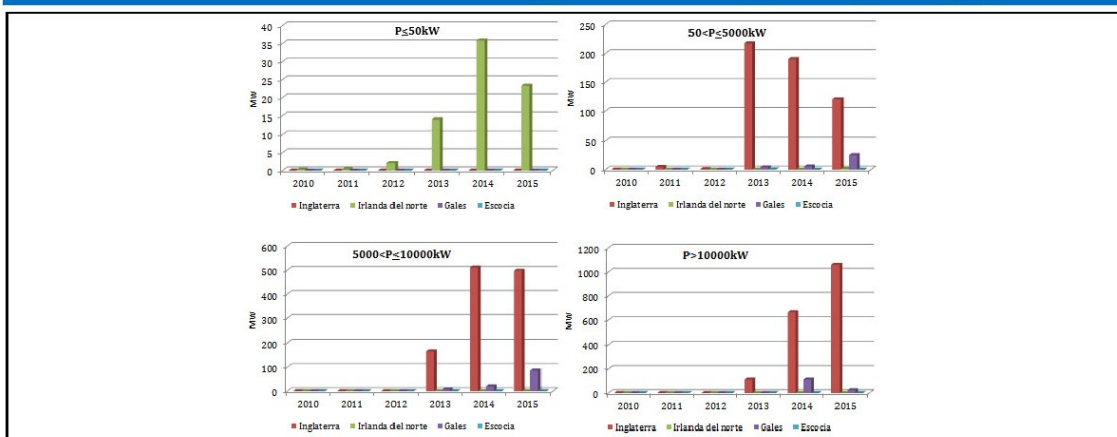
5.3.5 Renewables Obligation

El GRÁFICO 6 presenta la capacidad fotovoltaica acumulada en 2015 que está registrada en el programa RO para cada una de las regiones de Reino Unido, clasificándolas según tamaño de planta. Se observa que en total hay 3,9 GW solares fotovoltaicos adscritos al programa *Renewables Obligation*.



Asimismo, el GRÁFICO 7 muestra el desarrollo de plantas fotovoltaicas en Inglaterra, Irlanda del norte, Gales y Escocia según el tamaño de planta.

GRÁFICO 7. Potencia fotovoltaica registrada en RO por regiones y potencia.



Como se puede observar, hasta 2012 apenas había potencia fotovoltaica instalada en Reino Unido. A partir de ese año, Irlanda del Norte ha sido la región que más plantas de menos de 50 kW ha instalado. Inglaterra y Gales han sido más proclives a instalar plantas de mayor tamaño. En relación a estas últimas, el GRÁFICO 7 pone de relieve que, en Inglaterra, la potencia anualmente instalada en plantas fotovoltaicas de entre 50 kW y 5 MW ha descendido, la de plantas entre 5-10 MW se ha estabilizado y que se tiende a instalar plantas con una potencia nominal superior a 10 MW.

Asimismo, se concluye que las plantas fotovoltaicas en Escocia no empezaron a acogerse al RO hasta el 2012 y que en 2015 aun no representan un volumen significativo.

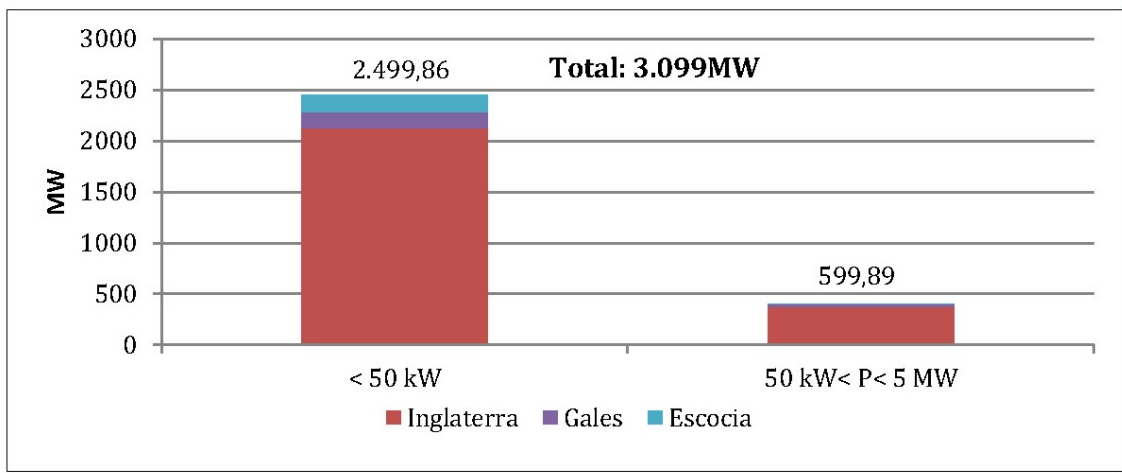
5.3.6 Feed in Tariff

Analizando el registro del programa FiT se puede obtener tanto la potencia instalada en plantas fotovoltaicas de menos de 50 kW que entraron en operación antes de abril de 2010 así como las plantas de entre 50 kW y 5 MW que se habiendo entrado en funcionamiento con posterioridad a esa fecha, se hayan adscrito al programa FiT, en lugar de al RO. Ello permite completar la potencia fotovoltaica menor de 10 MW adscrita al RO que se ha expuesto anteriormente.

El GRÁFICO 8 presenta la capacidad fotovoltaica acumulada en cada una de las regiones de Reino Unido, clasificándolas según tamaño de planta. Se observa

que en total hay 3,1 GW solares fotovoltaicos adscritos al programa Feed in Tariff.

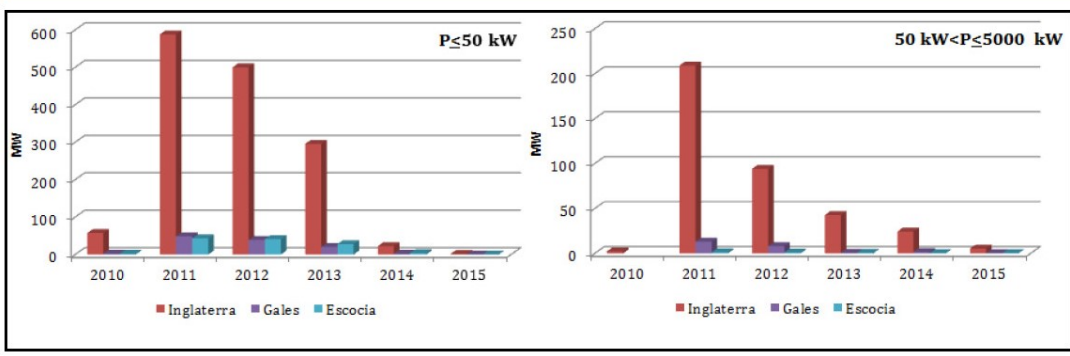
GRÁFICO 8. Potencia fotovoltaica registrada en FiT por tamaño de planta.



Asimismo, el GRÁFICO 9 muestra la potencia fotovoltaica anualmente instalada que se acoge al programa FiT, clasificado por tamaño de planta y región.

Como se puede observar, durante el primer año de funcionamiento del programa FiT hubo muchas instalaciones que se acogieron a este mecanismo, pero posteriormente está siendo cada vez menor la nueva potencia que anualmente se registra en el FiT.

GRÁFICO 9. Evolución de la potencia fotovoltaica anualmente instalada en FiT por regiones y tamaño de planta.

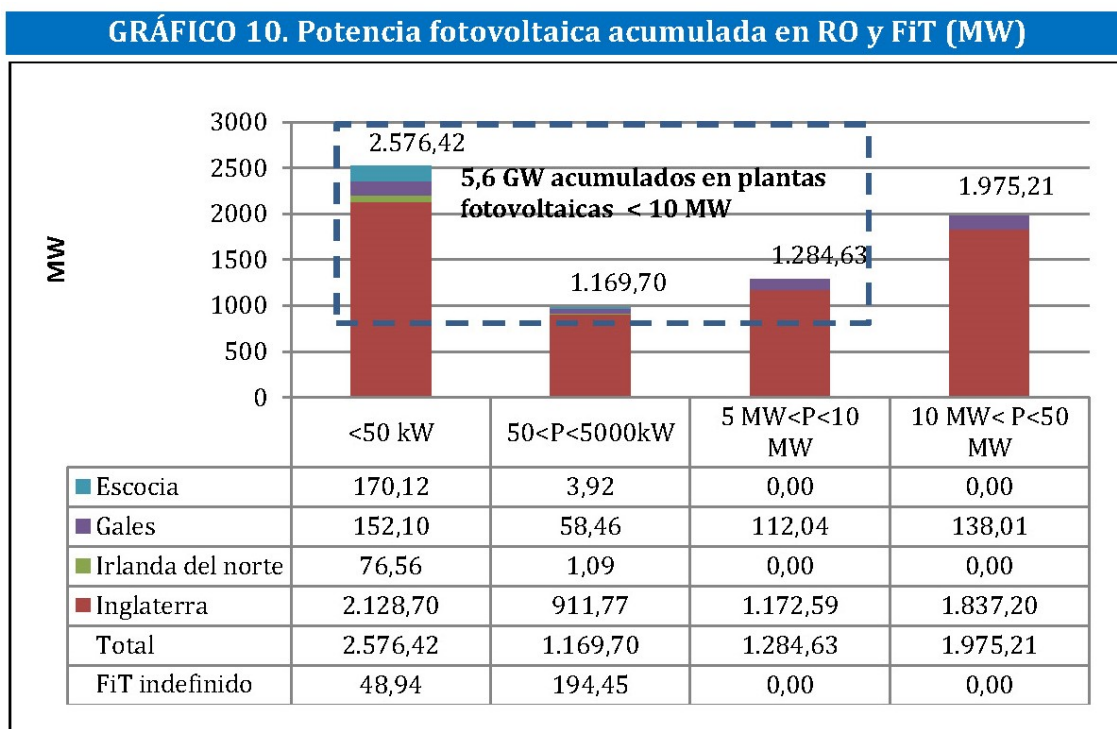


En torno al 88% de las plantas de menos de 50 kW han sido instalados en el sector doméstico mientras que las comprendidas entre 50 kW y 5000 kW corresponden al sector comercial.

A la luz de todo lo anterior se tiene que, a falta de conocer los datos del último

trimestre de 2015, hay en torno a 7,6 GW acumulados de potencia fotovoltaica registrada en los programas FiT y RO, de los cuales 5,6 GW corresponden a plantas de menos de 10 MW.

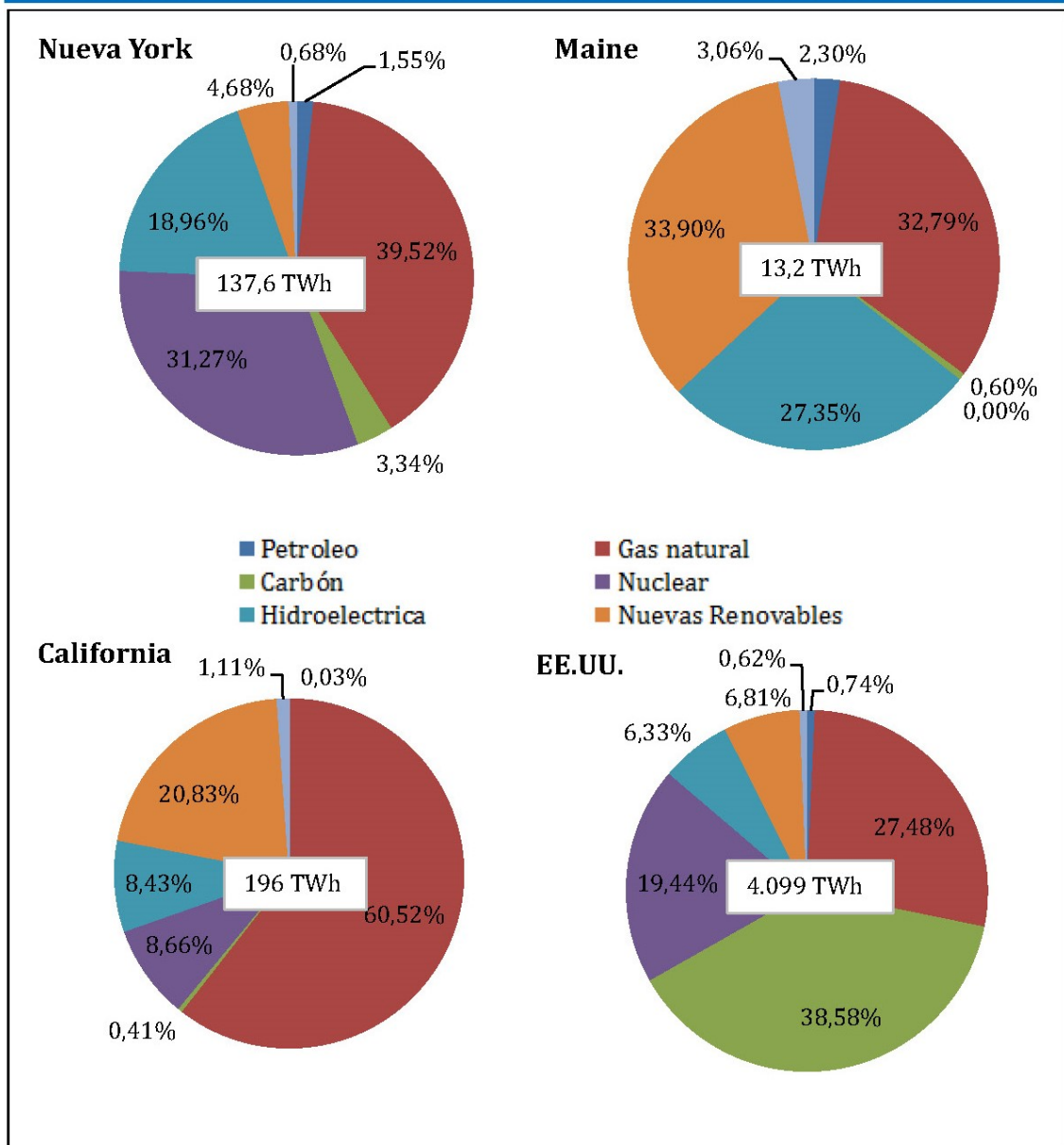
El GRÁFICO 10 clasifica la potencia fotovoltaica acumulada por rango de tamaño de planta y región.



5.4 Estados Unidos

De forma similar a lo realizado en el GRÁFICO 1 para el Reino Unido y España, el GRÁFICO 11 presenta el mix de generación eléctrica de Nueva York, Maine, California y EE.UU. en 2014.

GRÁFICO 11. Mix eléctrica de EE.UU., Nueva York, Maine y California en 2014



De los 51 estados de EE.UU., Nueva York ocupa el octavo lugar en cuanto a generación eléctrica y Maine el cuadragésimo cuarto.

5.5 Marco Regulatorio

El concepto de generación distribuida varía según los estados y no se puede identificar una legislación única en lo que a generación distribuida se refiere (*American Public Power Association-APPA*, 2013).

En su lugar, existe un marco general de fomento de energías renovables y eficiencia energética, parte del cual le es de aplicación a la generación distribuida. En

este apartado se hace una descripción no exhaustiva de dicho marco general, incidiendo con algo más de profundidad en algunos de los programas que incluye dicho marco y más desarrollo han experimentado.

Estos programas se pueden establecer tanto a nivel federal como a nivel estatal y se clasifican en dos categorías: incentivos económicos o políticas regulatorias (normativa, reglamentos y políticas).

Por una parte, los incentivos económicos disminuyen el coste que conlleva instalar un sistema fotovoltaico y a pesar de la diversidad de programas existentes, los más comunes se pueden clasificar en dos grupos: los incentivos en efectivo directo o *direct cash incentives* (*rebates, grants y performance-based incentives*, etc.) por una parte y los créditos fiscales o *tax credits* por otra.

Por otra parte, las políticas regulatorias gobiernan la inversión en energía renovable a nivel de estado e indican las condiciones para las *utilities* en lo relativo a instalaciones solares. Es decir, dictaminan las inversiones en instalación de plantas solares que realizan las *utilities* mediante políticas como el *solar set aside* y los multiplicadores RPS ya discutidos.

Asimismo, aspectos como la conexión a redes, la generación por parte del prosumidor (*customer-sited generation* en inglés), la normativa técnica y de seguridad o la planificación eléctrica son también aspectos que trata la política regulatoria.

La TABLA 4 presenta la relación de los principales programas que constituyen el marco general que promueve el desarrollo de plantas fotovoltaicas en EE.UU., clasificándolas en dos grupos: incentivos económicos y política regulatoria.

TABLA 4. Marco general de impulso de la fotovoltaica en EE.UU.

Incentivos económicos	Política regulatoria
Direct Cash Incentives	Solar Set-Asides en Renewables Portfolio Standards
Tax Credits	Net Metering
Loan Programs	Interconnection Standards
PACE Financing	Public Benefits Funds
Property Tax Incentives	Solar Access Laws
Sales Tax Incentives	Energy Standards for Public Buildings
Industry Recruitment & Support	Contractor Licensing & Certification
Permitting Incentives	

Los incentivos directos en efectivo (*direct cash incentives* en inglés) se pueden establecer a nivel de estado, local o *utility* y adoptan diversas formas como, por ejemplo, reembolsos (*rebates* en inglés), *buydowns*, subvenciones (*grants* en inglés) e incentivos basados en la producción (*performance-based incentives* en inglés).

En realidad, son términos que habitualmente se utilizan indistintamente aunque los incentivos que conceden pueden ser distintos ya que éstos se fijan en función de la potencia instalada, porcentaje del costo de capital o de la producción estimada, respectivamente.

Los incentivos basados en la producción, como su nombre indica, se basan en la generación eléctrica de las plantas fotovoltaicas y su objetivo es promover las buenas prácticas de diseño e instalación de plantas. Feed-in Tariff y la compra de los certificados *Renewable Energy Credit* (REC), que se describen más arriba, son dos tipos de incentivos basados en la producción.

Por otra parte, los créditos fiscales o *tax credits*, en inglés, reducen la obligación tributaria o fiscal correspondiente al coste de comprar e instalar una planta fotovoltaica.

El crédito no puede ser superior a las obligaciones tributarias del titular de la instalación pero si lo fueran, hay casos en los que se concede una prórroga del crédito para compensar las obligaciones tributarias futuras.

Representa una de las principales herramientas que históricamente se ha

utilizado tanto a nivel federal como estatal para promover energías renovables en EE.UU. Sin perjuicio de lo anterior, también lo pueden llevar a cabo otras administraciones que tengan competencia en materia recaudatoria.

Los créditos fiscales pueden ir desde el 10% al 50% del coste del proyecto, aunque algunos estados permiten que éste sea hasta del 100%.

Los créditos más cuantiosos van desde los 500\$ a los 35.000\$ para los sistemas del sector residencial y desde 25.000\$ dólares a los 60 M\$ para los del sector comercial.

La principal ventaja que ofrecen los créditos fiscales es que son sencillos de administrar en comparación con otros incentivos económicos y que son políticamente más viables que los pagos en efectivo porque no requiere una asignación anual.

Por el contrario, tienen el inconveniente de que no presenta incentivo alguno para las organizaciones libres de impuestos (agencias gubernamentales, organizaciones sin ánimo de lucro, escuelas, etc.) y que la medida resulta poco atractiva para aquellos estados en los que la presión tributaria o fiscal no sea elevada.

Durante los últimos años, la propiedad/titularidad por terceras partes, en combinación con nuevos modelos de negocio, como el *power purchase agreement* (PPA) han ayudado a salvar estas dificultades.

Arizona, Georgia, Hawai, Iowa, Louisiana, Nueva York, Carolina del Norte, Dakota del Norte, Oklahoma, Oregon y Rhode Island permiten que terceras partes o empresas de leasing puedan optar a un crédito fiscal para instalar una planta solar.

Las medidas y actuaciones que configuran estos programas, que no necesariamente son regulatorias, se puede implementar tanto a nivel estatal como a nivel municipal o por iniciativa de una determinada *utility*, lo que da lugar a una casuística extensa, que no es objeto de estudio.

Este es el caso por ejemplo de Nueva York, donde existe un plan energético algunas de cuyas actuaciones están relacionados con los recursos energéticos distribuidos.

La Comisión de Servicio Público de Nueva York (*New York State Public Service Commission*) publicó en 2014 una propuesta denominada “*Reforming the Energy Vision* (REV)”. El REV surge como respuesta al coste anual de unos 450 M\$

que suponen la gestión de los grandes picos de la demanda que ocurren durante pocas horas del año. El principal problema de la infraestructura de Nueva York es que está diseñado para responder a estos picos, de en torno a 33.000 MWh, cuando la carga habitual del sistema es de 25.000 MWh.

Algunas de las actuaciones que recoge dicho plan, como las que se enumeran a continuación, están orientadas a fomentar los recursos energéticos distribuidos: invertir en recursos distribuidos con objeto de ahorrar las inversiones necesarias para reforzar las infraestructuras de red actuales, promover la integración de *demand-side resources* en la red de distribución; desarrollar herramientas web para que los consumidores se puedan informar y contratar recursos energéticos distribuidos (*Distributed energy resources-DER* en inglés), así como otros servicios relacionados con la energía, como las Empresas de Servicios Energéticos (ESE); construir una *Distribution System Plattform*; y permitir que otros agentes, distintos a las *utilities*, puedan formar parte del mercado, con objeto de promover la competencia.

La tecnología solar fotovoltaica se impulsa tanto mediante políticas federales como por políticas estatales. Las principales políticas de fomento de la solar fotovoltaica a nivel federal son el *Investment Tax Credit, Accelerated and Bonus Depreciation* y los requisitos de compra obligatoria (*Mandatory Purchase Agreement* en inglés) de la ley *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA).

En Estados Unidos, un primer concepto próximo al concepto de la generación distribuida fue planteado ya en 1978 con el *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) y desde entonces fue evolucionando según los textos legislativos publicados tanto a nivel federal como estatal.

Así mismo, el PURPA en su versión de 1978 obligaba a las *utilities* a comprar la energía generada por determinadas instalaciones con una capacidad instalada menor de 80 MW o instalaciones de cogeneración.

A nivel estatal destacan el *Net Metering, Renewable Portfolio Standards, Tax Credits*, las normas sobre titularidad por terceras partes, las políticas de *community solar, property incentives, sales tax incentives* y los *rebates*.

No todos los estados han establecido todos y cada uno de estos programas. Además, un mismo programa puede variar significativamente de un estado a otro.

Valorando el conjunto de los incentivos, normativas y regulaciones aplicables a la fotovoltaica, existen cuatro principales esquemas de apoyo a la generación distribuida: los certificados energéticos, el Net Metering, los créditos fiscales y las subvenciones estatales.

Las políticas de *Feed-in tariff* han conllevado un rápido desarrollo de las energías renovables en Europa pero no han contado con la misma acogida en EE.UU.

En cambio, la mayoría de los estados cuentan con *Renewable Portfolio Standards* y *Net Metering*.

Esto se debe a que el *Feed-in tariff* es un mecanismo que no está tan extendido como en Europa porque los estados no tienen autoridad para fijar una tarifa para la electricidad comercializada en el mercado mayorista, a menos que sea para implementar lo que establece la ley federal PURPA.

A pesar de ello, los estados tienen la posibilidad de promover plantas de generación renovable de pequeña escala, estableciendo un costo evitado más alto para todas las *utilities*, obtener los fondos de financiación a partir de los contribuyentes en lugar de los consumidores eléctricos, implantar *Feed-in Tariff* voluntarios o fijar incentivos para que las *utilities* concedan tarifas especiales a las plantas renovables de menos de 80 MW y plantas de cogeneración y residuos de cualquier tamaño.

Tan sólo el *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), y no los estados, puede fijar las tarifas del mercado mayorista lo que supone una dificultad para que los estados puedan implementar programas FiT similares a los que se han puesto en marcha en Europa.

El problema radica en que el PURPA obliga a que las *utilities* compren la electricidad generada por plantas renovables con una potencia instalada inferior a 80 MW o plantas de cogeneración, en general, a precio de coste evitado. La comisión de servicios estatal debe fijar el costo evitado de conformidad con las guías

que establece el FERC pero, por lo general la tarifa que resulta es incompatible con la necesaria para el FiT.

Por el contrario, la PURPA es compatible con el RPS porque, en este caso, el estado sólo fija el mínimo porcentaje de energía renovables que se ha de comercializar pero no el precio de la electricidad en el mercado mayorista.

Por tal motivo, el RPS es junto con le *Net Metering* y otros incentivos tributarios sobre los que los estados tienen plena competencia, uno de los mecanismos que más fomenta la instalación de plantas renovables en EE.UU.

En los siguientes apartados se describe en qué consisten los certificados energéticos (se trata de los tres incentivos que cuentan con registros a partir de los cuales se podría estimar la potencia fotovoltaica menor de 10 MW), el Net Metering y el Feed-in-Tariff, en general, y su implementación en Nueva York y Maine.

5.5.1 Cartera de Renovables (*Renewable Portfolio Standards*)

Como se ha indicado en la TABLA 4, la Cartera de Renovables (*Renewable Portfolio Standards* o RPS, en inglés) es un programa que pertenece al conjunto de políticas regulatorias que atañen a las renovables. No se trata pues de un incentivo económico directo como el que puede ser el *Feed-in Tariff* que se abordará a continuación.

Sin embargo, el RPS se complementa con el *Renewable Energy Certificates* que, como se ha dicho anteriormente, es un incentivo basado en la producción, al igual que lo es el *Feed-in Tariff*.

El programa RPS obliga que un porcentaje de la electricidad que suministran las utilities de EE.UU. tenga origen renovable.

Habitualmente, el RPS se establece a nivel de estado pero las ciudades que tengan autoridad sobre las *utilities* que dan servicio en ellas también pueden hacerlo, si bien por lo general, éstas suelen optar por trabajar junto con otros niveles administrativos o gubernamentales para promover que su estado adopte este tipo de

estados aplican multiplicadores RPS mediante los cuales los MWh generados con dicha tecnología reciben un mayor número de certificados que con el resto.

Es decir, se establecen una serie de multiplicadores para que el ratio REC/MWh o número de certificados por megavatio-hora producido mediante la tecnología que se quiera promover sea superior al del resto, de manera que dicha tecnología puede obtener la misma cantidad de certificados REC generando menos electricidad.

Los multiplicadores RPS han tenido un impacto limitado a la hora de promover instalaciones de generación solar porque para la mayoría de los compradores de certificados REC es más sencillo abastecer 2-3 veces su necesidad de certificados, apoyándose en las economías de escala y generando mediante energía eólica que invertir en otras tecnologías, como por ejemplo, la solar fotovoltaica.

Por consiguiente, hay estados que conceden a la tecnología que quieran promover un certificado distinto al REC.

En el caso de la fotovoltaica por ejemplo, algunos estados han fijado un certificado que viene a conocerse como *solar set-aside*.

El *solar set-aside* conlleva a que un determinado porcentaje del RPS se cumpla específicamente mediante generación solar.

El 88% de la capacidad RPS instalada entre 1998 y 2012 es eólica, el 8% es solar, el 3% es biomasa y el 1% es geotermia. A pesar de que la mayoría de la potencia instalada para cumplir con el RPS es eólica, biomasa e hidroeléctrica, cada vez son más los estados que establecen un *solar set-aside* dentro del RPS para impulsar esta tecnología.

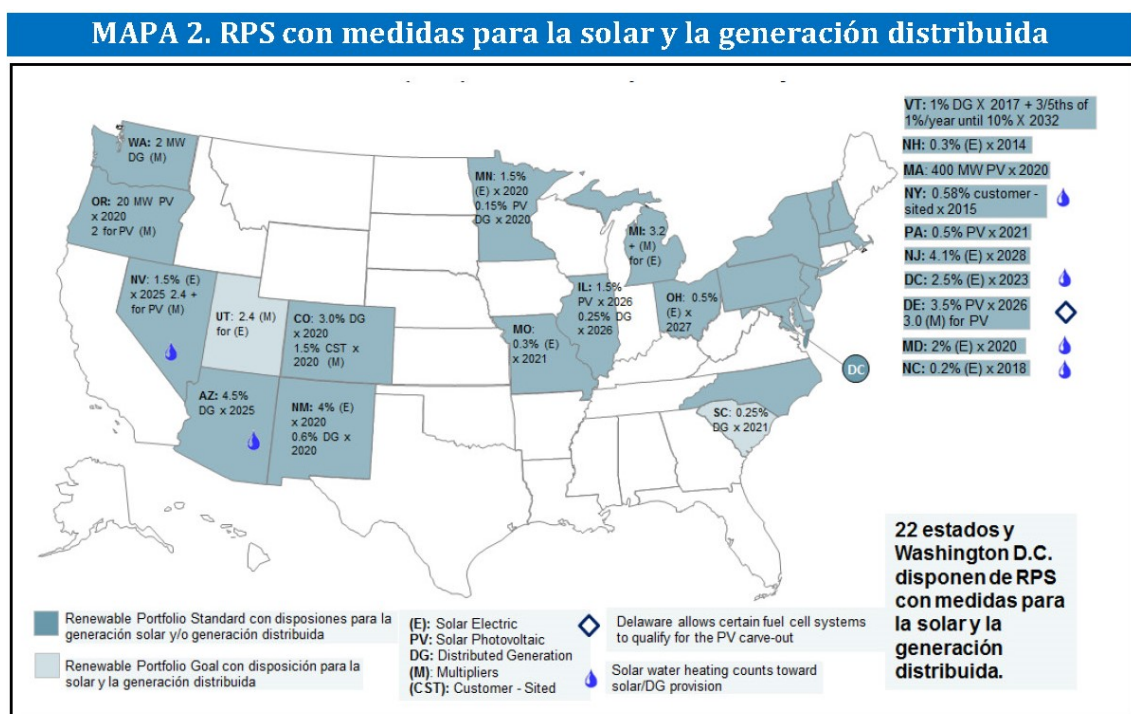
De hecho, se observa que en aquellos estados en los que se establece un *solar set-aside* se instala más potencia solar que en aquellos en los que sólo hay en vigor REC y multiplicadores REC.

El MAPA 2 muestra los estados en los que el *Renewable Portfolio Standard* (RPS) presenta disposiciones para la solar y/o la generación distribuida en general.

Cada estado decide el porcentaje de renovables, las tecnologías elegibles y de si la obligación es extensible a todas las *utilities* o tan sólo a las *investor*

owned utilities. En Nueva York, por ejemplo, se fijó que el 30% de la electricidad consumida en 2015 fuera renovable.

En 2015, Hawaii incrementó su objetivo RPS y la fijó para que ésta fuera 100% renovable en 2045. California y Nueva York también aumentaron su objetivo RPS y pretenden proveer un 50% con renovables en 2050. Al mismo tiempo, Virginia se ha convertido en el primer estado en revocar el RPS y en Kansas el programa RPS ha dejado de ser obligatorio y es ahora voluntario.



5.5.2 RPS en Nueva York y Maine

En el estado de Maine hay un programa RPS en vigor que se estableció a nivel estatal. En Nueva York, en cambio, existen dos. Uno que se ha implementado a nivel de estado y otro que lo ha hecho a nivel de la *utility* PSEG Long Island.

La TABLA 5 que se presenta en el Anexo, resume los puntos principales del programa RPS en NY y Maine.

5.5.3 Balance Neto (*Net Metering*)

El Net Metering o balance neto fue implementado por primera vez en los EE.UU. a inicios de los ochenta (Dakota del sur, Tennessee, Alabama y Misisipi no

han establecido aun medidas de *Net Metering*).

Constituye, junto con el *Renewable Portfolio Standards*, el más significativo impulso para que los consumidores instalen plantas de generación renovable, especialmente fotovoltaica, en el sector doméstico.

Actualmente está regulado por el *Energy Policy Act* de 2005 y parte de su éxito reside en la simplicidad administrativa y tecnológica que requiere, puesto que tan sólo requiere un medidor bidireccional.

De manera que los medidores habilitados en un hogar, al ser bidireccionales, permiten medir el consumo de energía proveniente de la red y restar el excedente de energía que el prosumidor genera en su instalación e inyecta a la red.

Como se ha visto en la TABLA 4, el Balance Neto o *Net Metering* pertenece al grupo de programas de política regulatoria si bien, como se verá a continuación, su resultado final es similar a un incentivo indirecto.

Mediante el *Net Metering* los prosumidores, es decir, los consumidores que generan su propia electricidad mediante tecnología fotovoltaica (u otras tecnologías renovables) pueden inyectar su excedente en la red y obtener créditos por ello.

Estos créditos se emplean más adelante para compensar la electricidad que el prosumidor consume de la red a otra hora durante el mismo periodo de facturación como, por ejemplo, cuando las plantas fotovoltaicas dejan de generar lo suficiente como para abastecer la demanda.

En definitiva, los créditos compensan la electricidad que de otra manera el consumidor debería pagar a precio de tarifa minorista.

Se trata, pues, de un incentivo indirecto.

Dicho de otra manera, consiste en un acuerdo de facturación mediante el cual la utility concede al consumidor un crédito equivalente a la cantidad de generación eléctrica que éste último haya generado en exceso y que haya inyectado en la red, que podrá descontar de su factura eléctrica.

No existe ninguna imposición de este tipo a nivel federal. En la mayoría de los estados la política de *Net Metering* se estableció mediante ley. Las leyes estatales

requieren, habitualmente, que la Comisión Estatal de Servicios Públicos o *Public Utility Commission* del estado adopte normas administrativas para desarrollar el *Net Metering*.

Aunque depende de la legislación estatal, es reconocido por casi todos los estados y permite a los "prosumidores" maximizar el uso de la electricidad que generan.

Por ejemplo en California, el texto legislativo más reciente que regula el Net Metering es el AB 327 de 2013 complementado por el *Net Surplus Compensation* regulado por el AB 920 de 2009.

De forma general, se realiza una liquidación anual del balance entre la electricidad vertida a la red y la electricidad consumida proveniente de la red.

Los créditos obtenidos y sobrantes a finales de año pueden ser cobrados o mantenidos para ser utilizados durante el año siguiente.

Como se dijo, el *Net Metering* se introdujo a principios de los ochenta como medida para integrar la generación eólica y solar en el sistema eléctrico de Idaho y Arizona.

Actualmente está implementado a nivel de estado en 44 estados (3 son territorios del Commonwealth) y Washington D.C.. Adicionalmente hay otros dos estados (Idaho, y Texas), donde algunas *utilities* lo han implementado de forma voluntaria.

Adicionalmente, en Maine, California, Vermont, Massachussets, Rhode Island, Connecticut, Maryland, Illinois, Minnesota y Wyoming es posible el *Virtual Net Metering* (VNM).

Se trata de una modalidad de *Net Metering* que permite que varios usuarios puedan compartir un sistema de generación sin necesidad de que ésta se conecte a sus medidores, y beneficiarse de los créditos a los que pueda dar lugar la electricidad producida.

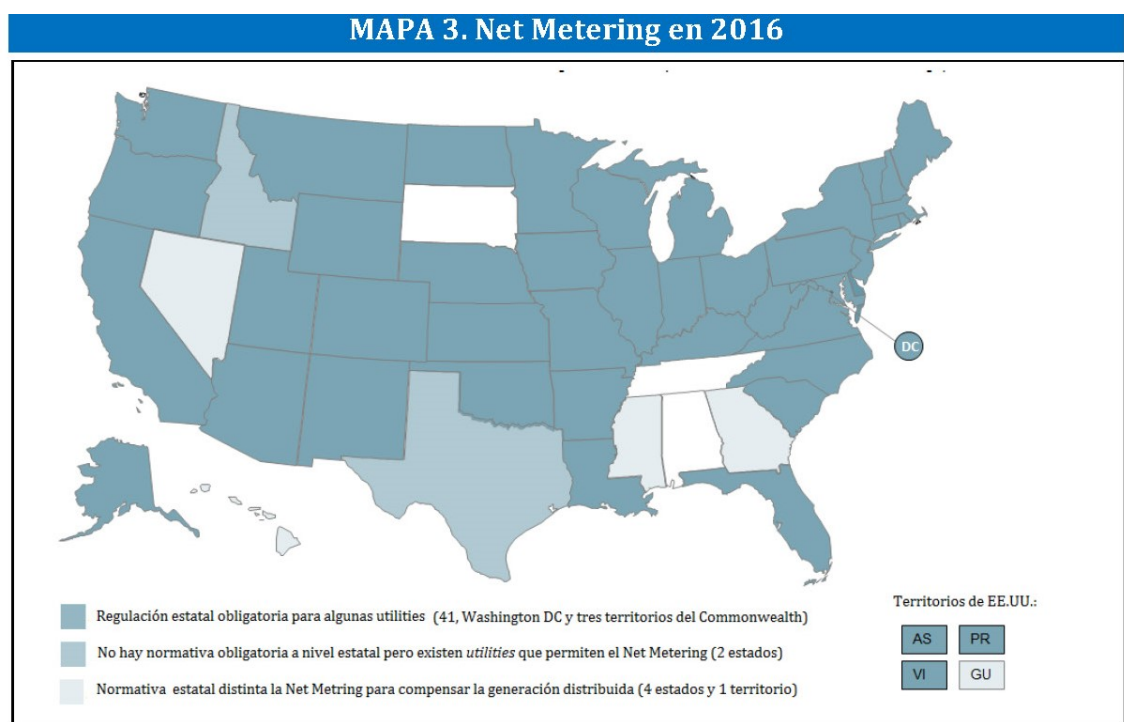
Cada estado define si todos los clientes son elegibles para el *Net Metering*, independientemente del tipo de *utility* con el que tienen contratado el suministro (*investor-owned utilities*, *municipal utilities* y *electric cooperatives*) o de si tan sólo lo son los clientes de las *investor-owned utilities*.

También deciden que tecnologías son elegibles (todos los estados han adoptado la tecnología solar como una de las tecnologías elegibles), la máxima potencia que se puede instalar, la propiedad de los certificados energéticos (*Renewable Energy Certificate* o REC) así como la máxima cantidad de generación distribuida que se puede acoger al *Net Metering*.

Habitualmente, esto último se establece fijando un porcentaje de la demanda pico de cada *utility*.

En la medida que las *utilities* están interesadas en cumplir con la exigencia del *Renewable Portfolio Standard* (RPS), la propiedad de los certificados energéticos REC está adoptando cada vez más importancia.

El MAPA 3 presenta el despliegue del programa Net Metering en EE.UU., según datos de enero de 2016.



Nueva York se encuentra entre los diez primeros estados en lo que se refiere a potencia instalada con balance neto. California, Arizona y New Jersey encabezan dicho ranking.

Durante los últimos años el *Net Metering* ha dado lugar a diversas variaciones

hasta el punto de que hoy, se denomina Net Metering Convencional a la modalidad en la que la *utility* establece un acuerdo de facturación con un único contador o medidor, propiedad de un consumidor individual.

En la actualidad es posible que la planta de generación elegible para el *Net Metering* se conecte con varios contadores, dando lugar a distintas variaciones del *Net Metering*: *Aggregated Net metering*, *Virtual Net Metering* y *Community Net Metering*.

Ello permite que otro tipo de consumidores que no pueden instalar generación distribuida se puedan beneficiar de él.

Entre 2011 y 2015 la potencia fotovoltaica acogida al *Net Metering* se ha multiplicado por cinco, hasta alcanzar los 9,3 GW que figuraban a finales de 2015.

Algunos estados empiezan a poner barreras políticas al *Net Metering* con objeto de desacelerar su crecimiento y equilibrar las desigualdades que este programa está ocasionando entre los consumidores que disponen de plantas de generación eléctrica y los que no lo tienen.

5.5.4 Net Metering en Nueva York y Maine

Actualmente, tanto en Nueva York como en Maine hay en vigor programas de *Aggregated Net Metering* y *Virtual Net Metering*, además del *Net Metering* convencional.

A finales de 2009 la *Public Service Commision* de Nueva York modificó los *Standard Interconnection Requirements* (SIR) de plantas menores de 2MW e introdujo procedimientos simplificados para conectar sistemas de Balance Neto, especialmente los menores de 25 kW. En 2011, entró en vigor la *Public Service Law*, que es la ley que regula el Balance Neto en Nueva York.

Nueva York es uno de los estados en los que el límite de la potencia de la instalación de generación es más elevado, pudiendo ésta ser de hasta 2 MW. Arizona, California, Colorado, Connecticut, Delaware, Florida, Maryland, Massachusetts, New Jersey, Nuevo México, Nueva York, Ohio, Oregon,

Pennsylvania, Rhode Island, Utah, Vermont, y West Virginia son los estados en los que más alta es la potencia máxima de las tecnologías elegibles para *Net Metering*.

La principal política de fomento del mercado en relación al *Net Metering* en Nueva York es la *NY–Sun initiative* que, a pesar de que inicialmente se diseñó como un programa de cuatro años (2012-2015) de duración, se decidió extender, al menos, hasta 2023.

En junio de 2013 se triplicó el porcentaje de generación distribuida que las cinco principales eléctricas del estado debían acoger mediante *Net Metering*. Por consiguiente, cada una de las cinco *utilities* debe ofrecer *Net Metering* hasta que la potencia de generación distribuida alcance el 3% de su demanda pico.

En el estado de Nueva York existen dos programas de *Net Metering*. Uno de ellos se ha implementado a nivel de estado y obliga a que todas las *investor-owned utilities* den servicio de *Net Metering*. Adicionalmente, *utility* PSEG Long Island también ofrece un programa de *Net Metering*.

En lo que respecta a Maine, hay en vigor un único programa de *Net Metering* que se ha implementado a nivel de estado y que se conoce como *Net Billing*.

La Comisión de Servicio Público de Maine obliga a que todas las *utilities*, tanto *investor owned utilities* como *consumer-owned utilities (municipal utilities y electric cooperatives)* ofrezcan la posibilidad de hacer balance neto a los consumidores a los que dan servicio y que en paralelo disponen de una instalación de generación eléctrica elegible, con menos de 660 kW de potencia instalada. Los créditos que la *utility* concede al consumidor por el excedente de generación eléctrica que inyecta en la red se podrán intercambiar en el plazo de 12 meses a precio de tarifa minorista, lo que permite que el balance no sólo se haga durante las horas diurnas y las nocturnas sino que también entre el periodo estival y el invierno.

Una vez pasados esos doce meses, el prosumidor concede los excedentes de electricidad inyectados a la red a la *utility* sin compensación alguna.

La TABLA 6 que se presenta en el Anexo, muestra los puntos clave del programa *Net Metering* en Nueva York y Maine.

5.5.5 Primas a la Renovable (Feed-In Tariff)

Constituye un mecanismo de incentivo directo mediante el cual se permite que los “prosumidores” puedan vender la electricidad generada al comercializador con el que tengan contratado su suministro.

El precio de venta de dicha electricidad es muy variable y depende tanto de la legislación estatal como del comercializador.

Excepto en el caso de algunos proyectos piloto, la mayoría de los contratos suelen ser a largo plazo (10-20 años), lo que garantiza la estabilidad de los ingresos que va a percibir el “prosumidor”. Las *utilities* fijan la tarifa FiT en función de la potencia instalada (la tarifa FiT suele ser mayor cuanto menor es la planta) y la tecnología (la tarifa de la solar fotovoltaica suele ser superior que la del resto de tecnologías).

No obstante, las tarifas FiT también pueden depender de los objetivos planteados por el programa; razón por la que suelen ser revisadas tanto al alza como a la baja en función de la acogida que esté teniendo.

Mediante el FiT se garantiza el pago a largo plazo (15-20 años) de la electricidad que genera una planta fotovoltaica. Dichos pagos son superiores a los que obtendría en el mercado y pueden corresponder exclusivamente a la electricidad generada o bien a una combinación de electricidad y certificados REC.

En 2013 tan sólo Washington, Oregon, California, Michigan, Indiana y Vermont disponían de leyes que obligaban a su implementación. En otros estados, como por ejemplo Kentucky, Tennessee, Misisipi, Georgia, Virginia, Carolina del Norte, Michigan, Indiana y Long Island, algunas *utilities* ofrecían voluntariamente *Feed-in Tariff*. Actualmente tan sólo está en vigor en Washington, California, Michigan, Indiana y Vermont.

La TABLA 7 muestra, de manera no exhaustiva, el rango que presenta a tarifa FiT para la solar fotovoltaica en estos cinco estados.

TABLA 7. Tabla resumen del rango de tarifas FiT para la fotovoltaica en EE.UU.

Estado	Tarifa FiT (\$/kWh)
California	0,17 - 0,3825
California	0,08929
Hawaii	0,19 - 0,22
Indiana	0,138 - 0,17
Vermont	0,1096 - 0,1249
Washington	0,19 - 0,22

Actualmente el estado de Vermont no hay en vigor ningún programa de *Feed-in Tariff* puro como el que había dentro del *Standard Offer Program*. Los últimos años se ha cambiado la política para fijar el precio de las tecnologías elegibles en el *Feed-in Tariff* y hoy en día lo hacen mediante una subasta inversa o *inverse auction*, en inglés.

La TABLA 8 compara los mecanismos *Net Metering* y *Feed in Tarif*.

TABLA 8. Tabla resumen de mecanismos NM y FiT

Feed-in Tariff (FiT) y el balance neto (Net Metering-NM) son incentivos que promueven la inversión en tecnologías renovables, concediendo a los productores una compensación por la energía inyectada a la red.		
Net Metering (Balance Neto)	Feed-in Tariff	Virtual Net Metering
<p>El único requisito necesario para acogerse al Net Metering es un contador.</p> <p>Los contadores suelen ser bidireccionales por lo que pueden contabilizar flujos en ambas direcciones, lo que permite que se pueda conceder un crédito para que la energía generada e inyectada a red pueda ser consumida más adelante.</p> <p>A diferencia del FiT y de los Power Purchase Agreements (PPA), el crédito que se acumula mediante Net Metering equivale al valor económico considerando la tarifa minorista completa (<i>full retail value</i>)</p>	<p>A diferencia del Net Metering se requieren dos contadores.</p> <p>El segundo contador contabiliza la energía que fluye desde la planta de generación a la red.</p> <p>De esta manera se puede establecer un precio distinto para la energía consumida y para la energía generada.</p> <p>Los esquemas FIT tienen una duración de unos 15-20 años, previa fijación de un precio superior al del mercado minorista, que disminuye con el tiempo (tarifa regresiva)</p>	<p>Consiste en hacer un balance neto contando con un sólo contador que se comparte entre varios consumidores, que comparten un huerto solar o una planta solar comunitaria.</p> <p>En 2013 había 10 estados con Virtual Net Metering en vigor. La normativa que les aplica varía de un estado a otro en función de si el crédito se valora a precio mayorista o minorista, el plazo de compensación o la existencia de cargos adicionales.</p>

La empresa proveedora del *Power Purchase Agreement* (PPA) pone a disposición de su cliente un sistema de generación distribuida, sin requerir inversión inicial por su parte. El cliente, a cambio, se compromete a comprar la producción energética del sistema a una tarifa fijada en el contrato y menor a la del mercado.

5.5.6 Generación Distribuida e Instalaciones Fotovoltaicas en EE.UU.

En este apartado, en primer lugar, se presentan la potencia y generación renovable en EE.UU. para después desagregar los valores correspondientes a la fotovoltaica. Como no toda la energía solar fotovoltaica instalada se puede considerar distribuida, se presenta luego una estimación de la potencia fotovoltaica distribuida.

5.5.6.1 Potencia y Generación Renovable

En 2013, había 1.155 GW de potencia instalada en EE.UU, de los cuales 171 GW eran renovables. La generación neta del sistema eléctrico de EE.UU. en ese mismo año fue 4.074 GWh, de los cuales algo más de 534 GWh fueron renovables.

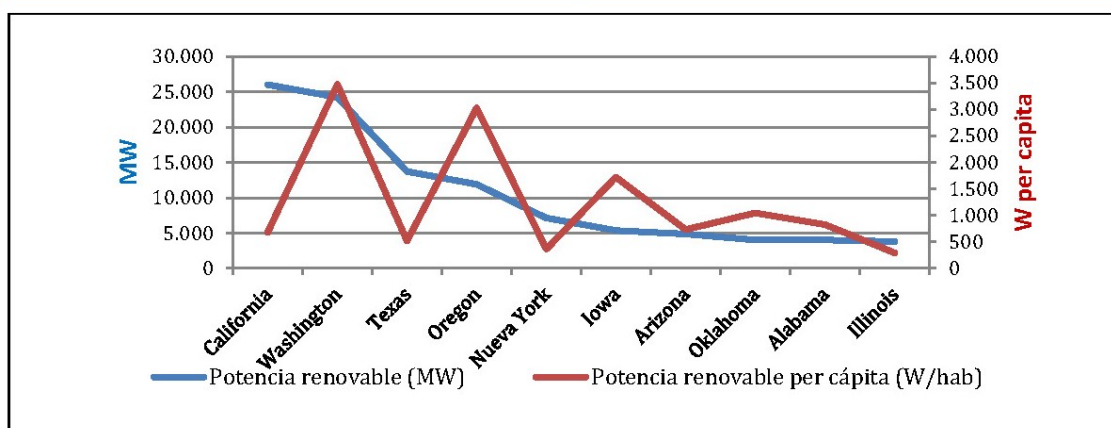
En la TABLA 9 se presenta una comparación de la Potencia y Generación Total y renovable del sistema eléctrico de EE.UU. y el de España.

TABLA 9. Potencia y generación total y renovable del sistema eléctrico de EE.UU. y de España

	Potencia total (GW)	Potencia renovable		Generación neta (TWh)	Generación renovable	
		(GW)	%		(TWh)	%
EE.UU.	1.155	171	14,8	4.074	534,286	13,1
España	108	51	46,9	273,713	113,619	41,5

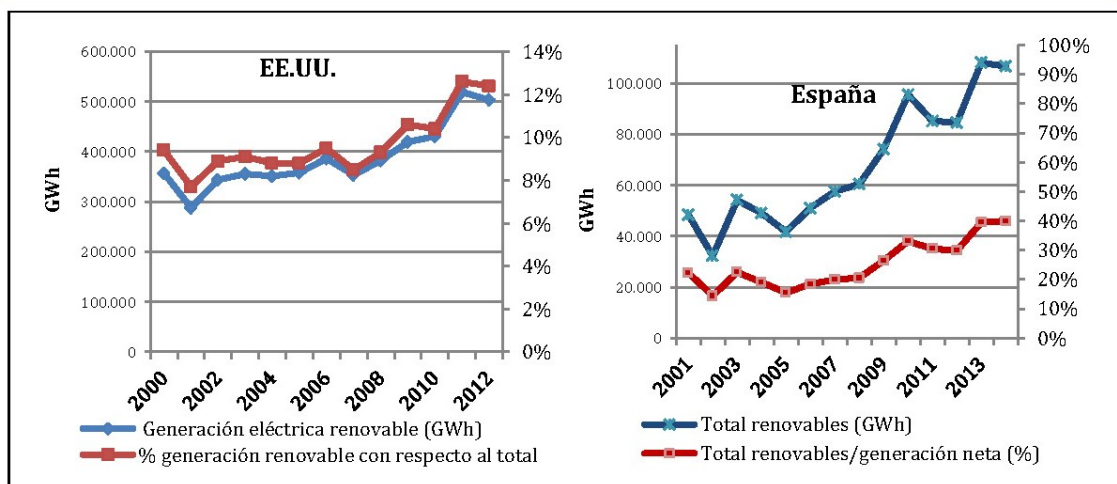
El GRÁFICO 12 muestra los 10 estados con más potencia renovable instalada y su correspondiente ratio per cápita.

GRÁFICO 12. Los 10 estados con más potencia renovable instalada. 2013



A efectos de facilitar la comparación del porcentaje de electricidad renovable presentado en el GRÁFICO 3, relativo a la evolución de la generación renovable y su contribución a la generación neta de electricidad en Reino Unido, el GRÁFICO 13 muestra la evolución de la generación eléctrica renovable en EE.UU. y España, así como su porcentaje con respecto a la generación eléctrica.

GRÁFICO 13. Evolución de la generación renovable en EE.UU. y España



5.5.6.2 Instalaciones Solares Fotovoltaicas

7,3 GW de los 16 GW de potencia renovable instalados hasta 2015 en EE.UU corresponden a tecnología solar, alcanzando una potencia solar acumulada de 28 GW.

Hay dos razones que argumentan la fuerte implantación a la que está dando lugar la tecnología fotovoltaica.

La primera es que la fotovoltaica es la tecnología de micro-generación que más cerca se encuentra actualmente de la *paridad de red*.

Una tecnología ha alcanzado la *paridad de red* cuando el costo de su producción eléctrica para el consumidor final es igual o inferior al costo de la energía obtenida del sistema eléctrico, incluyendo costo de generación, costo de las redes y otros costos incluidos en los peajes de acceso.

El precio medio de los sistemas fotovoltaicos instalados en el sector doméstico y comercial ha disminuido un 7% en Nueva York y un 8% en EEUU durante el último año (39% desde 2010).

La segunda es que el tamaño reducido de los sistemas fotovoltaicos y su continuada disminución de precios hacen que sea más fácil de financiar.

En 2014 se generaron 18000 GWh fotovoltaicos en EE.UU., que a pesar de suponer un valor en torno a 0,4% de la generación neta del país, considerando que en 2011 representaba menos del 0,05%.

El último trimestre de 2015 ha sido el octavo trimestre consecutivo en el que se ha instalado más de 1 GW, llegando a contabilizar un total de 22.395 MW.

Dos tercios de los más de 20 GW de potencia fotovoltaica que había a finales de setiembre de 2015, se han instalado entre 2014 y el tercer cuatrimestre de 2015, lo que pone de manifiesto la celeridad con la que se está instalando la fotovoltaica en EE.UU.

Las previsiones apuntan a que dicha potencia se va a duplicar, llegando a alcanzar cerca de 50 GW de potencia fotovoltaica acumulada, a finales de 2017.

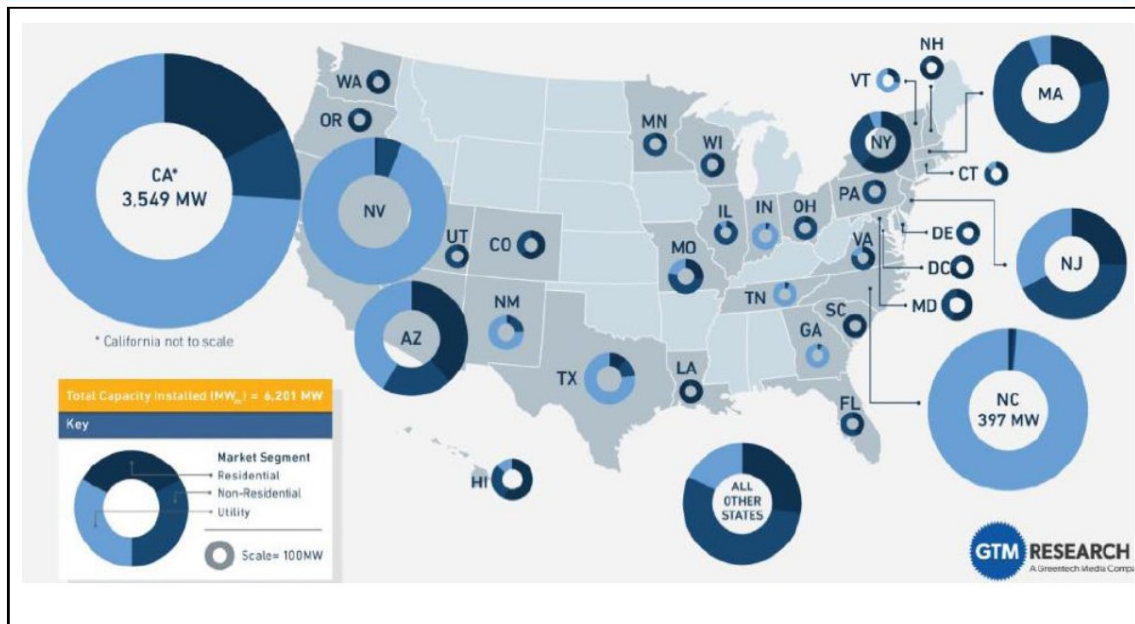
El MAPA 4 muestra la potencia fotovoltaica instalada en EEUU por estados y sectores (*residencial, no-residencial y utility*). California, Carolina del Norte, Nevada, Massachusetts, Arizona, Nueva Jersey, Nueva York, Texas, Hawaii y Misuri son los diez estados en los que más potencia fotovoltaica se instaló en 2014. Excepto en el estado de Nueva York, donde más del 50% de la potencia fotovoltaica se instaló en el sector residencial, y Massachusetts, donde se instaló en comercios e industria, la mayoría de la potencia fotovoltaica añadida en 2014 por los otros ocho estados que encabezan este ranking corresponde a grandes parques solares o *utility scale*.

La Sociedad de Industrias de la Energía Solar de EE.UU. (SEIA) considera que una instalación fotovoltaica es *utility scale* cuando el intermediario o comprador de la energía que la planta genera es una *utility* o un agente comercializador mayorista.

Esta definición incluye a las plantas fotovoltaicas pertenecientes al sector no residencial que participan en el programa FiT, en la que la energía generada se vende a una *utility* pero no aquellas instaladas en el sector residencial y que se acojan al FiT, ni tan siquiera si venden la producción a una *utility*.

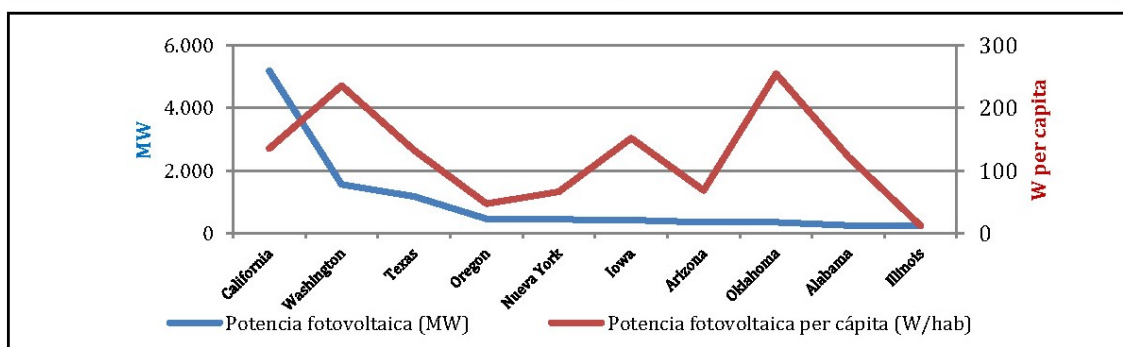
La Agencia de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés) del Departamento de Energía (DOE) de EE.UU., en cambio, concibe que una planta fotovoltaica es *utility scale* si tiene instalado menos de 1 MW, independientemente de su ubicación o sector propietario.

MAPA 4. Instalaciones fotovoltaicas en 2014, por estados



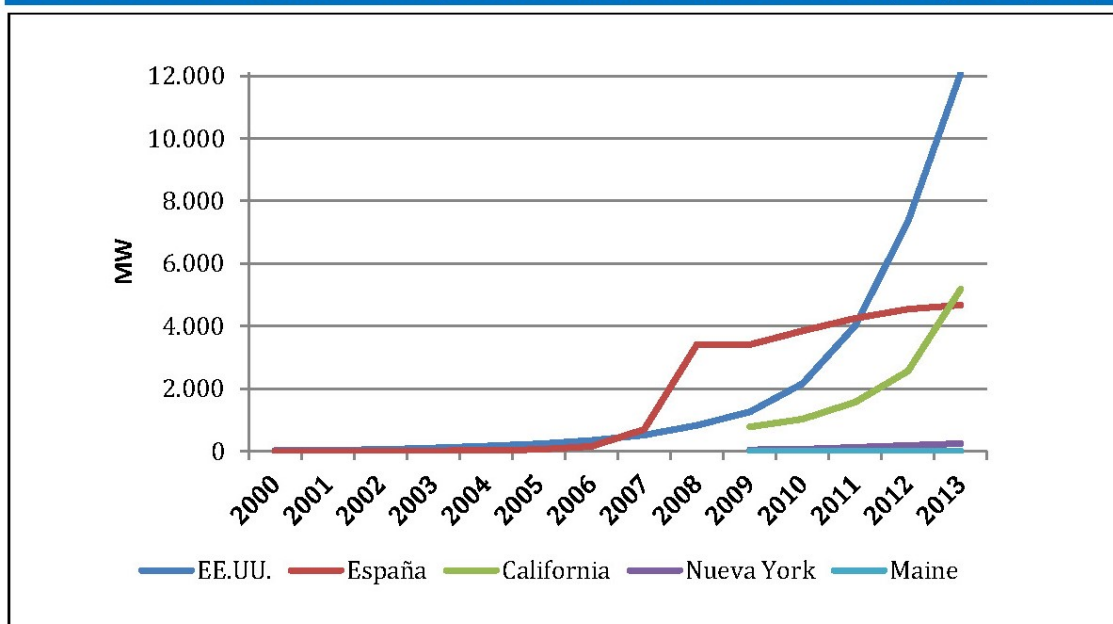
El GRÁFICO 14 presenta los 10 estados con más potencia fotovoltaica en 2013 y el ratio per cápita correspondiente a la potencia fotovoltaica en para cada uno de ellos. Cabe destacar que, aunque no aparezcan en el mismo, los estados de Delaware (68,18 W/persona) y Vermont (67,07 W/persona) presentan valores per cápita superiores al de algunos de los estados que sí registra este gráfico.

GRÁFICO 14. Los 10 estados con más potencia fotovoltaica en 2013



El GRÁFICO 15, presenta, comparativamente, la Evolución de la Potencia Fotovoltaica en EE.UU. y España (MW).

GRÁFICO 15. Evolución de la potencia fotovoltaica en EE.UU. y España (MW)



En el caso de la potencia fotovoltaica instalada en EE.UU. se contabiliza tanto la fotovoltaica *on grid* como la *off grid*.

Finalmente, la TABLA 10 muestra la potencia y generación neta del total de las renovables y de la fotovoltaica en España, EE.UU., Nueva York, Maine y California a efectos comparativos.

TABLA 10. Potencia y generación neta renovable y fotovoltaica Unido y España en 2013

	Potencia instalada (MW)		Generación neta (GWh)	
	RES	FV	RES	FV
España	50.843	4.664	113.619	8.324
EE.UU.	171.069	12.090	534.286	21.074
Nueva York	7.147	241	8.554	274
Maine	1.769	5	31.006	6
California	26.005	5.183	61.105	8.082

5.5.7 Generación Distribuida

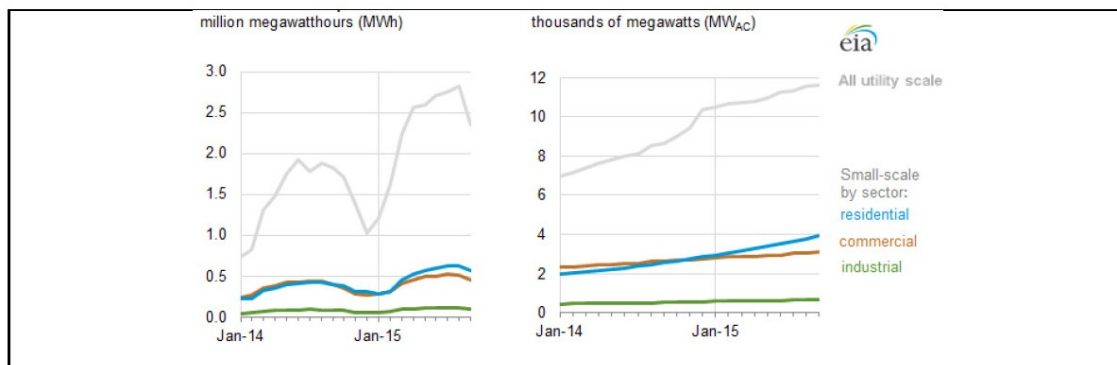
En 2015 se instalaron 2,9 GW de potencia solar distribuida en el sector residencial y el comercial, llegando a representar una potencia acumulada de 11 GW.

En septiembre de 2015 la tecnología solar generó en total 3,5 TWh, de los cuales el 33% se produjo en pequeñas plantas y el resto en plantas *utility-scale*. La generación solar representó en torno al 1% de la producción eléctrica que hicieron todas las plantas *utility-scale* en EE.UU.

La Energy Information Administration (EIA) establece que la generación distribuida, a la que en el caso de la fotovoltaica ocasionalmente también denomina *small scale photovoltaics*, es aquella que siendo menor que 1 MW, se ubica en la proximidad del punto de consumo y está conectada a la red de distribución.

Como se puede observar en el GRÁFICO 16, a finales de septiembre de 2015, había instalados unos 20 GW fotovoltaicos en EE.UU., de los cuales en torno a 12 GW correspondían a plantas *utility-scale* y los aproximadamente 8 GW restantes a generación distribuida.

GRÁFICO 16. Generación y potencia fotovoltaica instalada entre 2014 y 2015

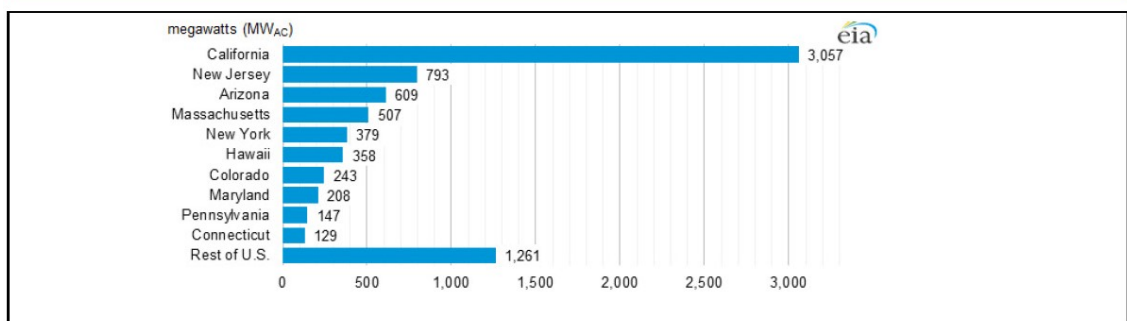


En lo que a la capacidad acumulada de fotovoltaica distribuida se refiere, el GRÁFICO 17 presenta la relación de los 10 estados con más potencia fotovoltaica distribuida en septiembre de 2015.

En torno al 40% de la capacidad fotovoltaica distribuida de EE.UU. se ubica en California. Esto se debe a una combinación de factores, entre los que cabe citar el alto precio de la electricidad, la densidad poblacional⁵⁸ y el gran potencial solar que dispone California. Los sistemas fotovoltaicos distribuidos de pequeño tamaño, denominados *small scale* en inglés, habitualmente se designan también con los

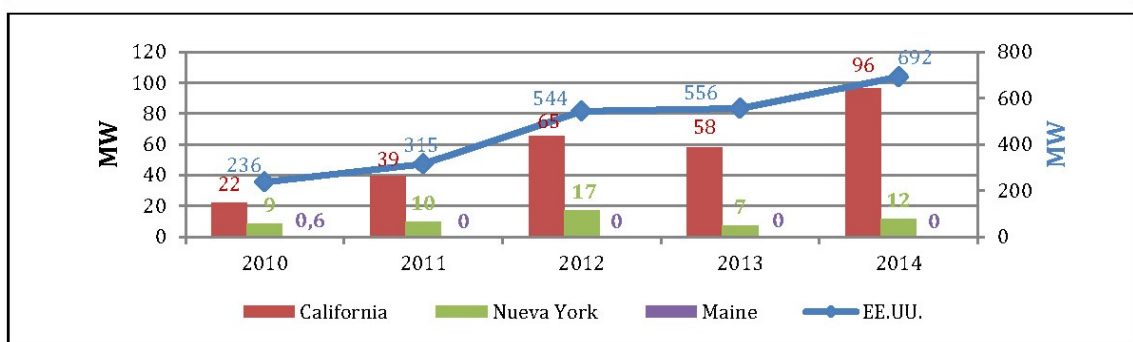
términos *behind-the-meter*, *customer-sited* o *distributed generation*. A pesar de que cada uno de estos sistemas distribuidos es muy pequeño (el tamaño medio para un planta fotovoltaica residencia es de 5 kW), hay que tener en cuenta la población del territorio con acceso a este tipo de sistemas , puesto que la suma de estas pequeñas instalaciones puede dar lugar a una significativa capacidad instalada.

GRÁFICO 17. 10 estados con más más fotovoltaica distribuida en 2015



El GRÁFICO 18 presenta la evolución que ha tenido la generación fotovoltaica distribuida en EE.UU., Nueva York, Maine y California. Se pone de manifiesto que la generación distribuida instalada en Maine es insignificante.

GRÁFICO 18. Evolución de la generación distribuida y la generación fotovoltaica distribuida en el periodo 2010-2014



En 2014 se instalaron 1.856 MW de generación distribuida en EE.UU., de los cuales casi la mitad, 692 MW, correspondieron a instalaciones fotovoltaicas.

6. NIVEL DE PENETRACIÓN

Europa sigue siendo la región del mundo con más potencia fotovoltaica

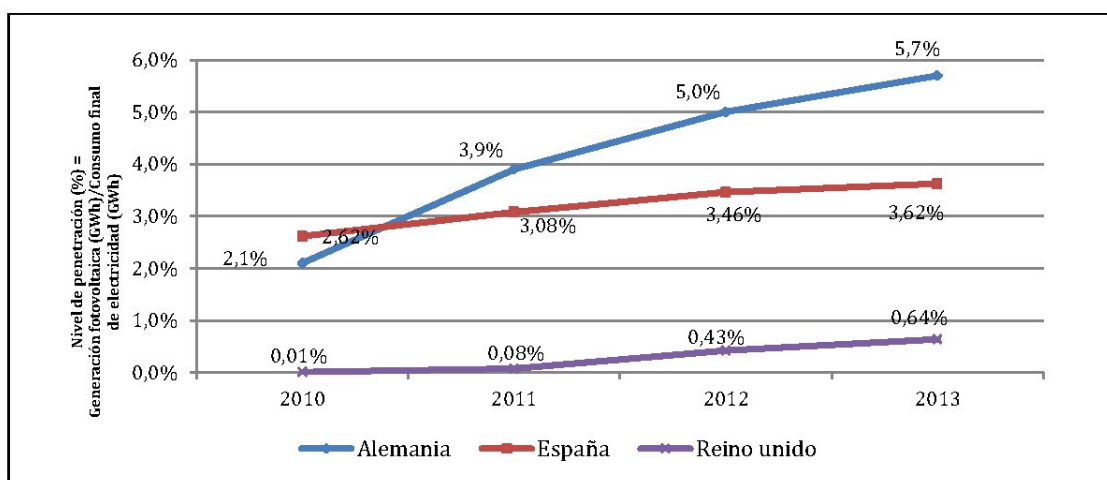
instalada. Los 81,5 GW que había instalados en 2013, representaban el 59 % de la potencia instalada a nivel mundial. A pesar de que esta cifra sigue siendo significativa, hay que tener en cuenta que en 2011 y 2012, Europa representaba el 75% y 70 % respectivamente, lo que pone de manifiesto el crecimiento que está experimentando esta tecnología en otras regiones, especialmente en China, América y Asia Pacífico.

Los cinco países con más potencia fotovoltaica instalada a finales de 2013 fueron Alemania (~36 GW), China (~20GW), Italia (~18 GW), Japón (13,6 GW) y Estados Unidos (12,1 GW) (REN21, 2014).

Más allá de la potencia fotovoltaica instalada en cada territorio, resulta interesante estimar su nivel de penetración, es decir, *el cociente entre la cantidad de energía fotovoltaica inyectada anualmente en la red y la electricidad anual consumida en cada país o región*.

El GRÁFICO 19 presenta el nivel de penetración de la generación fotovoltaica en Alemania, España y Reino Unido.

GRÁFICO 19. Penetración de la fotovoltaica en Alemania, España y UK



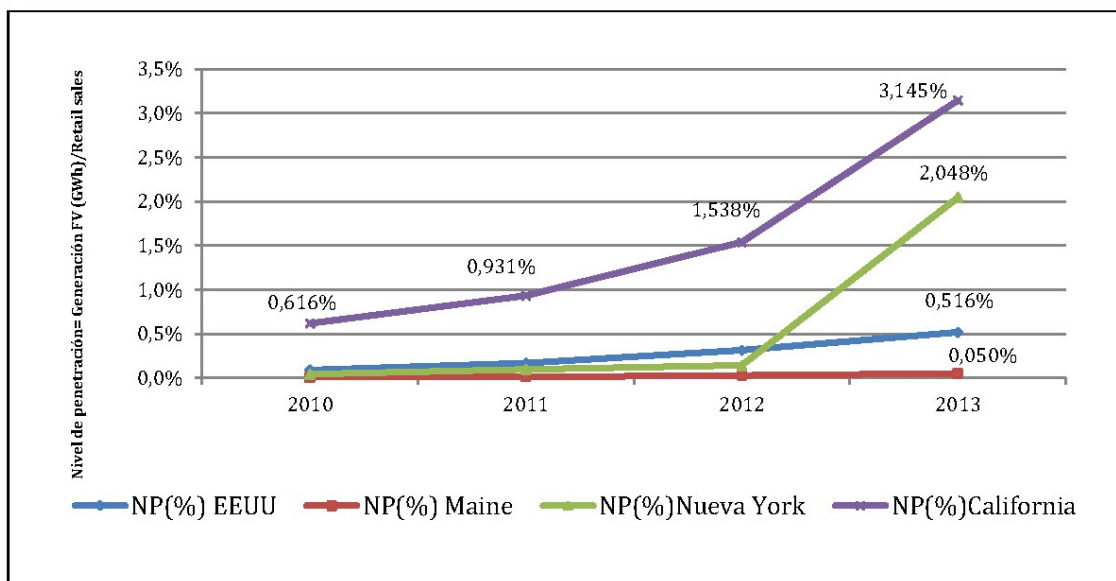
No obstante de tener 12 GW instalados en 2013, la generación fotovoltaica de EE.UU. es aun relativamente pequeña en comparación con su demanda final de electricidad. Por consiguiente, el nivel de penetración global fotovoltaico, entendido como el cociente entre la generación fotovoltaica y la energía eléctrica distribuida, se encontrara entre 0,1% y 0,3%.

Los cinco estados con más potencia fotovoltaica instalada en EE.UU. son California, Arizona, New Jersey, Nevada y Colorado. Si se ordenaran estos cinco

estados, Nueva York y Maine según su consumo final, se obtiene la siguiente clasificación: California, Nueva York, New Jersey, Arizona, Colorado, Nevada y Maine.

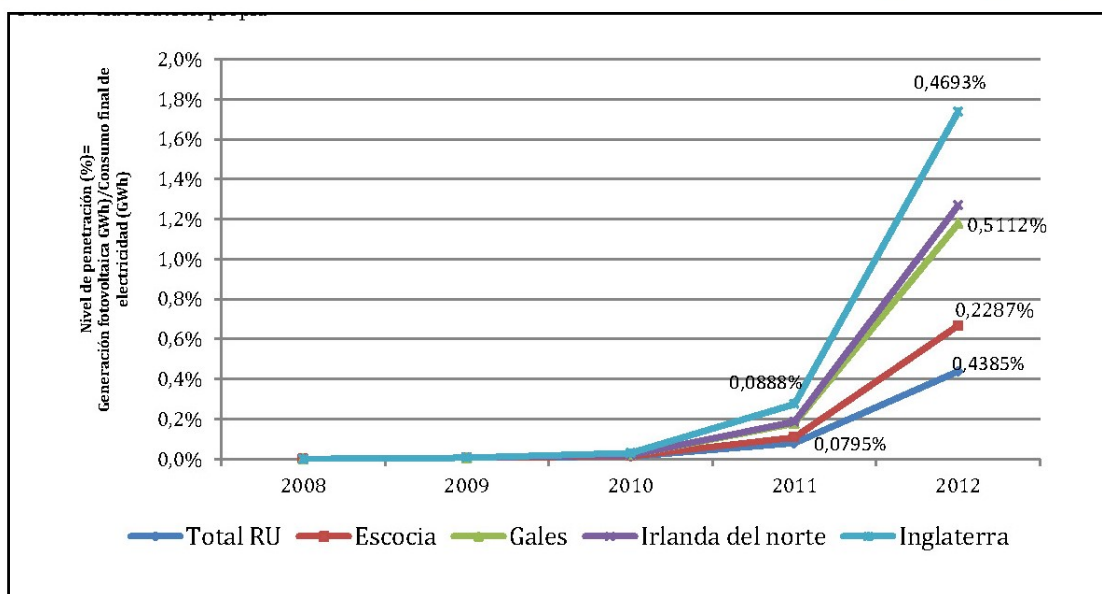
El GRÁFICO 20 muestra el nivel de penetración de California, Maine y Nueva York.

GRÁFICO 20. Penetración de la fotovoltaica en EE.UU, California , NY y Maine.



El GRÁFICO 21 muestra el nivel de penetración global de Reino Unido y el de sus cuatro regiones. No se aprecian diferencias significativas entre ellas.

GRÁFICO 21. Penetración de la fotovoltaica en Reino Unido, por regiones



EXPERIENCIAS RECOPIADAS A NIVEL INTERNACIONAL

ANEXO-TABLAS

TABLA 5. Resumen del programa RPS en el estado de Nueva York y Maine

	Maine	Nueva York-Estado	Nueva York- PSEG Long Island
Fuente de financiación	n.d.	Sobrecargo RPS	n.d.
Renovables elegibles/Otras tecnologías	Tecnología geotermoeléctrica, solar térmica, solar fotovoltaica, eólica, minieólica, biomasa, hidroeléctrica, residuos sólidos urbanos, cogeneración, pilas de combustible, gas de vertedero, mareomotriz, otras tecnologías de generación distribuida con menos de 100 MW.	Solar térmica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa, hidroeléctrica, cogeneración, pilas de combustible, gas de vertedero, mareomotriz, undimotriz, energía oceánica térmica, minieólica, digestión anaerobia	Solar fotovoltaica, eólica, biomasa, hidroeléctrica, Pilas de combustible, gas de vertedero, mareomotriz, undimotriz, energía oceánica térmica
Sectores de aplicación	<i>Investor-Owned Utility, Retail Supplier</i>	<i>Investor-Owned Utility, Local Government</i>	Local Government
Objetivo	Total: 40% en 2017 10% en 2017 para recursos tipo Class I (nuevos recursos)	29% en 2015 50% by 2030	30% en 2015
Multiplicador	1.5 para proyectos de energía renovable comunitarios (<i>community-based renewable energy projects</i>)	n.d.	n.d.
Mercado de certificados	Sí (NEPOOL-GIS)	No (NYGATS lo está desarrollando)	n.d.

TABLA 6. Características del Net Metering en Maine y Nueva York

	Maine	Nueva York- Estado	Nueva york- PSEG Long Island
Tecnologías elegibles	Fotovoltaica, eólica, biomasa, pilas de combustible, hidroeléctrica, cogeneración, geotermia, residuos sólidos municipales, minihidráulica, mareomotriz, solar termoeléctrica	Fotovoltaica, eólica, biomasa, pilas de combustible, cogeneración, digestión anaerobia, microturbinas	Fotovoltaica, eólica, cogeneración, pilas de combustible, digestión anaerobia, microturbinas
Sectores a los que aplica	Comercial, industrial y residencial	Comercial, industrial, residencial, organizaciones sin ánimo de lucro, escuelas, gobiernos locales, estatales y federales, agricultura e institucional.	Comercial, industrial, gobiernos locales, estatales y federales, organizaciones no gubernamentales, residencial, agricultura, escuelas
Aplicable a	Todas las utilities	Investors Owned Utilities (IOU)	PSEG Long Island
Máxima potencia de la instalación de generación⁵⁰	660 kW para investor owned utilities; 100 kW para <i>municipal utilities</i> y <i>electric cooperatives</i>	Solar: 25 kW (residencial), 100 kW (granjas) y 2 MW (no residencial), 100 kW (granjas)	Solar: 25 kW (residencial) y 2 MW (no residencial)
Capacidad agregada límite	Sin límite de capacidad agregada pero las <i>utilities</i> deben notificar a la Comisión de Servicio Público de Maine cuando la capacidad agregada alcance el 1% de la demanda pico de la <i>utility</i>	6 % de la demanda de generación solar, biogás, microgeneración doméstica y pilas de combustible de la <i>utility</i> en 2005; 0,3% de la demanda eólica de 2005 de la <i>utility</i>	150 MW para la solar, biogás, microgeneración residencial y pilas de combustible; 0,3% (15,3 MW) de la demanda eólica de la <i>utility</i>
Excedente neto de generación	La <i>utility</i> concede al consumidor un crédito equivalente al exceso de generación eléctrica que haya inyectado en la red valorada a precio de minorista. Durante los 12 siguientes meses, el consumidor puede descontar este crédito de su factura.	Generalmente se da un crédito a precio minorista, excepto en el caso de la microgeneración y las pilas de combustible que se concede el coste evitado, para descontar en la siguiente facturación del cliente. Los excedentes, generalmente, se compensan anualmente a precio de coste evitado, excepto los excedentes solares y eólicos domésticos y los de microgeneración doméstica y pila de combustible que se acumulan indefinidamente.	
Meter Aggregation⁵²	Permitido	Permitido a consumidores no residenciales y a granjas. También está permitido el <i>Community Metering</i>	Permitido a consumidores no residenciales y granjas con solar y eólica y biogás

TABLA 11. Evolución de la Tarifa FiT (c€/kWh) que aplica a la tecnología fotovoltaica elegible, según su *eligibility date*

c€/kWh	Mayo-Junio 2013	Julio-Septiembre 2013	Octubre-Diciembre 2013	Enero-Marzo 2014	Abril-Junio 2014	Julio - Octubre 2014	Octubre-Diciembre 2014	Enero-Marzo 2015	Abril-Junio 2015	Julio - Octubre 2015	Octubre-Diciembre 2015
4 kW (nuevo)	19,44	18,76	18,76	18,76	18,10	18,10	18,10	17,47	16,86	16,27	15,70
4 kW (retrofit)	19,44	18,76	18,76	18,76	18,10	18,10	18,10	17,47	16,86	16,27	15,70
<4-10 kW	17,61	17,00	17,00	17,00	16,40	16,40	16,40	15,83	15,27	14,74	14,23
>10-50 kW	16,40	15,83	15,83	15,83	15,27	15,27	15,27	14,74	14,74	14,74	14,23
>50-100 kW	13,97	13,97	13,97	13,48	13,48	13,02	13,02	13,02	12,56	12,12	12,12
>100-150 kW	13,97	13,97	13,97	13,48	13,48	13,02	13,02	13,02	12,56	12,12	12,12
>150-250 kW	13,37	13,37	13,37	12,90	12,90	12,45	12,45	12,45	12,01	11,60	11,60
>250kW-5MW	8,62	8,62	8,62	8,32	8,32	8,03	8,03	8,03	7,76	7,48	7,48
Sistema aislado	8,62	8,62	8,62	8,32	8,32	8,03	8,03	8,03	7,76	5,59	5,39
Tarifa de exportación	5,84	5,84	5,84	5,84	6,01	6,01	6,01	6,01	6,11	6,11	6,11

CAPÍTULO V

MICRO-GENERACIÓN
SOLAR FOTOVOLTAICA
Y SU SITUACIÓN A
NIVEL GLOBAL Y
ANÁLISIS DE URUGUAY
COMO REFERENCIA

CAPÍTULO 5: MICRO-GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y SU SITUACIÓN A NIVEL GLOBAL Y ANÁLISIS DE URUGUAY COMO REFERENCIA

0. RESUMEN

El presente Capítulo, complementario al anterior, se presentan desarrollos referidos a la situación de la Energía Solar Fotovoltaica conforme se observa en experiencias internacionales.

Se divide en dos Secciones:

En la Sección I, se aborda con algún detalle y en forma complementaria al Capítulo precedente, la Micro-Generación Solar Fotovoltaica y su Situación a Nivel Global.

En la Sección II, se aborda el Caso de la República Oriental del Uruguay, dado el éxito de la penetración de esta Fuente Primaria Renovable, su Estructura Técnico-Regulatoria en Micro-Generación Distribuida, y su similitud con ciertas características de la República Argentina, particularmente respecto de la Provincia de Entre Ríos, donde opera la Empresa Distribuidora ENERSA S.A.

SECCIÓN I. MICRO-GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y SU SITUACIÓN A NIVEL GLOBAL

1. INTRODUCCIÓN

La micro-generación refiere a la generación de energía en forma de calor o electricidad, localmente y a pequeña escala, aunque la definición varía según los distintos países.

Además, frecuentemente implica que las fuentes de energía utilizadas sean de origen renovable.

El concepto de Micro-Generación, surge como respuesta a una necesidad social de abastecer de energía eléctrica a zonas que carecían de la misma. Por lo tanto, la Micro-Generación comenzó siendo un mecanismo de auto-abastecimiento de energía aislado de la red.

En la actualidad se expandió este concepto, incluyendo en el mismo una posible conexión con la red, permitiendo así, no solo el auto-abastecimiento de energía, sino también la posibilidad de volcar el excedente a la red eléctrica.

Esta conexión a la red obliga, por tanto, a la existencia de normativas que regulen dicho intercambio.

En esta Sección (y en todo el Capítulo) se focaliza en la Micro-Generación que utiliza como fuente primaria la energía solar fotovoltaica. Este tipo de fuente presenta ventajas ambientales además de necesitar poco mantenimiento y tener una vida útil estimada entre 25 y 40 años, dependiendo de la calidad de los paneles solares instalados.

Los dos posibles tipos de sistemas de Micro-Generación, son el Sistema Aislado de la red, y el Sistema que se conecta a la misma.

Sistema de Micro-Generación Aislada: En este tipo de sistemas se genera energía para el auto-consumo, sin existir conexión con la red eléctrica. Si el recurso a través del cual se provee la energía es un recurso renovable, deben colocarse baterías para que se pueda acumular la energía cuando la misma presenta excedentes, y tener así una mayor disponibilidad de esta independientemente de la volatilidad del recurso.

Sistema de Micro-Generación Conectado a la Red: En este tipo de sistemas no sólo se genera la energía para el auto-abastecimiento, sino que el excedente puede ser inyectado a la red.

Cuando existe conexión con la red, deben existir políticas que regulen el intercambio de energía que se produce.

2. TIPOS DE INTERCAMBIO CON LA RED

En esta situación, como se dijo, los Micro-Generadores tienen la posibilidad de conectarse a la red eléctrica. Se describirán en este apartado las diferentes políticas más utilizadas, conforme lo descrito en el Capítulo anterior, de mediación que existen con red eléctrica para regular las transacciones de energía entre el sistema

de Micro-Generación y, específicamente, el Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.

2.1 Auto-Consumo Puro

El Auto-Consumo se define como la generación de energía para el consumo propio, con el fin de reducir los costos que implica obtener la energía de otros proveedores.

Por lo tanto, el sistema de generación se diseña para que la potencia obtenida sea del orden de la demandada, ya que, si la potencia resultase mayor, la energía excedente no sería compensada.

De todas maneras, como el recurso solar no es constante, se debe establecer una conexión con la red para poder abastecer la demanda en los momentos en que el mismo no sea suficiente (excepto en los sistemas de Micro-Generación aislada, para los que la opción más típica de acumulación de energía ante la inexistencia del recurso primario, es el empleo de un banco de baterías, como se dijo).

2.2. Balance Neto o *Net Metering*

A diferencia del caso anterior, el excedente de energía generado por el Micro-Generador es volcado a la red. Esta energía es contabilizada en forma de crédito (en kWh) a favor del usuario, el cual podrá utilizarse cuando este lo considere necesario, o bien puede tener una compensación monetaria –dependiendo de cada país-.

Por tanto, la empresa distribuidora hace un balance neto entre la energía inyectada a la red y la energía consumida de la misma para calcular el consumo total a facturar.

Se requiere para ello contar con un medidor bidireccional que mida ambas energías (o de dos medidores para sendos casos –consumo e inyección de excedentes-).

Una característica de este tipo de modalidad, es que el precio de la energía consumida es igual al de la generada. Esta política se establece por un periodo, en general, de unos pocos años dependiendo de cada país.

En el caso de que al final del periodo el saldo de energía resulte favorable para el Micro-Generador, puede o no retribuirse monetariamente el excedente de energía, dependiendo de cada país.

2.3 Facturación Neta o *Net Billing*

En el caso de la política del *Net Billing*, el valor de la energía consumida por el Micro-Generador no necesariamente coincide con el valor de la energía generada.

El beneficio, consecuentemente, se recibe como una retribución monetaria por parte de la empresa distribuidora en función de la diferencia entre el valor de la energía consumida y el valor de la generada.

En general, el precio de la energía inyectada a la red es menor o igual al de la consumida. Constituye, así, una variante de la modalidad *Net Metering*.

2.4 *Feed-in Tariff* (FIT)

Este tipo de intercambio consiste en una política energética que ofrece acuerdos de compra a largo plazo para la venta de energía eléctrica proveniente de fuentes primarias renovables.

Las políticas de compra pueden ser dependientes o no del precio de la electricidad del mercado. Una vez establecido el contrato, la tarifa se mantiene fija a lo largo del plazo acordado, que suele ser entre diez y veinte años.

Las ventajas de esta política son la seguridad y estabilidad que brinda, ya que la empresa distribuidora está obligada a comprar toda la energía generada a una tarifa determinada, durante un periodo de tiempo.

Por otro lado, una desventaja de este tipo de política es que puede ocasionar una distorsión en los precios de las tarifas eléctricas, por ejemplo en el caso en que los costos de la implementación de este esquema se trasladen a los precios de la energía para todos los consumidores.

3. SITUACIÓN GLOBAL

El fomento de energías renovables es un fenómeno a nivel mundial. Desde diferentes agencias, institutos y organizaciones gubernamentales y no gubernamentales, los informes y el acopio de datos revelan claramente una expansión de políticas energéticas en el mundo, observando que gran parte de los países tienen más de una política de promoción o fomento para el empleo de fuentes primarias renovables en la producción de energía (en particular, direccionadas al

abastecimiento eléctrico).

A su vez, la Micro-Generación, o Auto-Consumo, en base a energía solar fotovoltaica ha tenido gran impacto tanto en países desarrollados como países en vías de desarrollo.

En este apartado se presenta una descripción de las políticas actuales, en conjunto con algunos datos relevantes de capacidad de Micro-Generación instalada, correspondientes a una amplia selección de países.

3.1 Europa

3.1.1 Alemania

En Alemania las políticas referidas a la Micro-Generación se enmarcan en la Ley de Energías Renovables (EEG: *Erneuerbare Energien Gesetz*) cuya versión original data del año 2000, habiendo cambiado con el transcurso del tiempo.

El sistema utilizado es un *Feed-in-Tariff* mediante el cual el exceso de energía es pagado a una tarifa fija a través de un contrato con plazo de 20 años.

Las tarifas para nuevas instalaciones tienen una reducción a medida que los costos de las tecnologías disminuyen.

Asimismo, existe la posibilidad de, en lugar de recibir la *Feed-in-Tariff*, pueda venderse la energía en el mercado eléctrico y recibir una prima (*Marktprämie*) adicional al ingreso obtenido de la venta.

Esta alternativa fue establecida en la EEG 2012.

Por otro lado, se estimula a que la energía generada sea auto-consumida y no inyectada a la red; con este objetivo, hasta 2012 se pagaba una prima por cada kWh auto-consumido.

En la actualidad ya no existe este pago extra, pero se exige a los Micro-Generadores con potencia instalada mayor a 10 kW que por lo menos el 10 % de la energía generada en el año sea para consumo propio.

También con este fin, se desarrolló un programa de incentivos para la acumulación de energía para sistemas de hasta 30 kW.

El mismo consiste en un 30% de descuento y bajos intereses como crédito obtenido en el Banco de Crédito para la Reconstrucción (*Kreditanstalt für Wiederaufbau*).

Desde 2014 los Micro-Generadores con potencia mayor a 10 kW deben pagar un 30% del recargo para financiar el programa del EEG, convirtiéndose en un 40% a partir de 2017.

Las instalaciones con potencia mayor a 100 kW están obligadas a vender la energía en el mercado eléctrico.

Entre el año 2000 (año de referencia de la EEG) y el 2015, el promedio de la potencia de las instalaciones fue menor a 50 kW. Asimismo, en el primer año de la EEG la mayor cantidad de instalaciones fueron de menos de 10 kW, con un promedio de 4,2 kW y del tipo residenciales.

El año con más instalaciones puestas en marcha fue el 2010. Un dato importante es que a fines de 2015 existían 22,4 GW de Micro-Generación fotovoltaica conectada a la red de baja tensión.

3.1.2 Italia

El mecanismo de intercambio existente en Italia es el llamado *Scambio Sul Posto* (SSP).

Si bien se han encontrado que distintas fuentes hacen uso del término *Net Metering* para caracterizarlo, tiene características de Facturación Neta (*Net Billing*) y abarca a todos los sistemas hasta 500 kW.

El pago efectuado por el denominado *Gestore Servizi Energetici* (GSE), la autoridad reguladora italiana, al Micro-Generador es igual a la diferencia entre el valor de la energía inyectada a la red y el valor de la energía consumida desde la misma, en un periodo de tiempo definido.

El valor de la energía inyectada es proporcional al del mercado y tiene en cuenta el área de la red en la que se encuentre la instalación y la hora del día.

Por otro lado, el valor de la energía consumida es igual a la diferencia entre el precio de la energía y los costos de la red por kWh transitados.

Por lo tanto, la energía inyectada a la red es remunerada a través de una “cuota de energía”, basada en el precio de la energía en el mercado, y una “cuota de servicio”, que depende de los costos de los servicios de la red.

A partir del 1ro de junio de 2015, para pertenecer al programa que establece el SSP, se deben pagar dos impuestos:

- Impuesto Fijo: Las instalaciones de más de 3 kW deben pagar 30 €/año.
- Impuesto Variable: Las instalaciones de más de 20 kW deben pagar anualmente 1 €/kW instalado.

A fines de 2015 existían más de 500.000 instalaciones y una potencia acumulada mayor a 4000 MW.

3.1.3 Reino Unido

En Reino Unido rige el sistema de *Feed-in Tariff* desde 2010, abarcando sistemas basados en energías renovables con una capacidad total de hasta 5 MW. El BEIS (*Department of Business, Energy and Industrial Strategy*) es quien elabora las políticas del FiT, mientras que el regulador Ofgem E-Serve administra el programa.

Otras figuras importantes en el sistema son los *licensees*; estos son proveedores de energía que manejan las solicitudes a los FiT y realizan los pagos.

Los Micro-Generadores reciben dos tipos de pagos, uno por generación y otro por inyección a la red, además del ahorro en la factura de electricidad:

- Generation Tariff: El proveedor de energía correspondiente le paga al micro-generador una cierta cantidad monetaria por cada kWh generado. Esta tarifa depende de factores tales como el tamaño (capacidad) de la instalación, la tecnología utilizada, la fecha de la instalación y la eficiencia energética vinculada al hogar del Micro-Generador.
- Export Tariff: El proveedor le paga al Micro-Generador una cantidad extra por cada kWh inyectado a la red. En cuanto a la medida de esta energía, sólo los sistemas de potencia mayor a 30 kW son obligados a tener un medidor, para el resto de las instalaciones se estima como el 50% de la energía generada.

Las instalaciones de Micro-Generación deben estar avaladas/certificada por el *Micro-Generation Certification Scheme* (MSC), tanto respecto al instalador como a los materiales e instalación del sistema de Micro-Generación propiamente dicho.

Respecto del nivel de penetración de la Micro-Generación, un total de 756379 instalaciones fueron registradas a fines de 2015 siendo el 98,9 % de energía solar fotovoltaica.

3.1.4 España

En España, si bien el Auto-Consumo es permitido, actualmente no existe ningún tipo de política de intercambio de energía con la red, ni incentivo que lo fomente.

En octubre de 2015 fue publicado el Real Decreto 900/2015 que regula las instalaciones eléctricas con auto-consumo. En él se definen dos tipos de auto-consumidores con las siguientes características:

Tipo 1:

- Potencia máxima a instalar de 100 kW (y siempre menor o igual a la contratada).
- Hasta los 10 kW la energía auto-consumida está exenta de abonar cargos por auto-consumo.
- El titular del punto de consumo debe ser el mismo que el de la instalación de producción.
- Los excedentes producidos e inyectados a la red no reciben retribución. Actualmente está vedada la inyección de excedentes.
- Es obligatorio tener un medidor homologado para la medición de la energía auto-generada, y otro independiente para la medida de energía consumida de la red.

Tipo 2:

- La potencia de la instalación puede ser mayor que 100 kW (y menor o igual a la potencia contratada).
- Se permite que el titular del punto de consumo sea distinto al de la

instalación de producción.

- Todas las instalaciones deberán contar con uno o dos (dependiendo de la configuración) equipos de medida.
- Debe existir un contrato de acceso a la red.
- Los excedentes deben ser gestionados en el mercado spot y serán abonados al precio del mercado. En esta modalidad se debe pagar un impuesto de red de 0,5 €/MWh junto con otro del 7% sobre la cantidad de energía producida.

En cuanto al régimen económico, existe lo que usualmente se denomina como “Impuesto al Sol”, el cual consta de dos cargos:

- Cargo por la Potencia Instalada (€/kW, anual): Se aplica si la instalación cuenta con baterías que permitan la reducción de la potencia contratada a la empresa de distribución eléctrica.
- Cargo por la Energía Auto-consumida (€/kW h): De este cargo están eximidas las instalaciones con potencia menor a 10 kW y las instalaciones ubicadas en Islas Canarias, Ceuta y Melilla (Mallorca y Menorca tienen cargos reducidos).

Este impuesto ha sido objeto de gran controversia puesto que desalienta el Auto-Consumo. En la actualidad se está elaborando un proyecto de ley para el “Fomento del Autoconsumo Eléctrico” que pretende, entre otras cosas, abolir el “Impuesto al Sol”.

La evolución en la instalación de potencia solar fotovoltaica tuvo su pico en el año 2008, tanto en plantas de generación de gran porte, como en las generación distribuida (2,7 GW), debido a la existencia del incentivo propiciado por el mecanismo *Feed-in Tariff*, vigente por entonces.

Al no existir políticas de incentivo en los últimos años la capacidad solar fotovoltaica instalada no ha aumentado significativamente.

3.2 Asia

3.2.1 China

En este país, los propietarios de los sistemas fotovoltaicos pueden optar entre un esquema de *Feed-in Tariff*, donde toda la energía generada es inyectada a la red, o bien un esquema de auto-consumo donde se inyecta a la red el exceso de generación.

Para el esquema de *Feed-in Tariff*, el gobierno chino divide el territorio en tres regiones, dependiendo de la abundancia en cuanto al recurso solar, de manera que en la región que tenga mayor recurso, el propietario del sistema fotovoltaico venda la energía a un precio menor.

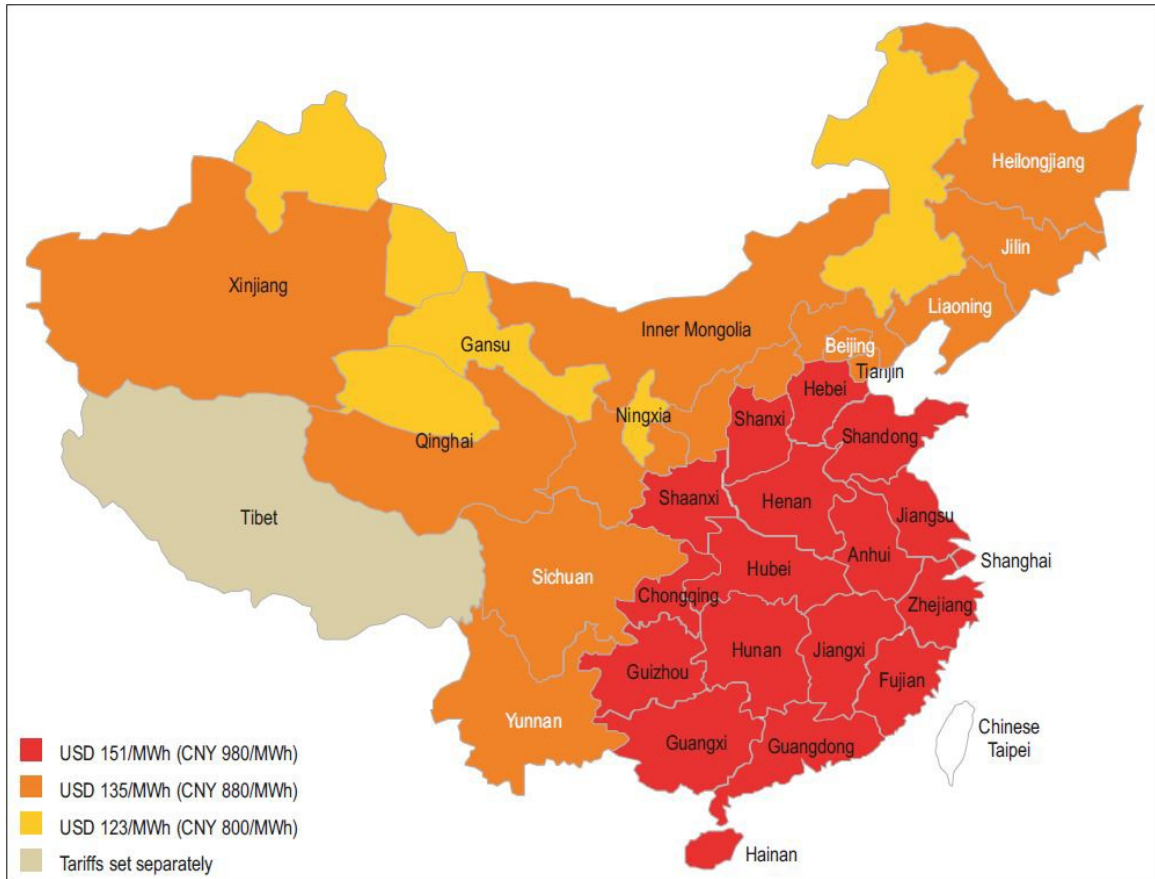
Desde los inicios de la aplicación del esquema de *Feed-in Tariff* (año 2011), las tarifas se han reducido desde aproximadamente 172 USD/MWh hasta los valores que se presentan en la Figura 1 (para cada una de las tres regiones referidas –excluyendo Tíbet-). Se considera el tipo de cambio al siguiente valor: 1 USD \approx 6,5 CNY.

Para el esquema de Auto-Consumo, el propietario vende el exceso de energía generada al precio mayorista, el cual genera una ganancia menor que si fuese vendido al precio residencial (precio minorista). A dicha tarifa se le suma un *bonus*, denominado “*standard premium*”, que tiene un valor aproximado de 64 USD/MWh.

Ambos esquemas, prevén una duración del contrato de 20 años, donde la limitación en cuanto a instalación de potencia se sitúa en los 20 MW para instalaciones en 35 kV.

El límite en cuanto a la potencia total instalada en el sistema eléctrico estaba previsto en 7 GW hasta el año 2015. Se refiere a aquel límite mediante el cual el regulador determina la máxima potencia instalada por encima de la cual ya no se aplican los esquemas regulatorios.

Figura 1: Tarifas actuales del esquema FiT en China



Por otro lado, se destaca que el esquema de Auto-Consumo es atractivo para los clientes de la industria debido a las altas tarifas eléctricas para ese sector. Además, es posible vender la electricidad generada a otros clientes localmente.

En cuanto a la potencia instalada al comienzo del año 2016, aproximadamente el 86% del total corresponde a las plantas fotovoltaicas de gran escala, siendo el restante 14% el correspondiente a instalaciones de pequeña escala.

Por lo tanto, teniendo en cuenta una capacidad instalada de 44 GW, la capacidad de las instalaciones de pequeña escala estaba, en 2016, en el entorno de 6,16 GW.

En 2017 se propuso un recorte importante para el esquema de FiT y Auto-Consumo en China, debido al alto costo del subsidio para los proyectos de energía

renovable asumido por el gobierno.

Los nuevos valores estimados para el esquema de FiT serían: 85 USD/MWh (región de 123 USD/MWh en la Figura 1), 100 USD/MWh (región de 135 USD/MWh en la Figura 1) y 115 USD/MWh (región de 150 USD/MWh en la Figura 1) para las tres regiones existentes (excepto el Tíbet), lo que representa una disminución del 30,1%, 25,9% y 23,3%, respectivamente.

Por otro lado, para el caso del auto-consumo, la tarifa uniforme de 64 USD/MWh pasaría a dividirse también en tres regiones, como el esquema FiT, quedando en 30,8 USD/MWh, 38,5 USD/MWh y 46,2 USD/MWh, representando una disminución del 52,3%, 40,4% y 28,5% respectivamente.

3.2.2 Japón

En Japón existe desde el año 2012 un esquema de *Feed-in Tariff* donde las compañías eléctricas están obligadas a comprar la energía generada a partir de fuentes renovables por un periodo de tiempo y precios fijos.

El costo implicado para la compra de la energía inyectada a la red es cubierto de dos formas: la primera es a través de un recargo en la tarifa de todos los usuarios de la red eléctrica y la segunda corresponde al aporte de las compañías eléctricas, vinculado al costo equivalente que se evita de la generación centralizada.

La tarifa asociada al esquema FiT (Ver Tabla 1) es revisada anualmente, y los precios y periodos del contrato dependen de la capacidad de la instalación, si es menor o mayor (o igual) que 10 kW.

Además depende de si la instalación requiere (o no) de un equipo de control de salida.

Se considera el tipo de cambio al siguiente valor: 1 USD \approx 110 JPY.

Si se utilizan sistemas de almacenamiento o co-generación con el sistema fotovoltaico entonces la tarifa se reduce.

Las instalaciones residenciales pueden beneficiarse a través de un subsidio a la inversión siempre que cumpla ciertos requerimientos, y teniendo en cuenta que el subsidio varía dependiendo de la inversión realizada.

Potencia instalada	Duración del contrato (años)	Valor de la tarifa s/imp. (USD/kWh)				
		2012	2013	2014	2015	2016
< 10 kW	10	0,38	0,35	0,34	0,30-0,32	0,28-0,30
≥ 10 kW	20	0,36	0,33	0,29	0,26-0,25	0,22

Tabla 1: Evolución de las Tarifas para el Esquema FIT en Japón

En cuanto a la potencia instalada, el volumen de instalaciones bajo el esquema FIT desde Julio de 2012 hasta Enero de 2016, fue de aproximadamente 3, 8 GW en instalaciones residenciales y, por otro lado 22, 1 GW en instalaciones comerciales y de gran escala.

Finalmente cabe destacar que, exceptuando la generación hidroeléctrica, la generación de energía fotovoltaica es la que tiene mayor peso dentro de las energías renovables en Japón.

3.2.3. India

En India los tipos de intercambios con la red y políticas aplicadas, varían según el estado que se considere.

En la Tabla 2 se muestran algunos 17 estados con sus tipos de intercambio; sin embargo hay que tener en cuenta que los datos de la tabla varían anualmente debido al objetivo del gobierno indio de alcanzar una capacidad de más de 100 GW para el año 2022, horizonte en el cual alrededor de 40 GW serían para instalaciones del tipo “Rooftop” (de techo o azotea).

Esto causa que cada vez más estados comiencen a aplicar políticas para alentar la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Estado	Tipo de intercambio
Andhra Pradesh	Net metering
Chhattisgarh	Gross metering (FiT) & Net metering
Gujarat	Gross metering (FiT)
Karnataka	Gross (FiT) & Net metering
Kerala	Net metering
Rajasthan	Net metering
Tamil Nadu	Net metering
West Bengal	Net metering
Haryana	Gross (FiT) & Net metering
Jammu & Kashmir	Net metering

Tabla 2: Tipo-Políticas de Intercambio Aplicadas en India.

Analizando algunos ejemplos se observa que:

En el estado de Andhra Pradesh se aplica el esquema de *Net Metering*, donde el exceso de energía es comprado por la distribuidora teniendo en cuenta que el esquema se aplica solo para consumidores trifásicos, y que éstos reciben un 20% de subsidio para instalaciones de hasta 3 kW en el sector doméstico.

En el estado de Chhattisgarh, se aplican los esquemas de *Gross Metering* y *Net Metering* para los sectores residencial, comercial e industrial.

En India, el esquema de *Gross Metering* es aquel donde toda la energía generada es comprada por la distribuidora, no permitiéndose el Auto-Consumo, situación de intercambio que usualmente se ha referido como esquema de *Feed-in Tariff*.

Para el caso de Chhattisgarh, la tarifa es de 65 USD/MWh, considerando el tipo de cambio al siguiente valor: 1 USD ≈ 67 INR.

Si bien no se presentan todos los estados, la mayoría cuenta con *Net Metering* y/o *Gross Metering* (FiT).

Finalmente, respecto a los esquemas de intercambio aplicados en India, existe una variedad de exigencias en cuanto al límite de capacidad de las instalaciones, dependiendo del estado que se considere, y que en general están asociados a un porcentaje del consumo anual del propietario o a un porcentaje de la potencia contratada.

En cuanto a la potencia instalada, India tiene uno de los programas más importantes de expansión en cuanto a capacidad de energía renovable, teniendo como objetivo una capacidad de 175 GW para el año 2022 de los cuales 100 GW serían de energía solar.

Hasta el 30 de setiembre del 2016, la capacidad total en cuanto a instalaciones del tipo “Rooftop” fue de 1020 MW, y se estimó un aumento hasta 1192 MW para fines de 2017.

3.3 América Anglosajona

3.3.1 Canadá

En Canadá existen diferentes esquemas (Ver Tabla 3) de intercambio de energía con la red, dependiendo de la provincia que se esté considerando.

Aunque en la mayoría de las provincias se implementen esquemas de intercambio, como *Net Metering* o *Net Billing*, el mayor desarrollo se produjo en la provincia de Ontario.

En la provincia de Ontario se implementa un esquema de *Feed-inTariff* desde el año 2009 para instalaciones con una potencia instalada menor a 10 kW (Tipo de Intercambio referido como *Micro-FiT*), con un objetivo anual de 50 MW.

Por otro lado, para las instalaciones con una potencia instalada mayor o igual que 10 kW y hasta 500 kW se implementa el esquema FiT.

Los dos esquemas de *Feed-inTariff* apuntan a diferentes tipos de inversores. El esquema *Micro-FiT* está pensado para alentar a propietarios de viviendas, agricultores y propietarios de pequeñas empresas a invertir en energías renovables.

Asimismo en términos de trámites y regulaciones, existen varias diferencias entre ambos esquemas, siendo más simple el proceso de contratación y aplicación para el *Micro-FiT*.

La duración de los contratos de FiT y *Micro-FiT* es de 20 años.

En cuanto a los niveles de las tarifas (Tabla 4), en general se revisan anualmente y se han modificado en varias oportunidades de manera que se reduzca el costo asociado a la implementación de ambos esquemas FiT, financiados por todos los consumidores de energía en la provincia.

En Ontario, también se implementa un esquema de *Net Metering* para las instalaciones de hasta 500 kW, de manera que se consuma parte de lo generado y se obtengan créditos por el exceso de energía inyectado en la red para utilizar en un plazo de 1 año.

De todas formas, en este caso los esquemas FiT son más atractivos que el *Net Metering*, motivo por el cual los primeros son dominantes en cuanto a los esquemas utilizados.

En el esquema FiT, toda la energía es vendida a la distribuidora y no se permite el Auto-Consumo.

Provincia	Esquema
Ontario	Net Metering & FiT
Nova Scotia	Net Metering &
Alberta British	FiT Net Billing
Columbia New	Net Metering
Brunswick	Net Metering &
Prince Edward	FiT Net Metering
Island Quebec	Net Metering
Saskatchewan Yukon	Net Metering
	Micro-generación - Net Billing

Tabla 3: Esquemas de Intercambio con la Red utilizados en Canadá

Se considera el tipo de cambio al siguiente valor: 1 USD ≈ 1,35 CAD.

Tipo de instalación	Potencia instalada	Precio (USD/kWh)
"Rooftop"	≤ 6 kW	0,23
	6 kW < P ≤ 10 kW	0,21
	10 kW < P ≤ 100 kW	0,17
	100 kW < P ≤ 500 kW	0,15
"Non-Rooftop"	≤ 10 kW	0,16
	10 kW < P ≤ 500 kW	0,14

Tabla 4: Tarifas para el Esquema FiT en Ontario, Canadá.

Otro ejemplo es el caso de la provincia de Yukon, donde se promueve un programa de incentivo a la Micro-Generación que se puede asociar a un esquema de *Net Billing*, con el detalle de que el pago por el excedente de energía inyectado a la red es anual, por lo tanto los Micro-Generadores ahorran dinero en sus facturas mensuales de energía y reciben un reembolso anual por el excedente exportado a la red.

Las tarifas a las cuales los propietarios venden su energía son de 0,16 USD/kWh para los que están conectados a la red con generación hidráulica y 0,22 USD/kWh para las comunidades aisladas de la red y provistas con generación diesel.

En cuanto a la potencia instalada en Ontario, bajo el esquema FiT se llevaba acumulada a finales del 2016 una capacidad de 4565 MW y bajo el esquema Micro-

FiT 216 MW 22. Más específicamente, para las instalaciones que utilizan energía solar fotovoltaica, los valores se muestran en la Tabla 5.

Esquema	Rango de potencias	Capacidad acumulada (MW)
FiT	10 kW < P ≤ 500 kW	584,6
Micro-FiT	< 10 kW	216,2

Tabla 5: Capacidad instalada bajo el Esquema FiT para Instalaciones Fotovoltaicas en Ontario, Canadá

Cabe destacar que bajo el esquema Micro-FiT, la generación fotovoltaica es la dominante, siendo que en generación eólica la capacidad acumulada es de 0,02 MW.

Lo mismo sucede bajo el esquema FiT, donde la generación hidroeléctrica, eólica y la bioenergía acumulan sólo 19, 4 MW de capacidad.

3.3.2 Estados Unidos

De manera similar a los casos de Canadá e India, en Estados Unidos los esquemas de intercambio con la red y políticas aplicadas dependen del Estado que se considere.

En Estados Unidos existe un marco general de fomento de energías renovables y eficiencia energética, que tiene programas establecidos a nivel estatal y federal destacándose dos aspectos: los incentivos económicos y las políticas regulatorias.

Dentro de las políticas regulatorias se encuentra el *Net Metering*, donde también se trata la normativa técnica, de seguridad y aspectos como la generación y la conexión a las redes por parte de los propietarios de las instalaciones. Dichas políticas varían de un estado a otro y no se aplican de manera idéntica.

El *Feed in Tariff* es un esquema que no es dominante en los Estados Unidos, debido a que los estados no tienen autoridad para fijar una tarifa adecuada en el mercado mayorista, donde dicha autoridad la posee la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

Junto a lo anterior, también hay que tener en cuenta la existencia de la ley de carácter federal denominada *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA). La ley PURPA obliga a que las distribuidoras estatales compren la energía generada de

fuentes renovables con una potencia instalada menor a 80 MW a una tarifa de costo evitado (costo que se evita de generar la energía que está) comprando, entonces, considerando un estado, la comisión de servicios fija el costo evitado de acuerdo a lo que establece el FERC, de modo que la tarifa puede no ser adecuada para el correcto funcionamiento de un esquema FiT.

El *Net Metering* está regulado por el *Energy Policy Act* (2005) requiriendo que todos los servicios públicos de electricidad ofrezcan *Net Metering* a petición de sus clientes.

Sin embargo, no existen imposiciones para este esquema a nivel federal, siendo establecida en la mayoría de los estados por leyes estatales.

El *Net Metering* se encuentra implementado en 44 estados y Washington D.C.. Por otro lado, en algunos estados se implementa el *Net Metering* de forma voluntaria, bajo la denominación de *Virtual Net Metering*, siendo una modalidad que permite compartir entre varios usuarios un sistema de generación y beneficiarse del crédito obtenido por excedente de generación que se inyecte en la red.

Cada estado define las características que se tienen que cumplir por parte de los interesados para poder aplicar el *Net Metering*, independientemente de la distribuidora con la cual tengan contratado el suministro.

Dentro de tales características se encuentran el tipo de tecnologías para generación (todos los estados que aplican *Net Metering*, adoptaron a la tecnología solar dentro de las elegibles), la máxima potencia que se puede instalar, y la máxima capacidad de generación distribuida que puede asociarse al *Net Metering* (en algunos casos se fija a través de un porcentaje de la demanda pico de la distribuidora considerada), entre otras.

Algunos estados han puesto barreras políticas al *Net Metering* de manera que se equilibren las desigualdades entre los consumidores que disponen de generación y los que no, aunque la modalidad de *Virtual Net Metering* permita que consumidores que no pueden instalar generación (por caso, debido a limitaciones de techo, sombra o terreno), puedan beneficiarse por ella.

A continuación se analizarán, como ejemplos, los casos para los estados de

Nueva York y Maine (considerados en la bibliografía como los más representativos en el contexto de evolución respecto de las políticas de fomento para las energías renovables).

En Nueva York se aplican los esquemas de *Net Metering* convencional y *Virtual*, implementándose dos programas: uno estatal, que obliga a las distribuidoras a que den servicio de *Net Metering*, y otro particular para la distribuidora “PSEG Long Island”.

Dichos programas se orientan a los sectores comercial, industrial, residencial, organizaciones sin fines de lucro, escuelas, gobiernos locales (estatales y federales) y agricultura.

En cuanto al máximo de potencia instalada permitida, se encuentra limitado del siguiente modo: para el sector residencial es de 25 kW, para granjas es de 100 kW y para sectores no residenciales 2 MW.

Finalmente, en el estado de Nueva York, dentro de lo que se considera como *Virtual Net Metering*, se encuentra una de las variantes que se denominada *Remote Net Metering*.

Consiste en una modalidad está dirigida a consumidores de los sectores agricultor y no residencial, que a partir de su instalación fotovoltaica pueden generar créditos por *Net metering* en su propiedad, o bien en propiedades arrendadas por el consumidor o cualquier otro medidor que se encuentre en su propiedad bajo el mismo territorio de su empresa suministradora y zona de consumo donde se encuentra la instalación fotovoltaica.

En el estado de Maine se implementa el esquema de *Net Metering* (también denominado en ese estado como *Net Energy Billing*) orientado a los sectores comercial, industrial y residencial.

Los límites de potencia instalada son de 660 kW y 100 kW dependiendo del tipo de distribuidora (en Maine, se encuentran las distribuidoras “*Investor Owned Utilities*” y las “*Consumer-Owned Utilities*”).

Los créditos por excedentes de energía generada inyectada en la red tienen un plazo de 12 meses al precio minorista, y en el caso que el mismo caduque, si tales créditos no se utilizaron, entonces el consumidor no recibe ninguna

compensación.

En cuanto a potencia instalada, a finales del año 2015, la capacidad asociada al Net Metering alcanzó los 9,3 GW.

El esquema *de Feed in Tariff* en Estados Unidos, entendido por aquel donde el consumidor puede vender toda la energía generada a la distribuidora, se aplica actualmente solo en los estados de Washington, California, Michigan, Indiana, Vermont, Hawaii y Nueva York (hasta 2017).

Bajo el esquema FiT, la distribuidora garantiza la compra de energía a largo plazo, que puede ser de entre 15 a 20 años, y las tarifas son revisadas normalmente tanto para aumentarlas como para disminuirlas, dependiendo de los objetivos que se planteen para el programa vigente en los distintos estados.

En el estado de California, en el año 2013 el LADWP (*Los Angeles Department of Water & Power*) aprobó el esquema FiT para una instalación total de hasta 100 MW, como una primera parte de un programa de hasta 150 MW de capacidad, donde toda la energía generada por las instalaciones fotovoltaicas es comprada a un precio fijo (desde 0,17 USD a 0,38 USD por kWh), sujeto a algunas variables, por un periodo de 20 años.

El rango de potencias permitidas para instalar es de 30 kW a 3 MW.

3.4 Oceanía

3.4.1 Australia

En Australia se utilizan tipos de intercambio que, como otros países analizados, varían de un estado a otro.

En este caso, se aplican esquemas de *Feed in Tariff*, *Net Metering* y *Net Billing*, por lo que el Auto-Consumo se encuentra permitido.

Cabe destacar que en Australia el concepto de *Feed in Tariff* puede no estar asociado de forma explícita a la venta total de la energía generada, sino que en algunos casos el esquema utilizado es prácticamente lo que se ha referido como *Net Billing*.

En cuanto al FiT, en los estados de New South Wales, Victoria y South Australia, la legislación asociada ha vencido en diciembre del 2016, por lo que ya no se aplica este esquema en los mismos.

El final del esquema FiT se origina a raíz de que el gobierno puso fin a los subsidios para las empresas distribuidoras, que incentivaron a que las mismas ofrezcan tal esquema a los usuarios.

Una de las sugerencias que las distribuidoras hacen para aquellos usuarios que hayan utilizado el esquema FiT en los estados afectados, es que optimicen el Auto-Consumo de energía aprovechando la máxima generación del sistema fotovoltaico en determinado momento del día, por ejemplo, instalando sistemas de almacenamiento para el posterior uso de la energía (bancos de baterías).

Sin embargo, hay otros estados que mantienen el esquema FiT debido a determinadas características en los contratos que tienen con el gobierno: por ejemplo, existen contratos que no han fijado un vencimiento, o bien el contrato es de largo plazo.

A continuación se analizan los casos para dos estados/territorios en cuanto al tipo de intercambio con la red.

En el estado de Queensland se aplica un esquema FiT con una tarifa de 0,33 USD/kWh para la energía inyectada en la red que no es auto-consumida por los propietarios de las instalaciones, hogares o empresas.

Se considera el tipo de cambio al siguiente valor: 1 USD \approx 1,33 AUD.

En el caso que los créditos por energía inyectada en la red superen los cargos totales de energía consumida en un periodo de 12 meses, entonces el usuario tiene derecho a que el exceso de crédito le sea reembolsado.

Algunas distribuidoras pueden estar dispuestas a reembolsar el crédito en periodos menores a 12 meses. Los que están habilitados en el esquema FiT son aquellos clientes de hogares o pequeñas empresas que solicitaron el sistema antes del 10 de Julio del 2012, e instalaron su sistema fotovoltaico aprobado hasta el 30 de Junio de 2013, lo que implica que el esquema está cerrado para nuevos Micro-

Generadores.

Además, siempre que se mantengan las características exigidas en cuanto al sistema fotovoltaico, el esquema FiT vence el 1 de Julio de 2028.

Una de las características exigidas es que la cuenta de energía con la distribuidora se mantenga bajo el mismo nombre que se registró en el esquema FiT.

Por otro lado, el límite de potencia instalada se sitúa en los 30 kW.

En el territorio del ACT (*Australian Capital Territory*), se aplica el esquema FiT de una manera diferente al caso anterior.

La Ley "*Electricity Feed-in (Renewable Energy Premium) Act 2008*" prevé para instalaciones de pequeña y mediana escala, un esquema FiT orientado a los hogares y empresas que instalen generación mediante fuentes renovables de energía. El esquema comenzó a recibir solicitudes el 1 de Marzo de 2009 y fue cerrado el 13 de julio de 2011.

Los beneficiarios del esquema FiT reciben pagos por toda la energía generada (incluyendo la energía generada para Auto-Consumo, siendo esta una diferencia con otros tipos de esquemas FiT, en los cuales no se permite el Auto-Consumo) por un periodo de 20 años a partir de la fecha de conexión con la red.

En cuanto al límite de potencia a instalar, su valor es de 200 kW.

Teniendo en cuenta que el esquema FiT se encuentra cerrado por parte del gobierno, existe otra modalidad ofrecida voluntariamente por las distribuidoras, donde éstas compran la energía excedente generada por los usuarios a una tarifa asociada con el valor de la electricidad en el mercado.

Por lo tanto a esta modalidad se la puede considerar como *Net Billing*.

La Tabla 6 muestra la capacidad fotovoltaica instalada por estado/territorio en Australia.

Est	Capacidad instalada (MW)		
	< 10 kW p	10 kW p < P < 100 kW p	> 100 kW p
Queensl	1,5	112,7	14,4
South Australia	593,0	94,6	2,5
Western Australia	546,0	73,5	25,7
Victo	841,0	114,5	12,9
New South Wales	890,7	202,2	220,9
ACT (Australian Capital	47,8	6,9	22,3
Tasma	86,2	11,8	0,2
Northern Territory	23,0	10,8	16,3
Total por rangos (MW)	3029,2	627,0	315,2

Tabla 6: Capacidad Fotovoltaica Instalada por estado/territorio.

3.5 América Latina

3.5.1 México

En México el mecanismo de Balance Neto (*Net Metering*) rige desde junio de 2007 para sistemas basados en energías renovables con potencia de hasta 500 kW.

A su vez, a partir de 2013, el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) financia proyectos de energía/generación distribuida, en particular la solar fotovoltaica, mediante el Programa de Apoyo a la Generación Distribuida.

3.5.2 Chile

En octubre de 2014 entró en vigencia la ley 20.571, llamada Ley de Generación Distribuida, Generación Ciudadana o Ley de Facturación Neta.

Esta brinda autorización a los usuarios regulados a generar energía eléctrica en base a energías renovables no convencionales para su Auto-Consumo, y vender el excedente a las empresas distribuidoras.

La ley implementa el mecanismo de Facturación Neta (*Net Billing*) para instalaciones de hasta 100 kW de potencia. Los precios de la energía inyectada son establecidos por cada empresa distribuidora, y dependen del lugar donde se conecte el cliente, de la tensión de suministro, y de la fecha (las tarifas se ajustan cada cuatro años).

Si bien hay creciente interés en otras tecnologías, la energía solar fotovoltaica es la que ha tenido mayor penetración, siendo que todos los proyectos presentados

hacia finales de 2015 fueron de este tipo.

3.5.3 Brasil

En Brasil existe una política de Balance Neto (*Net Metering*), reglamentada en abril de 2012 por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), que recibe el nombre de Sistema de Compensación de Energía Eléctrica.

No obstante, en 2015 se hizo una revisión del reglamento, permitiendo nuevas formas de comercializar energía renovable, eliminando barreras técnicas.

Las instalaciones incluidas en este sistema, son las de potencia instalada de hasta 5 MW con generación de energía en base a fuentes renovables.

Las instalaciones de hasta 75 kW son denominadas instalaciones de Mini-Generación y las de potencia entre 75 kW y 5 MW son denominadas de Micro-Generación.

Por otro lado, hay que destacar que, al tratarse de un sistema de Balance Neto, la compensación se realiza en términos de energía (valiendo lo mismo el kWh consumido desde la red que el kWh inyectado a la red) y no en términos monetarios.

A partir de comienzos de 2016, luego de la revisión de la norma, se fijaron distintas modalidades en este sistema:

- Compensación Local: El consumidor instala, en su casa o comercio, un equipo de generación para compensar su consumo en ese lugar.
- Auto-Consumo Remoto: En esta modalidad, el consumidor instala un equipo de generación en una unidad consumidora a su nombre, pero utiliza el excedente generado para abastecer otra unidad que le pertenezca. Para que esto ocurra ambas unidades deben ser clientes de la misma empresa distribuidora.
- Condominios: La norma brasilera permite la generación conjunta en condominios, sean residencias, comercios o industrias, denominados Emprendimientos de Múltiples Unidades Consumidoras.
- Generación Compartida: En esta modalidad, varios consumidores en una misma área de concesión se asocian en un consorcio o cooperativa, de modo

de instalar un sistema de generación en una localidad distante y utilizar la energía generada para abastecer su consumo.

4. SÍNTESIS

Se presenta a continuación un resumen de la potencia instalada en Micro-Generación solar fotovoltaica, y las políticas aplicadas de los países seleccionados.

En la Tabla 7 puede observarse que Alemania es el país con mayor potencia instalada (22,4 GW).

Por otro lado, se aprecia que la instalación de micro-generadores con fuente solar fotovoltaica no está discriminada por continente, es decir que todos los continentes tienen una cantidad considerable de potencia instalada, siendo los países más desarrollados los que presentan una mayor penetración de la misma.

Se observa también que en el mundo se aplican las diferentes políticas definidas anteriormente, y una característica a tener en cuenta es que las mismas van siendo adaptadas a los resultados y a las condiciones de cada país o estado.

Al ser una fuente de generación relativamente reciente en el mundo, los impactos de la energía solar fotovoltaica a nivel técnico, económico y ambiental, van siendo evaluados de manera continua y las políticas regulatorias se modifican para lograr objetivos concretos de acuerdo al país que las aplica.

Situación Global			
	Ciudad	Política	Potencia Instalada
Alemania	-	FiT	22,4 GW
Chile	-	Facturación Neta	0,005 GW
Italia	-	Facturación Neta	4,0 GW
China	-	FiT o Auto-consumo	6,16 GW
Japón	-	FiT	3,8 GW
Canadá	Ontario	FiT	0,801 GW
	Yukon	Net Billing	-
Reino Unido	-	FiT	4,300 GW
India	-	FiT y Net Metering	1,020 GW
España	-	No existen	-
EEUU	-	Net Metering	9,3 GW
Brasil	-	Balance Neto	-
Australia	-	FiT, Balance Neto y Net Billing	3,971 GW
México	-	Balance Neto	0,151 GW

Tabla 7: Micro-generación Solar Fotovoltaica en el mundo.

SECCIÓN II. MICRO-GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN URUGUAY

En este apartado se realizará un análisis de la situación actual de Uruguay en cuanto a potencia instalada a lo largo de los años y política regulatoria.

Vale la pena adelantar que Uruguay resulta un pionero en el desarrollo de las políticas de instalación de Micro-Generación solar fotovoltaica en la región.

1. POLÍTICAS DE PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En Uruguay se fomenta el uso de energías renovables de diversas maneras.

A partir del año 2010, se permite la Micro-Generación haciendo uso de un sistema de Facturación Neta (*Net Billing*). En algunos estudios sobre Micro-Generación en Uruguay, se informa que el mecanismo regulatorio existente es el de Balance Neto (*Net Metering*), ya que el precio al que se remunera la energía inyectada a la red es el mismo de la consumida.

Sin embargo, puesto que el exceso de energía se paga con dinero y no con créditos de energía, se considera más apropiado conforme la terminología establecida en los esquemas regulatorios existentes, referir al sistema como de Facturación Neta.

Asimismo, los proyectos de generación de energía renovable gozan de beneficios fiscales.

1.1 Decreto 173/010

Este decreto se firmó el 1ro de junio de 2010, como un impulso por parte del Poder Ejecutivo para fomentar la diversificación de la generación de energía en base a fuentes primarias renovable.

En ese momento, la reglamentación existente para la conexión de generación a la red de baja tensión era insuficiente, por lo cual era necesario fortalecerla.

En función de lo anterior, se decretó la autorización a los suscriptores en baja tensión a instalar generación de origen renovable. Se estableció una corriente máxima generada de 16 A, con excepción de los suministros monofásicos con

retorno por tierra, cuya corriente máxima puede llegar a los 25 A (Artículo 1ro del Decreto 173/010).

A este tipo de instalación se le denomina Instalación de Micro-Generación (IMG).

Por otro lado, si se quiere superar los máximos establecidos se debe obtener autorización de UTE (retroacrónimo de Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, es el nombre que recibe la compañía estatal de energía eléctrica de Uruguay), y este tipo de instalación es referido como Instalación de Mini-Generación (IMiniG).

Para ambos casos (IMG e IMiniG), la potencia instalada no puede superar la contratada por el suscriptor del servicio. Se utilizará, en lo que sigue y a efectos de simplificar la redacción, el término Micro-Generador para hacer referencia al suscriptor del servicio que tenga tanto IMG como IMiniG.

El Micro-Generador puede intercambiar energía en forma bidireccional con la red de distribución de UTE, siendo este último quien compre la energía excedente inyectada a la red.

El contrato entre ambos sujetos tiene un plazo de diez años y el precio al cual se remunera la energía entregada corresponde al mismo del cargo por energía consumida de la red, según la tarifa contratada por el suscriptor.

Sin embargo, para la Tarifa Residencial Simple, el precio establecido para la primera franja (de 0 kWh a 100 kWh) se sustituye por el de la franja superior.

Análogamente, los servicios bajo la Tarifa de Consumo Básico Residencial se rigen con el criterio de la tarifa anterior.

El decreto establece, también, que el Micro-Generador no tendrá cargos por el uso de la red, pero que sí deberá cubrir el costo de los equipos necesarios para conectarse a la misma.

Se debe abonar una tasa de conexión (fijada por UTE) la cual cubre los gastos de la instalación del medidor bidireccional.

En el contrato de compra de energía eléctrica, se explicitan las formas de facturación de la energía inyectada a la red de UTE.

Para el caso en que el micro-generador sea una empresa, la misma facturará a UTE la energía entregada a la red, *mensualmente*.

En el caso de los clientes particulares, es UTE quien hace la documentación y retención de impuestos correspondientes, y el pago lo efectúa *en forma de descuento en la factura del mes siguiente*. El periodo de facturación es el utilizado por UTE para la facturación del suministro al cliente, y es también UTE quien toma el estado en el medidor bidireccional.

1.2 Beneficios Fiscales

En Uruguay existe la Ley 16.906 de Promoción y Protección de Inversiones, que establece una serie de beneficios entre los cuales se encuentra el descuento del Impuesto a la Renta de la Actividad Económica (IRAE) para ciertos proyectos de inversión reglamentados bajo el Decreto 002/012.

Las inversiones pueden ser en bienes corporales muebles, mejoras fijas, bienes incorporeales que determine el Poder Ejecutivo, o plantines y costos de implantación de árboles y arbustos frutales plurianuales.

A su vez, estos proyectos deben cumplir con la mejora de alguno de los siguientes indicadores:

- Generación de Empleo.
- Descentralización.
- Aumento de Exportaciones.
- Producción más Limpia (desde el punto de vista ambiental).
- Investigación, Desarrollo e Innovación.
- Indicadores (socio-económicos) Sectoriales.

A cada proyecto se le asigna un puntaje según el grado de cumplimiento de los anteriores objetivos y, conforme ese puntaje, se asigna el monto del descuento/beneficio. En la página web de UnASeP (Unidad de Apoyo al Sector Privado) se encuentran simuladores (para los sectores Agro, Industria, Turismo, Comercio y Servicios) que permite, ingresando los datos del proyecto, calcular el monto aproximado del beneficio a obtener.

El impuesto exonerado no podrá exceder el 100% del monto efectivamente

invertido en los activos detallados en el proyecto, y será como mínimo el 20%.

En general, los indicadores alcanzados por los proyectos de Micro-Generación son la producción más limpia, descentralización (cuando el proyecto es en el interior o en la periferia de Montevideo, ciudad capital) y el indicador sectorial de manufactura de alta tecnología.

Se exige que todos los años las empresas paguen, al menos, el 40% del IRAE y, en el caso de que el monto a exonerar supere el 60% de dicho tributo, en el primer año se exonerará el monto correspondiente al 60% del impuesto, mientras que el resto del monto inicial a exonerar se podrá utilizar en los años siguientes, dependiendo del periodo de validez del beneficio (no menor a 3 años) el que, a su vez, dependerá (entre otros aspectos) si se trata de una empresa nueva o si es una empresa en actividad.

Adicionalmente, se tienen los siguientes beneficios:

- Sobre el Impuesto al Patrimonio: Exoneración de los bienes muebles por toda su vida útil y de los inmuebles, comprendidos en obras civiles, por 8 años si es en Montevideo, o 10 años de ser en el interior.
- Sobre el Impuesto al Valor Agregado: Devolución del I.V.A. por materiales y servicios en plaza destinados a la obra civil de la instalación.
- Sobre Tasas y Tributos a la Importación: Exoneración de tasas y tributos, (incluido el I.V.A.), a la importación de bienes muebles de activo fijo y a materiales de obra civil, que sean declarados no competitivos con la industria nacional.

1.3 Resolución Ministerial del 12 de Mayo de 2017

El objetivo esencial del decreto 173/010 es fomentar el Auto-Consumo y la penetración de energías renovables. Sin embargo, a raíz de esta promoción, se han llevado a cabo múltiples proyectos cuyo fin último es la venta de energía y no el ahorro en el consumo y la mejora de eficiencia del sistema eléctrico.

Adicionalmente, los Micro-Generadores son remunerados según su tarifa, la cual incluye costos de generación de energía y de red y, por tanto, las mismas resultan significativamente superiores a las que se les paga a los generadores del mercado mayorista.

Asimismo, según un informe realizado por la Gerencia Planificación y Estudios de Distribución de UTE, con fecha 10 de agosto de 2016, UTE ha asumido costos para ampliaciones de red para la conexión de Micro-Generadores que inyectan más energía de la que consumen, mientras que estos sólo pagan la tasa de conexión.

Por estas razones, entre otras, el costo del sistema eléctrico se ha incrementado en gran medida.

Teniendo lo anterior en cuenta, el 12 de mayo de 2017 se emitió una resolución ministerial que agrega limitantes a la cantidad de potencia autorizada a instalar en Micro-Generación.

La misma se aplica agregando los siguientes párrafos literales al artículo 1ro del decreto 173/010:

- “1) La inyección de energía eléctrica anual del Suscriptor a la Red del Distribuidor, deberá ser menor o igual a la energía eléctrica tomada de dicha Red.
- 2) Al momento de solicitar adhesión al marco normativo para instalar la IMG, UTE deberá verificar que la generación estimada de energía eléctrica anual de la IMG resulte menor o igual al consumo de energía eléctrica del Suscriptor, tomando en cuenta los consumos históricos. En caso de tratarse de un nuevo Suscriptor, se solicitará declaración jurada en relación al cumplimiento de este requisito.
- 3) El incumplimiento de las condiciones establecidas en los literales anteriores, dará lugar a la aplicación de penalidades, pudiéndose llegar a la rescisión (del contrato) unilateral por parte de UTE.”.

Por lo tanto, mediante el agregado de los anteriores literales, se pretende asegurar que la instalación micro-generadora genere de acuerdo al consumo y así solucionar los problemas previamente mencionados.

Cabe aclarar que la potencia a instalar sigue estando limitada por la potencia contratada del cliente.

2. **NORMATIVA VIGENTE**

En este apartado se detallan los aspectos más relevantes sobre la reglamentación existente en Uruguay en cuanto a la Micro-Generación.

2.1 **Requisitos Generales para la Conexión a la Red de Baja Tensión de UTE**

Como se mencionó anteriormente, existen dos modalidades de Micro-Generador:

- Aquel que se mantiene en el límite de corriente generada de 16 A o 25 A, el Micro-Generador propiamente dicho (IMG), y
- Aquel que los supera, el Mini-Generador (IMiniG).

La instalación para ambas modalidades se refiere, por simplicidad, mediante el acrónimo IMG. Los requisitos para la conexión de ambos están establecidos en las Resoluciones 1895/010 y 1896/010 respectivamente.

Como requisitos generales se tienen los siguientes:

- El funcionamiento de las IMG no debe provocar averías en las redes, alteraciones en las magnitudes eléctricas (Superiores a las admitidas por las normas relativas a la calidad del producto/servicio) ni condiciones de trabajo inseguras para el personal de explotación de redes.
- La IMG no debe presentar funcionamiento en isla (no deben mantener tensión en la red cuando la misma se desconecta del resto de las redes de distribución).
- En el punto de conexión de la IMG las líneas y los transformadores deberán ser adecuados a la potencia máxima de la instalación, los niveles de voltaje serán acordes al Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, y no deben existir desequilibrios importantes de tensiones o corrientes entre fases.
- Desde el circuito de generación hasta el puesto de conexión y medida, no podrá intercalarse ningún elemento de consumo o generación fuera del marco del Decreto 173/010.
- La tensión nominal de la IMG coincidirá con la tensión de suministro. A

su vez, en suministros monofásicos la IMG también será monofásica.

- Las condiciones de conexión/desconexión serán tales que el impacto en las magnitudes eléctricas de la red no perjudique la Calidad del Producto (o Servicio) Técnico ofrecido a los clientes.

Por otro lado, se exponen los principales derechos y obligaciones del Micro-Generador, así como los de UTE:

Derechos del Micro-Generador:

- Operar la IMG conectada a la red de UTE y hacer uso de esta última libre de cargos.

Obligaciones del Micro-Generador:

- Mantener la IMG en condiciones de funcionamiento, además de protegerla a la misma y a su instalación interior. También debe implementar los enclavamientos acordados con UTE.
- Permitir acceso a UTE en caso de falla de funcionamiento que afecte la red de distribución.
- Obtener las autorizaciones de las instituciones que correspondan.
- Encargarse de los costos de las modificaciones en la red necesarias para la conexión de la IMG.
- Pagar tasa de conexión.
- Disponer de un proyecto de la IMG firmado por un instalador categorizado por UTE (A –autorizado para la ejecución de instalaciones eléctricas sin limitaciones de potencia o tensión-, o B -autorizado para ejecución de instalaciones eléctricas sin limitaciones de potencia y con una tensión no mayor a 17,5 kV-).

Derechos de UTE:

- UTE podrá desconectar la IMG de no cumplirse lo estipulado en el convenio de conexión, así como cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas por desperfectos de la IMG o se generen perturbaciones en la red.

En el caso de corte por seguridad, UTE podrá realizarlo de forma inmediata. En los otros casos se debe notificar el corte con al menos

diez días hábiles de antelación, una vez cumplido el plazo establecido para remediar la situación.

- UTE podrá realizar inspecciones para la verificación de los requisitos impuestos al Micro-Generador.

Obligaciones de UTE:

- Comprar la energía que inyecte la IMG a la red en las condiciones estipuladas en el Decreto 173/010.
- Conectar la IMG en los plazos exigibles por la reglamentación de calidad y una vez cumplidos los ensayos de puesta en servicio.
- Reconectar la IMG cuando los motivos de su puesta fuera de servicio se hayan solucionado.

La diferencia entre las dos resoluciones mencionadas, es que la resolución 1896/010 impone los valores de potencia máxima autorizada en una IMiniG, de acuerdo a la tensión nominal (ver Tabla 1), para aquellos suscriptores que deseen superar los límites de corriente establecidos en el primer párrafo del Artículo 1ro del Decreto 173/010.

Tensión Nominal (V)	Potencia Máxima Autorizada (kW)
230 Trifásica	100
230 Trifásica	150

Tabla 1: Potencia Máxima autorizada según Tensión nominal

2.2 Reglamento de Medición de Energía Intercambiada

La URSEA (Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua) es una institución estatal creada con el fin de defender a los usuarios y contribuir al desarrollo del país, a través de la regulación, fiscalización y asesoramiento en los sectores de energía, combustible y agua.

URSEA elaboró una normativa para regular la medición de energía en el caso de IMG, debido a la particularidad de la bidireccionalidad requerida.

Por un lado, en cuanto a la ubicación del equipo de medida, se debe procurar que las modificaciones a realizarse en la instalación de enlace, para instalaciones existentes, sean las mínimas indispensables. Es decir que, en principio, no se cambiaría la ubicación del medidor respecto al ya existente.

Además, se debe tener en cuenta que el Micro-Generador debe tener acceso a la lectura de las mediciones. Cuando la medida es indirecta se debe dejar indicado en el medidor el valor de la constante a considerar para obtener el valor real a partir de la lectura del medidor.

Por otro lado, las características técnicas que debe cumplir el equipo son las siguientes:

- Medición de energía activa y reactiva (dependiendo de la categoría tarifaria).
- Ser adecuado al suministro: monofásicos o trifásicos, trifilares o tetrafilares.
- Debe registrar la energía en ambas direcciones, almacenando en registros distintos según la dirección del flujo de potencia.
- La medición de energía debe cumplir las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC): norma IEC 62053-21 para la medida directa de energía activa (clase 1), IEC 62053-22 para la medida indirecta de energía activa (clase 0.5s), y la IEC 62053-23 para la medida de energía reactiva (clase 2).
- Ser estático.
- Ofrecer un grado de protección contra polvo y agua no menor a IP51. El grado de protección IP hace referencia a la norma internacional CEI 60529 *Degrees of Protection*, utilizado con mucha frecuencia en los datos técnicos de equipamiento eléctrico o electrónico, tales como sensores, medidores, controladores, etc. Especifica un efectivo sistema para clasificar los diferentes grados de protección aportados a los mismos por los contenedores que resguardan los componentes que constituyen el equipo. Las letras «IP» identifican al estándar (del inglés: *Ingress Protection*). El valor «5» en el primer dígito numérico, describe el nivel de protección ante polvo, en este caso: «La entrada de polvo no puede evitarse, pero el mismo no debe entrar en una cantidad tal que interfiera con el correcto funcionamiento del equipamiento». El valor «1» en el segundo dígito numérico describe el nivel de protección frente a líquidos (normalmente agua), en este caso:

«No debe entrar el agua cuando se la deja caer, desde 200 mm de altura respecto del equipo, durante 10 minutos (a razón de 3-5 mm³ por minuto)».

- Contar con un número de serie único.
- Permitir la instalación de precintos en forma segura.
- Disponer de protección de datos en el almacenamiento, la extracción y la transmisión.
- Contar con un sistema emisor de pulsos tipo *led* frontal, para permitir el contraste del medidor con un medidor patrón, tanto en una dirección como en la otra.
- En caso de que la medida sea indirecta, las características generales de los transformadores y circuitos de medición deben ser las siguientes:
 - Clase del transformador de intensidad: 0.5 según la norma IEC 60044-1.
 - La carga en el secundario del transformador de intensidad debe estar comprendida entre el 25% y el 100% de la potencia de precisión correspondiente.
- Los circuitos de medición deben contar con borneras que permitan intercalar equipos sin afectar el funcionamiento del sistema eléctrico.

UTE puede realizar inspecciones al equipo de medida cuando lo considere necesario, así como el micro-generador tiene el derecho de solicitar ensayos sobre el mismo.

Si se detecta un mal funcionamiento del equipo, UTE lo debe recalibrar o reemplazar.

2.3 Requisitos Técnicos para las IMG y las IMiniG

El Reglamento de Baja Tensión de UTE, en sus capítulos XXVIII y XXIX, complementa los requisitos técnicos para las IMG y las IMiniG respectivamente (los esquemas de conexión se presentan en el Anexo de esta Sección del Capítulo).

La solicitud de conexión de una IMG debe gestionarse ante UTE con el respaldo de una firma instaladora y un técnico categoría A o B.

➤ Condición de Conexión:

La variación de tensión en el punto de conexión de la IMG respecto de la tensión en la red de distribución, no puede superar el 5% por causa de la conexión o desconexión de la primera.

➤ Elementos de la Instalación:

A falta de normativa específica nacional, los equipos deben cumplir con normativas de conocido prestigio internacional, lo cual debe ser avalado por ensayos o evaluaciones hechas por el fabricante. En el caso particular del generador, debe cumplir con los requisitos esenciales de seguridad establecidos en el Anexo I del Reglamento de Seguridad de Productos Eléctricos de Baja Tensión, dictado por URSEA.

UTE propone los distintos elementos de protección y control exigidos para una IMG, y especifica los dispositivos requeridos hasta el punto de conexión y medida, así como los de la IMG propiamente dicha.

El punto de conexión y medida consta de:

- Un medidor bidireccional, cuyas características ya fueron mencionadas más arriba.
- Un interruptor de control de potencia (ICP).

A su vez, la IMG (y la IMiniG) debe poseer los siguientes dispositivos:

- Interruptor termomagnético general.
- Medidor de energía generada.
- Interruptor diferencial para la protección contra contactos indirectos.
- Transformador para aislación galvánica sin aterramiento (actualmente no es una exigencia por parte de UTE).
- Interruptor automático de interconexión. El mismo conecta y desconecta la IMG de forma automática en caso de pérdida de tensión o frecuencia.
- Conversor. En el caso de la instalación solar fotovoltaica se trata de un inversor (conversor DC/AC).
- Generador.

- En caso de auto-abastecimiento del cliente (sin estar conectada a la red de distribución de UTE), se debe disponer de un circuito de respaldo. El mismo se compone de un regulador de carga, un banco de baterías y un inversor.

Además, es necesario contar con una llave de doble vía.

Si las baterías producen emisiones peligrosas, deben ser ubicadas en habitaciones adecuadamente ventiladas y alejadas de la humedad del suelo. A su vez, se deben implementar protecciones mecánicas para evitar daños a personas o animales.

- Protecciones:

La protección contra sobrecorriente la efectúa el interruptor general termomagnético, con potencia de cortocircuito mayor o igual a la indicada por UTE en el punto de conexión. La curva de disparo debe ser tipo B si el interruptor es fabricado bajo la norma IEC 898; de lo contrario la curva debe coordinarse con UTE.

Este interruptor debe ser accesible por UTE, además de bloqueable y precintable en posición abierto.

También debe existir un interruptor diferencial para la protección contra contactos indirectos.

Por otro lado, el transformador para aislación galvánica debe ser tal que el neutro del lado de la red no sea aterrado para evitar la transferencia de corrientes homopolares.

Además de las protecciones mencionadas, la instalación debe contar con protección de máxima y mínima tensión y frecuencia.

Estas protecciones actúan sobre el interruptor automático de interconexión, que debe desconectar en un tiempo menor a los que se presentan en las Tablas 2 y 3.

Rango de tensión (% de V_n)	Tiempo de apertura
$V < 85$	1,5
$V \geq 115$	0,2

Tabla 2: Tiempos de apertura necesarios para Tensión Máxima y Mínima (% de la Tensión Nominal, V_n).

Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de apertura
$f < 47$	0,5
$f \geq 51$	0,5

Tabla 3: Tiempos de apertura necesarios para Frecuencia Máxima y Mínima.

Estas protecciones pueden ser implementadas por el convertidor, en cuyo caso no sería necesario el interruptor automático de interconexión. Para ello el convertidor debe cumplir que las funciones se efectúen mediante un contactor con rearme automático.

Se deberán presentar certificados que avalen los límites fijados por el fabricante, de tensión, frecuencia y tipo de equipo utilizado internamente para la detección de las fallas.

En caso de que las funciones sean ejecutadas por software, se deben presentar documentos que aseguren que el cliente no tiene acceso al programa correspondiente.

Se debe implementar también la protección *anti-isla*, la cual implica que, de existir aperturas en la red de UTE, el Micro-Generador debe desenergizar la red en un tiempo no mayor a 500 ms.

En caso de desconexión de la red, la reconexión se realizará automáticamente una vez restablecida la tensión por parte de UTE, es decir, cuando la tensión y la frecuencia retornan al rango reglamentario por lo menos por tres minutos.

Con respecto a la puesta a tierra (PAT) de la IMG, se debe verificar que no altere la PAT de UTE ni provoque transferencias de perturbaciones a la red.

Se debe contar con una toma de tierra adicional a la ya existente, a la cual se conectan todas las masas de la instalación. La misma se debe conectar a la toma existente, salvo excepciones justificadas en el capítulo XXIII del Reglamento de Baja Tensión.

Para el caso particular de las IMiniG, con potencia nominal mayor a la autorizada según la Tabla 1, debe implementarse una protección que limite la potencia inyectada a la red, debiendo actuar para un 120% de la potencia en menos de 100 ms.

➤ Calidad de Energía:

Con respecto al contenido armónico de la corriente inyectada a la red, el Reglamento especifica que las IMG se deben ajustar a la norma IEC 61000-3-2.

Sin embargo, para las IMiniG se aplican las Tablas 4 y 5 obtenidas de la norma IEC 61000-3-12. La distorsión armónica, se mide mediante el índice denominado THD (*Total Harmonic Distortion*), que es definido mediante el cociente entre la sumatoria de las componentes armónicas de la intensidad (o potencia), y la componente fundamental de la misma.

I5	I7	I11	I13	THD
10,7	7,2	3,1	2	13

Tabla 4: Corriente Armónica Admisible, expresada como porcentaje de la Componente Fundamental, y Distorsión Armónica Total, THD, para Instalaciones Trifásicas.

I3	I5	I7	I11	I13	THD
21,6	10,7	7,2	3,1	2	23

Tabla 5: Corriente Armónica Admisible, expresada como porcentaje de la Componente Fundamental, y Distorsión Armónica Total, THD, para Instalaciones Monofásicas.

En ambos casos, los armónicos pares no deberán exceder el 16/n% hasta el armónico 12.

En referencia a los niveles de *flicker* (disturbio en la amplitud de la tensión, es de tipo conducido, no simétrico -distinto en cada fase-, cuya principal consecuencia es la variación del brillo de las lámparas incandescentes, que causa molestia visual, y que produce cansancio) en el punto de conexión y medida, la normativa impone que se respeten los límites fijados en las normas IEC correspondientes (Norma IEC 61000-3-3 para IMG e IEC 61000-3-11 para IMiniG), con lo cual la *perceptibilidad en corto plazo* debe ser menor a 1 ($P_{st} = 1$) y a *largo plazo* menor a 0,65 ($P_{lt} = 0,65$).

La medida debe hacerse de acuerdo con la norma IEC 61000-15.

Por último, la IMG no puede producir *huecos* en la tensión (reducción brusca de la tensión de alimentación de una red eléctrica a un valor situado entre el 90 y el 1% de la tensión nominal, seguida del restablecimiento del mismo después de un corto período de tiempo, Convencionalmente la duración de un hueco de tensión es entre 10 ms y 1 minuto) en el punto de conexión por fuera de los límites de las normas ANSI (*American National Standards Institute*) 446 y CBEMA (*Computer and Business Equipment Manufacturers Association*).

➤ Factor de Potencia:

El factor de potencia de la IMG debe ser mayor o igual a 0,95.

➤ Señalización:

Por razones de seguridad, el Micro-Generador está obligado a indicar, mediante cartelería visible, las partes activas accesibles a las personas, al igual que advertir que, para el trabajo en los equipos de la IMG, se debe desconectar tanto la red de UTE como la generación local.

Las señales deben ser colocadas en el punto de conexión, en todos los tableros de la instalación y en los puntos de seccionamiento de la IMG.

➤ Medida de Energía:

Además del equipo de medida utilizado para el intercambio con la distribuidora, la IMG debe contar con un medidor para toda la energía generada a los efectos de realizar el Balance Energético Nacional.

Es responsabilidad del Micro-Generador la instalación de dicho medidor y de su mantenimiento y debe permitir el acceso a UTE para realizar la medida.

Debido a los frecuentes inconvenientes que se han tenido con estos medidores en cuanto a la medición de energía, en general causados por la mala calidad del equipo, existe la posibilidad de que se comience a exigir el cumplimiento de determinadas características y normas, similares a las del medidor bidireccional (conforme lo sugiere el MIEM (Ministerio de Industria, Energía y Minería)).

➤ Ensayos:

Como se mencionó anteriormente, para la puesta en servicio de la IMG es necesario llevar a cabo una serie de ensayos. Estos son responsabilidad del Micro-Generador y debe estar presente el instalador.

Una descripción bastante completa de los mismos, se encuentra en el Acuerdo Operativo adjunta al Convenio de Conexión para Micro-Generadores (Convenio de conexión para Micro-Generación de Origen Renovable conectada la red de Baja Tensión, de UTE).

Básicamente, se deben hacer verificaciones como la presencia de la señalización adecuada, el chequeo de cableado según el plano correspondiente a la instalación, de los interruptores diferencial y termomagnético, y de la llave de doble vía.

En dicho Convenio también se describen los ensayos a realizar para la verificación de no funcionamiento en isla y de la temporización de reconexión.

Para el caso de las IMiniG con potencia instalada mayor a 40 kW en 230 V o mayores a 70 kW en 400 V, se debe realizar un registro de parámetros de calidad de onda durante una semana.

Se registrarán niveles de *flicker*, huecos en la tensión y armónicos en la corriente.

El procedimiento y los valores a cumplir en el Convenio de conexión para Mini-Generación de Origen Renovable conectada a la red de Baja Tensión, de UTE.

3. POTENCIA INSTALADA EN MICRO-GENERACIÓN

En este apartado se realiza un análisis de la potencia instalada en cuanto a Micro-Generación en Uruguay.

En primer lugar, se presenta la evolución de la potencia instalada en los últimos años, comparando los valores entre Micro-Generación solar fotovoltaica con la micro-generación eólica.

Luego, el análisis se centra en la actualidad, indicando los valores de potencia instalada en cuanto a la totalidad de las instalaciones, considerando tanto aquellas que se encuentran en servicio como las que se encuentran en etapa de desarrollo.

3.1 Evolución de la Potencia Instalada en Micro-Generación

Los datos que se presentan en este apartado, fueron obtenidos a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay.

Al analizar la evolución de la potencia instalada acumulada en Micro-Generación, considerando las fuentes primarias de energía solar fotovoltaica, eólica, e instalaciones que incluyan ambos tipos de Micro-Generación (eólica /solar FV), se concluye en que el tipo de Micro-Generación dominante fue (es) la solar fotovoltaica, superando en la actualidad los 9 MW de potencia instalada.

La evolución de la potencia instalada de Micro-Generación en las modalidades eólica y eólica /solar FV, resultó despreciable.

Esta situación se aprecia en la Figura 2.

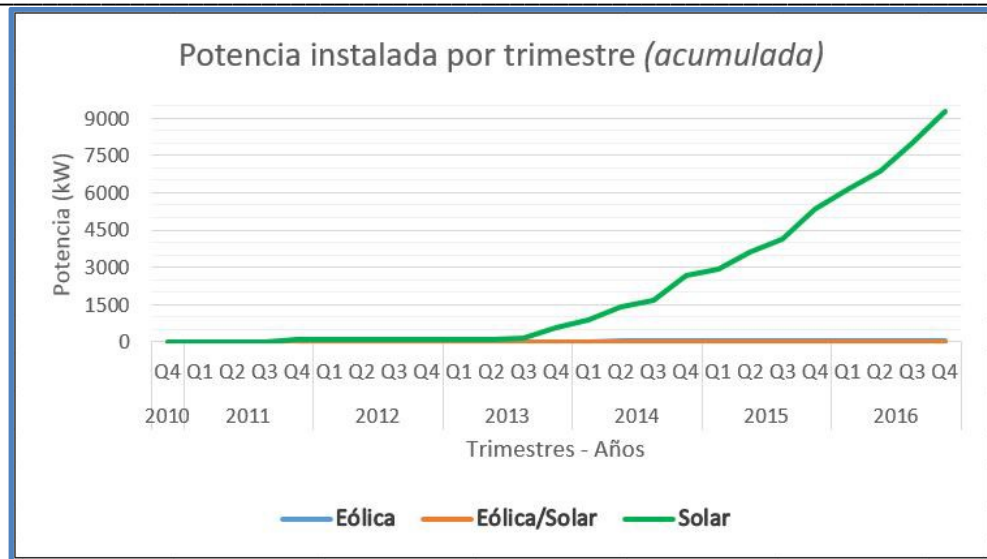


Figura 2: Potencia Instalada Acumulada

Esta situación se debe a varios factores:

- Mayor desarrollo tecnológico de la energía solar fotovoltaica, que permite la disminución de precios, resultando, en pequeña escala, más económica que la tecnología eólica.
- Costo adicional en Micro-Generación eólica, vinculado a las mediciones previas a realizar en el sitio previsto de la instalación (para el caso de instalaciones solar fotovoltaica, se pueden tomar datos del Mapa Solar de Uruguay – Ver Anexo).
- El equipamiento de una instalación solar fotovoltaica, posee mayor modularidad que el de una instalación eólica y, por tanto, ofrece un mayor rango de potencias para instalar.
- Costo asociado al mantenimiento del equipamiento de las instalaciones eólico, vinculado a las partes móviles que posee.
- Inconvenientes relacionados al impacto visual y acústico.

- Esfuerzos dinámicos sobre estructuras en las instalaciones eólicas.

En el último trimestre del año 2016, se realizaron instalaciones de Micro-Generación solar fotovoltaica por más de 1,2 MW, resultando el máximo de los últimos años.

La Tabla 6 presenta un resumen de los valores observados.

Como conclusión, se puede decir que, de acuerdo a los datos expuestos de los últimos años, se presenta un crecimiento de la potencia instalada en Micro-Generación solar fotovoltaica, el cual si bien no es sensiblemente importante en su valor, permite destacar el dominio de esta modalidad por sobre la eólica y la eólica/solar FV.

MICRO-GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y SU SITUACIÓN A NIVEL GLOBAL Y ANÁLISIS DE URUGUAY COMO REFERENCIA

Año	Trimestre	Potencia Instalada Trimestral			Potencia Instalada Acumulada		
		Eólica (kW)	Eólica/Solar (kW)	Solar (kW)	Eólica (kW)	Eólica/Solar (kW)	Solar (kW)
2010	Q4	-	-	1,6	-	-	1,6
2011	Q1	-	-	-	-	-	1,6
	Q2	-	-	6,7	-	-	8,6
	Q3	-	-	8,8	-	-	17,4
	Q4	-	-	59,2	-	-	76,6
2012	Q1	-	-	-	-	-	76,6
	Q2	3,0	-	-	3,0	-	76,6
	Q3	2,0	-	24,9	5,0	-	101,5
	Q4	-	-	3,2	5,0	-	104,6
2013	Q1	12,5	-	11,7	17,5	-	116,3
	Q2	-	-	5,0	17,5	-	121,3
	Q3	-	-	39,8	17,5	-	161,1
	Q4	-	-	431,1	17,5	-	592,2
2014	Q1	-	4,3	296,7	17,5	4,2	888,9
	Q2	10,0	-	531,0	27,5	4,2	1419,9
	Q3	-	-	262,1	27,5	4,2	1682,1
	Q4	-	-	1000,8	27,5	4,2	2682,9
2015	Q1	-	-	263,4	27,5	4,2	2946,3
	Q2	-	-	661,0	27,0	4,5	3607,2
	Q3	-	-	514,0	27,0	4,5	4121,2
	Q4	-	-	1229,1	27,5	4,2	5350,4
2016	Q1	-	-	768,4	27,5	4,2	6118,8
	Q2	-	-	765,5	27,5	4,2	6884,3
	Q3	-	-	1138,0	27,5	4,2	8022,3
	Q4	-	-	1245,9	27,5	4,2	9268,3

Tabla 6: Potencia Instalada Micro-Generación Solar Fotovoltaica, Eólica y Eólica/Solar FV, por Trimestre y Total Acumulada (Marzo 2017).

La Tabla 6, puede sintetizarse en la Figura 3.

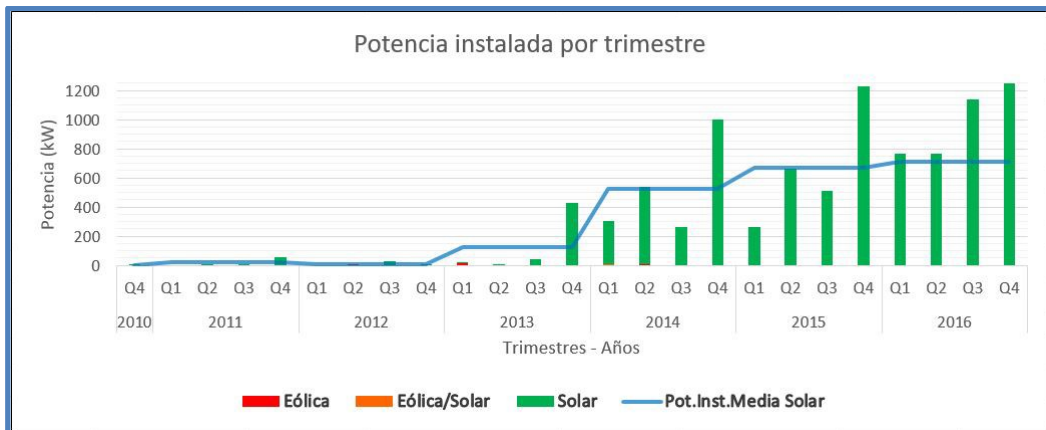


Figura 3: Potencia Instalada por Trimestre.

Puede observarse la evolución del promedio de potencia instalada en ;icro-Generación fotovoltaica año a año.

3.2 Situación Actual

Para realizar el análisis de la situación actual respecto a la Micro-Generación solar fotovoltaica en Uruguay, se utilizaron datos obtenidos desde la web de consulta geográfica de fuentes de generación de UTE.

Se estos datos se presentan en la Tabla 7.

MICRO-GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA Y SU SITUACIÓN A NIVEL GLOBAL Y ANÁLISIS DE URUGUAY COMO REFERENCIA

Departamento	Cantidad de Instalaciones	Potencia Instalada (kW)		
		Total	En Servicio	En Desarrollo
Artigas	6	174,30	174,30	-
Canelones	34	1183,50	1123,50	60,00
Cerro Largo	2	171,00	171,00	-
Colonia	18	371,70	366,70	5,00
Durazno	2	201,00	201,00	-
Flores	4	78,70	78,70	-
Florida	2	46,00	46,00	-
Lavalleja	5	226,30	186,30	40,00
Maldonado	17	216,40	216,40	-
Montevideo	85	1904,94	1849,50	55,44
Paysandú	18	522,10	522,10	-
Río Negro	8	338,00	338,00	-
Rivera	7	329,90	329,90	-
Rocha	2	63,00	21,00	42,00
Salto	27	1076,40	1038,70	37,70
San José	11	99,10	99,10	-
Soriano	33	1608,40	1608,40	-
Tacuarembó	7	118,30	118,30	-
Treinta y Tres	2	80,00	80,00	-
Total	290	8809,04	8568,90	240,14

Tabla 7: Instalaciones y potencia instalada de Micro-Generación Solar Fotovoltaica por departamento (Diciembre 2016).

Si son planteadas dos divisiones geográficas del país en sendos gráficos, G1 - representada en la Figura 4 - y G2 - representada en la Figura 5 -, puede también realizarse un pertinente análisis respecto de la Potencia Instalada en Uruguay.

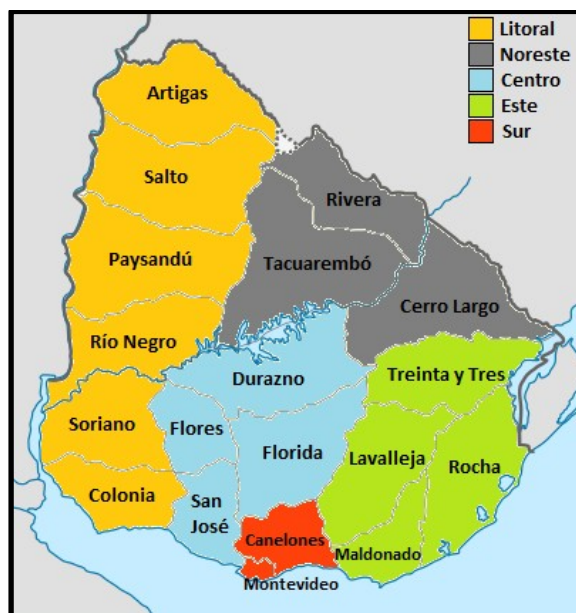


Figura 4: División Geográfica G1



Figura 5: División Geográfica G2

En las Figuras 4.1 y 4.2 se presentan los gráficos de correspondientes a la división geográfica G1, de Cantidad Instalaciones y de Potencia Instalada, respectivamente.

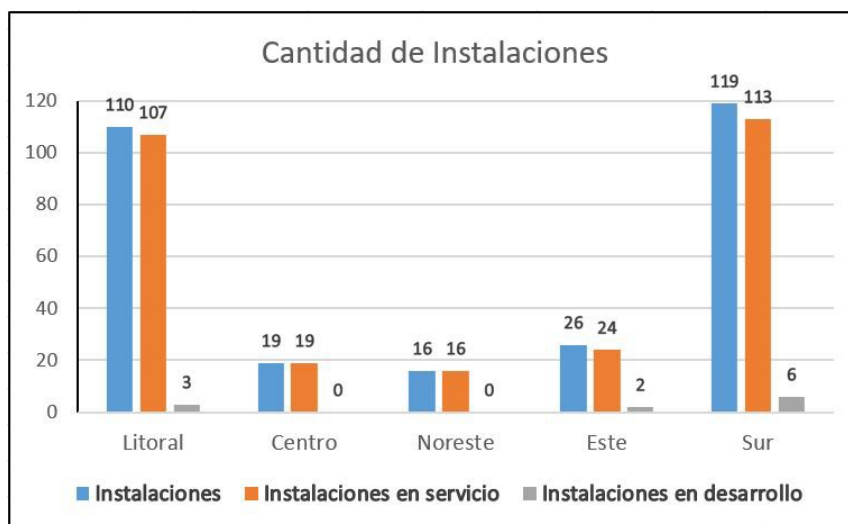


Figura 4.1: Cantidad de Instalaciones en G1

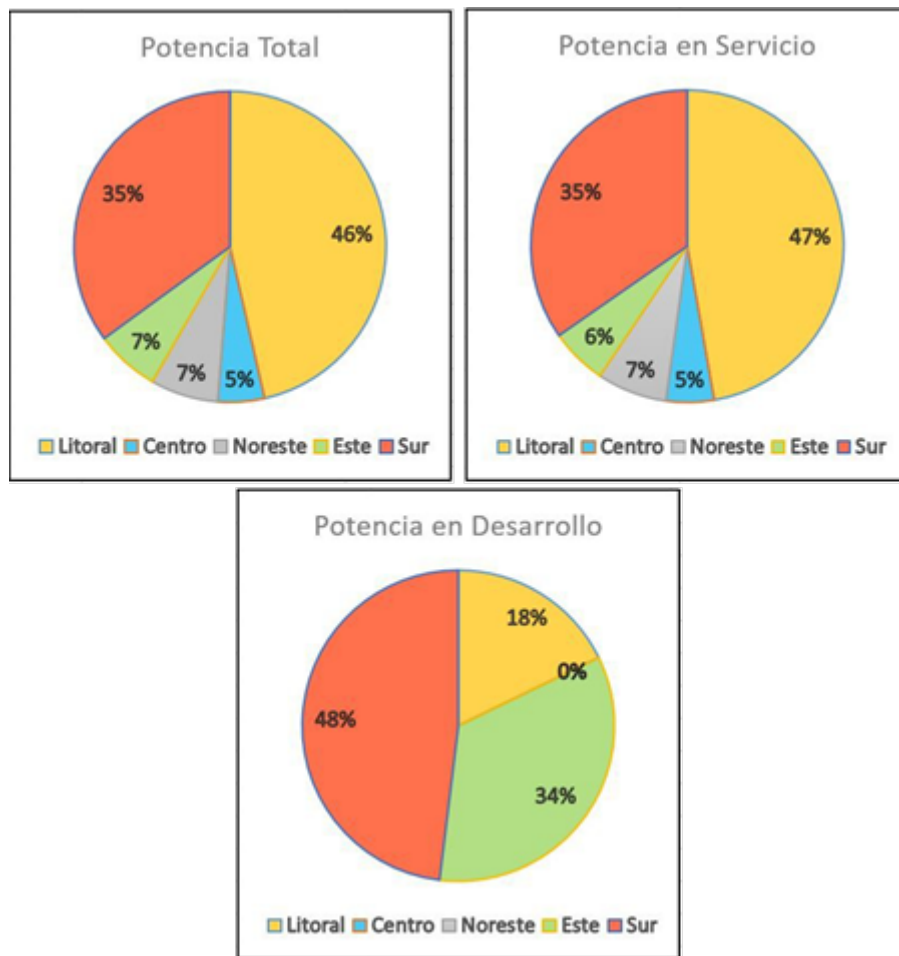


Figura 4.2: Potencia Instalada en G1

En cuanto a la Cantidad de Instalaciones para G1, puede observarse que la mayor parte se concentra en el sur y litoral del país, tanto para las Instalaciones en Servicio como para las Instalaciones que se encuentran en Desarrollo.

Respecto a la Potencia Instalada para G1, se observa, al igual que en el caso de la Cantidad de Instalaciones, que la mayor parte se localiza en el sur y litoral del país. Sin embargo, cabe resaltar que en el litoral hay menos Cantidad de Instalaciones pero mayor Potencia Instalada que en la zona sur.

De igual forma, se puede observar que en el litoral hay menos Potencia en Desarrollo que en la zona este, no obstante de tener mayor Cantidad de Instalaciones.

En las Figuras 5.1 y 5.2 se presentan los gráficos de correspondientes a la división geográfica G2, de Cantidad Instalaciones y de Potencia Instalada, respectivamente.

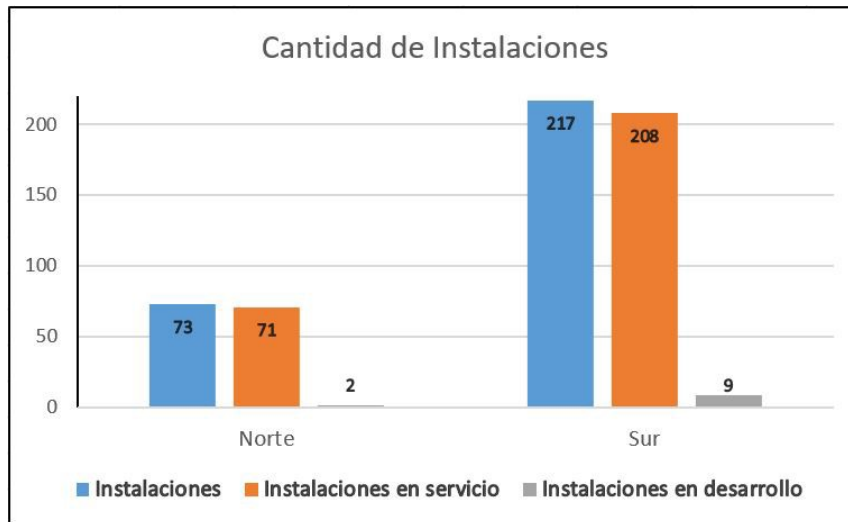


Figura 5.1: Cantidad de Instalaciones en G1

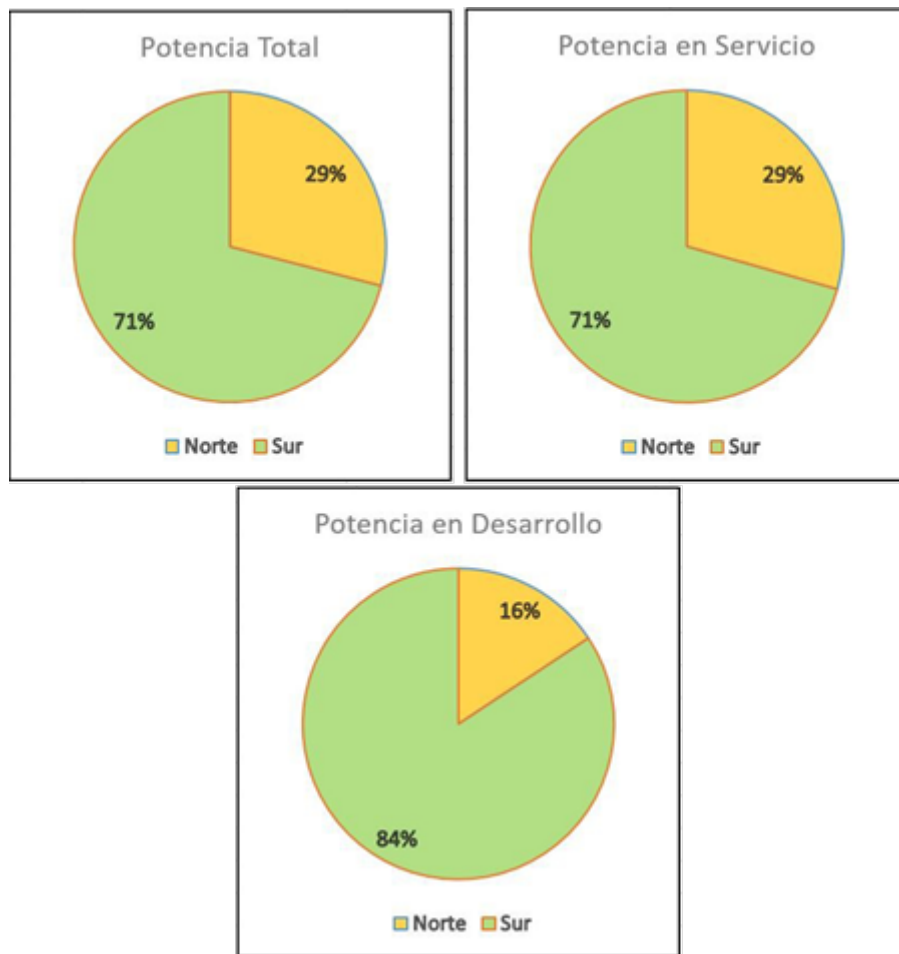


Figura 5.2: Potencia Instalada en G2

Considerando la Cantidad de Instalaciones para G2, puede observarse que la mayor parte se concentra en el sur del país. Uno de los factores importantes que favorecen los resultados anteriores, es la mayor presencia de empresas y densidad de población en esta zona.

Respecto a la Potencia Instalada para la división G2, se puede destacar que la mayor parte de la potencia instalada también se encuentra en el sur del país, resaltando, como se indicó, que hay mayor Cantidad de Instalaciones en esa zona. Además puede observarse que, debido al bajo peso que tiene la Potencia en Desarrollo dentro de la total, los porcentajes de las Potencias en Servicio y la Total son muy cercanos.

Habiendo analizado en ambas divisiones geográficas, la situación en cuanto a la Cantidad de Instalaciones y Potencia Instalada en micro-generación fotovoltaica, puede concluirse que la mayor parte de ambas características se encuentran en el litoral y sur del país.

Lo más destacable es el peso que tiene la zona sur del territorio teniendo en cuenta que el recurso solar disponible es mayor en el norte del país, lo cual se puede observar en el Mapa Solar del Uruguay (Ver Anexo).

El Mapa Solar constituye un relevamiento del recurso solar, en escala nacional (para el caso de Uruguay), realizado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República. Indica los niveles de irradiación en kWh/m².

En las gráficas presentadas en el Anexo, se muestran los niveles de irradiación como promedio anual, esto es, el promedio de los valores correspondientes a la media mensual de irradiación.

Por último respecto al análisis territorial, y con el objetivo comprender lo comentado anteriormente, se presentan en la Figura 6: a) la cantidad de Instalaciones Residenciales y No Residenciales por zona, y b) la proporción de Instalaciones Residenciales y No Residenciales respecto del total para todo el territorio nacional.

La distinción principal entre los tipos de usuarios propuestos, se hace suponiendo que las instalaciones residenciales se encuentran dentro de lo que se puede denominar como pequeñas instalaciones: aquellas con una Potencia Instalada menor o igual que 6,4 kW.

Teniendo en cuenta lo anterior, se observa que una gran porción de las pequeñas y medianas instalaciones se encuentran en la zona sur del país, motivo por el cual puede suponerse que la misma tiene un peso considerable en cuanto a Cantidad de Instalaciones y Potencia Instalada respecto del total en todo el territorio, ya que tiene la mayor densidad de población y cantidad de empresas. Como es

lógico, Montevideo, capital del país y con la mayor densidad de población, tiene la mayor Cantidad de Instalaciones y Potencia Instalada.

Con respecto al Total de Instalaciones en todo el país, se observa, también en la Figura 6, que la mayoría son del tipo No Residencial, teniendo en cuenta el tamaño de instalación que implica ese tipo de consumidores.

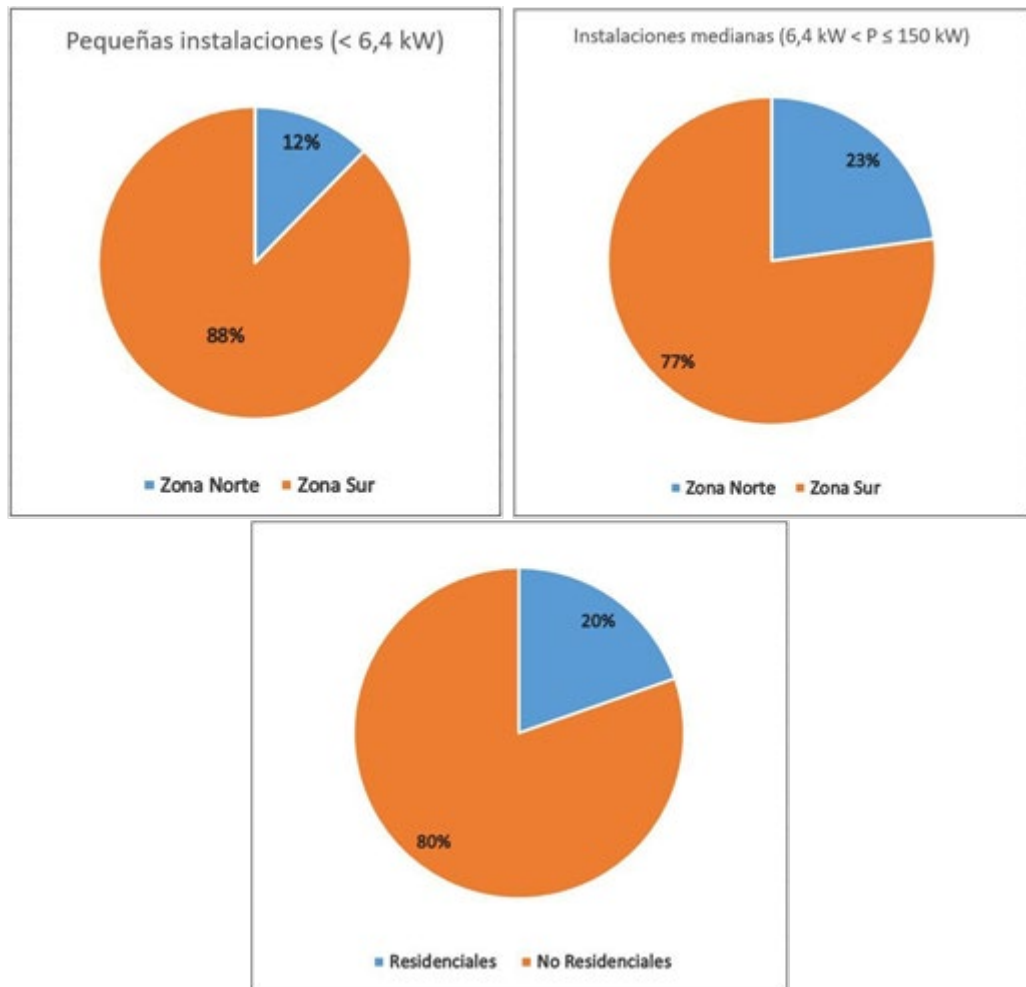


Figura 6: Pequeñas y Medianas Instalaciones por zona y Proporción de Instalaciones Residenciales y No Residenciales sobre el Total.

Además del análisis territorial, puede también analizarse la Cantidad de Instalaciones según su Potencia Instalada, tal como se presenta en la Figura 7.

Como se puede observar en esta figura, existe una gran porción de la Cantidad de Instalaciones Totales que tienen una Potencia Instalada de 40 kW, siendo una de las razones la característica del pliego tarifario de UTE.

En el pliego tarifario es utilizada la potencia de valor 40 kW en varias tarifas, como límite para pasar de una a otra.

Mediante un sencillo ejemplo de cálculo, y con los valores vigentes para el pliego tarifario en 2017, puede observarse el efecto que dicho límite tiene, como muestra la Figura 7.

Para ello, se consideran los costos y beneficios para el usuario micro-generador, que motivan la instalación de una Potencia de Generación Fotovoltaica (PGFV) (asumiendo que los costos de inversión de la misma, son recuperados antes de cumplir su vida útil, situación que ocurre en Uruguay), en dos casos: PGFV = 40 kW y PGFV = 41 kW (el límite se sobrepasa en 1 kW).

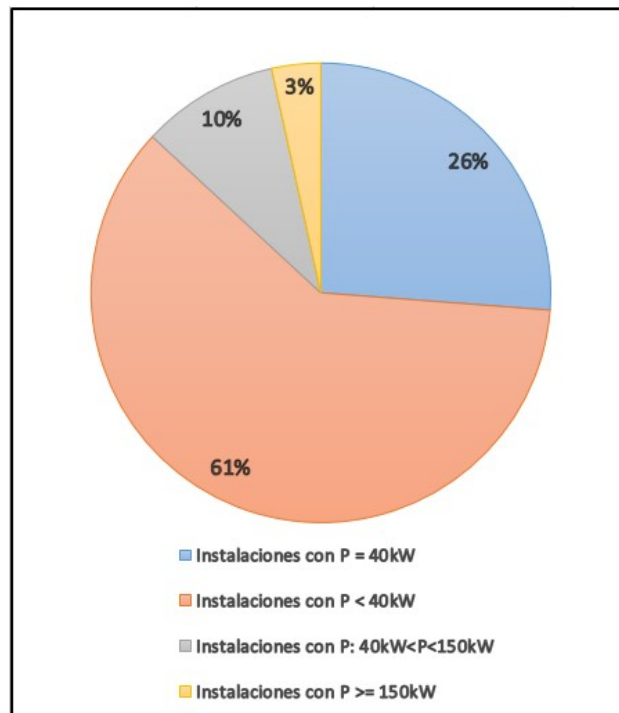


Figura 7: Cantidad de Instalaciones (%) según la Potencia Instalada

Caso 1 → PGFV = 40 kW: se corresponde con la Tarifa General Simple (Potencia Contratada \leq 40 kW).

Supóngase una empresa que demanda una potencia de pico de 20 kW, teniendo un consumo energético mensual de $E = 2600$ kWh, desde la red de distribución. Con la idea de poder instalar generación fotovoltaica para obtener los

beneficios proporcionados por la micro-generación, decide instalar 40 kW coincidentes con su potencia contratada (PC).

Los Cargos Mensuales, según el Pliego Tarifario de UTE, resultan:

Cargo por Energía (CE): 5,761 \$/kWh

Cargo por Potencia (Contratada) (CP): 56,5 \$/kW

Cargo Fijo (CF): 195,8 \$

De manera que el costo total mensual que tal empresa deberá sufragar, resulta:

$CT = CE \times E + CP \times PC + CF = 5,761 \times 2600 + 56,5 \times 40 + 195,8 = 17434,4$
\$/mes

Los Beneficios por generación de energía fotovoltaica, se estiman con un Factor de Planta (FPI) del 16 %. El Factor de Planta es el cociente entre la energía real generada (EFV) por el sistema y la energía generada si el sistema estuviese generando en toda su capacidad (EFVmax) durante el período de tiempo considerado (anual).

De modo que vale la expresión:

$EFV = FPI \times E_{max} = 0,16 \times 365 \text{ días} \times 24 \text{ hrs} \times 40 \text{ kWp} = 56064$
kWh/anuales

Considerando que la energía generada anualmente por el sistema fotovoltaico se distribuye uniformemente de manera mensual, entonces resulta:

$EFVMes = 56064/12 = 4672$ kWh/mes

Con el valor del Cargo por Energía (CE), los Beneficios por ahorro/venta de energía FV, resultan:

$BFV = 5,761 \times 4672 = 26915,39$ \$/mes

De manera que el Saldo a favor para la empresa, resulta:

$SFV = BFV - CT = 26915,39 - 17434,4 = 9481$ \$/mes

Caso 2 → PGFV = 41 kW: se corresponde con la Tarifa Medianos Consumidores (Potencia Contratada > 40 kW).

Para esta categoría, son incluidos los siguientes puntos:

- Nivel de Tensión de 230 – 400 V
- El consumo de energía dentro de los horarios que se encuentran dentro del “período llano” respecto al precio de la energía.

- La demanda de potencia pico será de 20 kW, pero, por una característica propia de la tarifa, se cobrará como mínimo un 50 % de la potencia contratada, para este caso: $41/2 = 20,5$ kW (PC).

Los Cargos Mensuales, según el Pliego Tarifario de UTE, resultan:

Cargo por Energía (CE): 3,739 \$/kWh

Cargo por Potencia Máxima Medida (CPMax): 290,1 \$/kW

Cargo Fijo (CF): 539,0 \$

De manera que el costo total mensual que tal empresa deberá sufragar, resulta:

$$CT = CE \times E + CPMax \times PC + CF = 3,739 \times 2600 + 290,1 \times 20,5 + 539,0 = 16207,45 \text{ \$/mes}$$

$$EFV = FPI \times Emax = 0,16 \times 365 \text{ días} \times 24 \text{ hrs} \times 41 \text{ kWp} = 57465,6 \text{ kWh/anuales}$$

$$EFVMes = 57465,6 / 12 = 4788,8 \text{ kWh/mes}$$

Con el valor del Cargo por Energía (CE), los Beneficios por ahorro/venta de energía FV, resultan:

$$BFV = 3,739 \times 4788,8 = 17905,3 \text{ \$/mes}$$

De manera que el Saldo a favor para la empresa, resulta:

$$SFV = BFV - CT = 17905,3 - 16207,45 = \mathbf{1697,87 \text{ \$/mes}}$$

Puede observarse que el Saldo FV en el Caso 2, resulta aproximadamente un 82 % menor respecto del Caso 1 (lo que puede afectar directamente la posibilidad de amortización de la inversión inicial requerida para realizar la instalación del sistema fotovoltaico).

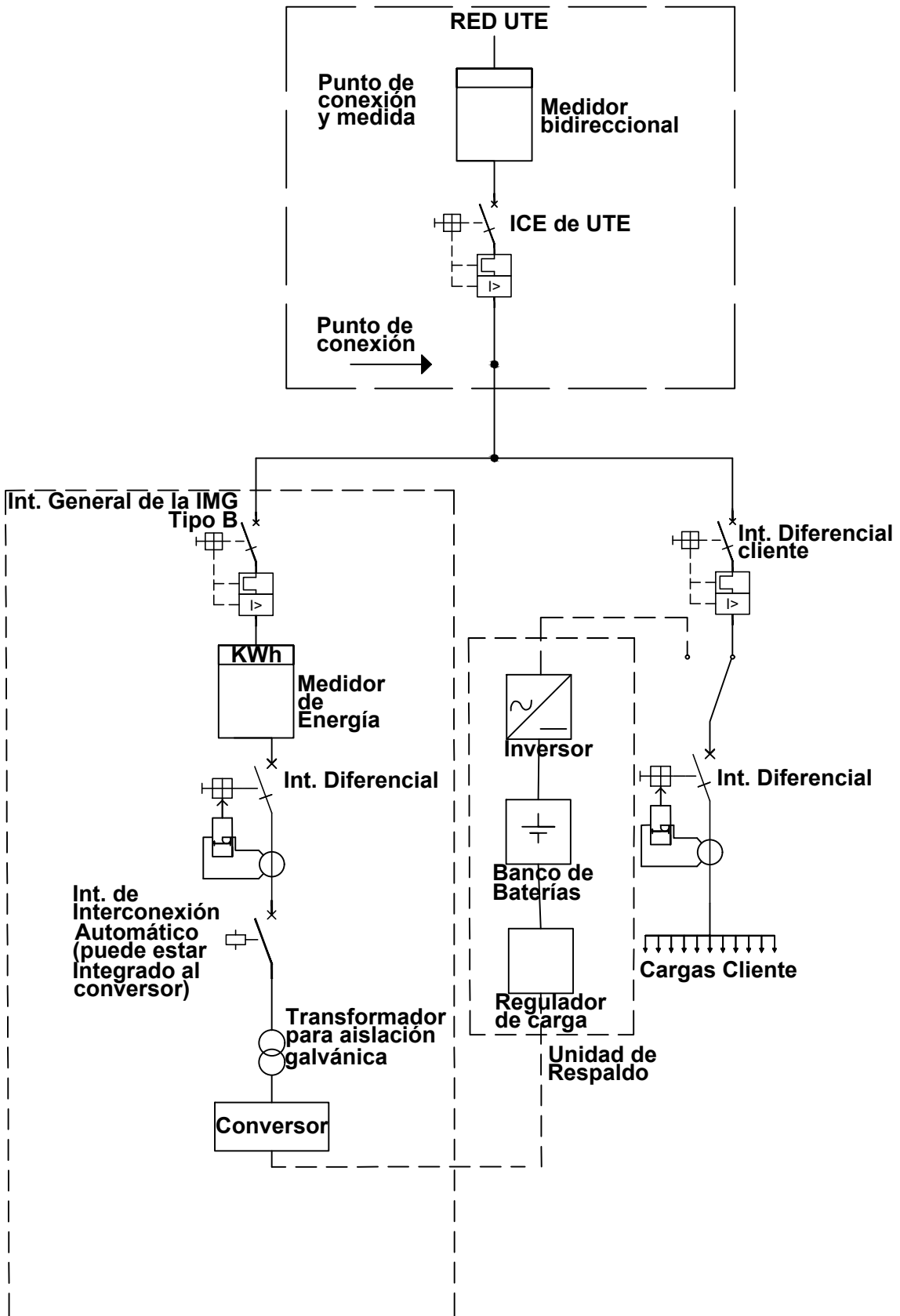
Este aspecto constituye el principal motivo de la existencia de una cantidad significativa de instalaciones con una capacidad de 40 kWp.

Micro-Generación Solar Fotovoltaica y su Situación a Nivel Global y Análisis Específico del Caso de Uruguay

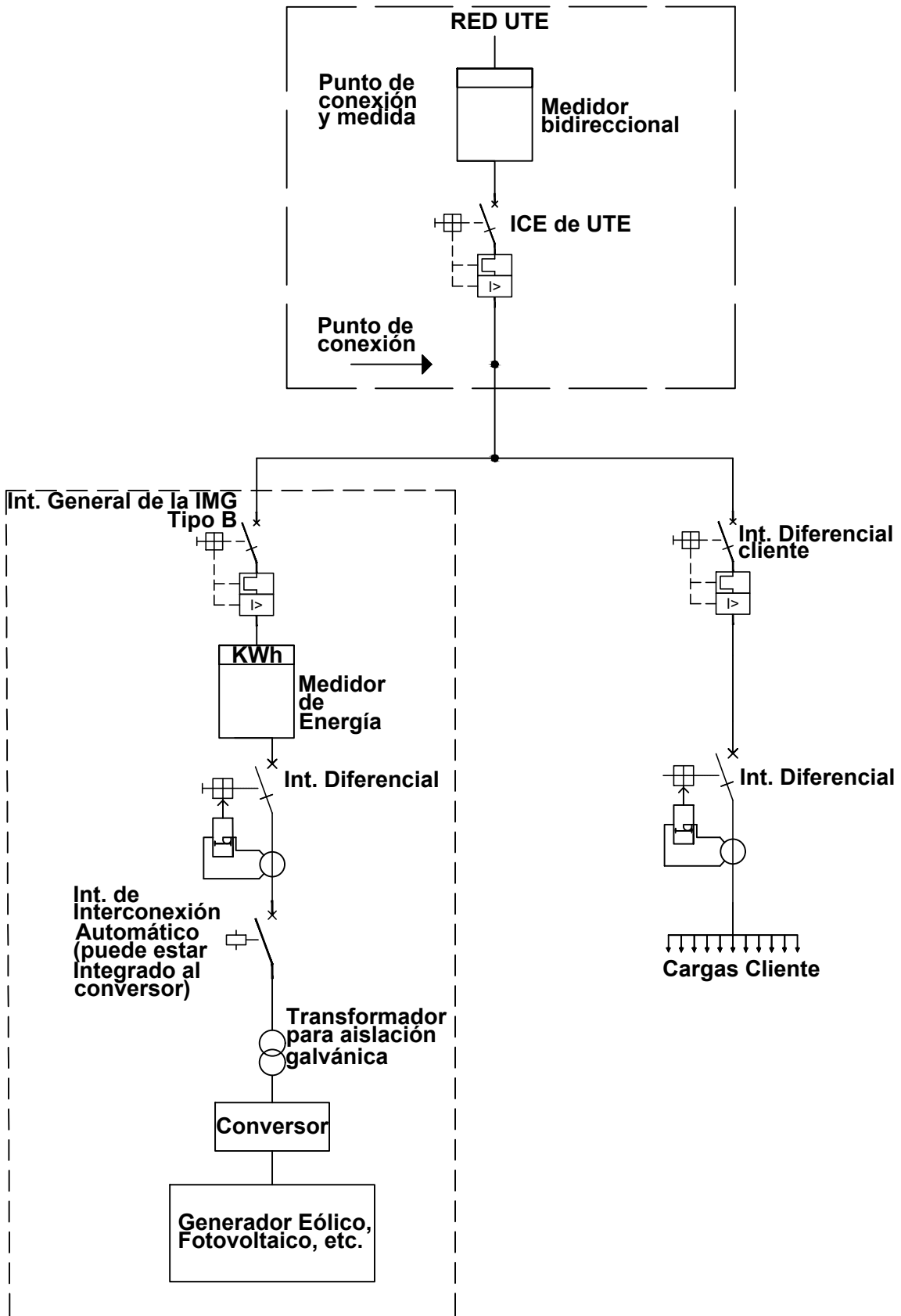
ANEXO

Esquemas de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica para las Instalaciones de Micro y Mini Generación Fotovoltaica y Mapas Solares correspondientes a Uruguay

Esquema Unifilar de una IMG o una IMiniG con Respaldo UTE

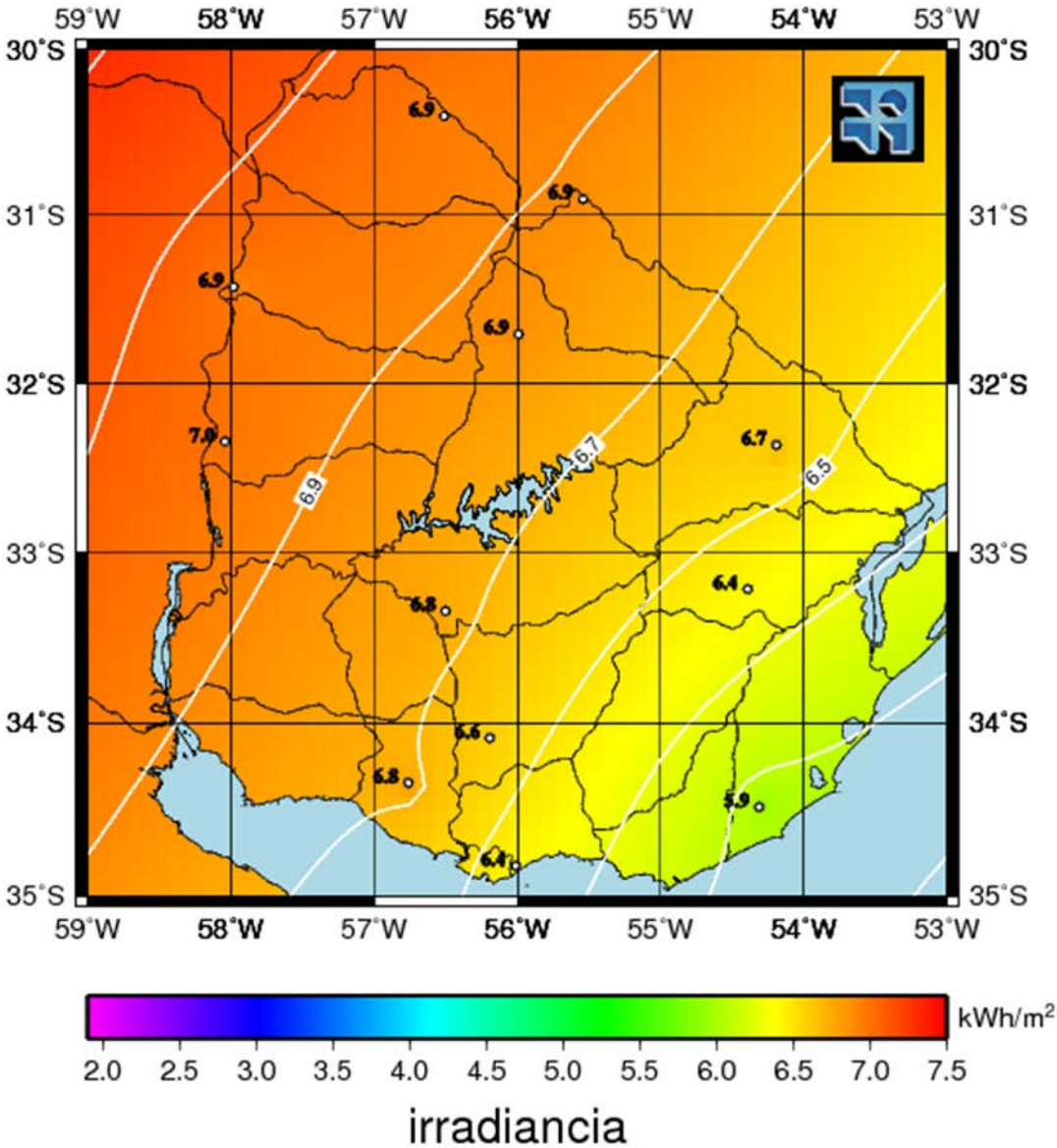


Esquema Unifilar de una IMG o una IMiniG sin Respaldo UTE



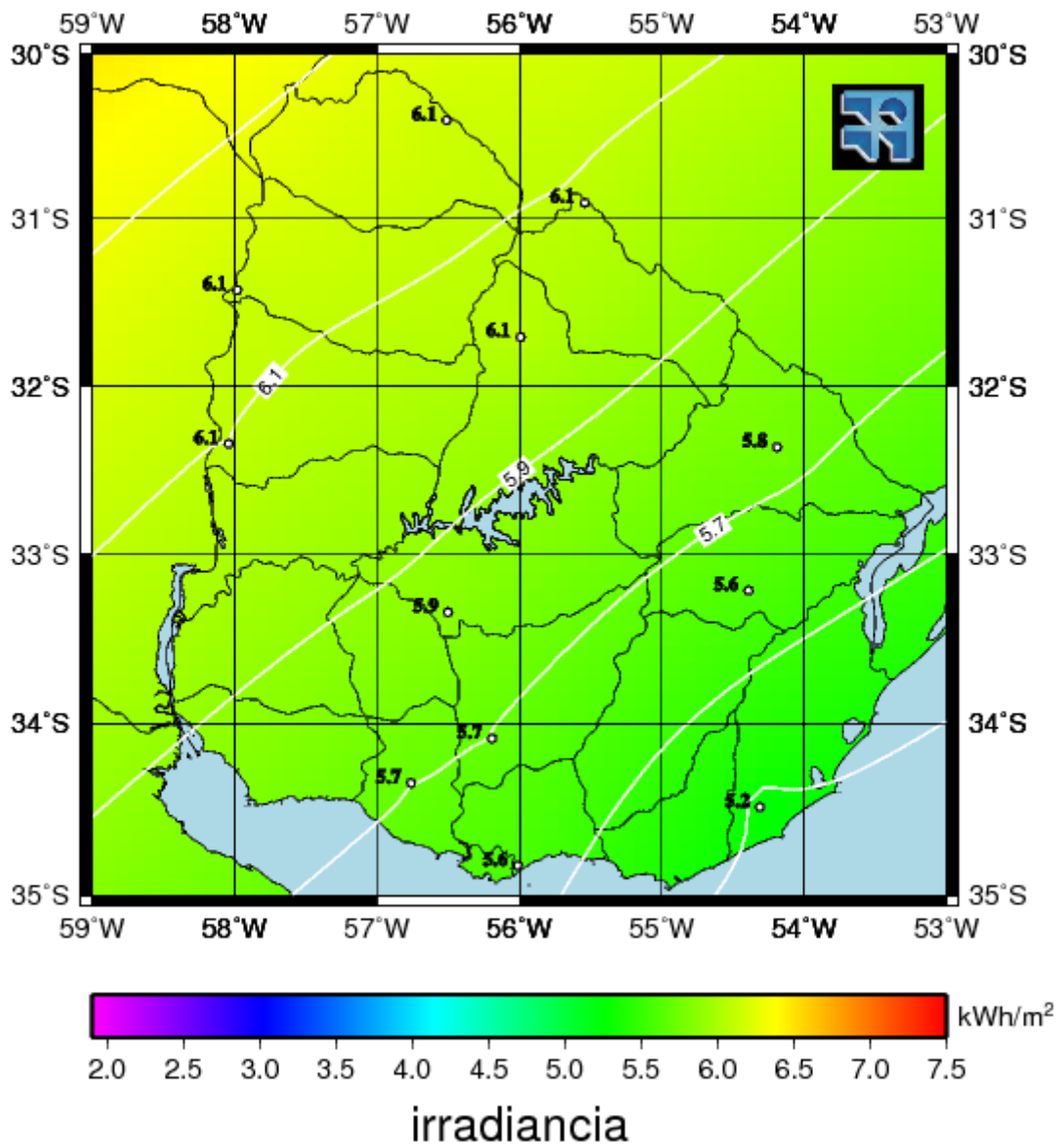
Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Enero

Enero



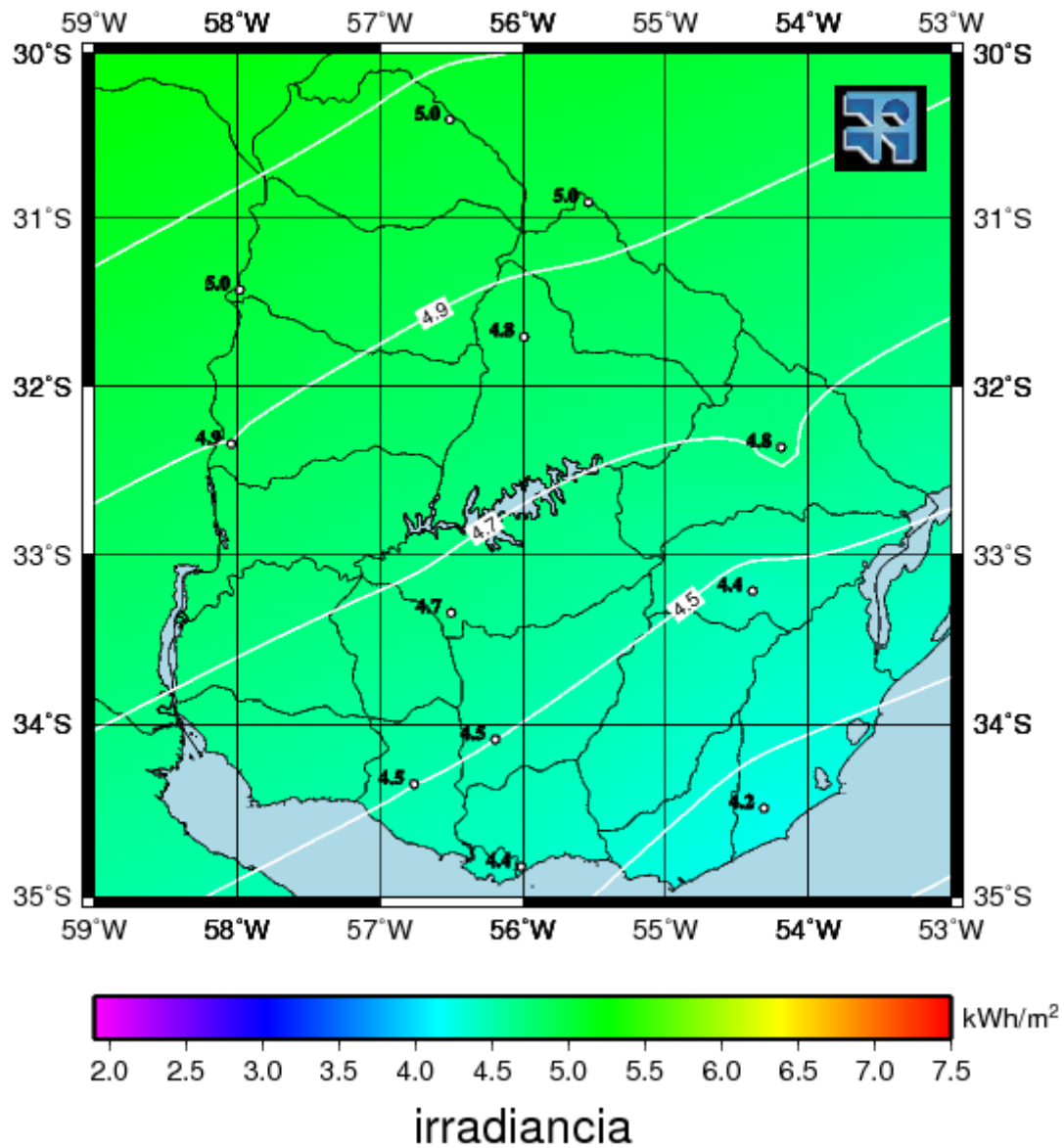
Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Febrero

Febrero



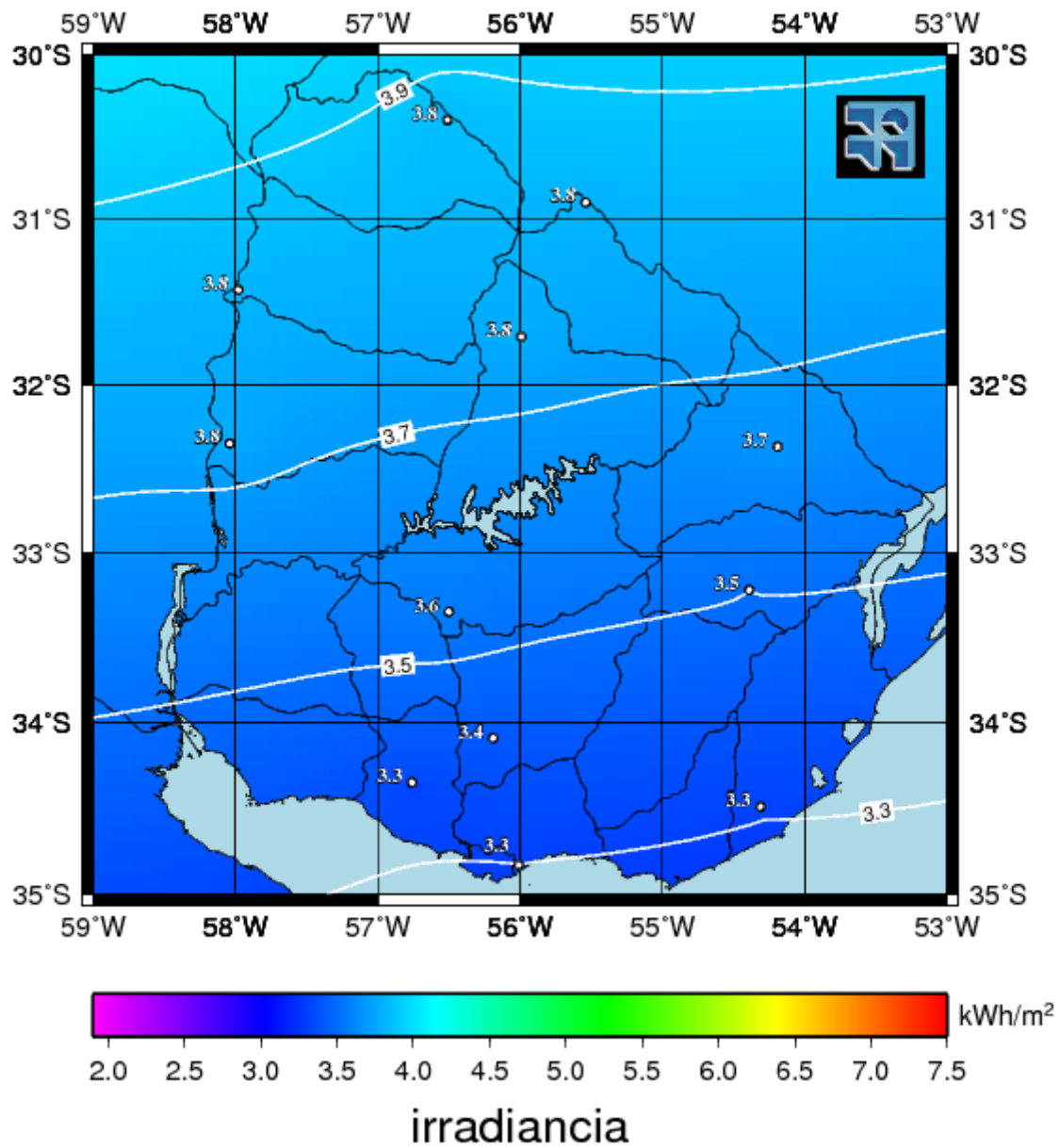
Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Marzo

Marzo



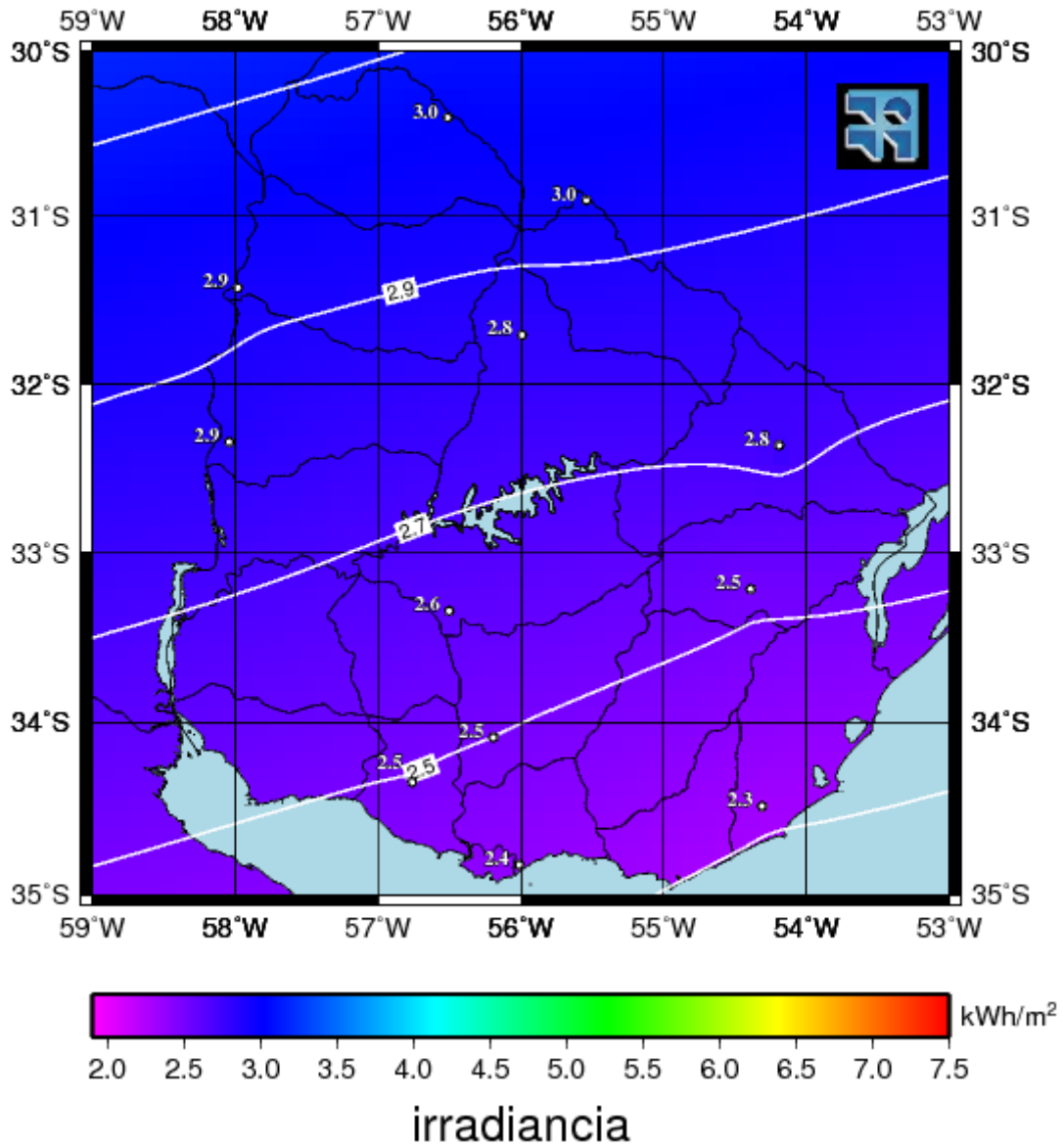
Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Abril

Abril



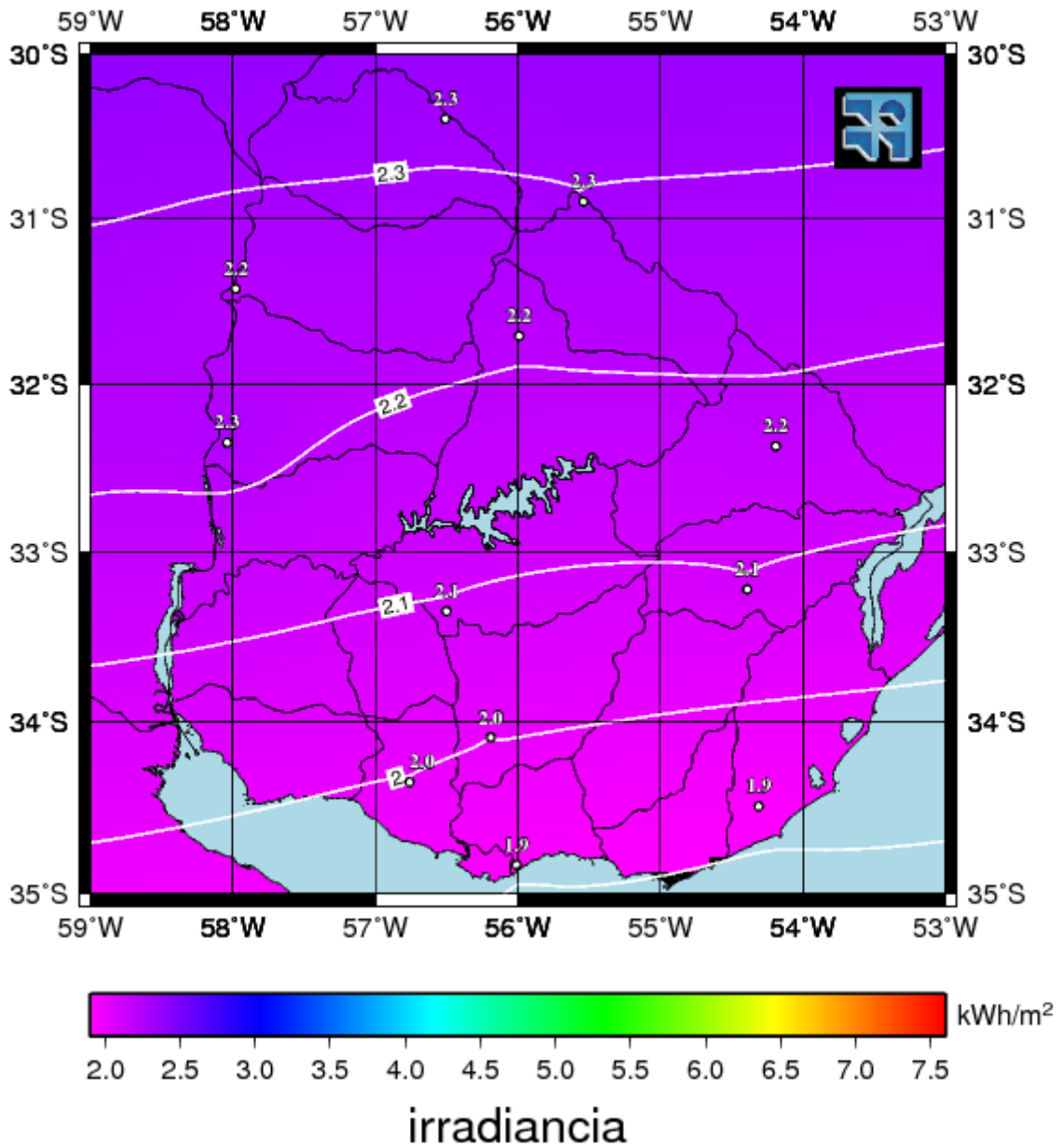
Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Mayo

Mayo



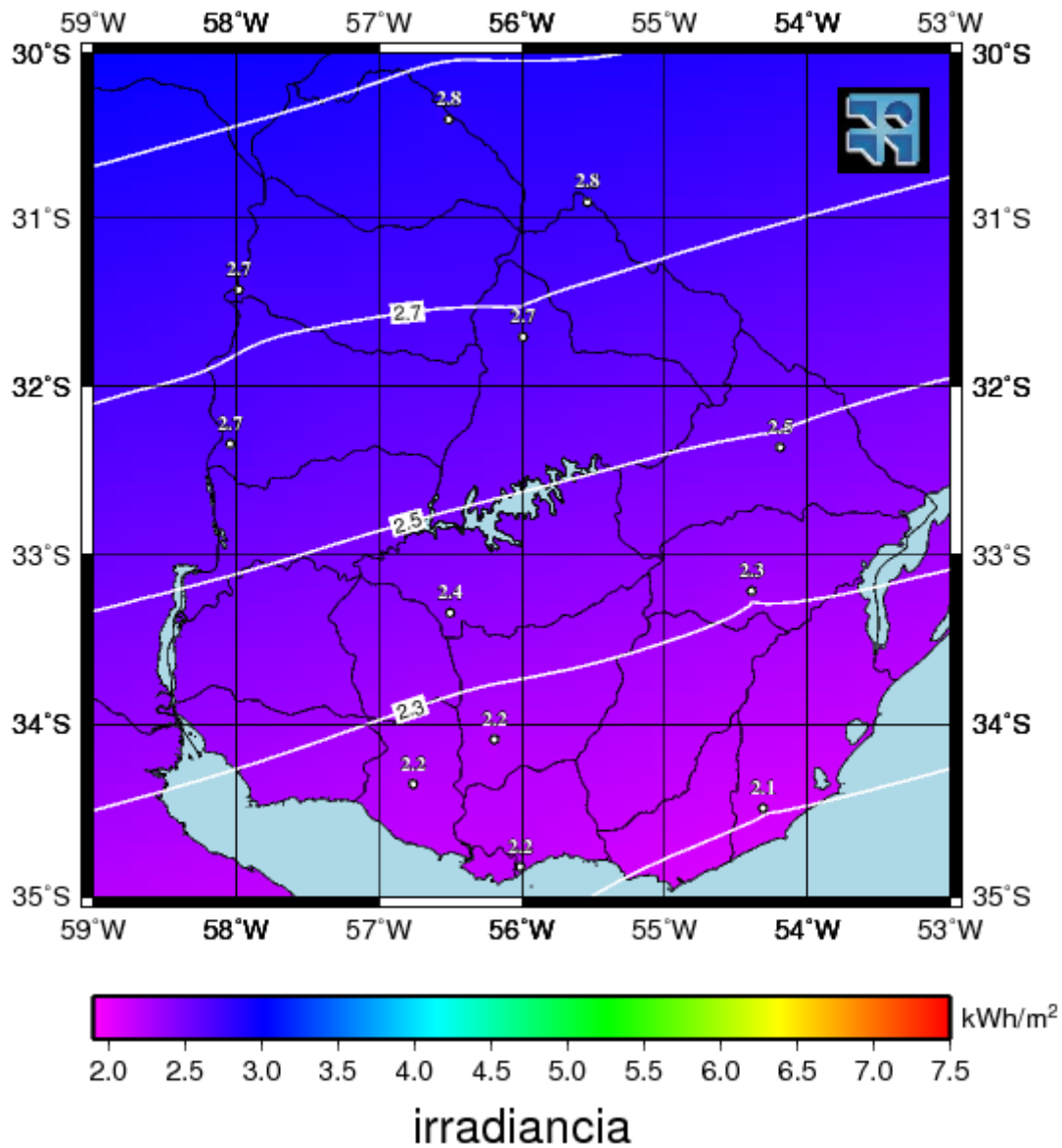
Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Junio

Junio



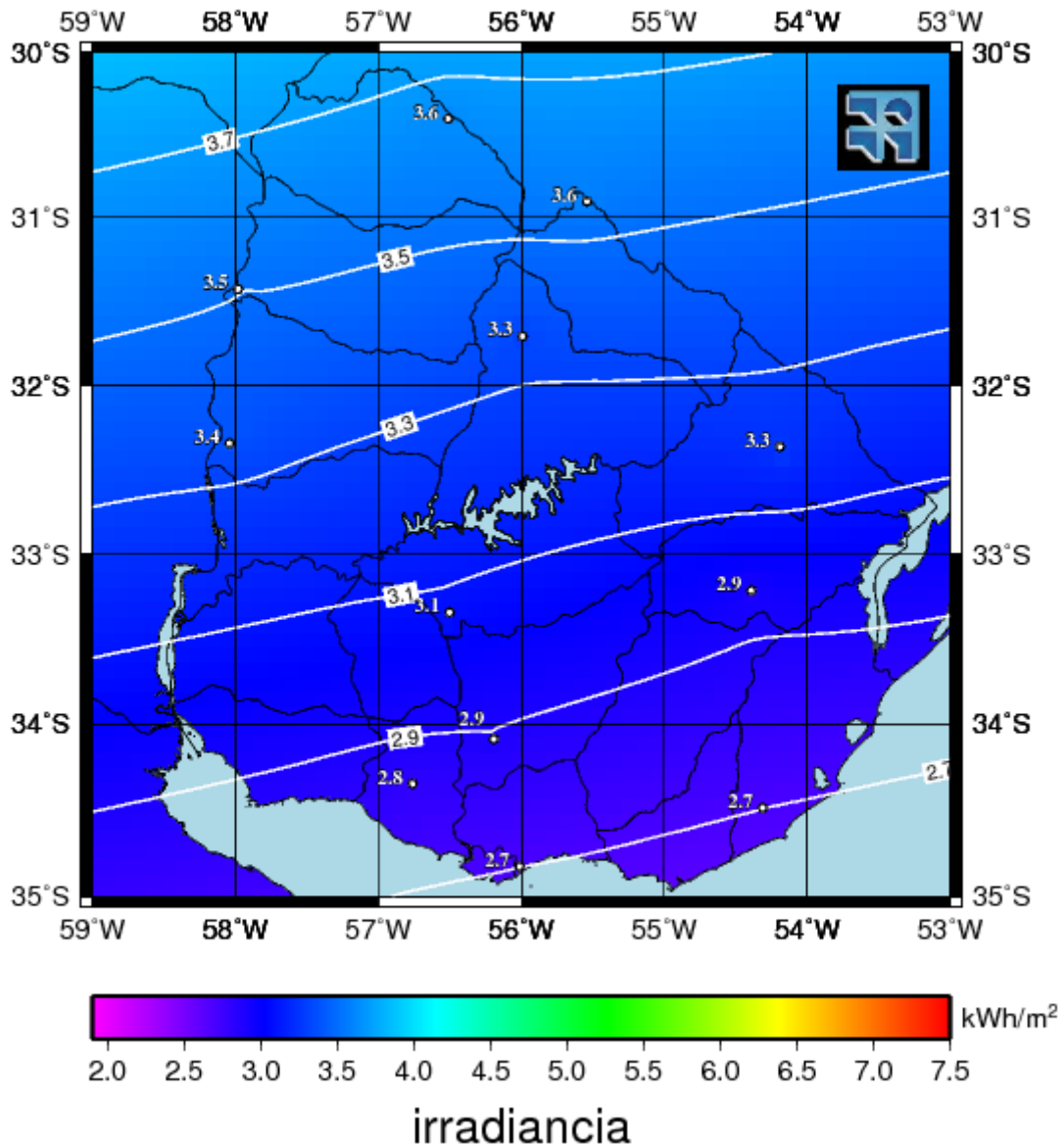
Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Julio

Julio



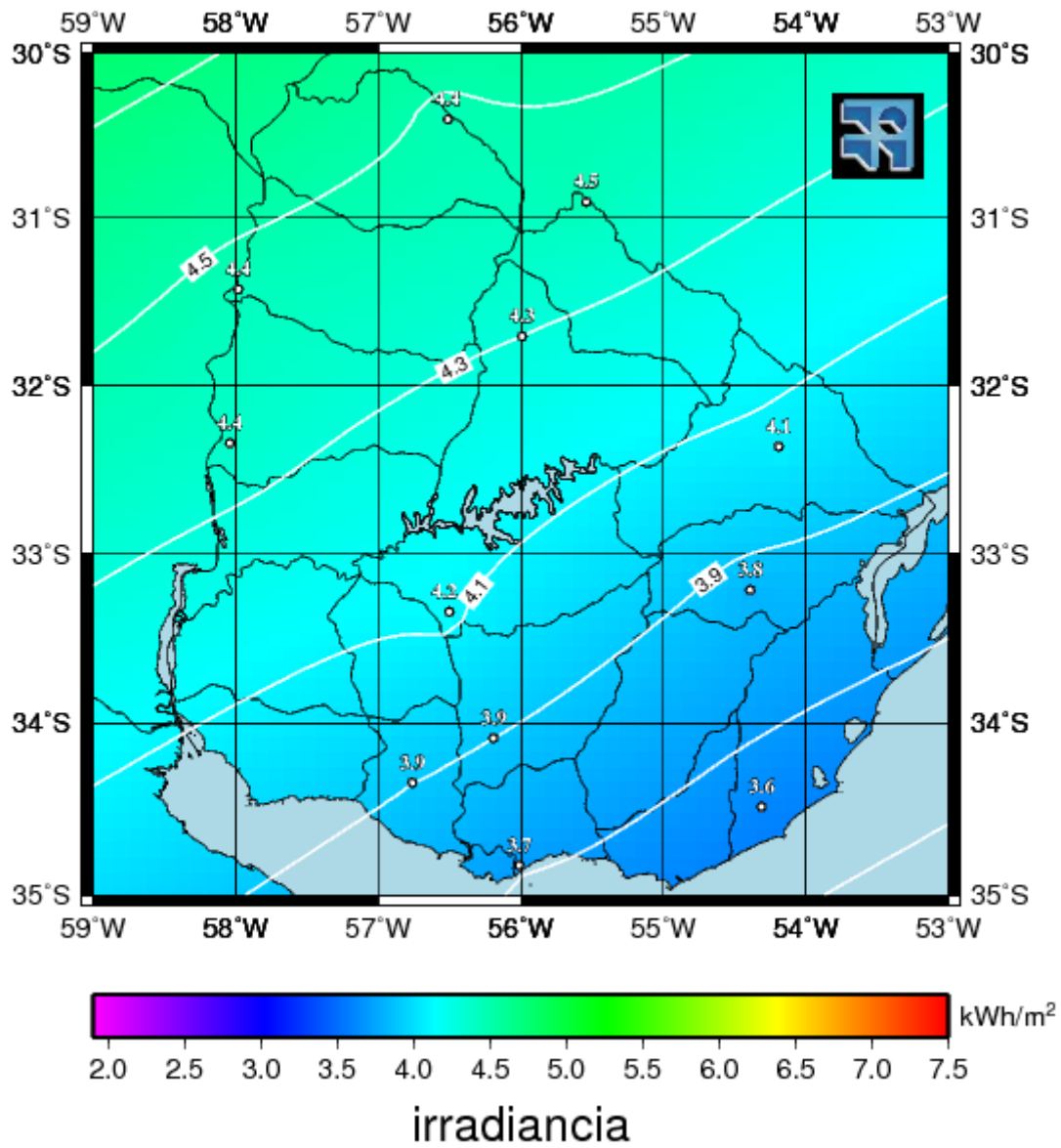
Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Agosto

Agosto



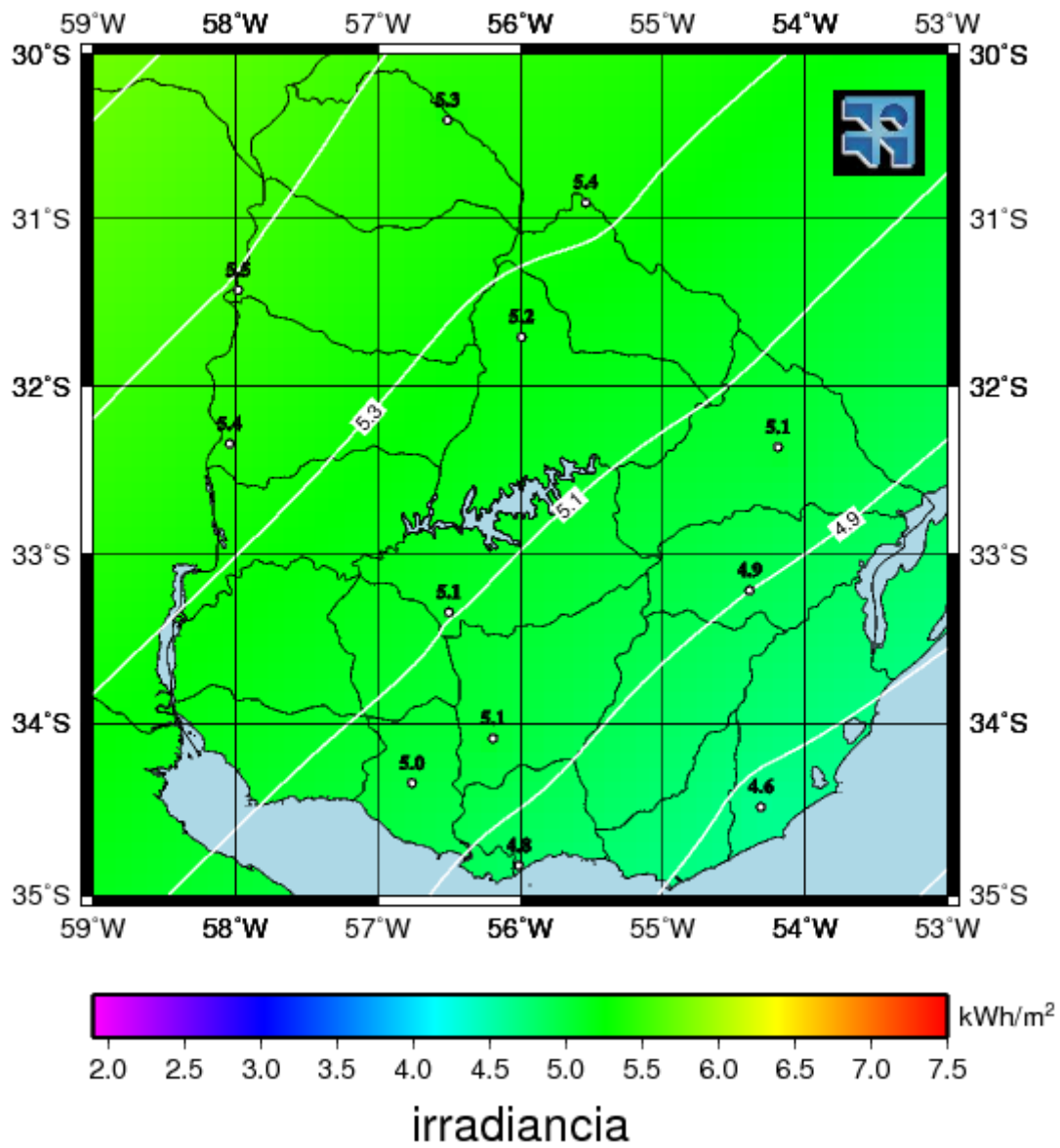
Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Septiembre

Setiembre



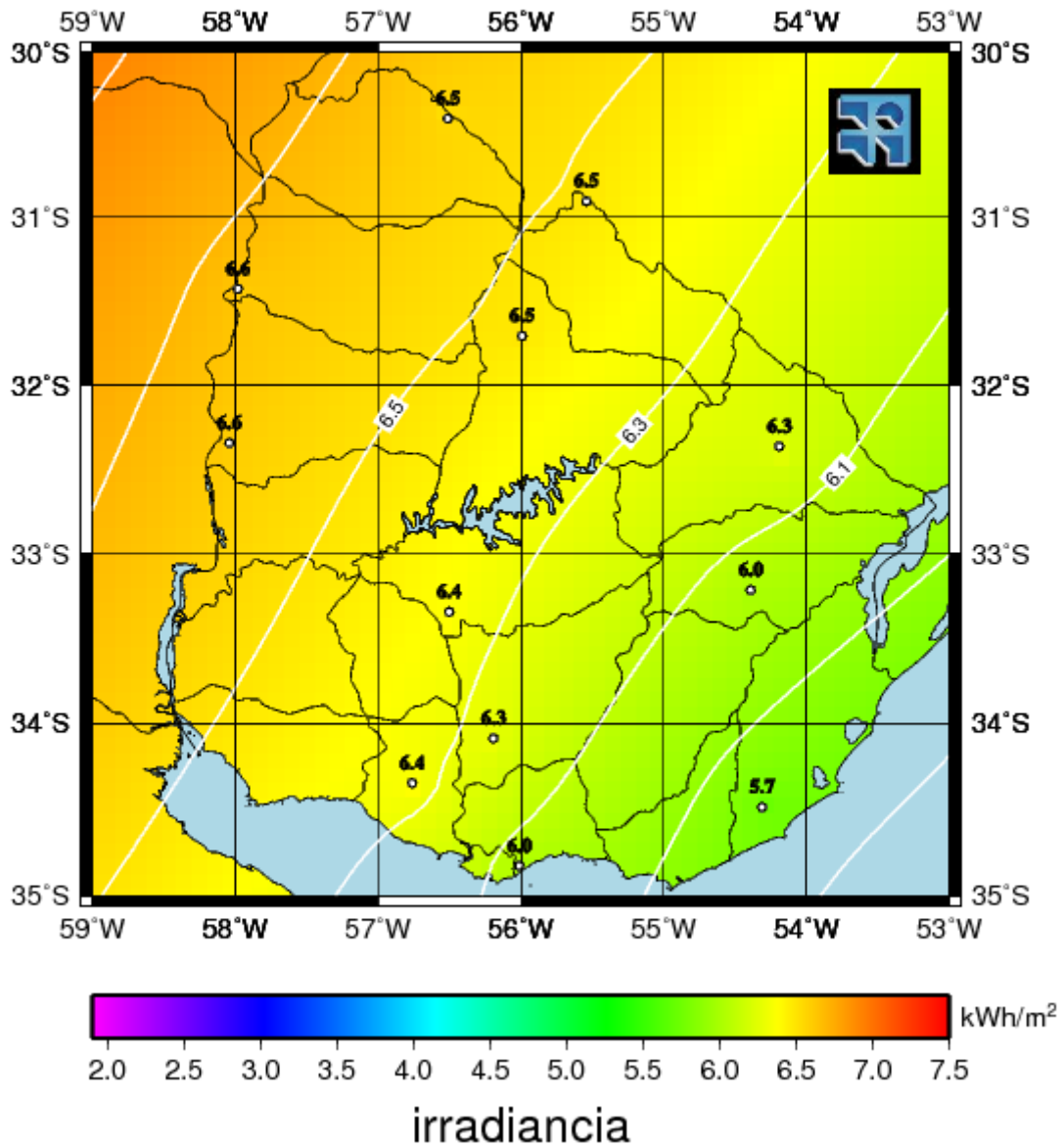
Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Septiembre

Octubre



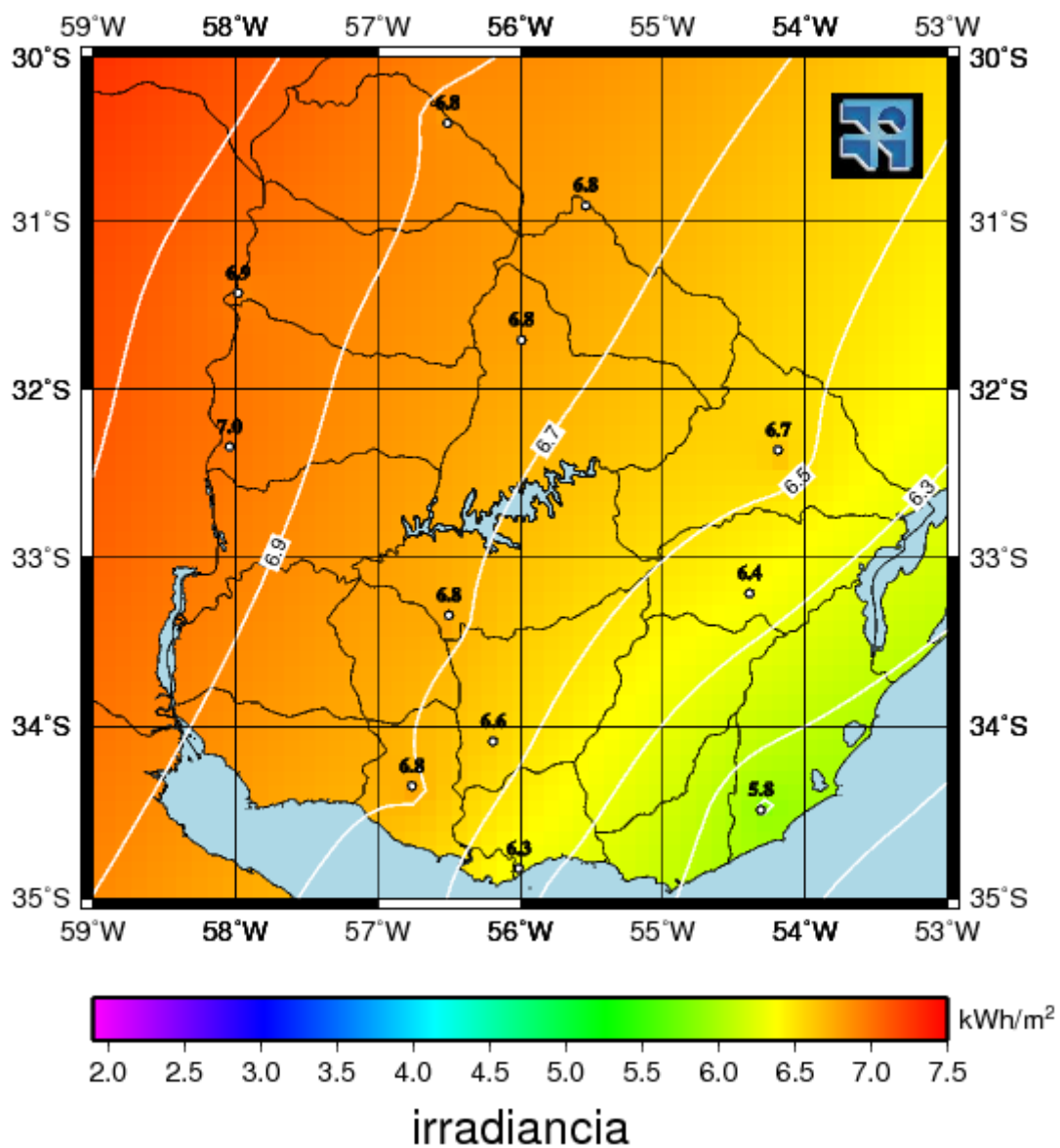
Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Noviembre

Noviembre

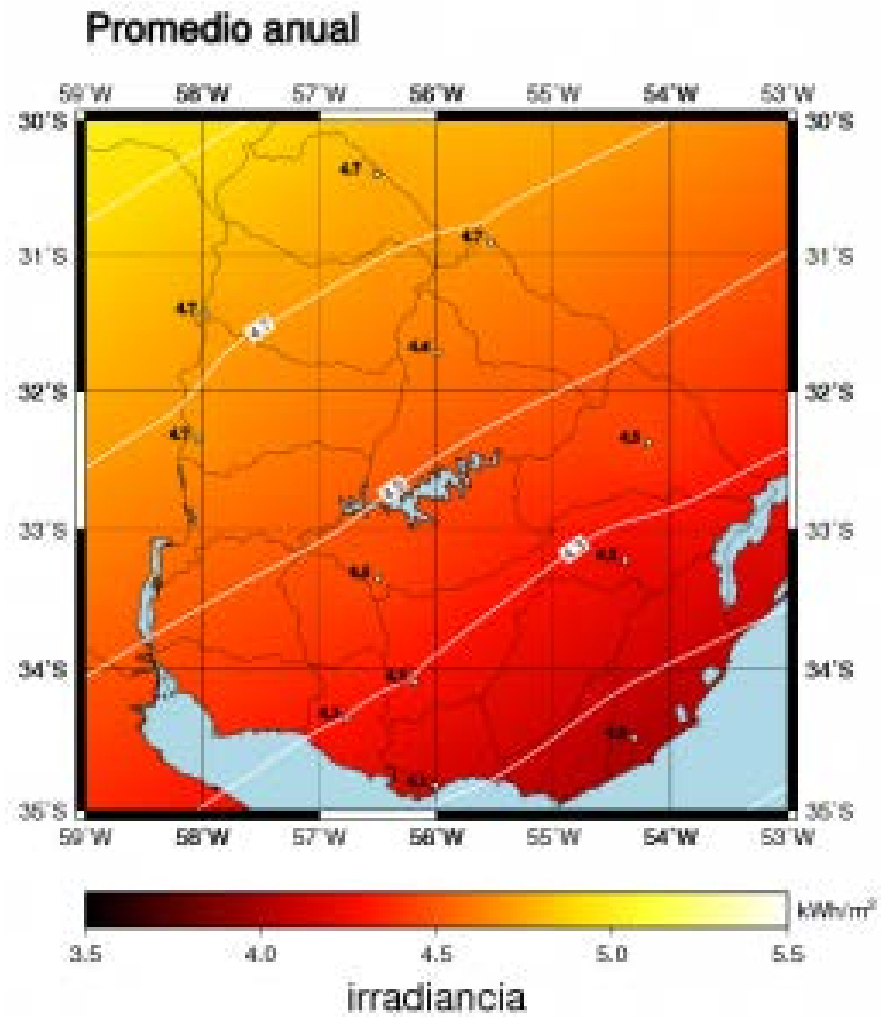


Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Mes de Diciembre

Diciembre



Mapa Solar de Uruguay Correspondiente al Promedio Anual



CAPÍTULO VI

OPTIMIZACIÓN:
APLICACIÓN DE
TÉCNICAS BIO-
INSPIRADAS PARA LA
SOLUCIÓN DEL
PROBLEMA DEL
VECTOR ÓPTIMO DE
INYECCIONES DE
ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA EN
SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN
BAJA TENSIÓN

CAPÍTULO 6: OPTIMIZACIÓN: APLICACIÓN DE TÉCNICAS BIO-INSPIRADAS PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DEL VECTOR ÓPTIMO DE INYECCIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN

0. RESUMEN

El presente Capítulo aborda las Técnicas de Optimización requeridas para resolver el Problema elegido en este trabajo como más representativo de los Impactos que la Penetración de la Energía Solar Fotovoltaica tiene en los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica en Baja Tensión (SDEE BT), incorporando la figura del usuario Micro-Generador (prosumidor), quien tiene la posibilidad de inyectar sus excedentes de energía a la red, bajo algún sistema de intercambio que valore la contraprestación (*Net Metering* o *Net Billing*).

Este Problema es referido (y resuelto en el Capítulo 7) como Problema del Vector Óptimo de Inyecciones de Potencia/Energía Solar Fotovoltaica en SDEE BT.

Si se pretende captar con realismo las complejas características que definen este Problema, los Métodos Clásicos de Optimización *colapsan*.

Por ello se presentan los desarrollos y propuestas del autor, a efectos de transitar los conceptos de las Técnicas de Optimización Bio-inspiradas, que permiten arribar, finalmente, al Modelo de Optimización que se aplica en el Capítulo 7: los Algoritmos HiperHeurísticos.

1. INTRODUCCIÓN

La caracterización del problema a resolver, como se verá en el modelo propuesto más adelante, conforme su Formulación Clásica supone, en principio, la aplicación de técnicas de Programación Matemática no Lineal MultiObjetivo. Una alternativa consiste en un solo objetivo sujeto a determinadas restricciones.

Las técnicas de Programación Matemática no Lineal adolecen de múltiples limitaciones para el caso considerado. Las principales se detallan a continuación:

- a) Requieren del conocimiento de una función, puesto que trabajan con variantes del Método del Gradiente.

- b) No garantizan, a diferencia de la Programación Matemática Lineal, que el Óptimo alcanzado sea Global.
- c) No son capaces de tratar con Incertidumbres de Valor en las Variables de Control.

Estas tres limitaciones tornan a la solución del problema aplicando tales métodos, solo aproximada, puesto que las hipótesis que deben realizarse para que las mismas operen el Espacio de Búsqueda (o Espacio de Soluciones), que no exhibe forma funcional modelable inclusive MonoObjetivo, por las características que lo definen.

Por caso, en el Apéndice del Capítulo 7, se presenta una optimización MultiObjetivo (el Balance de Fases de una red de BT), resuelta con hipótesis que linealizan el problema, irreales, y con técnicas MultiObjetivo, reales, como las que aquí se presentarán.

De modo que en este capítulo se abordaran estas técnicas propias de la inteligencia artificial computacional, sustentada en algoritmos Bio-Inspirados, que no procuran una Solución Óptima sino lo que se referirá de aquí en más como *Solución Más Satisfactoria*. El enfoque final para abordar el problema en cuestión se realiza a través de una novedosa propuesta denominada HiperHeurística, de manera que lo que se describirá a continuación, partirá de los primigenios algoritmos de esta naturaleza, llamados Heurísticos hasta arribar al concepto de HiperHeurística y específicamente a la empleada, con muy buenos resultados, en este trabajo.

1.1 Concepto General de Optimización

En el lenguaje *coloquial*, *optimizar* significa *más que mejorar*. En el contexto científico, *la optimización constituye un proceso que trata de encontrar la mejor solución posible para un determinado problema*. El procedimiento que lleva a cabo la búsqueda, es denominado *programa*. En un *programa de optimización* existen *tres elementos sustanciales*:

- a) Un conjunto de posibles soluciones o soluciones factibles, al cual se lo suele referir como espacio de búsqueda.

- b) Una estrategia de búsqueda, la cual suele ser formulada en términos generales, en cuyo caso se tiene un algoritmo, o particulares, en cuyo caso se habla de principio, dependiente, en su aplicación, del problema abordado.
- c) Un criterio para discriminar, de entre las soluciones factibles, cuáles son las mejores.

Tal problema puede formularse del siguiente modo: *encontrar el valor de ciertas variables de decisión para los que una determinada Función Objetivo (problema Mono-Objetivo) o un conjunto de Funciones Objetivo (problema Multi-Objetivo) alcanza su valor máximo o mínimo, según se pretenda.*

El valor de aquellas variables está sujeto, en general, a una serie de Restricciones, cuya violación le confiere el carácter de No Factible a una potencial solución, reduciéndose, de tal modo, el Espacio de Búsqueda. Ciertos tipos de problemas de optimización son relativamente fáciles de resolver. Tal es el caso, de los denominados Problemas Lineales, en los que tanto la Función Objetivo (única) como las Restricciones son expresiones lineales. Estos problemas pueden ser resueltos mediante métodos muy difundidos, constituyendo, por tanto, una referencia a la que toda formulación inicial de cualquier optimización intenta asimilarse. Esto es, todo problema de optimización (su función objetivo y restricciones) intenta linealizarse (cuanto menos, por tramos), a efectos de aplicar tales métodos. Sin embargo, la mayoría no son linealizables y, en general, resultan de muy difícil solución.

La idea intuitiva del término “muy difícil solución” responde al concepto formal de problema NP-Hard, utilizado en el contexto de la complejidad algorítmica y que se lo vincula aquí a la Optimización Combinatoria, introducida en el epígrafe **1.2.**

La existencia de una gran cantidad y variedad de problemas de este tipo que requieren una solución eficiente, como ocurre en diferentes ramas de la ingeniería, motivó el desarrollo de procedimientos específicos para encontrar buenas soluciones, aunque las mismas no resultasen óptimas, sino satisfactorias. Estos

procedimientos, en los cuales la rapidez de cálculo constituye un parámetro tan importante como la calidad de la solución obtenida, son referidos como Heurísticas.

Sobre esta idea, se sustentan los aportes propuestos en el presente trabajo.

1.2 La Optimización Combinatoria

Este tipo de problemas de optimización exhibe las siguientes características:

- a) El objetivo es encontrar el máximo/mínimo de una determinada función objetivo sobre un conjunto finito de soluciones, indicado como S .
- b) Existe, sobre las variables de decisión de las que depende la función objetivo, un conjunto de restricciones, en general, que permiten identificar un subconjunto de S , S_f , que contiene las denominadas soluciones factibles. Según el contexto, S o S_f son referidos, alternativamente, como espacio de búsqueda.
- c) No se exige ninguna condición o propiedad sobre la función objetivo o sobre la definición del conjunto S .
- d) Como S es finito, las variables resultarán, en general, discretas, restringiendo su dominio a una serie finita de valores.
- e) El número de elementos en S (S_f) es muy elevado, haciendo impracticable la evaluación de todas sus soluciones para determinar la óptima. Esto supone que pueda resultar más eficiente una búsqueda exhaustiva en el espacio de búsqueda, que la concepción de un algoritmo.

Estas características complejizan aún más la búsqueda de una solución, cuando se está frente a una optimización MultiObjetivo.

2. HEURÍSTICAS, METAHEURÍSTICAS E HIPERHEURÍSTICAS

2.1 Heurísticas

Es pertinente identificar, en forma previa al análisis del concepto de MetaHeurística e HiperHeurística, que significa una Heurística.

La etimología del término Heurística, proviene de la palabra griega *heuriskein* que se traduce como *encontrar*. En el contexto del presente trabajo, es necesaria una definición, en tanto Método Heurístico. Más allá de las múltiples interpretaciones y de la vastísima bibliografía al respecto, se propone aquí la siguiente idea de Método Heurístico:

Un Método Heurístico constituye un procedimiento para resolver un problema de optimización bien definido, mediante una aproximación intuitiva, en la que la estructura del problema se utiliza de forma inteligente para obtener una buena solución.

Desde la definición propuesta, se observa que el método está dirigido a un problema específico, del cual se conocen sus características (bien definido), al efecto de sacar provecho de ellas en la estrategia de búsqueda concebida.

La pregunta que cabe hacerse es: *¿cómo poder aprovechar las similitudes que ciertos problemas de carácter combinatorio exhiben, cuando cierto método heurístico ha generado muy buenos resultados?* Esta es la idea que subyace bajo el concepto de MetaHeurística.

2.2 MetaHeurísticas

El término MetaHeurística tiene la misma raíz etimológica que *Heurística*, a la que se le antepone el prefijo *meta*, traducido como *por encima de*, en alusión a un nivel más elevado o superior al de una Heurística.

De tal manera que, si bien existen diversas definiciones, una MetaHeurística, en tanto método de resolución para problemas complejos (en el contexto aquí considerado, de Optimización Combinatoria), puede ser entendida como:

Una estrategia que combina diferentes Heurísticas, las cuales, individualmente, exhiben menor eficiencia o capacidad de solución para el problema abordado, tomando ventaja de sus habilidades parciales, así como de la estructura del propio problema a resolver, fundamentalmente de los aspectos que caracterizan el Espacio de Soluciones inherente al mismo.

Como todo algoritmo vinculado a una optimización tiene asociado un proceso iterativo, al explotar las capacidades referidas para resolver un problema mediante

una Heurística o una MetaHeurística, se hará referencia a tal proceso. Por esa razón, este concepto aparece en algunas definiciones (igualmente, para una Heurística).

De modo que serán indistintamente empleados los términos MetaHeurística y Algoritmo MetaHeurístico. Análogamente, se hará respecto de los términos HiperHeurística y Algoritmo HiperHeurístico, definidos más adelante.

Desde esta caracterización, una MetaHeurística exhibirá menos restricciones que una Heurística para dar con soluciones satisfactorias en el Espacio de Búsqueda para un mismo problema.

Pero no obstante ser más eficientes que una Heurística, en la literatura especializada se destacan dos limitaciones de importancia:

- a) Todas las MetaHeurísticas, en su formulación matemática a efectos de implementarlas como algoritmos, requieren de parámetros cuyos valores necesitan ser ajustados, dependiendo del tipo de problema a resolver. Tal ajuste debe realizarse previamente a la ejecución del algoritmo, no teniendo posibilidad de realizar un auto-ajuste de los mismos, a medida que evolucione la Estrategia de Búsqueda. Si bien se han realizado muchos aportes en este último sentido, por parte de terceros y en particular sobre la MetaHeurística PSO, no se ha logrado una MetaHeurística auto-ajustable (o auto-adaptativa), capaz de resolver, al menos, Clases de Problemas con buenas soluciones (soluciones satisfactorias).

En este sentido la limitación supone que los Algoritmos MetaHeurísticos son especializados, puesto que pueden captar con un elevado grado de detalle los aspectos relativos al problema que deben resolver, pero no, en general, de otros aún similares.

Las MetaHeurísticas han sido concebidas originalmente para resolver problemas MonoObjetivo. De manera que al extenderlas al dominio MultiObjetivo, la limitación referida es mayor.

b) La segunda limitación se relaciona con el elevado tiempo de computación que requieren. Por ello no son eficientes en Optimizaciones Combinatorias que deben realizarse en tiempo real.

Esto impacta en que los tiempos de computación se mantienen muy elevados, resultando en algoritmos poco aptos o falibles en optimizaciones que deben realizarse en tiempo real, o cuasi-real (como el que demanda específicamente el problema objeto del presente trabajo: Optimizar la Inyección de Potencia proveniente de Micro-Generadores Distribuidos FV en SDEE BT, que requiere ser resuelto en pocos minutos).

Los avances en este sentido han resultado parciales y más dependientes del *hardware* que del modelo matemático y su implementación *software*.

2.3 HiperHeurísticas

2.3.1 Definición

Desde lo dicho en 2.2, se adopta la siguiente definición:

Una HiperHeurística, en tanto método de resolución para problemas complejos (en el contexto aquí considerado, de Optimización Combinatoria), puede ser entendida como una estrategia que combina diferentes MetaHeurísticas, las cuales, individualmente, exhiben distintos grados de eficiencia o capacidad de solución para el problema abordado, tomando ventaja de sus habilidades parciales, así como de la estructura del problema a resolver. Fundamentalmente en los aspectos que caracterizan el Espacio de Soluciones inherente al mismo, para obtener soluciones satisfactorias en tiempos de computación lo más breves posibles, sobre una Clase de Problemas.

Esto implica que un Algoritmo HiperHeurístico, debe ser capaz de seleccionar, mediante una Función de Selección (FS), de complejidad diferente según el tipo de HiperHeurística, en cierta instancia de decisión (o iteración algorítmica) pertinente dada por una condición predefinida, la MetaHeurística más apta para continuar la búsqueda en el Espacio de Soluciones, de aquella (más) satisfactoria.

Según se defina la FS, se tendrán soluciones de mejor calidad, requiriendo tiempos de computación menores, y sobre una Clase de Problemas menos restringida.

De lograrse estas capacidades, tanto en dominios MonoObjetivo como MultiObjetivo, se estará frente a una Estrategia auto-adaptativa, aplicable en tiempo real o cuasi-real para resolver Clases de Problemas de Optimización Combinatoria.

Adicionalmente, se formaliza el concepto de Solución (más) Satisfactoria, en lugar de Solución Óptima. El mismo tiene validez tanto para un Espacio de Soluciones Mono-Objetivo como MultiObjetivo, y en contextos determinísticos o cuyas variables de decisión exhiben incertidumbres (fundamentalmente de carácter no estocástico), caso del problema abordado.

La idea de emplear el concepto de Solución Satisfactoria, es la misma que subyace en las primeras definiciones de HiperHeurística según la literatura especializada, conforme su evolución histórica: proponer un método para obtener buenas soluciones (no necesariamente la mejor), empleando el menor tiempo de computación posible. Se sacrifica la mejor calidad de una solución, en aras de emplear un menor tiempo de computación.

Como se verá en la siguiente subsección, a los efectos de superar las dos limitaciones imputadas a las MetaHeurísticas, un Algoritmo HiperHeurístico adoptará formalmente el concepto, así planteado, de Solución Satisfactoria, seleccionando la MetaHeurística más apta, en cierta instancia de decisión y desde cierto conjunto preestablecido, logrando resolver Clases de Problemas. Puede decirse que procura, de tal modo, tener capacidad auto-adaptativa y en tiempo real o cuasi-real.

La operación de la FS responde a la siguiente pseudo-codificación:

```
If (Instancia(PO) == Con1) Then
    Seleccionar MetaHeurística M1
Else
    If (Instancia (PO) == Con2) Then
        Seleccionar MetaHeurística M2
```

Else...

End If

Para $\{CON\} = \{Con1, Con2, \dots, ConH\}$ y para el Conjunto de MetaHeurísticas $\{M\} = \{M1, M2, \dots, MH\}$, sobre el Problema de Optimización a resolver (PO).

Respecto de la jerarquía conforme de los dominios donde operan los Algoritmos correspondientes, se tiene que:

- Una Heurística opera sobre el Espacio de Soluciones.
- Una MetaHeurística opera sobre un determinado Espacio o Conjunto de Heurísticas, concebidas mediante el ajuste de sus parámetros en cierta instancia de decisión, evaluando el valor de la Función de Aptitud que la solución obtenida tiene en dicha instancia.
- Y una HiperHeurística opera sobre cierto Espacio o Conjunto de MetaHeurísticas, evaluando la aptitud que exhibe cada una mediante una Función de Elección, definiendo, en cierta instancia de decisión, cuál MetaHeurística de tal conjunto puede mejorar la calidad de las soluciones obtenidas.

Tales Jerarquías se observan en las Figuras 1 y 2.

Es muy importante definir la adecuada Función de Selección del Algoritmo HiperHeurístico. Por ello es pertinente presentar una clasificación de las HiperHeurísticas, según su Método de Aprendizaje/Selección, desde la literatura especializada. Aquí se presentarán los tipos de HiperHeurísticas más relevantes, para comprender aquel en el que se sustentan los desarrollos de las HiperHeurísticas utilizadas, como se explicará más adelante, referidas mediante sus acrónimos: HY CBR X-FPSO y HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI.

2.3.2 Clasificación según el Método de Selección (FS)

Son de interés para el presente trabajo, aquellas que presentan una FS bien establecida. Se tienen las siguientes:

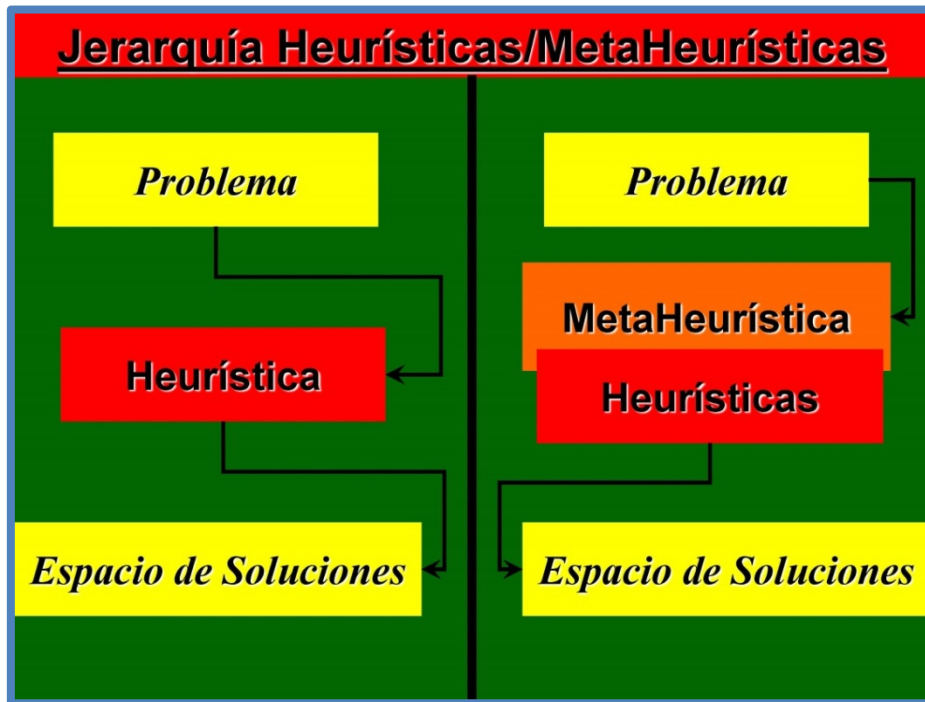


Figura 1

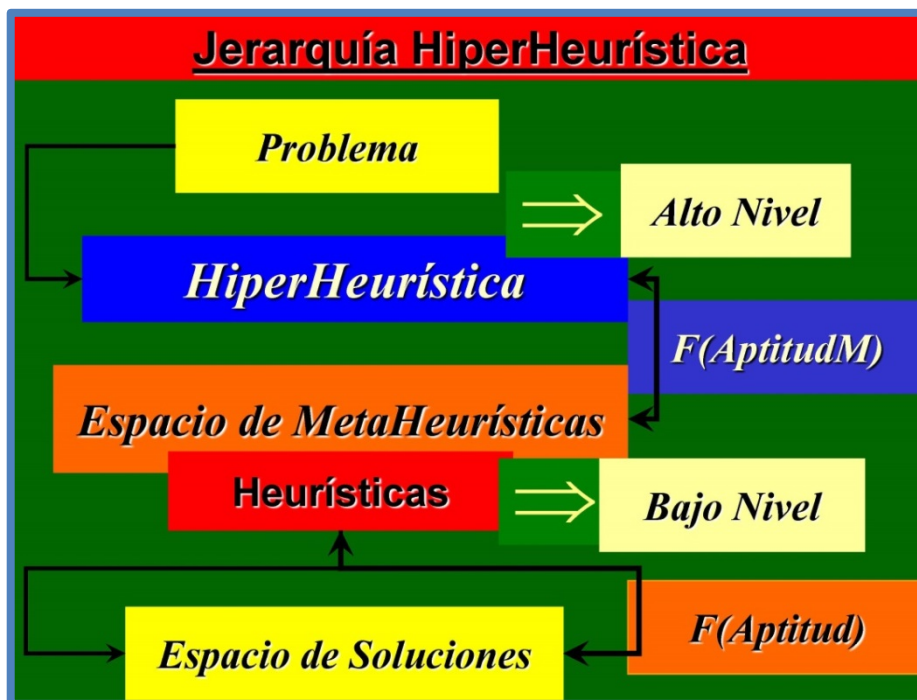


Figura 2

1) HiperHeurísticas Con Aprendizaje Mediante Función de Selección/Elección con Optimización Mono-Objetivo:

En este tipo de HiperHeurística, la FS selecciona la MetaHeurística a aplicar en cierta instancia definida en el Conjunto {CON}, y desde el Conjunto {M}, mediante un análisis, tomando pares de MetaHeurísticas compuestas por la MetaHeurística considerada candidata, MHc, y otra diferente, MHi, comparando sus rendimientos.

Para ello resuelve el siguiente Problema de Optimización MonoObjetivo:

Sea {M} un Conjunto de nmh MetaHeurísticas que definen el dominio de la HiperHeurística;

g1 una función que evalúa la aptitud que MHc ha tenido recientemente;

g2 una función que evalúa la eficiencia relativa entre las MetaHeurísticas (MHc, MHi) cuando son aplicadas de forma secuencial;

g3 una función que determina el número de iteraciones durante el cual MHc no ha sido seleccionada, contando desde la última iteración en la que se aplicó; y

ξ , π y ρ son parámetros definidos externamente.

Max

i en [1..nmh], $i \neq c$

$$FO = \xi * g1(MHc) + \pi * g2(MHc, MHi) - \rho * g3(MHc) \quad (1)$$

2) HiperHeurísticas Con Aprendizaje Mediante Función de Selección/Elección con Optimización MultiObjetivo:

En este tipo de HiperHeurística, la FS tiene establecido un conjunto de objetivos, {S}, en lugar de un único, que deben ser satisfechos, con las mismas consideraciones que en la HiperHeurística 1), mediante el siguiente Problema de Optimización MultiObjetivo:

Max

i en [1..nmh], $i \neq c$, s en [1..S]

$$\sum Ss=1 \{ \xi s \cdot g1s(MHc) + \pi s \cdot g2s(MHc, MHi) - (\rho s/S) \cdot g3s(MHc) \} \quad (2)$$

En este caso, S es el número de objetivos, y las funciones $g1s$, $g2s$ y $g3s$, así como los parámetros ξ_s , π_s y ρ_s , dependen de cada objetivo s en $\{S\}$.

En la literatura especializada, esta clasificación fue propuesta originalmente en términos de Heurísticas, tal como se presenta en las Figuras 3 y 4.

El diagrama está dividido en secciones de colores: un encabezado rojo con texto blanco, un fondo verde con secciones amarillas y una sección azul inferior. El texto describe un algoritmo de selección de heurísticas basado en una función de elección.

HiperHeurísticas Con Aprendizaje Mediante Función de Elección

1) Agrupadas:

Sea H_k la Heurística Candidata en $[1..nh]$

Maximizar $\forall k, j$ en $[1..nh]$, $k \neq j$

$$\alpha \times f_1(H_k) + \beta \times f_2(H_k, H_j) - \gamma \times f_3(H_k)$$

Dos tipos: Con y Sin Ajuste (α, β, γ)

Figura 3

3) HiperHeurísticas con Función de Selección/Elección Sustentada en Razonamiento:

Este tipo de estrategia, referida como CBR-Case Based Reasoning, fue el seleccionado para definir la FS, tanto para la primer propuesta realizada por el autor del presente trabajo (HY CBR X-FPSO), como para propuesta mejorada (HY CBR (X-FPSO + FAFS) MIP), cuyos desarrollos son presentados en detalle en los epígrafes siguientes.

**HiperHeurísticas Con Aprendizaje
Mediante Función de Elección**

2) Agrupadas y de Múltiples Objetivos:
Sea H_k la Heurística Candidata en $[1..nh]$
Sea l un Objetivo en $[1..L]$

Maximizar $\forall k, j$ en $[1..nh], k \neq j$
 $\forall l$ en $[1..L]$ **Con y Sin Ajuste (α, β, γ)**

$\sum_{l=1}^L \alpha_l x f_{1l}(H_k) + \beta_l x f_{2l}(H_k, H_j) - \gamma_l x f_{3l}(H_k)$

Figura 4

2.4 Los Principios de Inteligencia de Grupo o Colectiva

La Inteligencia de Grupo o Colectiva (*Swarm Intelligence*), IC, refiere un tipo de inteligencia artificial, basado en el comportamiento de sistemas colectivos, auto-organizados. La expresión fue introducida en 1989 por Gerardo Beni. El término *swarm* describió, a su entender el comportamiento de los autómatas celulares, que exhiben características similares a las observables en ciertos sistemas biológicos, tales como los insectos.

De esas características, mencionó: la *descentralización*, *no-sincronización* y *simplicidad* en los movimientos de los miembros del grupo. Además este término tiene una significación que lo trasciende: permite analizar el comportamiento social de grupos de individuos (peces, insectos, pájaros, etc.), identificando el tipo de configuración en sus sistemas de cooperación y auto-adaptación, al efecto de encontrar la manera óptima de alcanzar un objetivo. La comunicación, según los biólogos, constituye el parámetro clave en este proceso, de modo que a las cualidades mencionadas, descentralización, no-sincronización y simplicidad en los movimientos, debe incorporársele la cooperación entre los individuos del *swarm*.

Desde tales consideraciones, pueden ser establecidos cinco principios que caracterizan la Inteligencia de Grupo (*Swarm Intelligence Principles*) o Principios IC. Los mismos son reconocidos como aspectos fundamentales en las estrategias mimetizadas de optimización, que se sustentan en el esfuerzo cooperativo, por medio de la comunicación entre los individuos del grupo, en la búsqueda de soluciones.

Estos principios, y su breve enunciación, resultan:

- a) Proximidad: Promueve la habilidad que debe exhibir el grupo, para ejecutar cálculos simples de espacio y tiempo en sus movimientos hacia el objetivo pretendido.
- b) Calidad: Promueve la habilidad del grupo para responder a los factores que induzcan mejoras en la aptitud de sus individuos, en el espacio de soluciones.
- c) Diversidad de Respuesta: Promueve la posibilidad de que los individuos tengan respuestas diferentes ante los mismos estímulos.
- d) Estabilidad: Promueve la habilidad de que el grupo permanezca estable, en ausencia de estímulos que induzcan mejoras en las soluciones alcanzadas.
- e) Adaptación: Constituye un aspecto complementario de la Estabilidad, puesto que promueve la habilidad de que los individuos reaccionen ante cualquier cambio en la aptitud de las soluciones alcanzadas.

La referencia a estos Principios IC, es fundamental en la Implementación del Algoritmo HiperHeurístico (y sus variantes) propuesto para la solución del problema abordado.

Esto es así porque la Función de Selección de la HiperHeurística, seleccionará, conforme la satisfacción de los mismos por parte de la MetaHeurística operando en cierta instancia de decisión (iteración) sobre el Espacio de Soluciones, otra MetaHeurística o dejará que continúe la que está operando. Esto se explicará al definir la FS.

2.5 La HiperHeurística HY CBR X-FPSO (+ FAFS)

2.5.1 Especificación del Dominio

El dominio está compuesto por 4 Formas X-PSO MultiObjetivo, seleccionadas por el complemento en la habilidad para cumplir los Principios IC, según la instancia de decisión o iteración algorítmica del problema PO que se esté resolviendo, como se dijo. Por X-PSO Forma, se entiende aquí cualquiera de las variantes de la MetaHeurística PSO (Particle Swarm Optimization – Optimización por Enjambre de Partículas) en su Forma Canónica, como fue primigeniamente formulada.

También es de importancia destacar que la habilidad que cierta Forma X-PSO exhibe para satisfacer los 5 Principios IC, si bien es evaluada en un Espacio de Soluciones MonoObjetivo, se preserva en un Espacio de Soluciones MultiObjetivo.

Por tal razón, analizarán las Formas X-PSO MonoObjetivo, de aquí en más Formas X-PSO, dejando para las secciones siguientes su extensión al Espacio de Soluciones MultiObjetivo. A estas Formas se las referirá como X-FPSO. La letra “F”, indica que tal extensión MultiObjetivo es implementada a partir de los elementos propuestos por Bellman y Zadeh para la Toma de Decisión en Ambientes Difusos (*Fuzzy*).

La elección realizada de las 4 variantes o Formas X-PSO, se sustenta en el acopio de resultados obtenidos, aplicando las MetaHeurísticas individualmente, y observando su comportamiento durante la evolución de algoritmo hasta lograr su convergencia.

El problema genérico PO, sobre el cual fueron aplicados los diferentes Algoritmos MetaHeurísticos, pertenece a la Clase de Problemas que se tratan para los SDEE, considerando elementos técnicos, económicos y regulatorios. Esta Clase de Problemas es identificada mediante el acrónimo CP ECRRED, por pertenecer a los campos de conocimiento de la Economía Computacional, la Teoría Económica de Regulación, y al de Los Sistemas Eléctricos de Distribución.

En esta Clase se incluyen Problemas de Optimización Combinatoria MultiObjetivo, en los que deben buscarse soluciones técnico/económicas, sujetas a

controles regulatorios por parte de la autoridad de aplicación que tiene jurisdicción sobre el SDEE bajo estudio.

Y a esta CP pertenece el problema específico abordado en el presente trabajo.

Esta CP ECRRED puede ser caracterizada por el Espacio de Soluciones MultiObjetivo, independientemente del PO que se trate. Se tienen para tal Espacio las siguientes características:

- a) Se trata de un Espacio combinatorio.
- b) No existen, en general, funciones de los objetivos, dependientes de las variables de decisión (no es posible, por tanto, aplicar métodos de búsqueda Conducidos por Gradiente como los empleados por las Técnicas de Optimización Clásica No Lineal).
- c) Las mejores soluciones se encuentran aisladas en tal Espacio.
- d) La calidad de la solución más satisfactoria y el tiempo de computación requerido, dependen de la habilidad que cada MetaHeurística del conjunto de Formas X-FPSO exhiba para cumplir los Principios IC.

Esta caracterización del Espacio de Soluciones o de Búsqueda (EB), para 3 dimensiones $[d1, d2, d3]$, se representa en la Figura 5.

Por tal razón, la solución a estos problemas ha sido abordada mediante Formas X-FPSO. Pero no todas exhiben la misma capacidad de proporcionar las soluciones más satisfactorias. Y este aspecto se vincula estrechamente con la capacidad de satisfacer los Principios IC referidos más arriba.

Se procuró conformar el mejor complemento, luego de múltiples simulaciones sobre diferentes PO de la CP ECRRED (por caso: la Definición del Espacio de Estados en la Planificación Óptima de Mediano Plazo de un SDEE, la Confiabilidad Óptima en Redes de SDEE en Media Tensión y el Balance de Cargas Monofásicas en Redes de SDEE BT).



Figura 5

2.5.1.1 MetaHeurísticas X-PSO y Principios IC

A continuación, se define cada Forma X-PSO mediante su Ecuación de Movimiento y, cualitativamente, su habilidad para satisfacer cada Principio IC. La Ecuación o Regla de Movimiento, establece la posición de una partícula p -ésima del grupo o Población (término más general) en el Espacio de Soluciones, desde la iteración i y obtenida para la instancia $i+1$ del Algoritmo MetaHeurístico. Tal posición, X_p , es un vector de n componentes, siendo n la dimensión del Espacio de Soluciones. Asociado al mismo se tiene el vector velocidad, V_p , el cual refiere la causa del cambio de posición de la partícula, y puede ser entendido con la misma estructura de X_p , ya que se emula el movimiento de las partículas, en un instante virtual de tiempo e igual a 1 (asumiendo unidades consistentes).

X_p resultará ser el Vector Solución en cada instancia, i .

1) PSO Canónica:

La Ecuación o Regla de Movimiento resulta (X y V):

$$Xp_{[i+1]}^p = Xp_{[i]}^p + Vp_{[i+1]}^p \quad (3)$$

$$Vp_{[i+1]}^p = Vp_{[i]}^p + KC * n1_{[i]} * [Ol_{[i]}^p - Xp_{[i]}^p] + KS * n2_{[i]} * [OG_{[i]} - Xp_{[i]}^p] \quad (4)$$

El cambio de posición en (3) es claro. Sí procede una breve explicación del cambio en Vp , dado por (4). Se tienen tres términos que definen $Vp_{[i+1]}^p$: el primero se corresponde con la velocidad que la partícula tenía en la instancia anterior, $Vp_{[i]}^p$, y se refiere como *componente de inercia*. El segundo tiene un factor $[Ol_{[i]}^p - Xp_{[i]}^p]$, en el cual $Ol_{[i]}^p$ es un vector Óptimo Individual, que refiere la mejor posición-solución que la partícula p-ésima ha alcanzado individualmente hasta la instancia i , al que se le sustrae su vector posición actual. Por ello a tal término se lo denomina *componente autobiográfica* o *memoria*. Y en el tercero se observa un factor $[OG_{[i]} - Xp_{[i]}^p]$, en el cual $OG_{[i]}$ es un vector Óptimo Global, que refiere la mejor posición-solución global de la Población, alcanzada hasta la instancia i , al que se le sustrae el vector posición actual de la partícula p-ésima. Por ello a tal término se lo denomina *componente de comunicación*.

La influencia de cada componente en (4), se representa en la Figura 6. Y la Ecuación de Movimiento, en la Figura 7.

El resto son parámetros de ajuste: KC se denomina *constante cognitiva* y KS *constante social*. $n1_{[i]}$ y $n2_{[i]}$ son números aleatorios uniformemente distribuidos en $[0,1]$, y cuyo objetivo es emular el comportamiento (impredecible), que exhibe la Población en cada iteración i .

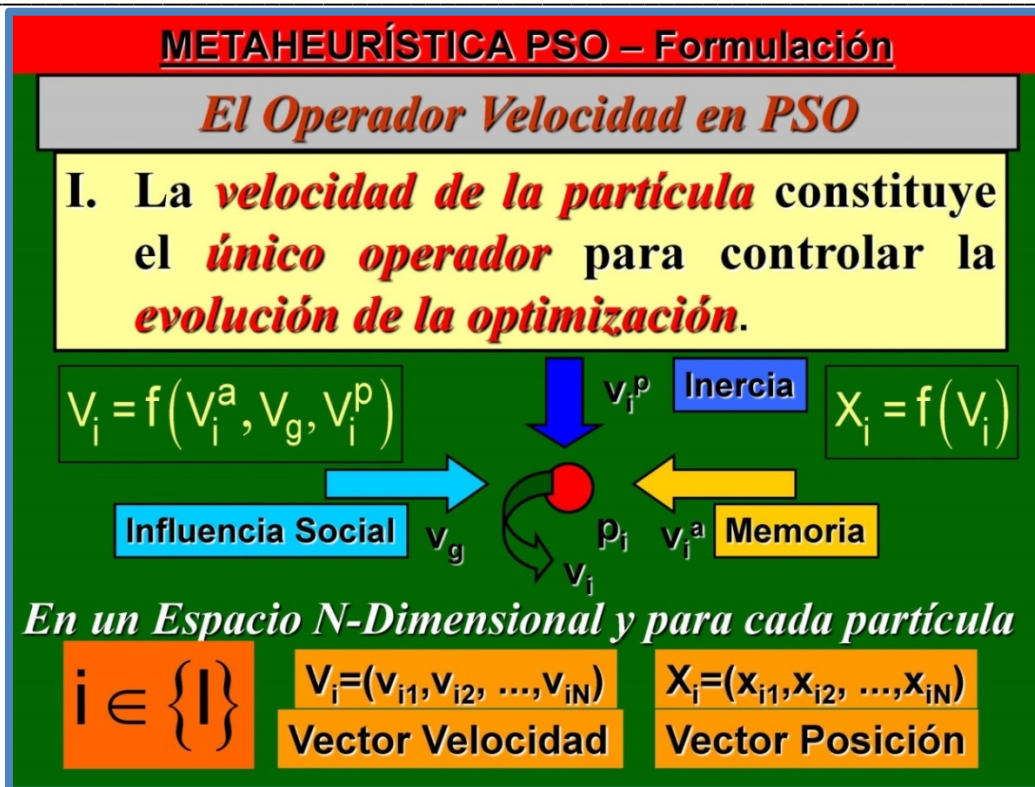


Figura 6

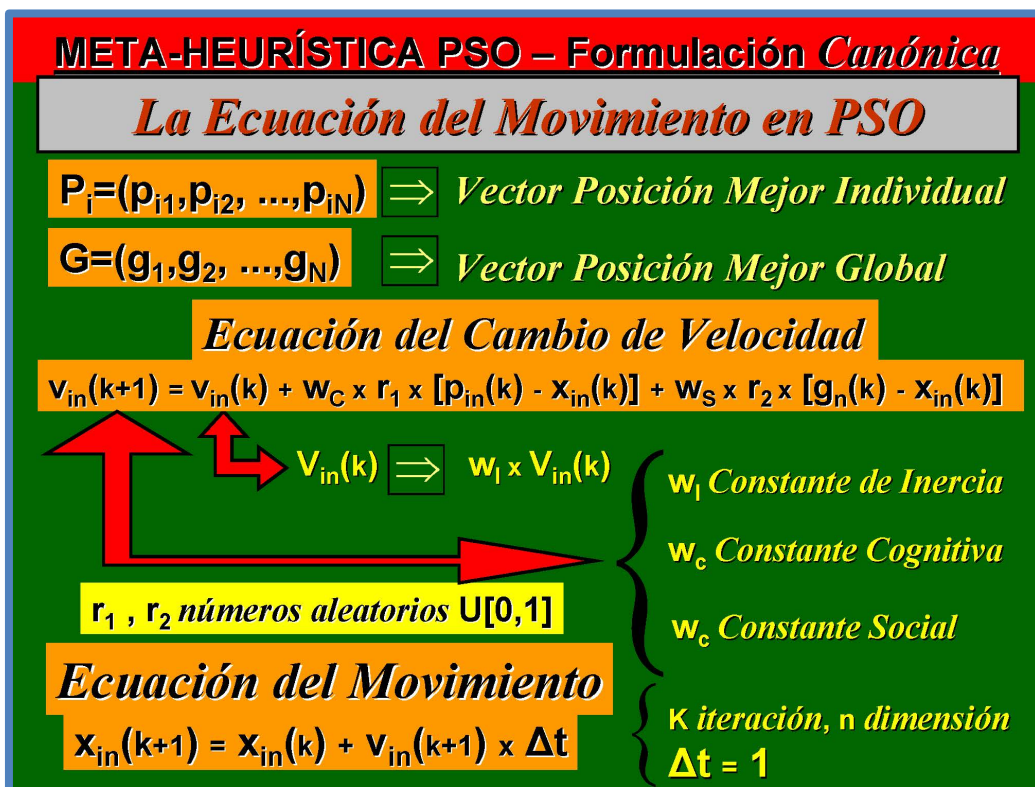


Figura 7

En las Figuras 8 y 9 se intenta, de manera simple, explicar como un enjambre de abejas (*swarm*) a partir de su propia memoria autobiográfica y la información que recibe del Óptimo Global conforme la topología de comunicación, logra hallar el lugar donde hay más alimento. La flecha en color amarillo, representa el vector de memoria autobiográfica u Óptimo Individual de cada partícula del Enjambre o Población. La flecha en color rojo, representa la componente de Comunicación, relativa al Óptimo Global del Enjambre. La Figura 8, corresponde a una instancia genérica de decisión o iteración algorítmica, mientras que la Figura 9 corresponde a la situación de convergencia del algoritmo, en el que los vectores Óptimos Individuales de cada partícula de la población y el vector Óptimo Global, coinciden.

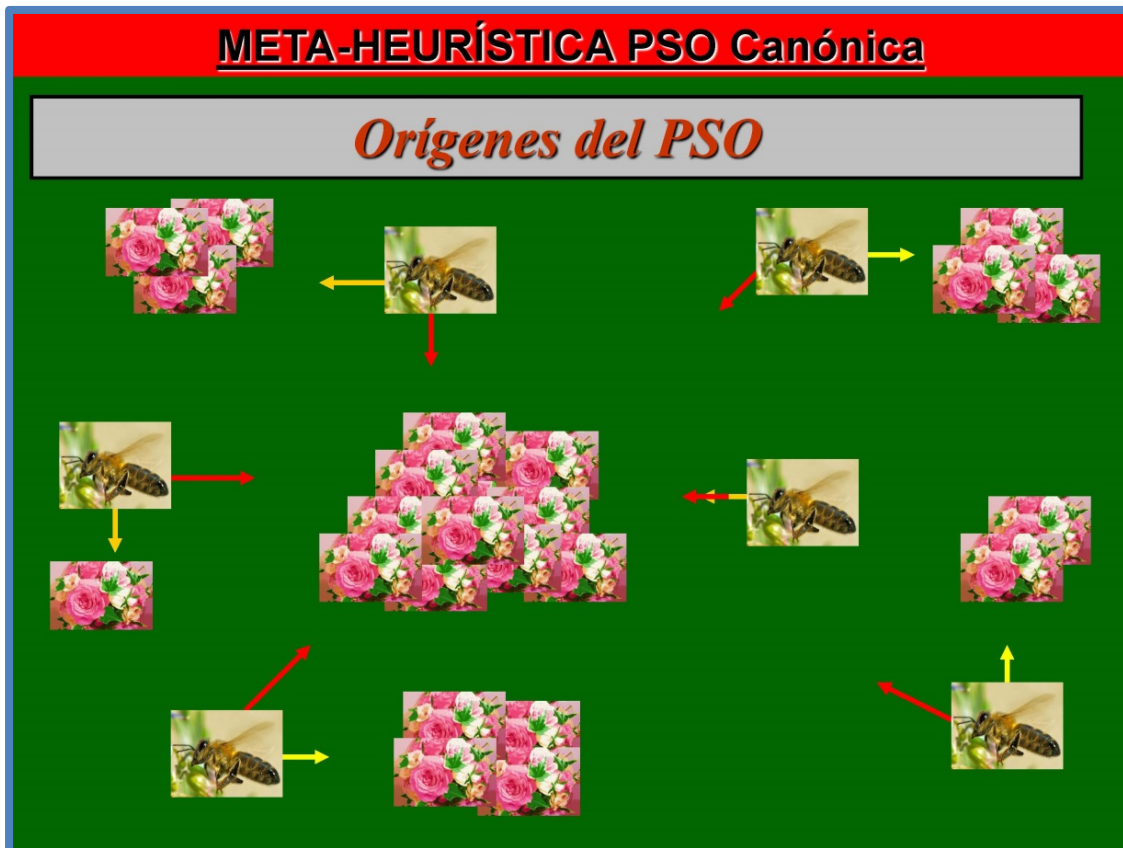


Figura 8



Figura 9

En un Espacio de Búsqueda Bi-Dimensional, el procedimiento con los vectores Velocidad (Posición), en cierta instancia del algoritmo, se aprecia en la Figura 10.

En esta Figura, para cierta iteración k sobre un Espacio de Soluciones Bidimensional, se tienen las componentes del vector X y V resultantes para la iteración $k+1$, de tres partículas del Enjambre: i, j y h . p indica el vector Óptimo Individual, y MG la posición del Mejor Global alcanzado hasta dicha instancia (k).

Por otra parte, en la implementación del PSO Canónico, se acotan las posiciones y las velocidades, tal como se explica en la Figura 11. La cota de velocidad, que definirá la de posición, puede ser superada (inferior al límite mínimo o superior al límite máximo) en el intervalo definido como parte del ajuste de parámetros. Esto conduce, según la implementación del Algoritmo PSO Canónico, a un análisis dinámico de tales límites.

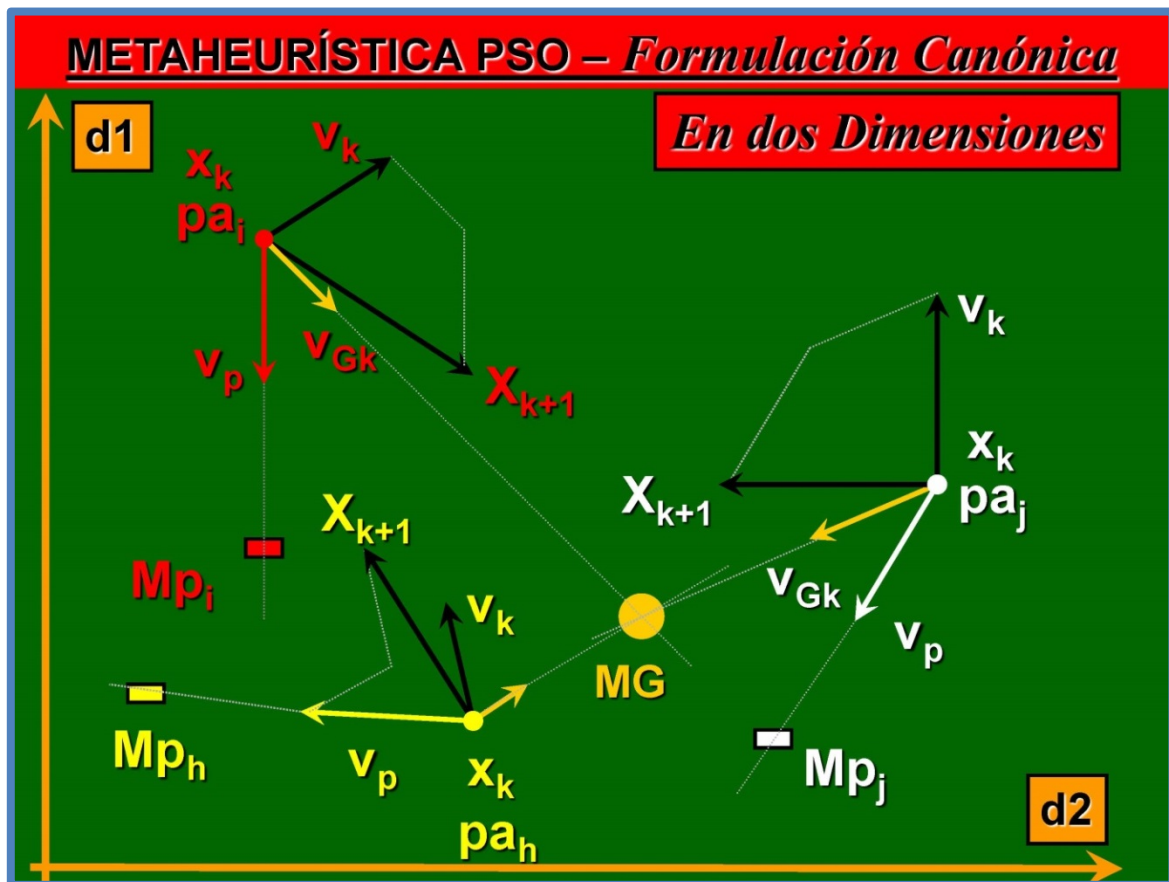


Figura 10

Las propuestas al respecto para adaptar la velocidad en esta situación, son 4:

- Pared Absorbente
- Pared Reflectante
- Pared Invisible
- Pared Frontera

Se presentan y explican en las Figuras 12, 13, 14 y 15.

En la Figura 16, se presenta un Diagrama de Flujo que muestra el Algoritmo PSO Canónico, que puede ser extendido, esencialmente, a cualquiera de las Formas X-PSO, inclusive en un Espacio de Soluciones MultiObjetivo (Formas X-FPSO).

METAHEURÍSTICA PSO – Formulación *Canónica*

La Ecuación del Movimiento en PSO

➤ *El Espacio de Búsqueda esté acotado:*

$x_{in} \in \{x_{n \text{ Min}}, x_{n \text{ Max}}\} \Rightarrow$ *Cotas Espaciales*

También las Velocidades deben acotarse:

➤ *Para ello se limita la máxima velocidad que puede adoptar una partícula:*

$v_i \in \{-v_{\text{Max}}, v_{\text{Max}}\} \Rightarrow$ *Cotas de Velocidad*

Si v_{Max} es muy grande \Rightarrow Divergencia en OG

Si v_{Max} es muy pequeño \Rightarrow Oscilación en OG

OG = Óptimo Global

Figura 11

META-HEURÍSTICA PSO – *Límites en el Espacio N-Dimensional de Búsqueda*

Pared Absorbente

$x_i(k)$

$x_i(k+1)$

$v_i(k+1)$

pa_i

d_1

d_2

$x_{i[d1]}(k+1) = x_{[d1]Max}$

$v_{i[d1]}(k+1) = 0$

Figura 12

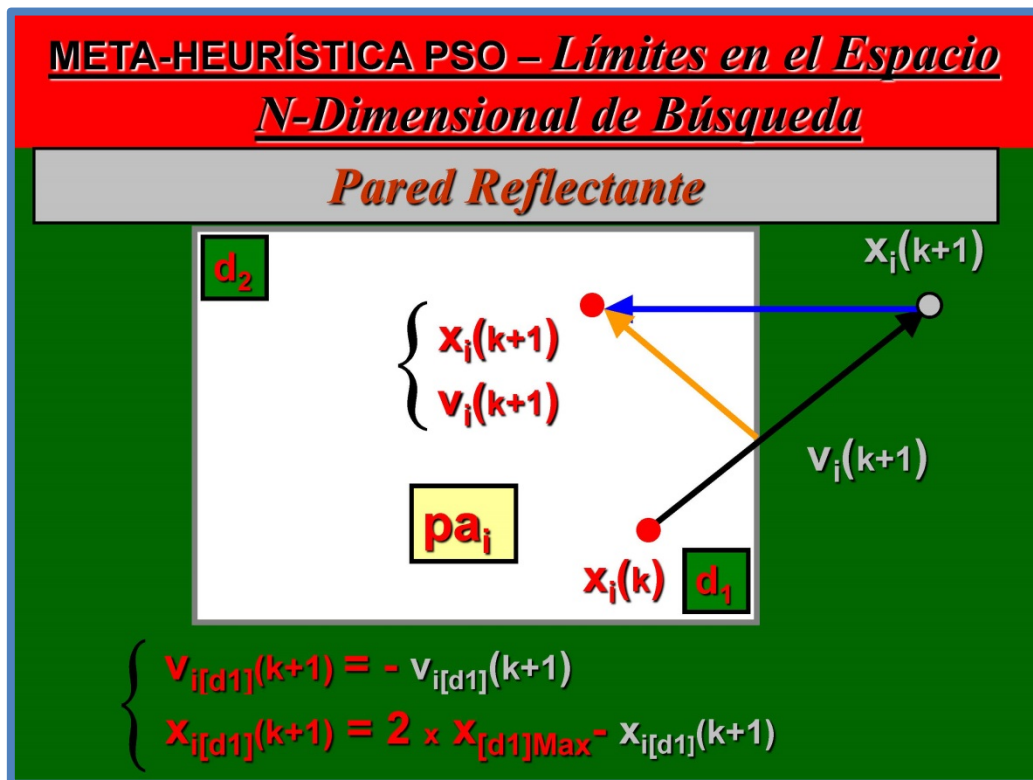


Figura 13

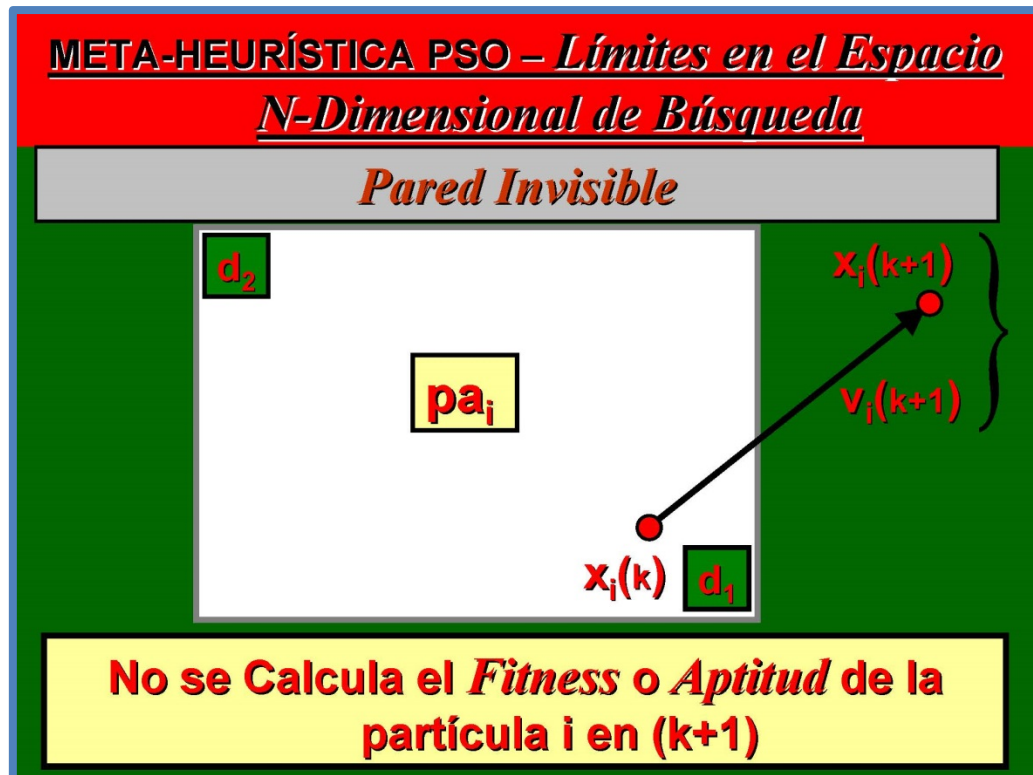


Figura 14

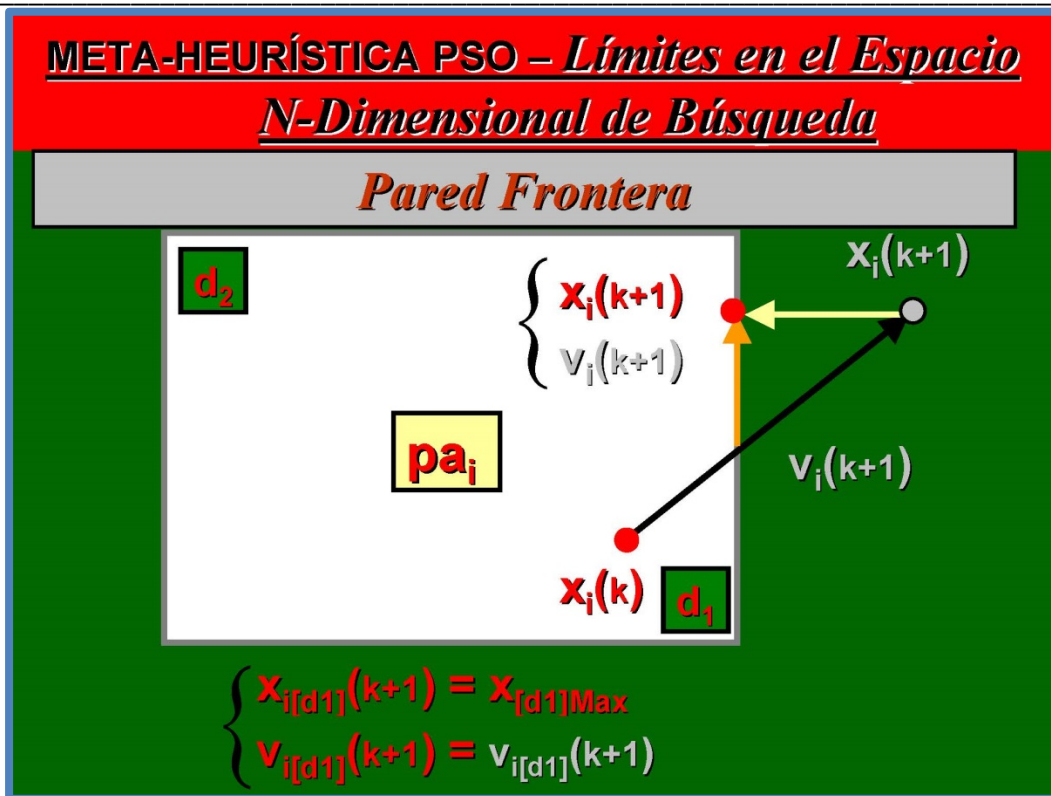


Figura 15

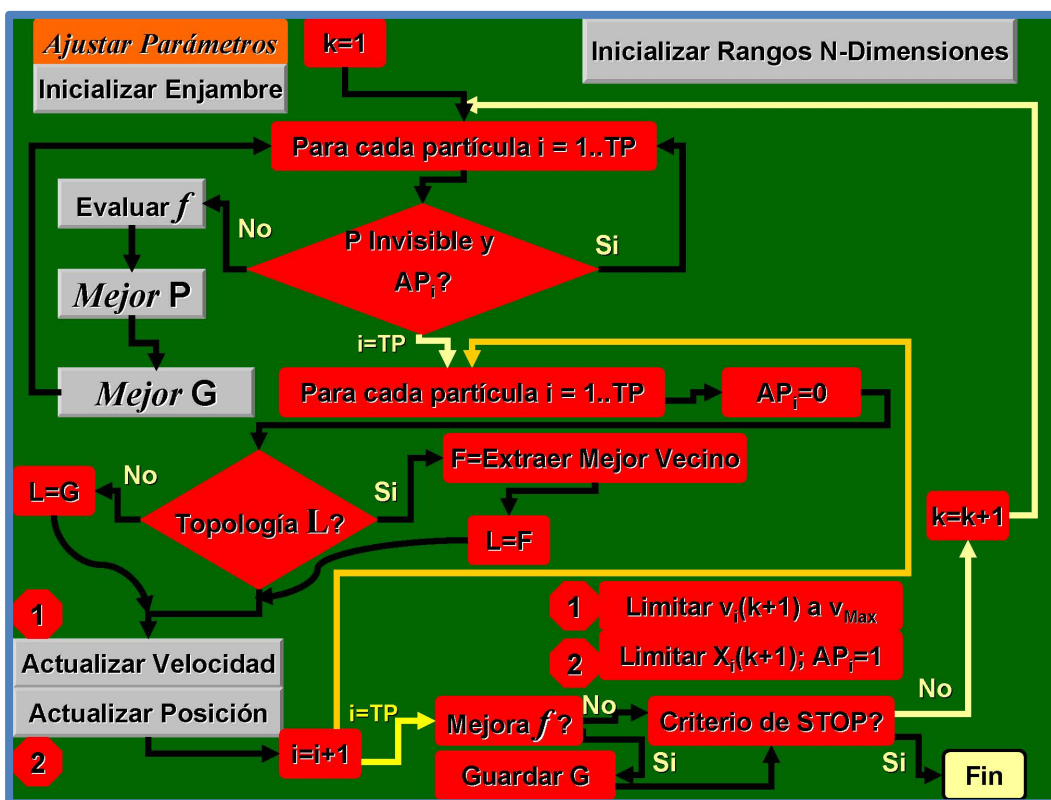


Figura 16

En la Figura 16, se presenta un Diagrama de Flujo que muestra el Algoritmo PSO Canónico, que puede ser extendido, esencialmente, a cualquiera de las Formas X-PSO, inclusive en un Espacio de Soluciones MultiObjetivo (Formas X-FPSO).

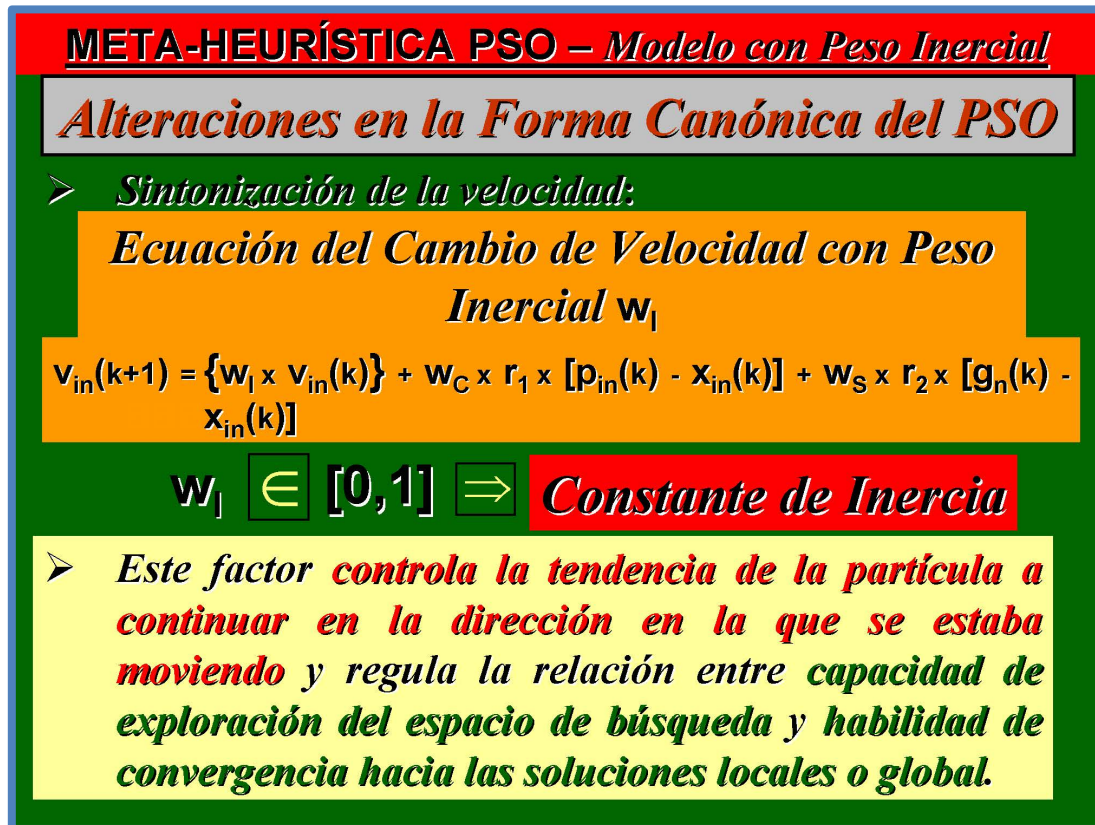


Figura 17

2) PSO con Constante Inercial: La Ecuación o Regla de Movimiento resulta (V):

$$V_{p_{[i]}}^p = KI * V_{p_{[i]}}^p + KC * n1_{[i]} * [OI_{[i]}^p - X_{p_{[i]}}^p] + KS * n2_{[i]} * [OG_{[i]} - X_{p_{[i]}}^p] \quad (5)$$

La diferencia con la Forma Canónica, estriba en introducir una Constante de Inercia, KI, multiplicativa en la componente que corresponde en el vector V.

Su explicación se sintetiza en la Figura 17. Cabe destacar que a las constantes KI, KC, y KS, suele indicárselas con la letra W en la bibliografía por ser pesos para cada componente del vector V (*weights*). Lo mismo ocurre con los números aleatorios correspondientes, indicados con la letra r (*random*).

3) PSO con Decaimiento en Inercia: El vector V_p dado por (4), se modifica mediante una función que decrece en cada instancia, i . Se la refiere como Función de Decaimiento en Inercia, $D(i)$:

$$V_{p_{[i+1]}}^p = D(i) * V_{p_{[i]}}^p + KC * n1_{[i]} * [Ol_{[i]}^p - Xp_{[i]}^p] + KS * n2_{[i]} * [OG_{[i]} - Xp_{[i]}^p] \quad (6)$$

Su explicación se sintetiza en la Figura 18.



Figura 18

Normalmente se introduce el parámetro, KI , llamado o Constante de Inercia. De modo que (6) es expresada como sigue:

$$V_{p_{[i+1]}}^p = D(i) * KI * V_{p_{[i]}}^p + KC * n1_{[i]} * [Ol_{[i]}^p - Xp_{[i]}^p] + KS * n2_{[i]} * [OG_{[i]} - Xp_{[i]}^p] \quad (7)$$

Y, típicamente, $D(i)$ es dada viene dada por:

$$D(i) = KI_{Max} - [i * (KI_{Max} - KI_{Min})/NI] \quad (8)$$

Siendo NI el número límite (que puede operar como condición de salida) de iteraciones en el algoritmo correspondiente, y $[KI_{Max} \leq KI \leq KI_{Min}]$ parámetros de ajuste sobre KI , cuyos valores son externamente fijados.

El Ajuste del Decaimiento Inercial Lineal, se explica en la Figura 19. Y el No Lineal y Aleatorio, en las Figuras 20, 21 y 22.

META-HEURÍSTICA PSO – Parámetros

El Peso Inercial - PI

2) Función Decreciente – Decaimiento Lineal

Ecuación del Cambio de Velocidad con Peso Inercial Decreciente Lineal $w_{ILin}(k)$

$$v_{in}(k+1) = \{w_{ILin}(k) \times v_{in}(k)\} + w_c \times r_1 \times [p_{in}(k) - x_{in}(k)] + w_s \times r_2 \times [g_n(k) - x_{in}(k)]$$

$$w_{ILin}(k) = w_{Max} - \frac{(w_{Max} - w_{Min})}{nK} \times k$$

$(w_{Min}, w_{Max}) \rightarrow (0.4, 0.9)$

$k = \text{iteración}; nK = \text{Número Límite de Iteraciones}$

Figura 19

META-HEURÍSTICA PSO – Parámetros

El Peso Inercial - PI

3) Función Decreciente – Decaimiento NO-Lineal

Ecuación del Cambio de Velocidad con Peso Inercial Decreciente NO-Lineal $w_{ILinPE}(k)$

$$v_{in}(k+1) = \{w_{ILinPE}(k) \times v_{in}(k)\} + w_c \times r_1 \times [p_{in}(k) - x_{in}(k)] + w_s \times r_2 \times [g_n(k) - x_{in}(k)]$$

$$w_{ILin}(k) = \left[w_{Max} - \frac{(w_{Max} - w_{Min})}{nK} \times k \right]^{PE}$$

$(w_{IMin}, w_{IMax}) \rightarrow (0.4, 0.9)$

$k = \text{iteración}; nK = \text{Número Límite de Iteraciones}$

Figura 20

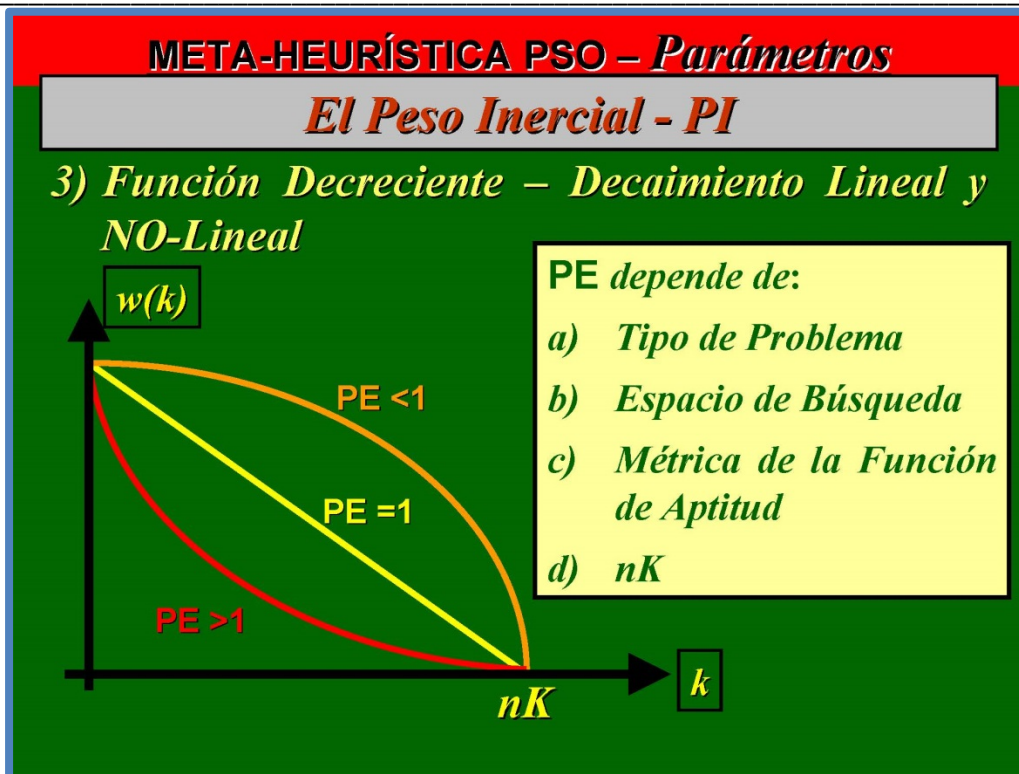


Figura 21

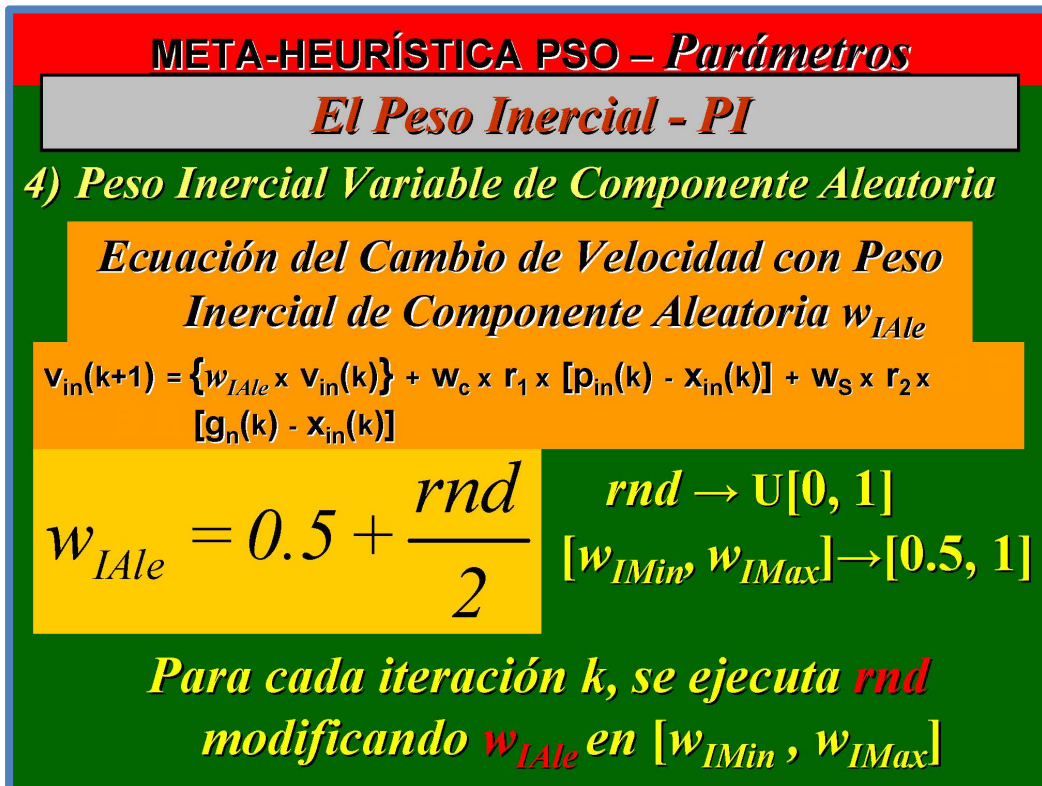


Figura 22

4) PSO con Factor de Constricción Limitación: El vector V_p está dado por la expresión:

$$V_{p_{[i+1]}^p} = FL * \{V_{p_{[i]}^p} + \theta C * n1_{[i]} * [O_{l_{[i]}^p} - X_{p_{[i]}^p}] + \theta S * n2_{[i]} * [O_{g_{[i]}^p} - X_{p_{[i]}^p}]\} \quad (9)$$

FL se denomina Factor de Limitación. Se determina empleando el sistema de ecuaciones:

$$FL = 2 \cdot \lambda / \left| 2 - \theta - \sqrt{\theta^2 - 4 \cdot \theta} \right| \quad (10)$$

Con: $\theta C + \theta S = \theta$; $\theta > 4$ y $0 < \lambda \leq 1$.

Su explicación se sintetiza en la Figura 23.

META-HEURÍSTICA PSO – Modelo con Factor de Constricción: Modelo de CLERC

Alteraciones en la Forma Canónica del PSO

➤ **Sintonización de la *velocidad total*:**

Ecuación del Cambio de Velocidad con Factor de Constricción χ

$$v_{in}(k+1) = \chi \times \{v_{in}(k) + \varphi_C \times r_1 \times [p_{in}(k) - x_{in}(k)] + \varphi_S \times r_2 \times [g_n(k) - x_{in}(k)]\}$$

$$\chi = \frac{2 \times \kappa}{\left| 2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4 \times \varphi} \right|}$$

}

$\kappa \in [0,1]$

$\varphi = \varphi_C + \varphi_S$

$\forall \varphi > 4$

Figura 23

5) PSO Evolucionaria: Esta Estrategia o Forma PSO, introduce operadores observados en las MetaHeurísticas Evolucionarias (por caso, los Algoritmos Genéticos).

El vector velocidad se modifica como se observa en la expresión siguiente:

$$Vp_{[i+1]}^p = \frac{KI_{[i]}^{(m)} * n1_{[i]} * Vp_{[i]}^p + KC_{[i]}^{(m)} * n2_{[i]} * [OI_{[i]}^p - Xp_{[i]}^p] + KS_{[i]}^{(m)} * n3_{[i]} * [OG_{[i]}^{(m)} - Xp_{[i]}^p]}{(11)}$$

(m) indica que, sobre KI, KC y KS, así como sobre el vector OG, se ha aplicado una regla predeterminada de mutación, lo cual confiere el carácter evolucionario a la MetaHeurística.

Se observa que el comportamiento aleatorio se enfatiza, propendiendo a una mejor diversidad de respuesta. En el mismo sentido, se introduce el número aleatorio $n3_{[i]}$ en la *componente social* o de comunicación del movimiento de cada partícula p-ésima de la Población.

Sobre KI, KC y KS tiene, tal regla viene, conforme se propone en la bibliografía consultada, pero de forma no excluyente, por la expresión:

Designando en modo genérico con T a I, C y S:

$$KT_{[i+1]}^{(m)} = KT_{[i]}^{(m)} * [1 + \delta * vN(0,1)] \quad (12)$$

δ es un nuevo parámetro prefijado externamente, cuya función es aplicar un límite al margen que la regla pueda generar sobre los valores de $KT_{[i+1]}^{(m)}$; y $vN(0,1)$ es una variable aleatoria con distribución normal de media 0 y varianza 1.

En el caso del vector OG se propone la regla:

$$OG_{[i+1]}^{(m)} = OG_{[i]}^{(m)} + KN_{[i]}^{(m)} * vN(0,1) \quad (13)$$

$KN_{[i]}^{(m)}$ es un nuevo parámetro preestablecido, cuya función es aplicar un límite al margen que la regla (12) pueda generar respecto de la vecindad en torno a $OG_{[i]}$, para la cual se tiene una mayor probabilidad de hallazgo de una solución más satisfactoria que la alcanzada hasta la instancia i.

Sobre $KT_{[i]}^{(m)}$ también se aplica la regla (13).

Obviamente tales reglas comenzarán a aplicarse a partir de la iteración $i = 2$, y, como se dijo, pueden proponerse otras, siempre que se propenda con ellas a una mayor diversidad de respuesta de la Población, sin que por ello las soluciones obtenidas pierdan estabilidad.

Para los PO de la CP ECRRED (referidos anteriormente), las reglas formuladas según (12) y (13), han producido buenos resultados.

En la Estrategia MetaHeurística PSO Evolucionaria (*Evolutionary Particle Swarm Optimization* –EPSO), se plantea una combinación, como se mencionó, de las Ecuación de Movimiento de la PSO Canónica y los Operadores Evolucionarios, utilizados en otra Estrategia MetaHeurística conocida en la bibliografía consultada como Algoritmos Genéticos. Los autores proponen conferirle al PSO, una mayor capacidad *autoadaptativa*, que permita a la MetaHeurística desarrollar un proceso de cambio de comportamiento, conforme resulte la evolución de las soluciones.

Los Operadores Genéticos que se introducen en la Estrategia EPSO, al implementar su Algoritmo, son en rigor, cuatro, y su aplicación se observa en la Figura 24.

- a) Replicación
- b) Mutación
- c) Evaluación
- d) Selección



Figura 24

Es importante destacar que el efecto del Operador Genético Mutación, dado por (13) y con impacto en la Ecuación de Movimiento (V) dada por (11), es modificar aleatoriamente y para cada iteración algorítmica, la dirección del vector Óptimo Global EPSO, respecto al correspondiente a las Estrategias PSO Canónica, con Decaimiento en Inercia y con Factor de Limitación o Constricción.

Este efecto puede apreciarse en las Figuras 25 y 26. En ambas la componente autobiográfica de la particular genérica p , en cierta instancia o iteración indicada como k , es referida, como *cognición*, siguiendo las referencias bibliográficas consultadas.

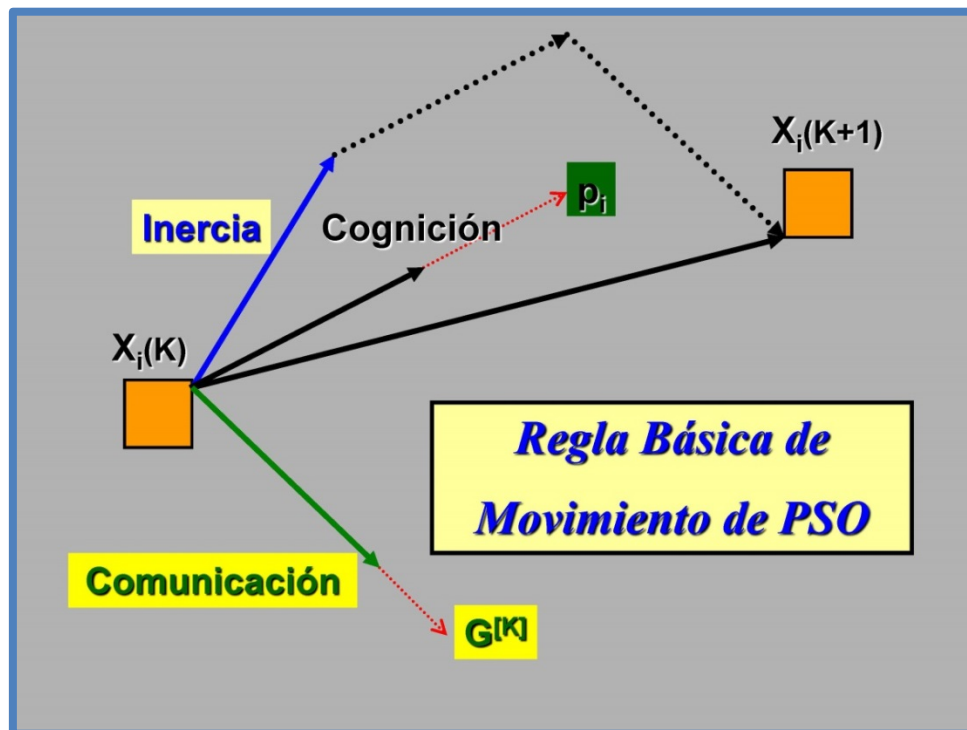


Figura 25

Se observa, de esta manera, la modificación entre ambas estrategias que presenta la nueva posición $X_{[k+1]}$, partiendo de la misma posición $X_{[k]}$.

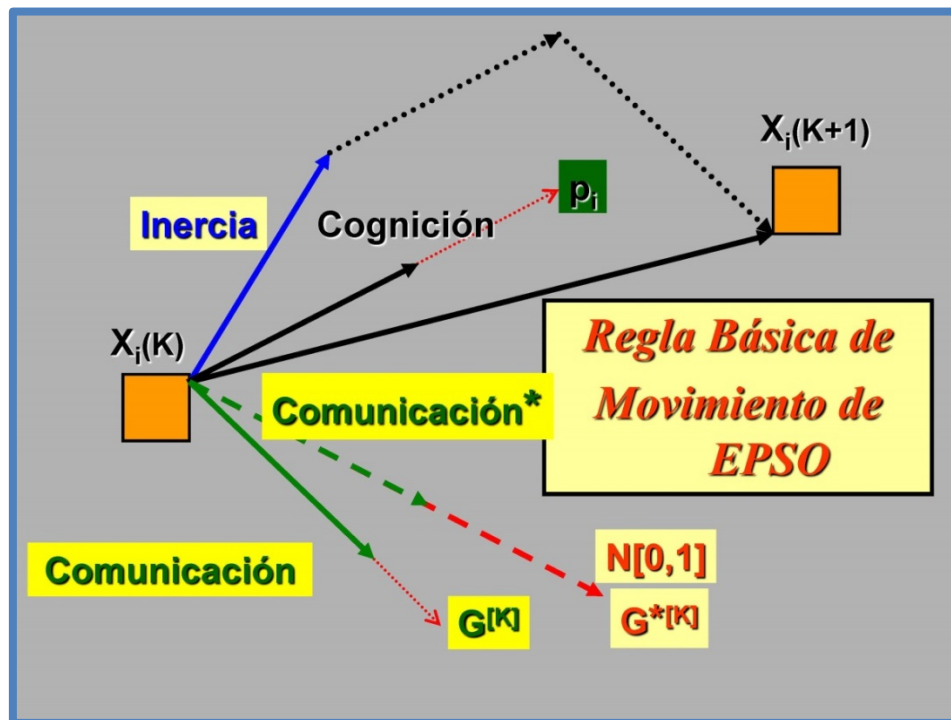


Figura 26

Esta Forma EPSO, logra una mejoría importante en cuanto a la capacidad autoadaptativa, en general, respecto de las anteriores. Sin embargo, como se explicará, para los PO de la CP ECRRED, conforme la caracterización del Espacio de Soluciones presentado en la Figura 5, puede, en ciertas instancias o iteraciones algorítmicas, perder tal capacidad y converger prematuramente en una solución que no resulta ser la más satisfactoria, inconveniente que se incrementa al extenderla al dominio MultiObjetivo.

6) PSO Evolucionaria con Topología Global-Individual Estocástica: Esta Forma X-PSO incorpora una modificación en la Topología de Comunicación de la Población, la cual, hasta este punto, es Global. Esto significa que las partículas comparten sólo la información relativa al vector Óptimo Global, OG.

Al respecto, se presenta la Topología Estrella Global en la Figura 27.

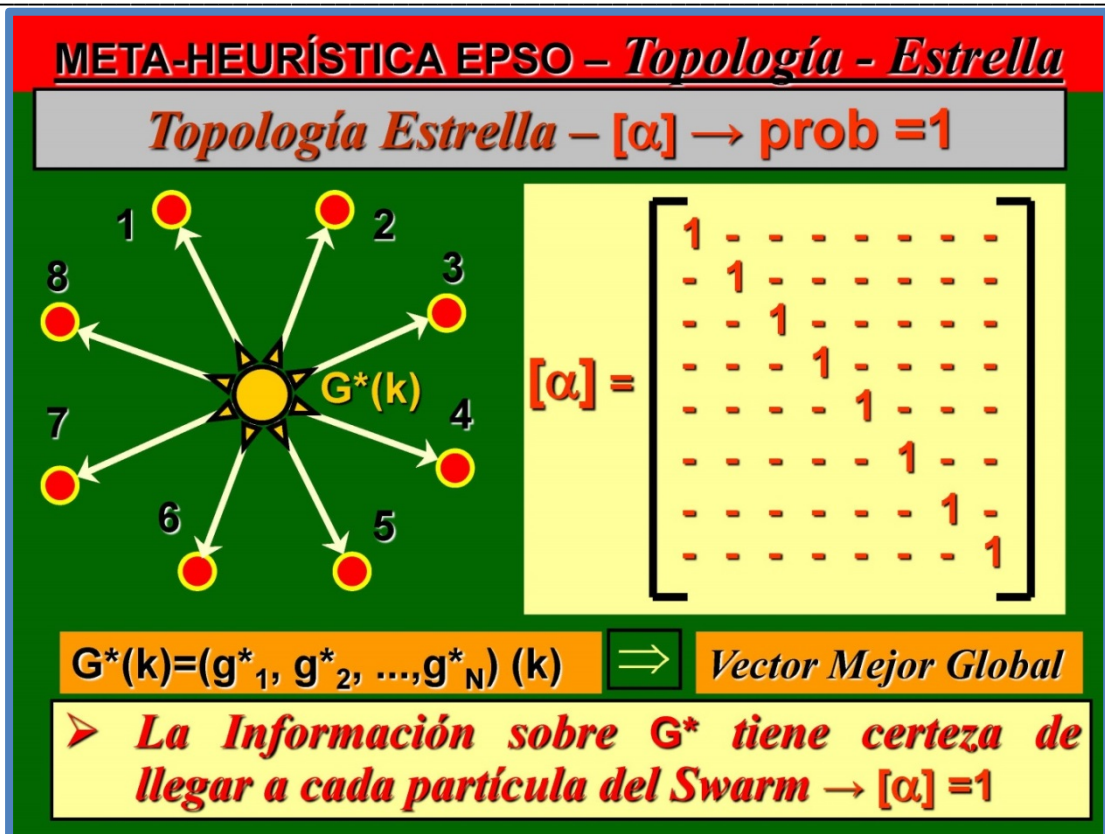


Figura 27

El vector Óptimo Global, indicado como G^* en la Figura 27, se supone que ha sido mutado conforme se explicó en la Estrategia EPSO, y sus componentes para cierta instancia de decisión o iteración k , son $g^*_1 \dots g^*_N$, siendo N el número de dimensiones del Espacio de Búsqueda. El esquema para esta Topología de Comunicación, vale para cualquiera de la Formas X-PSO presentadas, omitiendo el símbolo (*).

Por otro lado, la matriz $[\alpha]$, es una matriz cuadrada de orden $nP \times nP$, siendo nP el número de partículas del enjambre o Tamaño de la Población. α representa la probabilidad de que una partícula del enjambre, reciba la información, en cierta instancia k , del Óptimo Global. La diagonal principal (dado que ninguna partícula se comunica consigo misma) es, entonces, la que tiene como entrada el valor de α en cada instancia k . Como se observa en la Figura 27, $[\alpha]$ tiene siempre el valor 1, de modo que para la Topología Estrella Global (o simplemente Topología Estrella o Global), todas las partículas de la Población, en todas las instancias k del algoritmo correspondiente, reciben la información del Óptimo Global.

Una alternativa o variante para este esquema de comunicación, es la Topología Estrella (Global Estocástica). Se observa en la Figura 28.

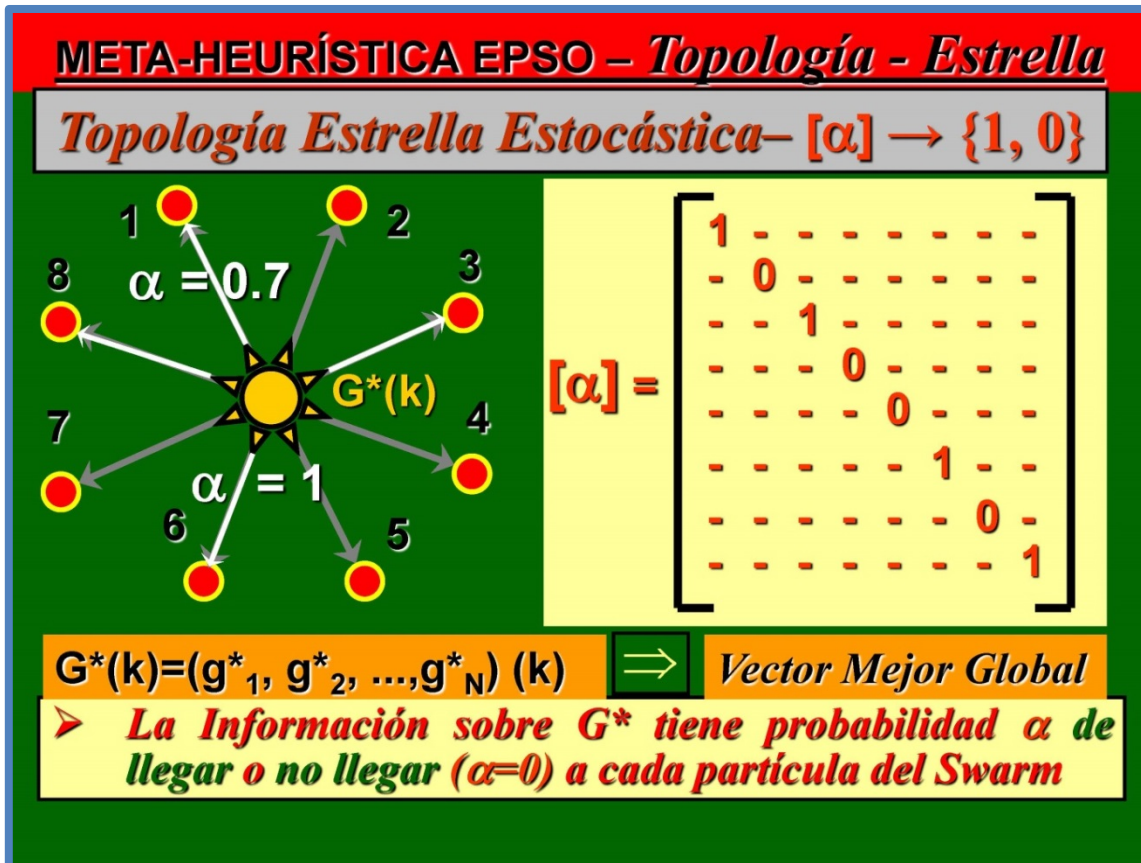


Figura 28

Se observa en la diagonal principal de la matriz $[\alpha]$ algunos casos límite en la instancia k , para el cual ciertas partículas reciben con una probabilidad 1 la información relativa al Óptimo Global de la Población ($\alpha = 1$), mientras que otras ($\alpha = 0$), no reciben información alguna. En la parte izquierda de la Figura 28, para 8 partículas, $0 \leq \alpha \leq 1$.

Si se planteara para la Forma EPSO una formulación genérica de su Ecuación de Movimiento, con Topología de Comunicación Estrella Determinística o Estocástica (Global), se tendría la forma que se presenta en la Figura 29.

Debe entenderse, entonces, que para Topología de Comunicación Estrella Determinística, $\alpha(k) = 1$ para toda instancia k del algoritmo, mientras que para la Topología de Comunicación Estrella Estocástica, $0 \leq \alpha(k) \leq 1$.

Como en la implementación del Algoritmo MetaHeurístico, $\alpha(k)$ interviene como factor en la componente de comunicación de la Ecuación de Movimiento, se lo refiere como Factor de Comunicación (en este caso del Óptimo Global para cada partícula de la Población y en cada instancia k del algoritmo).

META-HEURÍSTICA EPSO – *Formulación*

Ecuación Evolutiva del EPSO

Ecuación Evolutiva de la Regla de Movimiento del EPSO con Factor de Comunicación $\alpha(k)$

$$v_{in}(k+1) = \{w_i^*(k) \times v_{in}(k)\} + w_i^*c(k) \times r_1 \times [p_{in}(k) - x_{in}(k)] + w_i^*s(k) \times r_2 \times [G_n^*(k) - x_{in}(k)] \times \alpha(k)$$

{


$w_{ij}^*(k) = w_j \times [1 + \sigma \times N(0,1)]$

$j=\{I,C,S\}$

}

$G^*(k) = G^*(k-1) + w_{iA}^*(k-1) \times N(0,1)$

α controla el intercambio de información sobre G^*



Altera la Topología

Figura 29

De esta manera, al igual que en la Forma X-PSO que incluye un Factor de Decaimiento Inercial, pueden también obtenerse dos formas para la Forma EPSO, conforme resulte el Factor de Comunicación referido (Global Determinístico o Global Estocástico).

Sin embargo, a los efectos del PO a resolver, interesa más en cuanto a las habilidades para satisfacer los 5 Principios IC, la Forma en discusión: EPSO con Topología Global-Individual Estocástica. Las anteriores descripciones sobre la Topología de Comunicación, introducen los conceptos básicos para su explicación.

La denominación Global-Individual, implica que las partículas también

comparten información relativa al vector Óptimo Individual, propendiendo a una mayor diversidad de respuesta sin pérdida de estabilidad en las soluciones alcanzadas. Y a tales efectos, la información sobre el OG y el OI, es compartida con cierta probabilidad.

El vector velocidad está dado por la expresión:

$$V_{p_{[i+1]}^p} = K_{l_{[i]}^{(m)}} * n_{1_{[i]}} * V_{p_{[i]}^p} + K_{C_{[i]}^{(m)}} * n_{2_{[i]}} * [O_{l_{[i]}^{p(m)}} - X_{p_{[i]}^p}] + K_{S_{[i]}^{(m)}} * n_{3_{[i]}} * [OG_{[i]}^{(m)} - X_{p_{[i]}^p}] * f(OG_{[i]}^{(m)}) + \sum_{q=1, q \neq p}^{n^P} [D(i) * K_{C_{[i]}^{(m)}} * [O_{l_{[i]}^{q(m)}} - X_{[k]}^i] * f(O_{l_{[i]}^{pq(m)}})] \quad (14)$$

Se observa que el vector OI también evoluciona, al igual que el vector OG, según la regla (11). Además, la comunicación del OG a todas las nP partículas de la Población, tiene cierta probabilidad, dada por $f(OG_{[i]}^{(m)})$, de ser realizada en cada instancia i. Y se incorporan $(n^P - 1)$ términos de comunicación, en los cuales cada partícula q, distinta de p, recibe la información del Óptimo Individual de la partícula p, $O_{l_{[i]}^{q(m)}}$, en cada instancia i, con cierta probabilidad dada por $f(O_{l_{[i]}^{pq(m)}})$, y decayendo según la función D(i) expresada en (8).

Esta Topología de Comunicación se presenta en la Figura 30.



Figura 30

En esta Figura, siempre referida a una instancia algorítmica genérica i , la Diagonal Principal de la matriz $[\alpha]$ tiene como entradas valores $0 \leq \alpha \leq 1$, que se corresponden con la funciones $f(OG_{[ij]}^{(M)})$ en (14), mientras que el resto de las entradas, $0 \leq \alpha_{pq} \leq 1$, se corresponden con las funciones $F(OI_{[ij]}^{PQ(M)})$ (en la Figura 30, sólo se representan 2 valores, y los "-" suponen una generalización de las mismas).

7) La MetaHeurística AFS (Artificial Fish School) o Cardumen de Peces Artificiales:

La MetaHeurística AFS (Artificial Fish School) o Cardumen de Peces Artificiales, puede considerarse una X-Forma que confiere un carácter híbrido al conjunto de MetaHeurísticas que componen el dominio de los Modelos HiperHeurísticos presentados en este trabajo.

Se sustenta en dos tareas básicas: primero, construye un modelo simple de Peces Artificiales (AF) y segundo, implementa una estrategia de búsqueda del Óptimo Global, basada en el comportamiento que caracteriza la búsqueda de alimento de los individuos (AF) del grupo o Cardumen. Su extensión al Espacio de Soluciones MultiObjetivo, es completamente análoga a la de las Formas X-PSO.

El Algoritmo intenta imitar el siguiente proceso bio-inspirado: En el agua, considerada como hábitat natural, cualquier pez puede localizar alimento siguiendo a otro pez, pues donde existe más concentración de alimento, hay mayor cantidad de peces. Para emular este proceso, son establecidos comportamientos que identifican al Cardumen de Peces Artificiales, y definidas algunas variables y parámetros.

Se tipifican cinco comportamientos en el Cardumen:

1) De Ataque (Prey): El pez percibe la concentración de alimento en el agua, y escoge, por medio de su visión el movimiento a seguir.

2) Grupal (Swarm): En el movimiento del Cardumen, cada pez integra el grupo como un hábitat en el cual supervive y es garantizada una mayor seguridad de no ser presa de otro pez, en general.

3) De Seguimiento (Follow): En el movimiento del grupo de peces, cuando un pez individualmente, o un grupo de ellos, detecta alimento, la vecindad (sub-grupo

próximo de peces) de los mismos, se alineará y seguirá su movimiento con el objeto de alcanzar rápidamente el alimento.

4) Registro (Bulletin Update): Se asemeja a la Memoria Autobiográfica que exhiben las partículas del PSO. La posición o estado de un pez artificial que ha alcanzado la máxima concentración de alimento, individualmente, es registrado en un boletín. Luego de cada acción o movimiento (iteración), el nuevo estado de cada pez artificial, es comparado con su registro en el boletín, el cual, si dicho estado tiene mayor mérito que el registrado, se actualiza por reemplazo.

5) Evaluación del Movimiento: (Moving Evaluation): los comportamientos Grupal y De Seguimiento, tendrán lugar en el Cardumen cuando exhiban pertinencia, efecto que será observable en el algoritmo, al describir sus procedimientos respectivos. En tal caso, el comportamiento del Cardumen seleccionado entre ambos, será aquel que conduzca a la mayor consistencia alimenticia (food consistence), representada por la posición de mayor aptitud. En caso contrario, no existe tal pertinencia, y el comportamiento que tiene lugar es el De Ataque.

En lo que respecta a la definición de los parámetros y variables en AFS, se tiene: Sea $[AF] = \{af_1, af_2, \dots, af_{NF}\}$ el conjunto de peces artificiales, referido como Cardumen o Población; cada af_i , ocupará, en el Espacio de Soluciones y para cierta instancia de decisión (iteración del algoritmo), una posición $x(af_i)$, la cual resulta un vector cuyas componentes son cada una de las variables de decisión del problema. La aptitud que exhibe el pez artificial af_i , en términos de localización de máximo alimento, ocupando la posición $x(af_i)$, será indicada como $f(x(af_i))$, siendo f la Función de Aptitud establecida para la estrategia de optimización. Simplificadamente, puede emplearse la notación: $x_i \equiv x(af_i)$ y $f(x_i) \equiv f(x(af_i))$, porque todo pez artificial, siempre ocupa una posición, y siempre tiene una aptitud, tal y como se hace en el PSO. Sean, entonces, dos peces artificiales x_i y x_j , la distancia entre ambos resultará: $d_{ij} = |x_i - x_j|$. Además, $visual$, es el campo visual o alcance de un af_i y $step$, la distancia que puede moverse un af_i en cada paso de iteración; δ es el grado de congestión e indica, en el comportamiento de un af_i , si existe alimento en la vecindad de cierto punto o concentrado en él. Su valor pertenece a $[0, 1]$. Visual,

step y δ son parámetros. Además se tienen los siguientes: NF: Número de peces artificiales o Tamaño de la Población/Cardumen, TryNum: es el máximo número de intentos de un pez artificial para encontrar una mejor posición, xiBest, y será aplicado en el comportamiento Prey o De Ataque. Adicionalmente MaxItera: es el número máximo de iteraciones del algoritmo, condición Estricta de salida del mismo, y NumEstable es el número fijado como límite de iteraciones en los que el Registro no es actualizado, por no existir cambios en las aptitudes (y, consecuentemente, posiciones de los af en el Cardumen), y supone una condición No Estricta de salida del Algoritmo. Los comportamientos De Ataque, Grupal o De Seguimiento, se definen en el Modelo, como sigue:

1) De Ataque: si, en cierta instancia de decisión, xi es el estado de afi y xj es el estado de afj, estando afj en el campo de visión de afi, esto es: $|d_{ij}| \leq \text{visual}$, entonces se procede a comparar las aptitudes $f(x_i)$ y $f(x_j)$. Si $f(x_j) > f(x_i)$, entonces afi se moverá $\text{Random}(\text{step})$ (función aleatoria de step) hacia y en la dirección de aj, dentro de su campo de visión. En caso contrario, intentará un número TryNum de veces encontrar una mejor posición. xiBest, que la que ocupa, dentro de su campo de visión, y, si falla, afi se moverá aleatoriamente $\text{Random}(\text{step})$ dentro de su campo de visión. Matemáticamente y en pseudo-código:

```
Si  $f(x_j) > f(x_i)$  entonces
     $x_i \text{ next} = x_i + \text{Random}(\text{Step}) \times [(x_i - x_j) / |x_i - x_j|]$ 
Sino
    Para k=1 hasta TryNum
         $x_i \text{ next} = x_i + \text{Random}(\text{Step})$ 
        Si  $f(x_i \text{ next}) > f(x_i)$  entonces
            FinPara
    FinSi
    FinPara
     $x_i \text{ next} = x_i + \text{Random}(\text{Step})$ 
FinSi
```

Siendo $\text{Random}(\text{Step})$ una función que genera números aleatorios en el intervalo $[0, \text{step}]$ con distribución uniforme de probabilidad.

2) De Grupo: si, en cierta instancia de decisión, x_i es el estado/posición de a_i , n_f es el número de a_f en el campo visual de a_i , dado por la función N definida mediante $n_f = N(x_i, \text{visual}) = \{x_j / |d_{ij}| \leq \text{visual}\}$, y x_c es la posición centro de la vecindad de a_i y definida por $x_c = \sum_{j=1}^{n_f} (x_j/n_f)$, se tiene, en pseudo-código:

```
Si  $f(x_c) > f(x_i)$  y  $(n_f/NF) < \delta$  entonces
     $x_i \text{ next} = x_i \times \text{Random}(\text{Step}) \times [(x_i - x_c)/|x_i - x_c|]$ 
Sino
    Comportamiento De Ataque
FinSi
```

3) De Seguimiento: si, en cierta instancia de decisión, x_i es el estado/posición de a_i , y a_{iMax} es el a_f en el campo visual de a_i que ha alcanzado la máxima consistencia alimenticia de la vecindad n_f , x_{Maxn_f} , siendo $f(x_{Maxn_f})$ su aptitud, se tiene en pseudo-código:

```
Si  $f(x_{Maxn_f}) > f(x_i)$  y  $(n_f/NF) < \delta$  entonces
     $x_i \text{ next} = x_i \times \text{Random}(\text{Step}) \times [(x_i - x_{Maxn_f})/|x_i - x_{Maxn_f}|]$ 
Sino
    Comportamiento De Ataque
FinSi
```

De modo que la pertinencia referida para los comportamientos De Grupo y De Seguimiento, está dada por la misma condición de congestión en la vecindad n_f : $(n_f/NF) < \delta$. Si esta condición no se satisface, no son pertinentes los comportamientos De Grupo o De Seguimiento, y tiene lugar el De Ataque.

Con estos desarrollos, puede ser definido el Algoritmo AFS, en forma de pseudo-código y por pasos:

Paso 1): Inicialización de los parámetros NF , visual , TryNum , δ , step , MaxIter y NumEstable .

Paso 2): Inicialización de la Población o Cardumen.

Paso 3): Inicialización del Registro (Bulletin) para evaluar los nuevos estados de cada a_f y, si procede, actualizarlos, durante el procedimiento iterativo, con los

mejores estados alcanzados. En el comienzo, el Registro contiene posiciones/estados y aptitudes coincidentes con la inicialización de la Población/Cardumen.

Paso 4): Se aplica el comportamiento normativo del Cardumen, que consiste en la Evaluación del Movimiento; esto supone, evaluar la pertinencia de los comportamientos De Grupo y De Seguimiento, observando si se satisface la condición $(nf/NF) < \delta$. De ser pertinentes, proceden ambas, y la posición y aptitud para un nuevo estado, proviene del comportamiento que arroje la mayor aptitud. Si no son pertinentes estos comportamientos, el Cardumen adopta el comportamiento De Ataque. Es claro que las evaluaciones y cálculos correspondientes, se ejecutan para cada af del Cardumen.

Paso 5): Actualización del Registro (Bulletin Update): Si procede, se registran los nuevos valores de posición y aptitud para cada af del Cardumen, y se actualiza el número de iteración del proceso. Se evalúa si tiene lugar la condición de parada, consistente en la permanencia del Registro sin modificaciones durante el número NumEstable de iteraciones, o bien en alcanzar el número MaxItera de iteraciones. Si una de estas condiciones tiene lugar, se sigue con el Paso 6), en contrario, se regresa al Paso 4), incrementando, previamente, en 1 el contador de iteraciones.

Paso 6): Condición de Salida Satisfecha: se almacenan Posiciones y Aptitudes de cada af del Cardumen, así como otros parámetros de interés registrados. Desde allí se obtiene el xMax y su f(xMax).

2.5.1.2 Habilidad de las Formas (X-PSO + AFS) para satisfacer los Principios IC

Desde las referencias bibliográficas consultadas, los requerimientos observados para una HiperHeurística capaz de resolver PO de la CP ECRRED, cuyo Espacio de Soluciones está caracterizado en la Figura 5, son los siguientes:

- a) Pareto Dominancia en las Soluciones Obtenidas
- b) Compatibilidad Métrica conforme al Espacio de Soluciones
- c) Capacidad de Captar la Incertidumbres de Valor (no Estocásticas)

La Pareto Dominancia, significa lograr soluciones de compromiso tales que compongan un Frente de Pareto. Esto significa que existe, para todas Soluciones Satisfactorias, una hípersuperficie (cuya dimensión depende del número de objetivos + restricciones de PO a resolver –en 2 dimensiones sería una curva cóncava hacia el origen del sistema representado en coordenadas cartesianas-), tal que si se mejora uno de los objetivos + restricciones, empeora al menos uno del resto.

Como se verá, la Pareto Dominancia de un conjunto de soluciones en un Espacio de Búsqueda Multiobjetivo, puede reducirse a una Solución Dominante estableciendo adecuados valores entre las preferencias, comparándolas de a pares, solidarias a el conjunto de Objetivos + Restricciones del PO analizado, perteneciente a la Clase de Problemas que la HiperHeurística pueda resolver.

Esta comparación, realizada en una matriz referida como Matriz de Preferencias, permite arribar a un Vector de Prioridades que establece, a través de sus componentes (asignadas unívocamente a cada Objetivo + Restricción del PO), la importancia que el Tomador de Decisiones proporciona a cada Objetivo + Restricción: mayor valor de la componente implica una mayor importancia.

La Compatibilidad Métrica, se refiere a la habilidad que la HiperHeurística tiene, a través de su Función de Selección (FS), de satisfacer mediante su dominio compuesto de ciertas MetaHeurísticas, los 5 Principios IC en las diferentes instancias de decisión que se suceden hasta finalizar el algoritmo, arribando a una solución satisfactoria, en cualquier PO de la Clase de Problemas que resuelva.

De modo que, para el PO abordado en el Capítulo 7 (y los pertenecientes a la CP ECRRED), la HiperHeurística resultará *métricamente compatible*, si satisface lo dicho en el Espacio de Soluciones caracterizado por la Figura 5.

La Capacidad de Captar las Incertidumbres de Valor (no Estocásticas), es una cualidad que proviene de las incertidumbres que exhiben, en general, las Variables de Control del PO, que impactan, según sea el Modelo Formulado para el mismo, sobre las Variables de Estado.

Corresponde una breve digresión al respecto de las Incertidumbres de valor:

Para ello se considera que existe una estrecha relación entre el tipo de incertidumbre con la que tratan los Modelos Clásicos de Optimización con el Paradigma Económico llamado *dominante* (referido como Neo-Clásico).

Del mismo modo, existe una estrecha relación entre el tipo de incertidumbre considerado en este trabajo, y las Técnicas de Optimización solidarias al Modelo HiperHeurístico propuesto, en el seno de un Paradigma Económico *alternativo*.

La corriente del pensamiento económico (Neo-Clásica) en la que se sustentan, metodológicamente, los esquemas regulatorios aplicados a los SDEE, no reconoce distinción entre las nociones de riesgo e incertidumbre.

Los procesos de toma de decisión, conforme este paradigma dominante, se establecen en un entorno de riesgo tal, que puede representarse por algún conjunto equivalente de situaciones de certeza. En última instancia, esto implica sostener que, en el Universo de Decisión, todos los estados de la naturaleza y las posibles alternativas, son susceptibles de modelar mediante alguna distribución de probabilidades.

El paradigma alternativo Post-Keynesiano destaca la siguiente clasificación propuesta por Keynes:

a) Existe *certeza* cuando cada opción invariablemente lleva a un resultado específico, cuyo valor es conocido inequívocamente.

b) Existe *riesgo*, o *certeza equivalente*, cuando cada elección conduce a un conjunto de posibles resultados específicos, de valores conocidos o asociados con una probabilidad específica.

c) Existe *incertidumbre* cuando la probabilidad de un resultado es desconocida, cuando el valor de un resultado es desconocido, cuando los resultados que posiblemente pueden ser consecuencia de una opción son

desconocidos, o cuando el espectro de posibles opciones es desconocido. El *riesgo se torna así en una medida de arrepentimiento por seleccionar, en tal contexto de incertidumbre, aquello que se juzgó preferible, sin serlo en su ocurrencia.*

Se tienen, entonces, dos tipos de incertidumbres:

1) De probabilidad.

2) La que se corresponde con la caracterización más amplia de lo dicho en c), y que Keynes refiere como *incertidumbre fundamental*. Una alternativa metodológica para su representación, es mediante el empleo de Conjuntos Difusos. La misma resulta de plena conformidad con la Teoría de Posibilidades, para la cual se demuestra que un Número Difuso constituye una Distribución de Posibilidades.

Desde estas consideraciones, se hablará de Incertidumbre de Valor.

El Modelo HiperHeurístico propuesto en este trabajo, considera que el entorno dinámico de decisión se compone de variables que pueden tener, en general, cualquier tipo de incertidumbres y, en particular, incertidumbre (fundamental) de valor.

En tal sentido, las Técnicas Clásicas de Optimización, constituyen claros soportes a problemas del tipo de la aplicación propuesta, sólo en el dominio determinístico/estocástico. Resultan solidarias al principio del costo marginal, costo de eficiencia que la corriente de pensamiento Neo-Clásica propugna en todos sus modelos. En particular, los costos de oportunidad de las penalizaciones referidas, en concepto de alguna de las formas de no-calidad, se intentan asimilar a costos marginales, no obstante las importantes dificultades metodológicas para su estimación.

Pero la aplicación de este principio para determinar costos económicos, colapsa por completo frente a la Incertidumbre (fundamental) de Valor, por lo que también fracasan aquellas técnicas. La razón de mayor peso, es que el costo marginal se funda en una condición de equilibrio (Óptimo de Pareto, relacionado con la eficiencia asignativa), absolutamente imposible de validar en términos reales.

Uno de los presupuestos que caracterizan al Paradigma Neo-clásico, es la *racionalidad sustantiva o completa* que exhiben los tomadores de decisiones – agentes del sistema. Supone un *conocimiento perfecto* por parte de los mismos, ubicando el Universo de Decisión en la certeza de sus estados o bien en la certeza estocástica o equivalente (su noción de riesgo).

Por el contrario, en el mismo presupuesto para el paradigma Post-Keynesiano, *la racionalidad es acotada o procedural* y, por tanto, los actores tienen un conocimiento *acotado o imperfecto*, lo que redundaría en un Universo de Decisión dominado por la incertidumbre fundamental inherente a sus estados. Se desvanece, así, toda consideración apriorística de equilibrio como medio para concebir la eficiencia en la asignación de recursos. Existirán soluciones satisfactorias, más que óptimas, y, si bien se preserva la aplicación de instrumentos matemáticos clásicos, deberá ser complementada mediante técnicas capaces de tratar con este nuevo contexto, más realista.

Por ello surge la necesidad de proponer un paradigma alternativo, sustentado en Modelos de Optimización tales como el que se desarrolla en el presente trabajo.

De modo que el empleo de Conjuntos Difusos, como se verá en el epígrafe siguiente, no sólo permitirá Extender la aplicación de las MetaHeurísticas MonoObjetivo presentadas al Dominio de Soluciones MultiObjetivo, y con ello a la HiperHeurística, sino también captar las Incertidumbres de Valor inherentes a las variables del PO.

De manera que, sustancialmente, los requerimientos que debe satisfacer la HiperHeurística (y sus variantes) aquí propuesta, recaerán en la adecuada selección de su dominio, lo cual implica evaluar qué habilidades tiene, para la CP ECRRED, cada una de las MetaHeurísticas X-PSO +AFS para satisfacer los 5 Principios IC.

Estas habilidades, como se dijo, se preservan en un Espacio de Soluciones MultiObjetivo, de modo que al emplear Conjuntos Difusos en su extensión a tal espacio, quedarían satisfechos los tres requerimientos descritos al comienzo del presente apartado.

Por lo tanto, con estas ideas y contexto, procede el análisis de tales habilidades:

X1: PSO Canónica: Esta Forma necesita de permanentes ajustes específicos, no sólo en cada PO perteneciente a la CP ECRRED, sino en diferentes aplicaciones sobre el mismo PO, pues proporciona soluciones diferentes.

Por tanto, ha sido considerada muy pobre respecto de las capacidades requeridas, y se la ha tomado como referencia para evaluar las capacidades del resto de las variantes presentadas.

X2: PSO con Constante Inercial: En esta Forma o variante se observa una leve o moderada mejora en cuanto a la Estabilidad. Para el resto de los Principios IC, no se observaron cambios respecto de la Forma PSO Canónica.

X3: PSO con Decaimiento en Inercia: En esta Forma o variante se observa una notable mejora en cuanto a la Estabilidad. Inclusive, en ciertas instancias para cualquiera de los PO (siempre pertenecientes a la CP ECRRED, aclaración que se omite de aquí en adelante para este análisis), exhibe mejor aptitud que las demás.

La Función de Decaimiento Lineal, más simple, exhibe el mismo comportamiento que las otras dos mencionadas (Exponencial y Aleatoria).

X4: PSO con Factor de Constricción Limitación: En esta Forma o variante se observa una mejora respecto de la Proximidad y de también de Estabilidad.

X5: PSO Evolucionaria: Como Forma o variante Evolucionaria, se observa una mejora notable relativa a todos los principios, en particular y como se dijo, en cuanto a la Diversidad de sus Respuestas.

X6: PSO Evolucionaria con Topología Global-Individual Estocástica: Al incorporar una Topología de Comunicación Mixta, Global e Individual, atenuada por la Comunicación Estocástica de sendos Óptimos en cada instancia o iteración, esta Forma o variante exhibe las mejores capacidades, en general, superando a 5), particularmente en cuanto a la Diversidad de sus Respuestas.

X7: La MetaHeurística AFS (Artificial Fish School) o Cardumen de Peces Artificiales: Ya se mencionó que esta MetaHeurística puede considerarse una X-Forma que confiere un carácter híbrido al conjunto de MetaHeurísticas candidatas para integrar el dominio del Algoritmo HY CBR X-FPSO. Su implementación no responde a expresiones matemáticas relativamente simples, sino a estructuras algorítmicas explicadas en el apartado anterior.

Con respecto a su capacidad relativa para satisfacer los Principios IC, puede decirse que la AFS, aplicada a cualquier PO de la CP ECRRED, exhibe una habilidad muy elevada respecto de la Estabilidad en su comportamiento, complementándose muy bien con la variante 6).

Desde el acopio de resultados obtenidos aplicando cada una de estas X-Formas, resolviendo los PO de la CP ECRRED referidos (incluyendo el Caso de Estudio en este trabajo), tomando un objetivo a la vez (X-Formas MonoObjetivo), el mejor conjunto para componer el dominio de la HY CBR (X-FPSO + FAFS) incluye 4 MetaHeurísticas: {X7, X4, X5, X6}.

Para la HiperHeurística primigeniamente desarrollada, HY CBR X-FPSO, el dominio incluye las 4 X-FPSO Formas dadas por el conjunto: {X3, X4, X5, X6}.

Las mismas son extendidas al Espacio de Soluciones MultiObjetivo como se explicará en el apartado siguiente.

Respecto de los Indicadores Propuestos para evaluar los 5 Principios IC, referidos como Indicadores de Inteligencia de Grupo, se han propuestos los siguientes:

- 1) Indicador de Proximidad $IP^{[k]}$: Mide la cantidad de partículas que recientemente han cambiado su posición. Por tanto, este indicador aporta información sobre el comportamiento la Población al realizar un desplazamiento, como respuesta al estímulo que reciben desde la estrategia de movimiento dentro del Espacio de Búsqueda.

Se calcula como la cantidad de partículas que cambiaron su posición en la última iteración sobre la cantidad total de partículas o Población.

Matemáticamente, responde a la expresión:

$$IP^{[k]} = \frac{\sum_{i=1}^{nP} X_i^{[k]} \neq X_i^{[k-1]}}{nP} \quad (15)$$

Donde: k-1 y k, son las instancia de evaluación, i es la partícula genérica de la Población cuyo tamaño es nP, $X_i^{[k-1]}$ es el vector posición en la instancia k-1, y $X_i^{[k]}$ es el vector posición en la instancia k. \neq es un operador relacional que devuelve 1 si los operandos son distintos, o bien 0 si son iguales.

- 2) Indicador de Calidad $IC^{[k]}$: Mide la cantidad de partículas que recientemente han mejorado su aptitud, es decir, aquellas que se han desplazado a una mejor posición. Se supone que un grupo es más hábil en este principio en la medida en que sus miembros utilizan información de calidad del entorno para realizar su movimiento, buscando nuevos lugares, mejores que los anteriores, para que puedan ser utilizados en el próximo movimiento, completando un círculo virtuoso.

Se calcula como la cantidad de partículas que mejoraron su aptitud individual en alguna de las últimas dos iteraciones (o ambas) sobre la cantidad total de partículas.

Matemáticamente, responde a la expresión:

$$IC^{[k]} = \sum_{i=1}^{nP} \frac{f\left(x_i^{[k]}\right) > f\left(x_i^{[k-1]}\right) \vee f\left(x_i^{[k-1]}\right) > f\left(x_i^{[k-2]}\right)}{nP} \quad (16)$$

Donde: f es la Función de Aptitud de la MetaHeurística evaluada, $>$ es un operador relacional que devuelve 1 si el operando izquierdo es estrictamente mayor que el derecho, o bien 0 en caso contrario, y \vee el operador lógico OR.

- 3) Indicador de Diversidad de Respuesta $IDR^{[k]}$: La respuesta de una partícula al requerimiento de información de otra es su mejor posición individual, Oli . Un grupo es más diverso en la medida en que la cantidad de información disponible aumenta. Quiere decir que a mayor cantidad de mejores posiciones individuales distintas, el grupo posee más información.

El Indicador de Diversidad de Respuesta (IDR) se calcula como la entropía, E , o cantidad de información, determinada por las ocurrencias de las aptitudes de los mejores individuales de las partículas. Según la clásica expresión acuñada por Shannon, la misma viene dada por:

$$E = - \sum_{i=1}^{nP} P_i \log(P_i) \quad (17)$$

Aquí P representaría la probabilidad de ocurrencias de las aptitudes de los mejores individuales (mejores Oli) de cada partícula i -ésima en la Población. La base del logaritmo generalmente es 2, ya que ésta determina la “unidad de medida” de la entropía, y en la Teoría de la Información esta unidad suele ser el bit. De modo que esta expresión estaría determinando, en tal caso, la cantidad de bits de información en una colección de datos.

A partir de este concepto, para este indicador se propone medir la entropía o cantidad de información en el conjunto de las aptitudes de las partículas, para lo cual, si se define $F^{[k]}$ como el conjunto de todos las $f = OI[k]_i$, puede considerarse $f \in F^{[k]}$, y $P_f = \text{frec}(f)/nP$, siendo $\text{frec}(f)$ la cantidad de partículas que tienen la misma función de aptitud en la iteración k , y nP el número total de partículas o tamaño de la Población.

Matemáticamente:

$$IDR^{[k]} = - \sum_{f \in F^{[k]}} P_f \log_{nP} (P_f) \quad (18)$$

- 4) Indicador de Estabilidad $IE^{[k]}$: El Indicador de Estabilidad mide el movimiento promedio del grupo. Se supone que el grupo se encuentra inestable cuando sus movimientos son muy pronunciados, y más estable cuando sus movimientos son conservadores.

Para su cálculo se propone la siguiente expresión:

$$IE^{[k]} = e^{- \left(\frac{2 \times \sum_{i=1}^{nP} \|V_i^{[k]}\|^1}{DIM \times nP} \right)} \quad (19)$$

Siendo DIM la dimensión del problema (número de Objetivos + Restricciones, en el caso MultiObjetivo), nP la cantidad de partículas y $\|V_i^{[k]}\|^1$ la norma de orden 1 o de Hamming correspondiente a la velocidad de la partícula i .

Esta función siempre estará acotada en el intervalo $[0,1]$, con valores cercanos a 1 cuando la cantidad de movimiento promedio

esté cerca de 0, e irá decreciendo a medida que la cantidad de movimiento promedio aumente.

- 5) Indicador de Adaptación $IA^{[k]}$: En este indicador, se busca medir cuántas partículas del grupo están “adaptadas”. El significado atribuido a este concepto es el siguiente: sea una partícula i que cuenta con vecinas j en una vecindad $s(i)$. Si la partícula i conoce el mejor lugar b_i de todo su vecindario, esto es, si para todo j en $s(i)$: $f(b_i^{[k]}) > f(b_j^{[k]})$, entonces la partícula está adaptada, ya que se encuentra (o se ha encontrado) en el mejor lugar posible, con la información que tiene disponible.

Por lo tanto, para el cálculo de Indicador de Adaptación (IA), se propone según la expresión condicional:

$$Ad(i,k) = \begin{cases} 1 & \text{si } \left(\exists j \in s(i) : f\left(b_j^{[k-1]}\right) > f\left(b_i^{[k-1]}\right) \right) \rightarrow f\left(b_i^{[k]}\right) > f\left(b_j^{[k]}\right) \\ 0 & \text{si no} \end{cases} \quad (20)$$

Entonces:

$$IA^{[k]} = \sum_{i=1}^{nP} \frac{Ad(i,k)}{nP} \quad (21)$$

Estos mismos indicadores son los empleados para entrenar la RNAR, mediante la cual se implementa la Función de Selección de los Modelos HiperHeurísticos empleados para resolver el PO abordado en el Capítulo 7, como se verá más adelante.

2.5.1.3 Extensión Multiobjetivo de X-Formas PSO y AFS: X-(FPSO+FAFS)

Para no redundar sobre aspectos que fueron ya mencionados y a la vez intentar brindar una síntesis desde múltiples referencias bibliográficas consultadas en las que se presentan los conceptos para extender las X-Formas (MetaHeurísticas) MonoObjetivo al dominio MultiObjetivo, son destacados y

resumidos dos aspectos centrales en esta metodología: los Conceptuales o Metodológicos y los Operacionales o de Implementación. A continuación se desarrollarán cada uno de ellos, tomando como fundamentos los tres requisitos para concebir una HiperHeurística capaz de resolver PO de la CP ECRRED. Las Formas que operan en el Espacio de Soluciones MonoObjetivo, son y serán referidas, de aquí en más, como X-(PSO + AFS) Formas, y las que operan en el Espacio de Soluciones MultiObjetivo, como X-(FPSO + FAFS).

1) Aspectos Metodológicos: Al efecto de concebir una función que pondere la aptitud de las soluciones en un contexto MultiObjetivo de optimización, deben satisfacerse dos requerimientos:

- A) Pareto-Dominancia en las Soluciones Obtenidas: En el Dominio de estas MetaHeurísticas (Espacio de Soluciones MultiObjetivo), las soluciones igualmente óptimas deben satisfacer una escala Pareto-Dominate, lo cual supone que si dos soluciones componen un frente Pareto-Óptimo, ninguna de ellas puede ser mejorada, en cierto Objetivo o Restricción, sin empeorar, al menos, en uno de los restantes. Esta condición se refiere como Soluciones no Dominadas, y las mismas resultan igualmente preferibles o aptas.

- B) Compatibilidad Métrica respecto del Espacio de Búsqueda/Soluciones: El Espacio de Búsqueda tiene una influencia sustancial en la definición de la función de aptitud para una MetaHeurística MultiObjetivo. Las múltiples variables, discretas, con intervalos estrechos en sus valores factibles, y buenas soluciones muy dispersas en tal espacio, impactan fuertemente sobre la compatibilidad que debe guardar la métrica de la función de aptitud, respecto de los estímulos que induce sobre las partículas, para explorarlo eficientemente.

Para las MetaHeurísticas MultiObjetivo sustentadas en la IC, una función de aptitud resultará métricamente compatible con el Espacio

de Búsqueda, en la medida que pueda propiciar el cumplimiento de los cinco principios enunciados. Este es uno de los aspectos de mayor cuidado.

- C) Capacidad de Captar las Incertidumbres de Valor: Se refiere a la posibilidad de modelar las incertidumbres asociándoles un grado de satisfacción respecto del cumplimiento de un Objetivo/Restricción individual del problema de optimización, PO, abordado.

2) Aspectos Operacionales: Para formalizar la extensión X-(PSO+AFS) al dominio MultiObjetivo, se aplica el Principio de Toma de Decisión en Ambientes Difusos, propuesto por Bellman y Zadeh. Implica los siguientes pasos:

1ro) Para cada Objetivo/Restricción del Modelo Ecuacional del PO, se asocia un Conjunto Difuso, solidario a la variable que lo representa. Para ello se construye una variable adimensional, denominada *variable de apartamento*, cuya estructura general se presenta en el paso 5to), y sobre la misma cada Conjunto Difuso es construido. Esto permite que tales conjuntos Objetivos/Restricciones, (ahora Conjuntos Difusos, por ello se los indica en negrita) **O/R**, puedan mapearse por igual en la misma imagen, denominada Conjunto Difuso de Decisión, **D**, a través de un operador, <C>, referido como Confluencia, y que se corresponde típicamente con el operador Intersección. Para N Objetivos y H Restricciones Difusas vale la expresión:

$$\mathbf{D} = \mathbf{O}_1 \langle C \rangle \mathbf{O}_2 \langle C \rangle \dots \langle C \rangle \mathbf{O}_N \langle C \rangle \mathbf{R}_1 \langle C \rangle \mathbf{R}_2 \langle C \rangle \dots \langle C \rangle \mathbf{R}_H \quad (22)$$

2do) Asociado al operador <C> entre los Conjuntos Difusos, existe un operador t (por t-norma) entre sus funciones de pertenencia, que genera, desde (22), el valor de pertenencia en el Conjunto Difuso de Decisión, **D**, conforme los valores individuales de las funciones de pertenencia del segundo miembro, $\mu_{\mathbf{O}}/\mu_{\mathbf{R}}$. Es decir:

$$\mu_D = \mu_{O1} \text{ t } \mu_{O2} \text{ t } \dots \text{ t } \mu_{On} \text{ t } \mu_{R1} \text{ t } \mu_{R2} \text{ t } \dots \text{ t } \mu_{RH} \quad (23)$$

Respecto del concepto de t-norma, es definida por las siguientes propiedades: Si $t: [0, 1] \rightarrow [0, 1]$ es una t-norma, entonces:

- a) $t(0,0) = 0$; $t(x,1) = x$
- b) $t(x,y) = t(y,x)$
- c) if $x \leq \alpha$ e $y \leq \beta$ $t(x,y) \leq t(\alpha,\beta)$
- d) $t((t(x,y),z)) = t(x,t(y,z))$

Luego, para la Población, P, evaluando la aptitud resultante de cada partícula i-ésima, en cada instancia de decisión o iteración, k, se define como Decisión Maximizante de Bellman y Zadeh al valor de la función de pertenencia en el conjunto **D**, dado por:

$$\mu_D^{Max} = \text{MAX}^{[P/k]} \{ \mu_{O1} \text{ t } \mu_{O2} \text{ t } \dots \text{ t } \mu_{On} \text{ t } \mu_{R1} \text{ t } \mu_{R2} \text{ t } \dots \text{ t } \mu_{RH} \} \quad (24)$$

3ero) Con $\mu_D^{Max} \equiv \text{fapD}$, *función de aptitud difusa* o MultiObjetivo, el conjunto X-(PSO+AFS), con capacidad de solución MonoObjetivo, pasa a transformarse en el conjunto X-(FPSO+FAFS), con capacidad de solución en problemas de optimización, PO, MultiObjetivo.

4to) Los requerimientos A) (Pareto-Dominancia), B) (Compatibilidad Métrica) y C) (Captación de Incertidumbres de Valor), para el Espacio de Soluciones que caracteriza a la Clase de Problemas considerada, dependen de la t-norma. En el caso de la CP ECRRED, la t-norma más apropiada, entre varias utilizadas, se denomina Producto de Einstein, t_{PE} , y se define como:

$$t_{PE} = x \times y / (2 - (x + y - x \times y)) \quad (25)$$

5to) Sobre cada Objetivo/Restricción, **O/R**, los Conjuntos Difusos solidarios a sus *variables de apartamento*, se definen del siguiente modo (no excluyente): Considérense, dos límites, superior e inferior, en los

valores posibles de la variable correspondiente a cierto **O/R**, m , v_m . Se referirán como $vMax_m$ y $vMin_m$, respectivamente. Adicionalmente, sea p_μ^m su ponderador exponencial, cuyo efecto sobre el conjunto difuso solidario, es su *contracción* ($p_\mu^m > 1$), aumentando la importancia del Objetivo/Restricción en la confluencia $\langle C \rangle$, o *dilatación* ($p_\mu^m < 1$), disminuyendo dicha importancia. Entonces, la función de pertenencia adoptada, de característica base lineal (este es el caso cuando $p_\mu^m = 1$), genérica para el **O/R** m -ésimo, resultará de la expresión condicional: $\forall m \text{ en } [1 \dots M]$, con M variables **O/R**:

$$\mu_m = 1 ; \text{ si } vMin_m \geq v_m \quad (26)$$

$$\mu_m = \left(\frac{(vMax_m - v_m)}{(vMax_m - vMin_m)} \right)^{p_\mu^m} ; \text{ si } vMin_m \leq v_m \leq vMax_m \quad (27)$$

$$\mu_m = 0 ; \text{ si } vMax_m \leq v_m \quad (28)$$

Luego, la *función de aptitud difusa* $fapD$ resultará:

$$fapD = \mu_D^{Max} = t_{PE}^{Max} \{ \mu_{m1}; \mu_{m2}; \dots; \mu_{mM} \} \quad (29)$$

En la Figura 31, se observa el Esquema Básico de Implementación de la HiperHeurística HY CBR X-FEPSO, primigeniamente desarrollada. En el apartado siguiente, se desarrolla se Función de Selección, FS.

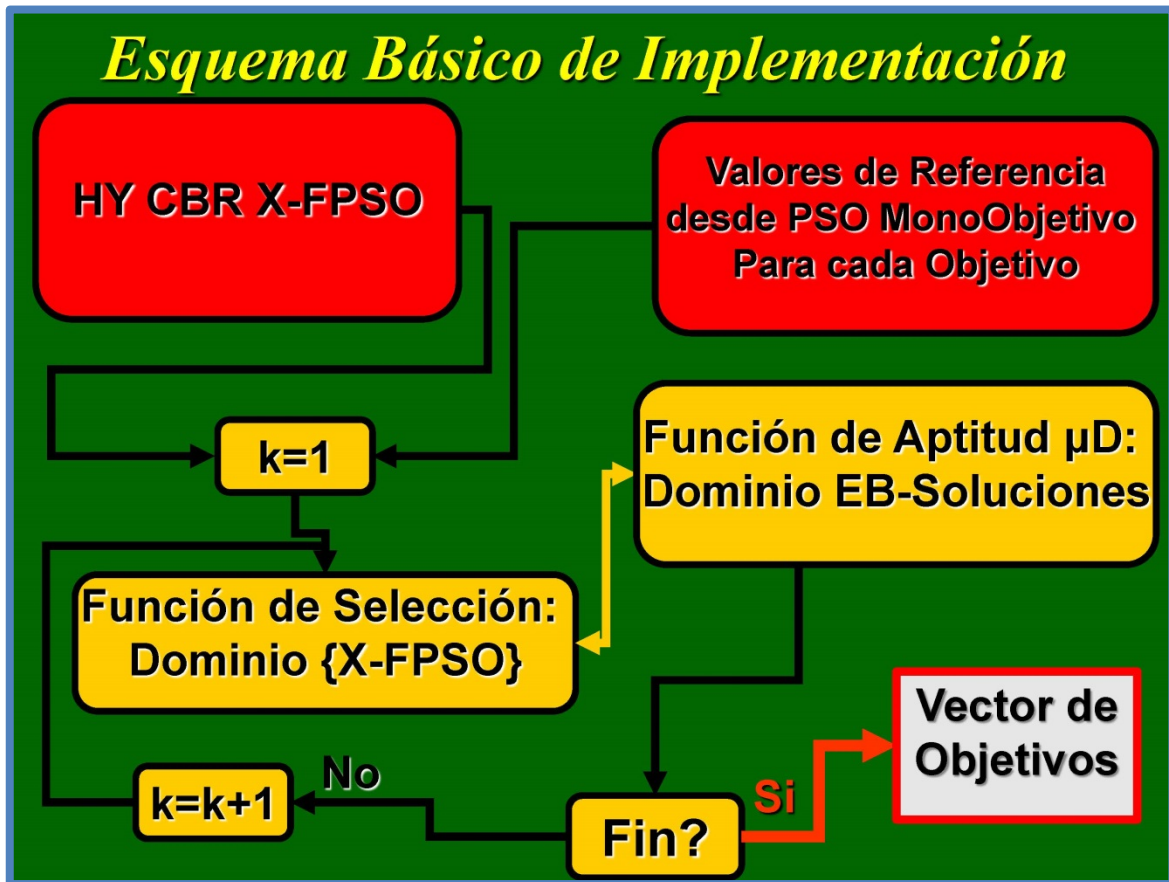


Figura 31

2.5.2 La Función de Selección (FS)

2.5.2.1 Generalidades

Como se dijo, la Función de Aprendizaje/Selección, FS, para el Algoritmo HiperHeurístico HY X-PSO CBR (y sus variantes), es implementada mediante una Red Neuronal Artificial de (o tipo) Retropropagación.

La Red Neuronal Artificial de Retropropagación (RNAR), constituye un *aproximador universal* de funciones. Básicamente, tiene un diseño cuya unidad es la neurona artificial, que se agrupa en capas.

Cada neurona recibe estímulos de entrada, provenientes desde aquellas que integran la capa precedente, y genera un resultado o estímulo de salida, el que, a su vez, constituirá una entrada para cada neurona de la capa siguiente.

Existen dos capas características, que se denominan de Entrada y de Salida.

En la Entrada, se presentan los patrones o estímulos a los que la Red debe responder, y en la Salida, los patrones de respuesta esperados.

El número de neuronas que integran estas capas, queda definido por la cantidad de entradas y de salidas que son requeridas en la función.

Entre ambas capas, existe un número indeterminado de Capas Ocultas, integradas cada una por un número también indeterminado de neuronas Ocultas. Dichos números son resultado del diseño más adecuado.

La conexión entre neuronas de capas contiguas, recibe el nombre de *sinapsis*, y su valor es referido como *peso sináptico*.

El proceso de entrenamiento de una RNAR, consiste en *determinar los valores de los pesos sinápticos tales que minimicen el error global existente*, entre la respuesta esperada y la efectivamente obtenida.

Los detalles de diseño, se presentan en el epígrafe siguiente. Sí corresponde, aquí, relacionar los elementos desarrollados y características descritas en la subsección anterior, con el diseño de la Red Neuronal:

1ro) Los Patrones de Entrada serán *números binarios* que representan, en grupos de 5, la habilidad o carencia de ella, que una solución obtenida a partir de cierta forma X-FPSO, cuya aplicación está en curso, exhibe en cierta instancia de decisión, para satisfacer los cinco Principios de IC

2do) Los Patrones de Salida, serán también *número binarios*, específicamente 7, en *dos grupos*:

El primero, de *cinco salidas*, refiere, en el mismo orden que en las entradas, los Principios de IC que deberían mejorarse (1 \equiv mejora, 0 \equiv no es evaluado);

El segundo, de *dos salidas*, representa la recomendación sobre cuál de las cuatro X-FPSO Formas es conveniente aplicar.

Desde este enfoque, la HiperHeurística es Basada en Razonamiento: el entrenamiento de la red, supone el acopio de una enorme cantidad de simulaciones, para componer los patrones de entrada y salida, de modo que

la HiperHeurística “razone” sobre sus resultados y defina la aplicación de la X-FPSO Forma más apta.

2.5.2.2 Diseño de la RNAR

El tipo de Red Neuronal (se omite la palabra artificial) de Retropropagación o Backpropagation, RNAR, puede clasificarse como una Red Neuronal de Entrada Continua y de Aprendizaje Supervisado. Un esquema de la misma, en su Modelado de Capas-Neuronas, se puede apreciar en la Figura 32, que representa el diseño final de la RNAR solidaria a la HiperHeurística propuesta, y cuyos elementos serán explicados cuantitativamente y con mayor detalle en el presente epígrafe.

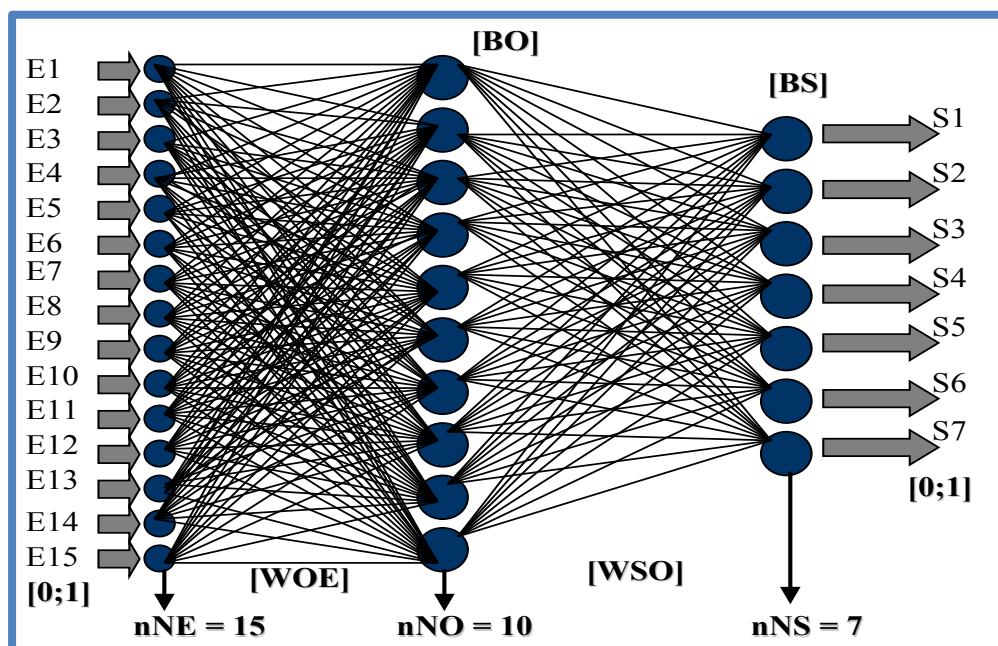


Figura 32

En el esquema de la Figura 32, se tiene una *capa de entrada*, una *capa oculta* y una *capa de salida*, con sus *neuronas* correspondientes, representadas por círculos.

Pueden existir *diseños multicapa* que empleen *mayor número de capas ocultas*. Su número es *indeterminado* y depende: del problema a resolver, de la precisión en el algoritmo de entrenamiento empleado, del número de neuronas ocultas en cada una de estas capas (también indeterminado), y de la característica

de procesamiento o función de transferencia asociada a cada neurona, entre otros aspectos. El diseño de la mejor RNAR, si bien existen recomendaciones acopiadas desde la experiencia, tiene una importante componente de prueba y error.

En la capa de entrada se aplica el vector de entrada [**E**] (vector columna cuyo número de filas es el número de entradas) el cual, para cierta instancia de sus componentes, constituye un patrón de entrada.

Entre la capa de entrada y la capa oculta (siempre refiriéndose a la Figura 32), existen conexiones o sinapsis, que van desde cada neurona de la capa de entrada, a cada neurona de la capa de oculta, tal y como se representa mediante un trazado de líneas.

Idéntico proceso ocurre entre la capa oculta y la capa de salida, en donde, por propagación del patrón de entrada, es obtenido el vector de salida [**S**] (vector columna cuyo número de filas es el número de salidas). El mismo, para instancia de sus componentes, correspondiente con la entrada, se constituye en el patrón de salida resultante.

Considerando las conexiones o sinapsis entre las neuronas de la capa oculta y de la capa de entrada, son caracterizadas por un valor llamado peso sináptico, que será indicado por la variable real genérica $w_{oe_{ij}}$ ($w_{eigh} \equiv$ peso), aplicada entre la neurona oculta i -ésima y la neurona de entrada j -ésima.

Por ello, aparece una Matriz de Pesos Sinápticos entre dichas capas, que se indica como [**WOE**]. Su orden corresponde a $(n_{NO} \times n_{NE})$, siendo n_{NE} y n_{NO} el número de neuronas de las capas de entrada y oculta, respectivamente.

De forma idéntica ocurre entre las sinapsis de las neuronas de la capa oculta y las de la capa de salida, teniéndose la variable real genérica que indica el peso sináptico $w_{so_{ki}}$, entre la neurona de salida k -ésima y la neurona de oculta i -ésima, y una Matriz de Pesos Sinápticos indicada como [**WSO**]. Su orden corresponde a $(n_{NS} \times n_{NO})$, siendo n_{NS} el número de neurona de la capa de salida.

Adicionalmente, puede incluirse una entrada independiente en cada neurona, la cual es referida como ganancia o *bias*. Dependiendo del diseño, puede o no

intervenir. En la Figura 32, se tienen ganancias o *biases* para las neuronas de la capa oculta y las de la capa de salida. Son indicadas mediante las variables reales b_j y b_k , respectivamente, y sus vectores columna como $[\mathbf{BO}]$ y $[\mathbf{BS}]$, respectivamente.

La RNAR emplea un ciclo *propagación y adaptación* (de dos fases):

1ra) Se aplica un patrón a la entrada de la red como estímulo; éste se propaga desde la primera capa a través de las capas internas de la red, hasta generar un patrón de salida en la capa homónima.

Luego, el patrón de salida obtenido es comparado con el patrón de salida establecido o esperado, y se calcula un error para cada una de las salidas obtenidas individualmente;

2da) Los errores en dichas salidas se propagan hacia atrás (desde aquí el nombre de Retropropagación) partiendo de la capa de salida, hacia todas las neuronas de la capa oculta precedente, que contribuyen en forma directa a la salida resultante.

Sin embargo, las neuronas de dicha capa oculta sólo reciben una fracción del error total, posible de cuantificar basándose, aproximadamente, en la contribución relativa que haya aportado cada una de estas neuronas a la salida obtenida.

Este proceso se repite, capa por capa, hasta que todas las neuronas de la red hayan recibido una componente del error que describa su contribución relativa al error total. Conforme resulte la componente de error percibida, se actualizan los pesos sinápticos de conexión y ganancias asociados a cada neurona, entre capas contiguas, a los efectos de lograr, iterativamente, que la red converja hacia un estado que permita clasificar, correctamente, todos los patrones de entrenamiento, generando la salida esperada.

La importancia de este proceso consiste en que, a medida que se entrena la red, las neuronas de las capas intermedias u ocultas, se auto-organizan de modo tal que “aprenden” a reconocer distintas características inherentes al espacio de patrones de entrada, no “observadas” con anterioridad. El proceso de adaptación de los pesos sinápticos (y ganancias o *biases*, si procede), se completa, iterativamente, cuando al presentarse el conjunto previsto de patrones de entrada, la RNAR responde a cada uno con patrones de salida, conteniendo errores individuales cuya suma (error global), se mantiene por debajo de cierto error pre-establecido.

Completado el aprendizaje o entrenamiento de la RNAR, toda vez que se le presente un patrón arbitrario de entrada, el cual que contenga “ruido” o esté incompleto, las neuronas de la(s) capa(s) oculta(s) de la red, responderán con una salida activa, siempre que tal patrón se asemeja a las características que, individualmente, las neuronas hayan aprendido a reconocer durante su entrenamiento. Y a la inversa: las neuronas de la(s) capa(s) oculta(s) tendrán la tendencia a inhibir su salida, si el patrón de entrada no contiene característica alguna que puedan, individualmente, reconocer.

Varias investigaciones han demostrado que, durante el proceso de entrenamiento, la RNAR tiende a desarrollar relaciones internas entre neuronas con el fin de organizar los datos de entrenamiento, según clases.

Una red “entrenada” ha encontrado una representación interna tal, que le permite generar las salidas deseadas, cuando se les presentan las entradas previstas en los patrones durante el proceso de entrenamiento.

Esta misma representación interna, se puede aplicar a entradas que la red no reconozca, clasificándolas conforme las características que compartan con los patrones de entrada utilizados en el entrenamiento.

Desde allí que la RNAR, pueda comportarse como un *aproximador universal de funciones*, que puede interpolarse (no extrapolar) resultados ante estímulos no

observados en su entrenamiento, por las asociaciones desarrolladas entre las sinapsis de sus capas ocultas, en general.

De modo que, por caso y volviendo sobre la Figura 32, el resultado del entrenamiento de la RNR, serían las Matrices **[WOE]**, **[BO]**, **[WSO]** y **[BE]**.

En la Figura 33, se aprecia la capa de entrada, en la que se presenta el patrón de entrada dado por **[E]**, cuyas componentes se indican mediante e_j con j en $[1..nNE]$.

Para la capa oculta, contigua, se indica sólo la neurona oculta 1, de modo que las conexiones sinápticas se presentan entre cada neurona de entrada y la neurona 1.

En rigor, la neurona de entrada no procesa el estímulo recibido, sino que lo propaga, de manera que en muchas referencias bibliográficas son referidas como entradas.

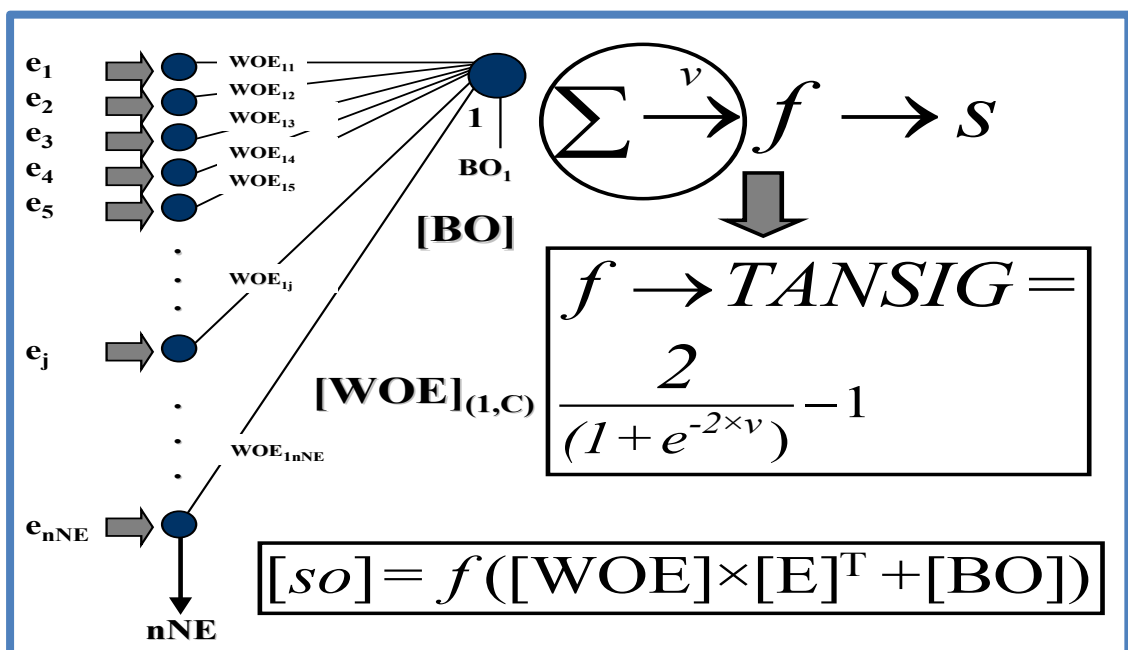


Figura 33

Aquí se preserva la identificación de neurona, no obstante no constituya un procesador elemental, como se verá que lo es la neurona 1 de la capa oculta, bajo

análisis. Así queda conformado un vector de la 1er columna en la Matriz **[WOE]**, el cual se indica mediante $[WOE]_{(1,C)}$, puesto que todos los pesos sinápticos considerados, son de la forma woe_{1j} .

Adicionalmente, se observa, desde el vector de ganancias o *biases* **[BO]**, el primer componente, bo_1 , ganancia de la neurona oculta 1, como entrada adicional.

Esto significa que existirá, sobre la neurona oculta 1, una entrada neta, proveniente de la propagación de los estímulos desde las neuronas de entrada, a través de las conexiones sinápticas y ponderadas por sus pesos sinápticos correspondientes, adicionando su ganancia.

La composición de tal entrada neta, referida como v_1 , tiene como expresión:

$$v_1 = \sum_{j=1}^{nNE} (woe_{1j} \times e_j) + bo_1 \quad (30)$$

Por ello se indica en la Figura 32, entre un círculo, el símbolo sumatoria, que genera la entrada compuesta genérica v , conforme la regla establecida por la ecuación (30).

Luego, la entrada, v , ingresa a la Función de Transferencia, que se indica como f . Existen variadas Funciones de Transferencia que pueden ser empleadas, pero hay tres características funcionales predominantemente utilizadas en las RNR:

$$\text{PureLin:} \quad f(v) = v \quad (31)$$

$$\text{LogSig:} \quad f(v) = 1/(1+e^{-v}) \quad (32)$$

$$\text{TanSig:} \quad f(v) = (e^v - e^{-v})/(e^v + e^{-v}) = (2/(1 + e^{-2 \times v})) - 1 \quad (33)$$

Se observa que se ha empleado, para componer la salida so_1 de la neurona oculta 1, la función TanSig, resultando:

$$so_1 = \text{TanSig}(v_1) = (2/(1 + e^{-2 \times (\sum_{j=1}^{nNE} (woe_{1j} \times e_j) + bo_1)})) - 1 \quad (34)$$

Entonces para el patrón de entrada **[E]** completo, y extendiendo (34) a todas las neuronas de la capa oculta, se tendrá el vector de salidas **[so]**, mediante la expresión:

$$[\mathbf{so}] = \text{TangSig}([\mathbf{WOE}] \times [\mathbf{E}]^T + [\mathbf{BO}]) \quad (35)$$

que se aprecia en la parte inferior derecha de la Figura 32, utilizando f en lugar de TanSig .

En general, se pueden combinar las Funciones de Transferencia. Para el diseño de la RNR soporte de la HiperHeurística propuesta, se ha empleado $f = \text{Tansig}$ para formar el vector $[\mathbf{so}]$ y $f = \text{PureLin}$ para formar el vector $[\mathbf{S}]$, que proporciona cada patrón de respuesta o salida ante cada instancia de $[\mathbf{E}]$.

Este diseño de procesamiento, sumado a la estructura de una capa oculta, con $n_{NO} = 10$ neuronas ocultas, resultó ser el más adecuado luego de múltiples ensayos con otras estructuras. Se observa en la Figura 32, que las capas de entrada y de salida tienen, como se mencionó, 15 y 7 neuronas, respectivamente.

Esta es la parte del diseño que se relaciona con los desarrollos teóricos presentados para la HY X-FPSO CBR.

De modo que, en detalle, la propuesta, en tal sentido, es la siguiente:

Diseño de la Capa de Entrada: Se tienen 15 entradas, cuyos valores son binarios (0 o 1). Cada grupo de 5, refiere a cierta partícula del enjambre, comandada en el espacio de soluciones por la X-FPSO (+ FAFS, en sus variantes) Forma que está siendo aplicada, en la instancia de decisión que se considera, desde el Algoritmo HiperHeurístico.

En las 5 entradas de cada grupo, se establece la pérdida (entrada 0) o no (entrada 1) de la habilidad que la partícula asociada tiene sobre la satisfacción de sendos Principios de la Inteligencia de Grupo (IC).

Para ello, se consideran los elementos expuestos en los desarrollos teóricos, relativos a los Indicadores de Inteligencia de Grupo ($IP^{[k]}$, $IC^{[k]}$, $IDR^{[k]}$, $IE^{[k]}$, $IA^{[k]}$).

En tal contexto, son elegidas 3 partículas de la población o enjambre: la de *mejor aptitud*, la de *aptitud promedio*, y la de *peor aptitud*.

Debido a las características que exhibe el Espacio de Búsqueda para la Clase de Problemas abordados, CP ECRRED, interpretado cada uno de ellos como una

Optimización MonoObjetivo (por ejemplo: minimización de pérdidas activas en alimentadores de Media Tensión del SDEE), cada partícula es suficientemente representativa.

Posiblemente, si se eleva el número de partículas, seleccionadas de otro modo, podría obtenerse una mayor información. No obstante, desde las simulaciones efectuadas, esta configuración simple, resultó suficientemente representativa, en términos de la diversidad de localizaciones en el Espacio de Búsqueda.

El orden de aptitud de las partículas, se corresponde con el índice decreciente de las entradas, al igual que, en cada grupo de 5 entradas, lo hacen los Principios IC, conforme fueran presentados en los desarrollos teóricos. Se repiten a continuación, a los efectos de interpretar la Figura 34, con sus acrónimos:

- 1) Proximidad (Prx); 2) Calidad (Cal); 3) Diversidad de Respuesta (DvR); 4) Estabilidad (Est) y 5) Adaptación (Adp).

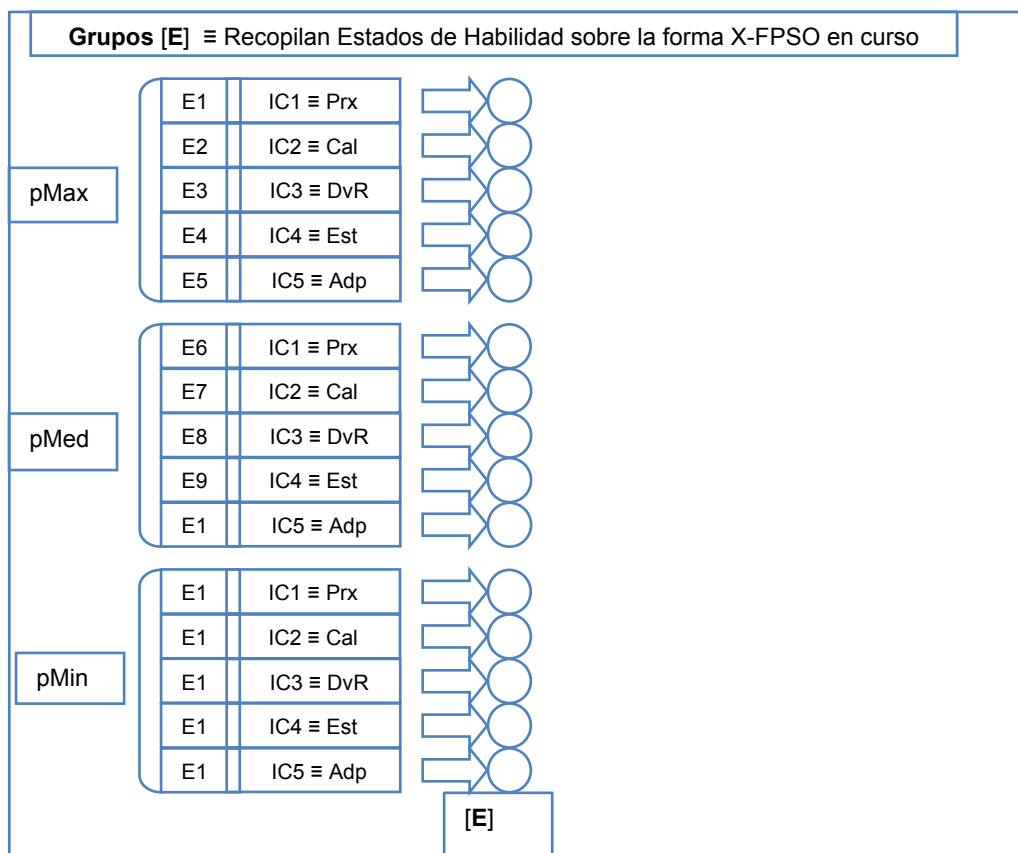


Figura 34

En esta Figura se representa la estructura del patrón de entrada así concebido, y su relación con la aptitud de la partícula y Principios de IC, según lo dicho. pMax, pMed y pMin, son los acrónimos para las partículas de aptitud Máxima, Media y Mínima, respectivamente, del enjambre, en la instancia de decisión evaluada.

IC_i , i en $[1..5]$ son los Principios de IC y E_i las entradas binarias $[0, 1]$.

Diseño de la Capa de Salida: se tienen 7 salidas, cuyos valores son también binarios (0 o 1). Estas 7 salidas, son divididas en dos grupos: el Grupo 1 se compone de las 5 primeras salidas, y el Grupo 2 de las 2 últimas. La representación puede apreciarse en la Figura 35.

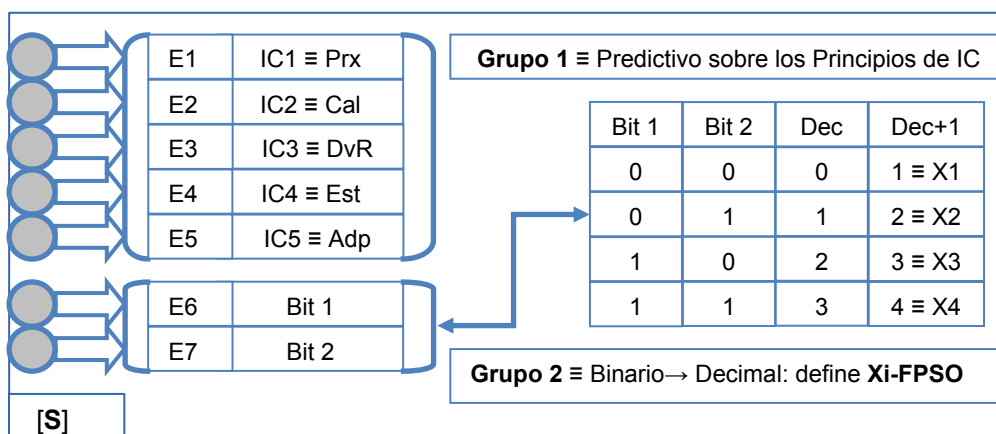


Figura 35

En el Grupo 2, se tienen dos bits, de modo que existen 4 representaciones decimales posibles, $Dec \equiv \{0, 1, 2, 3\} \rightarrow Dec+1 \equiv \{1, 2, 3, 4\} \equiv$ conjunto de números que constituyen el índice de cada una de las 4 X-FPSO formas, que componen el dominio de la función FS.

Como se propuso, en los desarrollos teóricos de la HY X-PSO CBR (primigenia), las MetaHeurísticas que componen tal dominio están dadas por el conjunto $\{X3, X4, X5, X6\}$, es decir:

X3-FPSO: **PSO con Decaimiento en Inercia MultiObjetivo (FPSO DI)**

X4-FPSO: **PSO con Factor de Constricción Limitación MultiObjetivo**

(FPSO)

X5-FPSO: **PSO Evolucionaria MultiObjetivo (FEPSO)**

X6-FPSO: **PSO Evolucionaria con Topología Global-Individual Estocástica MultiObjetivo (FEPSO GISTT)**

En el Grupo 1, cada salida se corresponde con uno de los Principios IC, idénticamente al diseño de la capa de entrada y en el mismo orden.

Un valor 1 en cierta salida de este grupo, *supone la predicción* de que la aplicación de la forma X-PSO seleccionada e indicada por el Grupo 1, mejore el Principio de IG correspondiente; un valor 0 *supone la predicción* de que sostenga la habilidad sobre el Principio de IG correspondiente, o la mejore.

La información del Grupo 1, es complementaria. Se capta a los efectos de reforzar la salida del Grupo 2, que selecciona la forma X-FPSO a emplear, con un componente heurístico, para el caso de que la RNAR no pueda resolver, adecuadamente, un patrón de entrada no observado en el entrenamiento.

Por otro lado, cabe destacar que este Algoritmo fue implementado mediante Computación o Procesamiento Secuencial, para los 3 PO de la CP ECRRED ya referidos y que se vinculan con la Planificación de Mediano/Corto Plazo de un SDEE (que no requieren de una solución en tiempo real o cuasi-real –pocos minutos-, como se dijo). Se vuelven a citar por comodidad de lectura: a) La Definición del Espacio de Estados en la Planificación Óptima de Mediano Plazo de un SDEE, b) La Confiabilidad Óptima en Redes de SDEE en Media Tensión, y c) El Balance de Cargas Monofásicas en Redes de SDEE BT.

En este mismo Algoritmo HiperHeurístico, empleado para la solución del PO abordado en el Capítulo 7 (como se verá, son empleados 3 Algoritmos HiperHeurísticos, los últimos dos bajo Computación Paralela, mejorando notablemente el Tiempo de Computación), se incluye en su dominio la MetaHeurística FAFS. Por ello se lo refiere como HY CBR (X-FPSO + FAFS).

Como se describió en el epígrafe anterior, el dominio estará compuesto por las MetaHeurísticas: {X7, X4, X5, X6}. Es decir:

- X7-FAFS: **AFS MultiObjetivo (FAFS)**
X4-FPSO: **PSO con Factor de Constricción Limitación MultiObjetivo FPSO**
X5-FPSO: **PSO Evolucionaria MultiObjetivo (FEPSO)**
X6-FPSO: **PSO Evolucionaria con Topología Global-Individual Estocástica MultiObjetivo (FEPSO GIST)**

Su implementación también es Secuencial, y se lo emplea a los fines de obtener un parámetro de comparación sobre los resultados obtenidos por los Algoritmos HiperHeurísticos implementados bajo Computación Paralela, los cuales se explican en el epígrafe siguiente.

2.6 Implementación bajo Computación Paralela: La HiperHeurística HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI

La paralelización del Algoritmo HY CBR (X-FPSO + FAFS), reemplazando su modelo secuencial, emplea la plataforma denominada Interfaz de Paso de Mensajes, MPI, (*Message Passing Interface*).

Son propuestas dos estrategias para la implementación del nuevo Modelo, sustentadas en la habilidad que las X-Formas del conjunto X-(FPSO + FAFS) exhiben para satisfacer, en cierta instancia de decisión, los cinco Principios IC.

La primera, determina el número óptimo de núcleos MPI, y asigna, a cada uno, una subpoblación de la población total, con la misma cantidad invariante de individuos. La Función de Selección, FS, opera identificando la X-Forma más apta.

La segunda, asigna un núcleo y la mejor X-Forma conforme cada Principio IC, modificando, mediante la FS, el tamaño de las subpoblaciones.

Los desarrollos se presentan a continuación.

2.6.1 Plataforma Interfaz de Paso de Mensajes (MPI)

En general, y particularmente en los problemas de optimización, se pretenden y requieren nuevas aplicaciones, con mayores costos computacionales, para cubrir nuevas necesidades.

Sin embargo, el rendimiento de las computadoras dentro del Paradigma Secuencial Clásico está comenzando a saturarse: existen límites físicos asociados al incremento en la frecuencia del reloj.

Es por eso que los equipos multiprocesadores y/o multinúcleo han surgido, para reducir estos límites físicos, incorporando más unidades de cómputo para que en conjunto brinden una mejor performance que el Procesamiento Secuencial.

Se torna, por tanto, primordial, aprovechar al máximo este esquema de *hardware* mediante un nuevo concepto de *software*: la Computación Paralela.

La Plataforma MPI (*Message Passing Interface*) o Interfaz de Paso de Mensajes, constituye un estándar que define la sintaxis y la semántica de las funciones contenidas en una biblioteca de paso de mensajes diseñada para ser usada en programas que exploten la existencia de múltiples procesadores (núcleos).

Su principal característica es que no requiere de memoria compartida, por lo que es muy importante en la programación de sistemas distribuidos.

Los elementos principales que intervienen en el *paso de mensajes* son el proceso que *envía*, el que *recibe* y el *mensaje*.

Dependiendo de si el proceso que envía el mensaje espera a que el mensaje sea recibido, se puede hablar de *paso de mensajes síncrono* o *asíncrono*.

En el *paso de mensajes asíncrono*, el proceso que envía, no espera a que el mensaje sea recibido, y continúa su ejecución, siendo posible que vuelva a generar un nuevo mensaje y enviarlo antes de que se haya recibido el anterior.

Por este motivo se suelen emplear *buzones*, en los que se almacenan los mensajes a espera de que un proceso los reciba.

Generalmente empleando este sistema, el proceso que envía mensajes sólo se bloquea o detiene, cuando finaliza su ejecución, o si el buzón está lleno.

En el *paso de mensajes síncrono*, el proceso que envía el mensaje espera a que un proceso lo reciba para continuar su ejecución. Por esto esta técnica se suele llamar encuentro, o *rendezvous*.

Si bien la MPI es un protocolo de comunicación entre computadoras, es también el estándar para la comunicación entre los nodos que ejecutan un programa en un sistema de memoria distribuida.

De manera que tales nodos pueden ser *procesadores* o *núcleos* que integran el *hardware* de cómputo en una misma computadora, bajo un sistema operativo capaz de explotar esta cualidad eficientemente (tal como Linux).

Las implementaciones en MPI consisten en un conjunto de bibliotecas de rutinas que pueden ser utilizadas en programas escritos en los lenguajes de programación C, C++, Fortran y Ada.

La ventaja de MPI sobre otras bibliotecas de paso de mensajes, es que los programas que utilizan esta biblioteca son portables (dado que MPI ha sido implementado para casi toda arquitectura de memoria distribuida), y muy rápidos, (porque cada implementación de la biblioteca ha sido optimizada para el *hardware* en la cual se ejecuta).

El sistema operativo que soporta la plataforma MPI para el implementar los Modelos HiperHeurísticos propuestos bajo Computación Paralela, resolviendo cualquiera de los PO de la CP ECRRED, es Linux, y el lenguaje de programación escogido, ha sido C++.

2.6.2 Los Dos Modelos HiperHeurísticos HY CBR X-(FPSO+FAFS) MPI

2.6.2.1 El Modelo HY CBR X-(FPSO+FAFS) MPI NCPN

Como se ha dicho, la FS del Modelo HY CBR X-(FPSO+FAFS) MPI, es implementada mediante una RNAR, cuya diseño ha sido descrito (número de entradas, número de capas ocultas, cantidad de neuronas por capa oculta, y número de salidas), así como la conformación de los patrones de entrada/salida para su entrenamiento.

Sin embargo, se introducirán algunas diferencias que surgen a raíz del Procesamiento Paralelo mediante la plataforma MPI. Son concebidas, a tal fin, dos estrategias.

La primera estrategia, que conduce al Modelo HiperHeurístico aquí abordado, determina, operando, tal y como lo permite la plataforma MIP, sobre la definición de un número variable de núcleos, reales o virtuales.

Este enfoque consiste en asignar a cada uno de los procesadores o núcleos, un proceso secuencial idéntico, pero que trate con un número de partículas resultante de dividir el número poblacional, nP , por el número de núcleos empleados, nN .

De este modo, cada procesador o núcleo ejecutará el mismo Modelo HiperHeurístico, con $n_p = nP/nN$ partículas.

Para obtener los mejores resultados, es entonces necesario especificar a la implementación MPI la cantidad de núcleos que tiene cada computadora. Esto se realiza mediante la especificación de un archivo llamado machinefile.

En este caso, el archivo resultante consta de una sola línea: localhost: nN . Esta línea se corresponde con el nombre del equipo, junto a la cantidad de núcleos del mismo.

Para los PO de la CP ECRRED, y particularmente sobre el PO específico abordado en el Capítulo 7, definiendo, como se dijo, un dominio compuesto por las MetaHeurísticas {X7, X4, X5, X6}, ensayando con un nN en [2...7], y para $nP = 300$, resultó $nN = 5$ ser el número de núcleos con mejor performance (nN_{Op} –óptimo–), debido a que, a mayor cantidad de núcleos, se tendrá mayor costo computacional de comunicación entre los procesos secuenciales ejecutados por cada núcleo individualmente.

Desde el dominio de la FS, compuesto por $nMH = 4$ MetaHeurísticas ({X7, X4, X5, X6}), no hay cambios siendo $nN_{Opt} > nMH$, puesto que cada núcleo en [1.. nN_{Opt}], tiene asignado el Algoritmo HiperHeurístico sin restricciones, operando con n_p/nN_{OpT} partículas por núcleo.

Esta situación se modificará en la segunda estrategia para la implementación de la Plataforma MPI.

La implementación del Modelo HiperHeurístico bajo este esquema, resulta bastante directa. Sólo serán destacados los detalles principales de las operaciones concernientes a MPI, la cual, vale decir, es una plataforma de libre acceso.

Estos detalles son:

a) La comunicación de la mejor aptitud nuclear, μ_n^{Max} , reteniendo además, la aptitud nuclear media, μ_n^{Med} , y la aptitud nuclear mínima, μ_n^{Min} , con el objeto de que pueda operar la RNAR sobre la que se implementa la FS del Modelo HiperHeurístico.

Estos tres valores serán referidos, en este contexto, como Vector de Aptitud Nuclear $[\mu_n^{\text{Max}}, \mu_n^{\text{Med}}, \mu_n^{\text{Min}}]$, y

b) Para comunicar el Vector de Aptitud Nuclear a la RNR, así como la mejor Aptitud Global, μ_{MaxG} , a cada núcleo se utilizó la función *MPI_Allreduce*, con operación *MPI_MAXLOC*. La ejecución de esta instrucción, en cada proceso, devuelve, entonces el Vector de Aptitud Nuclear para cada uno de los $N_{\text{Opt}} = 5$ núcleos, junto a su rango o número de proceso, en una estructura *MPI_FLOAT_INT*.

De este modo, al igual que en la RNAR del Modelo HiperHeurístico HY F-PSO CBR propuesto, en cada iteración se recopilan los Vectores de Aptitudes Nucleares, desde cada núcleo, para la MetaHeurística del dominio $\{X7, X4, X5, X6\}$ en curso de aplicación.

Como la RNAR, fue entrenada en base a un gran número de Patrones de Entrada capaces de indicar, en base al Mejor Vector de Aptitud Nuclear y su habilidad para satisfacer cada Principio IC, en el Patrón de Salida correspondiente, cuál es la MetaHeurística más apta de tal dominio a ser aplicada en la próxima instancia de decisión, la RNAR es idéntica a la del Modelo ya presentado (HY CBR (X-FPSO + FAFS)), con Patrones Entrada/Salidas compuestos por números binarios:

Se tienen 15 entradas en la Capa de Entrada (3 componentes del Mejor Vector de Aptitud Nuclear x 5 Principios IC), 1 Capa Oculta con 10 neuronas, y 7 salidas en la Capa de Salida.

Las 5 primeras salidas, establecen con un bit en 1 o en 0, si el Principio IC, en el orden definido aquí, se satisface o no; mientras que las 2 salidas restantes, componen un número binario de 0 a 3, cuatro estados, el cual indica qué

MetaHeurística es la más apta (sumando un 2 al equivalente decimal) para ser aplicada en la próxima instancia de decisión, desde el conjunto {X7, X4, X5, X6}.

Por ser, como se dijo, constante el número de partículas por núcleo, y tratarse de un Modelo HiperHeurístico CBR paralelizado mediante la Plataforma MPI, se lo designa como HY CBR X-(FPSO + FAFS) MPI NCPN.

2.6.2.2 El Modelo HY CBR X-(FPSO+FAFS) MPI NVPN

Esta segunda estrategia, conduce a un Modelo HiperHeurístico más complejo de implementar, pero, tomando los elementos del Modelo HiperHeurístico anterior, más sencillo de explicar.

Se enumeran los pasos/elementos correspondientes, a continuación:

1) En este caso, el número de núcleos es igual al número de Principios IC. En cada núcleo se evalúa, entonces un Principio IC. De modo que se tendrán $nNOpt = Nro. Principios IC = 5$.

2) Cada núcleo en [1..nNOpt] ejecuta la MetaHeurística más apta para satisfacer el Principio IC asignado, desde el dominio de la FS. Por tanto, aquí sí debe atenderse a la condición $nNOpt > nMH$, incorporando una nueva MetaHeurística al dominio {X7, X4, X5, X6}.

Luego de diversas pruebas, resultó conveniente bajo esta estrategia, seleccionar dos núcleos que ejecuten el algoritmo correspondiente a la MetaHeurística X6, FEPSO GISTT, habida cuenta de que manifiesta muy buenas aptitudes para los 5 Principios IC, con predominancia, como se dijo, sobre la Diversidad de Respuesta.

El nuevo dominio, queda, entonces, definido por la X-Formas: {X7, X4, X5, X6, X6}.

3) La FS se implementa con una RNAR de idéntico diseño al anterior, mismo número de entradas en la capa de Entrada, una Capa Oculta con 10 neuronas, y 7 salidas en la Capas de Salida.

Pero difiere en el tipo de Patrones de Entrada/Salida empleados, tanto para su entrenamiento como para su simulación, con fines predictivos.

La Capa de Entrada es idéntica a la diseñada para la estrategia anterior: se tienen 15 entradas (3 componentes del Mejor Vector de Aptitud Nuclear x 5 Principios IC) empleando números binarios, y con la misma significación.

En cambio, para esta segunda estrategia lo que se modifica es el número de partículas asignadas por núcleo, de manera que las salidas se codifican de un modo diferente: las primeras 5 son números enteros, que corresponden al tamaño de las subpoblaciones asignadas para cada Principio IC-núcleo en la siguiente iteración algorítmica.

Las 2 restantes, representan un efecto de que aquí se refiere como Saturación de X-Forma.

Se dice que un X-Forma se Satura, cuando de Vector de Aptitud Nuclear arriba a la condición: $\mu n^{\text{Max}} = \mu n^{\text{Med}} = \mu n^{\text{Min}} = \mu n^{\text{Sat}}$.

En tal condición la MetaHeurística asignada a un Principio IC-núcleo, no puede producir mejoras, y, llevando un registro de los núcleos cuyas X-Formas van saturándose, las salidas codifican con un 1 la MetaHeurística Saturada, y con un 0 la que no lo está.

- 4) Frente a una situación de Saturación de X-Forma, se asigna al núcleo que la estaba ejecutando, mediante una función auxiliar que toma el registro referido y los Vectores de Aptitud Nuclear, la X-Forma que propicia la mayor Estabilidad: la FAFS (excepto que se sature esta X-Forma, en el núcleo en la cual fue asignada, en cuyo caso, no hay cambios).

Y no hay reasignación de partículas para cada núcleo.

- 5) En todos los casos simulados, El Modelo HiperHeurístico concebido bajo esta estrategia, termina con la X-Forma FAFS Saturada en los 5 núcleos, ejecutando la misma X-Forma, hacia una convergencia estable y con soluciones de calidad, requiriendo un tiempo inferior que el Modelo HiperHeurístico basado en la primera estrategia.

Para esta estrategia de implementación MPI, se comienza (primer iteración algorítmica) asignando el mismo número de partículas por núcleo.

Luego, a medida que las iteraciones van sucediéndose, conforme los resultados que la FS de la HiperHeurística (apoyándose en función auxiliar que toma el registro referido y los Vectores de Aptitud Nuclear) vaya arrojando, es reasignado el número de partículas por núcleo favoreciendo los Principios IC mejor satisfechos.

Esto supone una función de asignación de partículas nucleares, fnS , para conformar cada subpoblación de forma tal que la suma de partículas considerando las 5 subpoblaciones, resulte siempre nP .

Una forma simple de reasignación de partículas por núcleo según evoluciona el Algoritmo HiperHeurístico, fnS , se obtiene desde las siguientes expresiones, considerando las expresiones matemáticas formuladas para cada Principio IC:

Sean, en cada iteración k , ($vIP^{[k]}$, $vIC^{[k]}$, $vIDR^{[k]}$, $vIE^{[k]}$, $vIA^{[k]}$) los valores correspondientes a cada Principio IC. Entonces:

1ro) En cada iteración, se obtienen, a la vez que se registran los valores máximos y a medida que evoluciona el Algoritmo HiperHeurístico, los valores de los Indicadores IC: ($vIP^{[M]}$, $vIC^{[M]}$, $vIDR^{[M]}$, $vIE^{[M]}$, $vIA^{[M]}$);

2do) Se calculan, para cada Principio IC-núcleo, los cocientes:

$$\left(vIPN^{[k]} = \frac{vIP^{[k]}}{vIP^{[M]}}, vICN^{[k]} = \frac{vIC^{[k]}}{vIC^{[M]}}, vIDRN^{[k]} = \frac{vIDR^{[k]}}{vIDR^{[M]}}, vIEN^{[k]} = \frac{vIE^{[k]}}{vIE^{[M]}}, vIAN^{[k]} = \frac{vIA^{[k]}}{vIA^{[M]}} \right);$$

3ero) Si el núcleo no está saturado, se procede del siguiente modo:

llamando de modo genérico $vIGN^{[k]}$ a cada cociente obtenido en la

iteración k , si $vIGN^{[k]} < 1$, entonces al núcleo G se le asigna un cierto % entero menor de partículas para conformar su nueva subpoblación en la iteración $k+1$ (por caso, para las 300 partículas que componen la Población (nP), se le quitan 6 partículas).

Luego la suma de las mismas dividida por el número de núcleos en los que no se presentó tal desigualdad, es asignada a los mismos, sumándolas a las subpoblaciones asignadas en la instancia k , y así conformar también las su nueva subpoblación en la iteración $k+1$.

Si la división anterior no resultase entera, se le resta el menor número de partículas hasta hacerla entera, y el excedente es asignado como plus a aquel núcleo para el cual $vIGN^{[k]} - vIGN^{[M]}$ resulta mayor.

Si un núcleo se encuentra saturado, no interviene en este proceso (lo cual implica que no interviene su $vIGN^{[k]}$).

Por ser variable el número de partículas asignadas por núcleo, hasta la Saturación de todo el conjunto de X-Formas, es que este Modelo HiperHeurístico se designa HY CBR X-(FPSO + FAFS) MPI NVPN.

2.6.3 Validación de las RNAR para los Modelos HiperHeurísticos Propuestos

Para validar la capacidad de interpolación de las RNAR presentadas como Función de Selección de los Modelos HiperHeurísticos propuestos, fue utilizado un Método de Validación Cruzada (*Cross Validation*), específicamente el *Multifold Cross Validation*, o Método K-fold, apto y muy utilizado en la validación de Redes Neuronales.

Consiste en evaluar los resultados de diferentes entrenamientos y garantizar que son independientes de la partición entre patrones de entrenamiento y validación.

Para evaluar esta aptitud, se calcula la media aritmética obtenida de los errores obtenidos en cada partición de validación.

Desde los EG/Ds establecidos, se seleccionaron $K = 7$ particiones, cada una con 40 Patrones de Entrada. Ambas RNAR (si bien diseño y estructura son los mismos, recuérdese que para la HY CBR X-(FPSO + FAFS) MPI NVPN, 5 de las salidas son números enteros, no binarios como las correspondientes a las FS de las HY CBR X-(FPSO + FAFS) y HY CBR X-(FPSO + FAFS) MPI NCPN) fueron entrenadas K veces, sin incluir los patrones correspondientes a la K -ésima partición, presentando los mismos valores en los Patrones de Salida binarios, como patrones de validación, y casi los mismos valores en lo Patrones de Salida Enteros.

Se calculó el error obtenido en los patrones de salida, sosteniéndose muy por debajo del error prefijado ($<3\%$, el cual, por redondeo, conduce al mismo valor entero como salida).

CAPÍTULO VII

MODELO HIPERHEURÍSTICO Y SIMULACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POTENCIA DESDE MICRO-GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

ESTUDIO DE CASO

CAPÍTULO 7: MODELO HIPERHEURÍSTICO Y SIMULACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POTENCIA DESDE MICRO GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

ESTUDIO DE CASO

0. RESUMEN

El presente Capítulo aborda los desarrollos requeridos para resolver el problema de Optimizar la Inyección de Potencia proveniente de Micro-Generadores Distribuidos en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) de Baja Tensión (BT), focalizándose en los Paneles Solares Fotovoltaicos (MG FV).

Tomando como referencia los conceptos y desarrollos generales presentados en el Capítulo 6, se detallan y desarrollan los mismos para la aplicación de las tres HiperHeurísticas Basadas en Razonamiento, con dominio en MetaHeurísticas variantes de PSO, Formas (X-FPSO) y Cardumen de Peces Artificiales (FAFS) MultiObjetivo.

Estas HiperHeurísticas fueron referidas como HY CBR (X-FPSO + FAFS) y HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI, sobre la cual se presentaron dos variantes. La segunda resulta la que arroja los mejores resultados, en general para todos los PO de la CP ECRRED, en comparación con la primera variante y la HY CBR (X-FPSO + FAFS), resolviendo las dos limitaciones observadas en esta última –particularmente, en su forma primigenia HY CBR X-FPSO que no es aquí considerada-.

Respecto de las dos limitaciones referidas, las mismas fueron observadas al aplicar el Algoritmo HiperHeurístico HY CBR X-FPSO (forma primigeniamente concebida), sobre el PO abordado en el presente Capítulo.

Considerando sólo los PO de la CP ECRRED vinculados a la Planificación de Mediano/Corto Plazo de un SDEE y mencionados en el Capítulo 6, los resultados fueron muy satisfactorios.

Pero al tratar con el PO abordado aquí, cuya solución es requerida en tiempo

cuasi-real (muy pocos minutos), se presentaron en ocasiones, dos limitaciones al modificar la Red del SDEE BT analizada o la magnitud de la Potencia de ciertos Micro-Generadores:

- a) Tiempos de Computación demasiado elevados, y
- b) una Convergencia Inconsistente respecto a las Soluciones de Mejor Aptitud, obtenidas en diferentes simulaciones sobre la Red del SDEE BT en estudio.

La solución a estos dos inconvenientes, responde a dos modificaciones sobre el Algoritmo HiperHeurístico HY CBR X-FPSO:

- 1) La introducción de la X-Forma MultiObjetivo FAFS en el dominio de la Función de Selección (FS), operando de manera complementaria a la FEPSO GStT, fundamentalmente.
- 2) La paralelización del Algoritmo HiperHeurístico HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI, según las dos estrategias descritas en la Capítulo 3, empleando la plataforma MPI.

Finalmente, se presenta una Simulación sobre un SDEE con MG FV BT real, mediante los tres Algoritmos HiperHeurísticos, a efectos de comparar los resultados obtenidos.

1. INTRODUCCIÓN

Siguiendo los desarrollos generales presentados en el Capítulo 6, en el presente Capítulo 9, se abordan los detalles específicos correspondientes a la solución del problema de Optimización (PO) de la Inyección de Potencia proveniente de Micro-Generadores Distribuidos (MG) en un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) de Baja Tensión (BT), focalizándose en la instalación de Paneles Solares Fotovoltaicos.

Se procura buscar el Vector Óptimo de Inyecciones de Potencia (VOInyP) proveniente de tales MG, sujeto a diversas Restricciones y cumpliendo otros Objetivos Complementarios.

El número de componentes de este vector será, entonces, el número de MG inyectando cierta potencia a la red del SEDE BT.

Este problema será indicado de aquí en adelante mediante sus acrónimos (VOInyP MG FV SEDE BT).

Como se ha dicho en el Capítulo 6, este PO, por pertenecer a los campos de conocimiento de la Economía Computacional, la Teoría Económica de Regulación, y al de Los Sistemas Eléctricos de Distribución, se incluye en la Clase de Problemas indicada mediante el acrónimo CP ECRRED.

Esta es la CP, donde operan los tres Modelos HiperHeurísticos descriptos: el HY CBR (X-FPSO + FAFS), que se aplicará sobre el PO bajo análisis para tener una base de resultados, y el HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI, en sus dos variantes (NCPN y NVPN) el cual mejora, comparativamente, los mismos, resolviendo los inconvenientes observados en el primero, tal como se verá en las simulaciones realizadas.

El presente Capítulo está organizado como sigue:

En la Sección 2, se plantea el Modelo General para resolver el Problema VOInyP MG FV SEDE BT.

Luego, se describen los Conjuntos Difusos/Borrosos solidarios a cada Objetivo-R restricción, O/R, según el Principio de Optimalidad en la Toma de Decisiones en Contextos Borrosos de Bellman y Zadeh.

A partir de cada Función de Pertenencia/Membresía de cada uno de estos Conjuntos, $\mu_{\mathbf{O}+\mathbf{R}}$, siendo O+R un Objetivo-R restricción genérico en el conjunto $\{\mathbf{O} + \mathbf{R}\}$, es obtenida la Función de Aptitud, $\mu_{\mathbf{D}}$, en el Conjunto Borroso de Decisión, **CBorrDc**. Para ello es definido el operador más apropiado a aplicar sobre las $\mu_{\mathbf{O}+\mathbf{R}}$.

De este modo, al operar cada una de las Formas (X-PSO + AFS) sobre **CBorrDc**, quedan establecidas sus extensiones MultiObjetivo, (X-FPSO + FAFS), confiriéndoles, adicionalmente, la capacidad de tratar con incertidumbres de valor en las variables involucradas (de carácter no estocástico), como las que se presentan en los PO MultiObjetivo pertenecientes a la CP ECRRED.

En la Sección 3, se proporcionan algunos detalles del método de entrenamiento de las RNAR \equiv FS para los dos Algoritmos HiperHeurísticos en cuestión, ya que es diferente respecto al utilizado en aplicaciones anteriores.

En cuanto a los Algoritmos HiperHeurísticos implementados bajo Procesamiento Paralelo, las dos estrategias, NCPN y NVPN, son referidas como MPI V1 y MPI V2.

En la Sección 5, se presentan las simulaciones realizadas para resolver el PO VOInyP MG FV SEDE BT.

Para ello se considera, como SEDE BT y sin pérdida de generalidad, la red correspondiente a una salida de un Transformador MT/BT real, que ya fue adoptada como Estudio de Caso para resolver uno de los PO pertenecientes a la CP ECRRED: el Balance de Cargas Monofásicas en Redes de SDEE BT.

La diferencia respecto del PO abordado en el presente Capítulo, estriba en que en este, un cierto número de cargas de la red pasan a ser MG FV, modificando por completo el PO a resolver.

Se presentan, entonces, tres Simulaciones sobre esta nueva configuración de Cargas + MG para la red propuesta:

- a) Solución del VOInyP mediante la HY CBR F-PSO;
- b) Solución del VOInyP mediante la HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V1; y
- c) Solución del VOInyP mediante la HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V2.

Luego se comparan y discuten los resultados obtenidos en cada una.

Finalmente, en la Sección 5, se presentan las conclusiones más relevantes del Capítulo.

2. MODELO GENERAL PARA RESOLVER EL PROBLEMA VOINYP MG FV SDEE BT

2.1 Formulación Clásica

El Modelo de Optimización General planteado en términos Clásicos puede

ser formulado como sigue:

FO →

$$\begin{aligned} \text{Max} = VP_{\text{Iny}} = & \begin{bmatrix} \text{PFV}_{\text{Iny}1} \\ \text{PFV}_{\text{Iny}2} \\ \dots \\ \text{PFV}_{\text{InyMGD}} \end{bmatrix} \\ \text{Min} |I_h| & \\ \text{Min} [\text{Perd}_{\text{PT}}] & \end{aligned} \quad (1)$$

Sujeto a:

- 1) $\forall i \in [1 \dots \text{MGD}], \text{PFV}_{\text{Iny}i} \leq \text{PFV}_{\text{InyMax}}^i$
- 2) $\forall n \in [1 \dots nN_{[R,S,T]}], U_{\text{LimMin}} \leq |U_{n[R,S,T]}| \leq U_{\text{LimMax}}$
- 3) $U_{\text{CTLimMin}} \leq |U_{S[R,S,T]}| \leq U_{\text{CTLimMax}}$
- 4) $\forall r \in [1 \dots nR_{[R,S,T]}], |I_{r[R,S,T]}| \leq I_{\text{LimMax}}$

Siendo:

MGD, el Número de MG FV distribuidos en el SEDE BT considerado;

$\text{PFV}_{\text{Iny}i}$, con i en $[1 \dots \text{MGD}]$, la Potencia de Inyección FV del MG i -ésimo;

$|I_h|$, el módulo de la Componente Homopolar en el SEDE BT considerado, originada por el desbalance de cargas en cada fase del sistema (las cargas son monofásicas, al igual que las inyecciones, puesto que este es el caso peor);

Perd_{PT} , son las Pérdidas Totales de Potencia Activa;

$\forall n \in [1 \dots nN_{[R,S,T]}], U_{\text{LimMin}} \leq |U_{n[R,S,T]}| \leq U_{\text{LimMax}}$ es una Restricción Técnica-Regulatoria, que implica que el módulo de la tensión en cada Fase $[R,S,T]$, de cada nodo n del SEDE BT, $|U_{n[R,S,T]}|$, se mantenga superior/igual a U_{LimMin} e inferior/igual U_{LimMax} ;

$U_{CTLimMin} \leq |U_{S_{[R,S,T]}}| \leq U_{CTLimMax}$ es una Restricción Técnica que refiere lo mismo, pero a la Salida (secundario) del Transformador de Distribución MT/BT que se considera, tal como se plantea en las Simulaciones; y

$\forall r \in [1 \dots nR_{[R,S,T]}], |I_{r_{[R,S,T]}}| \leq I_{LimMax}$ es una Restricción Técnica que establece que la corriente en cada rama r , y en cada Fase $[R,S,T]$ no supere el Límite Térmico Máximo I_{LimMax} , según el conductor empleado.

El Vector VP_{Iny} , tiene como componentes las *variables de control* del PO: las PFV_{Inyi} con i en $[1 \dots MGD]$. El resto de las variables ($|I_h|$, $Perd_{PT}$, $|U_{n_{[R,S,T]}}|$, $|U_{S_{[R,S,T]}}|$, $|I_{r_{[R,S,T]}}|$) son *variables de estado*.

Esto implica que, independientemente del Método de Optimización, el Espacio de Búsqueda tendrá MGD dimensiones, sobre valores continuos, acotados en el intervalo $[0, PFV_{InyMax}^i]$, según la Restricción 1).

El límite PFV_{InyMax}^i , como se verá al abordar las Simulaciones, depende, en general, de cada usuario MG FV^i . Esto es así, porque es establecido según la Potencia Máxima del Panel Fotovoltaico del MG FV^i .

Si esta superara la Potencia Contratada por el mismo a la empresa que explota el Servicio de Distribución, cuando *no inyecta excedentes de energía* a la red, (comportándose como un usuario *consumidor*), el límite PFV_{InyMax}^i vendrá dado, regulatoriamente, por su Potencia Contratada.

Por tal razón, en los Marcos Regulatorios aplicados a un SEDE BT con MG FV (u otra Fuente de Energía Primaria Renovable, en general), se habla de usuario *prosumidor*. Puede ser *productor* (MG) o *consumidor* de energía eléctrica.

Una situación donde el *prosumidor*, es forzosamente *consumidor*, ocurre en horarios nocturnos, por caso, considerando que los sistemas MG FV conectados a redes (es decir, que no operan en forma aislada), no están dotados de medios para acumular energía (banco de baterías, por ejemplo).

De modo que, conforme se explicará en la propuesta de solución para este PO, localizado un cierto VP_{Iny} en el Espacio de Búsqueda, en cada instancia, se corre una Herramienta *software* para el Análisis de Funcionamiento en Régimen Permanente, denominada Flujo de Potencia Trifásico, la cual, según los datos proporcionados sobre el SEDE MG FV BT, calcula: $(|I_h|, Perd_{PT}, |U_{n[R,S,T]}|, |US_{[R,S,T]}|, |I_{r[R,S,T]}|)$, tomando en consideración todos los límites establecidos, e intenta maximizar cada componente de VP_{Iny} a la vez que intenta minimizar $|I_h|$ y $Perd_{PT}$, cumpliendo las restricciones sobre $|U_{n[R,S,T]}|, |US_{[R,S,T]}|$ y $|I_{r[R,S,T]}|$, iterando hasta lograr la mejor solución.

Desde aquí puede observarse la complejidad inherente a este PO, la cual hace colapsar a los Métodos Clásicos de Optimización No Lineal en la búsqueda de una Solución Óptima.

2.2 Construcción de los Conjuntos Difusos {O+R}

2.2.1 Forma Genérica de los Conjuntos Borrosos solidarios a cada Objetivo-R restricción

En la Figura 1 se presenta el constructo general para los Conjuntos Borrosos $CBorr_{O+R}$ solidarios a cada Objetivo-R restricción.

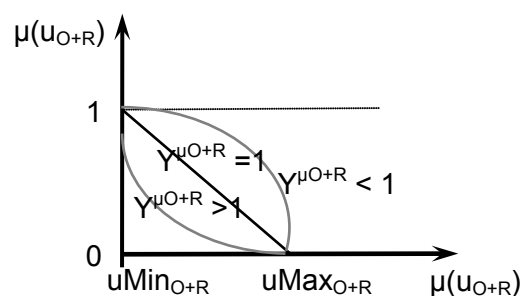


Figura 1: Estructura general de los $CBorr_{(O+R)}$

En esta Figura, se aprecia que la Función de Membresía para cada conjunto $CBorr_{(O+R)}$ es, en principio, *lineal* (recta más oscura).

La variable genérica u_{O+R} es aquella asignada a cada uno de los Objetivos + Restricciones del Conjunto $\{O+R\}$. Se observa que tal variable, presenta una aptitud $\mu(u_{O+R})$, que es *máxima* en $u_{\text{Min}_{O+R}}$ y *mínima* en $u_{\text{Max}_{O+R}}$.

De forma tal que la construcción de cada conjunto $CBorr_{(O+R)}$, supone un cuidadoso análisis.

Esto implica que, conforme sea la variable u_{O+R} solidaria al Objetivo-R restricción (O+R)-ésimo, la definición del conjunto $CBorr_{(O+R)}$, será diferente.

Por ello, cada construcción es tratada de manera individual en los epígrafes siguientes, según el Modelo General (1).

Adicionalmente, en la Figura 1, también se observan dos *funciones no lineales*.

Las mismas provienen de considerar la importancia o peso que cada $CBorr_{(O+R)}$ tiene en la composición del Conjunto Borroso de Decisión, **CBorrD**.

Al referirse a la importancia de cada $CBorr_{(O+R)}$, se intenta captar la prioridad que se le confiere al cumplimiento de cada O+R en el Modelo (1), en la toma de decisiones MultioObjetivo.

Tal importancia queda formalmente establecida mediante la afectación de cada Función de Membresía, $\mu(u_{O+R})$, según su *peso exponencial*. El mismo puede ser obtenido, al menos, mediante dos métodos:

1ro) Método auto-valor/auto-vector a partir de la Matriz de Importancia entre pares de O+R.

2do) Aplicación de Programas Lineales Acoplados sobre los valores consignados como entradas en la Matriz de Importancia entre pares de O+R.

El 2do) Proporciona resultados más precisos que los generados por el 1ro), particularmente cuando el número de O+R es elevado (por caso, ≥ 9).

Además puede ser empleado cuando las importancias (números en cierto intervalo predefinido por el tomador de decisiones) entre pares de O+R, presentan

incertidumbres de valor, también captadas mediante su representación como Números Borrosos. Pero es mucho más complejo de implementar que el 1er) Método.

Por tanto, para el PO a resolver, y sin por ello pérdida de generalidad, se optó por aplicar el primero.

Los detalles se proporcionan de forma completa en el Apéndice del presente Capítulo. Aquí sólo se mencionan sus resultados al aplicarlo en la Sección 4.

Volviendo sobre la interpretación de la Figura 1:

- Si $Y^{\mu_{O+R}} = 1$, $\mu(u_{O+R})$ es *lineal* y la importancia del Objetivo-R restricción no se afecta.
- Si $Y^{\mu_{O+R}} < 1$, $\mu(u_{O+R})$ es *no lineal*, y la importancia del O+R es *menor* que la de cualquier otro con una $\mu(u_{O+R})$ *lineal*.
- Si $Y^{\mu_{O+R}} > 1$, $\mu(u_{O+R})$ resulta *no lineal*, y la importancia del O+R es *mayor* que la de cualquier otro que tenga asociada una $\mu(u_{O+R})$ *lineal*.

2.2.2 Conjunto Borroso solidario al Vector VP_{Iny}

Para esta formulación es definida la variable uVP_{Iny} del siguiente modo:

$$uVP_{Iny} = \left[1 - \frac{\left(\sum_{i=1}^{MGD} PFV_{Iny}^i \right)}{\left(\sum_{i=1}^{MGD} PFV_{InyMax}^i \right)} \right] \quad (2)$$

De manera que si todos los MG FV^i inyectasen su Potencia Máxima, uVP_{Iny} es igual a el valor $uVP_{InyMin} = 0$, y debería resultar $\mu(uVP_{InyMin}) = 1$.

En cambio, para el límite superior, sí todos los MG FV^i inyectasen su Potencia Mínima (igual a 0), $uVP_{InyMin} = 1$ y debería obtenerse $\mu(uVP_{InyMin}) = 0$.

Entonces el conjunto $CBorr_{uVP_{Iny}}$ lineal queda establecido a partir de la

Función de Pertenencia/Membresía dada por:

$$\mu(uVP_{Iny}) = uVP_{Iny} \quad (3)$$

Y al introducir su peso exponencial, $Y^{VP_{Iny}}$ se obtiene el **CBorr uVP_{Iny}** , a partir de su Función de Membresía:

$$\mu(uVP_{Iny}) = (uVP_{Iny})^{Y^{VP_{Iny}}} \quad (4)$$

2.2.3 Conjunto Borroso solidario a $|I_h|$

Todos los SDEE BT operan con cierto grado de desbalance en sus cargas, de modo que el Sistema Trifásico de Intensidades será simétrico (fasores desplazados 120°) pero desbalanceado.

En tal condición, conforme el Teorema de Componentes Simétricas de Fortescue, se tendrá una cierta $|I_h|$ circulando por el neutro.

Para construir el **CBorr $|I_h|$** , se considerará un *límite mínimo* de $|I_h|$, $u|I_h|_{Min}$, dado por el valor de la misma en la mejor condición de balance de cargas que pueda presentar el SEDE BT, determinada, por caso, resolviendo un PO MonoObjetivo que minimiza $|I_h|$.

El *límite máximo* vendrá impuesto externamente como:

$$u|I_h|_{Max} = [1 + (\%|I_h|_{Min}/100)] \cdot |I_h|_{Min} \quad (5)$$

De modo que, determinado su peso exponencial $Y^{|I_h|}$, y siendo $u|I_h| = |I_h|$, la Función de Membresía vendrá dada por la expresión condicional:

$$\text{Si } |I_h| < |I_h|_{Min} \rightarrow \mu(u|I_h|) = 1 \quad (6)$$

$$\text{Si } |I_h|_{Min} \leq |I_h| \leq |I_h|_{Max} \rightarrow \mu(u|I_h|) = \left[\frac{u|I_h|_{Max} - u|I_h|}{u|I_h|_{Max} - u|I_h|_{Min}} \right]^{Y^{|I_h|}} \quad (7)$$

$$\text{Si } |I_h| > |I_h|_{Max} \rightarrow \mu(u|I_h|) = 0 \quad (8)$$

3.2.4 Conjunto Borroso solidario a las $Perd_{PT}$

Para la construcción del CBorr Perd_{PT} se sigue la misma lógica propuesta en la construcción de $\mathbf{CBorr}|I_h|$.

De forma que se determina un *límite mínimo* y un *límite máximo* (del mismo modo que se determinaron para $|I_h|$): $\text{Perd}_{PTMin} \equiv u\text{Perd}_{PTMin}$ y

$$u\text{Perd}_{PTMax} \equiv \text{Perd}_{PTMin} = [1 + (\% \text{Perd}_{PTMin})/100] \cdot \text{Perd}_{PTMin} \quad (9)$$

De esta manera, calculado su peso exponencial $Y^{\text{Perd}_{PT}}$, y siendo $u\text{Perd}_{PT} = \text{Perd}_{PT}$, la Función de Membresía vendrá dada por la expresión condicional:

$$\text{Si } \text{Perd}_{PT} < \text{Perd}_{PTMin} \rightarrow \mu(u\text{Perd}_{PT}) = 1 \quad (10)$$

$$\text{Si } \text{Perd}_{PTMin} \leq \text{Perd}_{PT} \leq \text{Perd}_{PTMax} \rightarrow \mu(u\text{Perd}_{PT}) = \left[\frac{\text{Perd}_{PTMax} - \text{Perd}_{PT}}{\text{Perd}_{PTMax} - \text{Perd}_{PTMin}} \right]^{Y^{\text{Perd}_{PT}}} \quad (11)$$

$$\text{Si } \text{Perd}_{PT} > \text{Perd}_{PTMax} \rightarrow \mu(u\text{Perd}_{PT}) = 0 \quad (12)$$

2.2.5 Conjunto Borroso solidario a las $U_{n[R,S,T]}$

En este caso, la construcción del $\mathbf{CBorr}|U_{n[R,S,T]}|$ requiere, previamente, de la construcción de un Índice que resultara en la variable $u|U_{n[R,S,T]}|$.

Esto es así porque la restricción 2) del Modelo 1) impone que en todo nodo n del SDEE BT considerado, con nN nodos, se satisfagan los límites impuestos regulatoriamente.

De modo que se utilizará una propuesta similar a la presentada para resolver el PO del Balance de Cargas Monofásicas en una red SDEE BT sin MG FV.

Se trabaja, como es habitual en los sistemas de Potencia, en valores por unidad, [pu].

El valor 1 [pu] corresponde al módulo tensión nominal en cada fase [R, S, T].

Entonces se definen tantos Conjuntos Borrosos como nodos tenga el SDEE

BT bajo estudio, donde $\mu|U_{n[R,S,T]}| = |U_{n[R,S,T]}|$, con la Función de Membresía expresada condicionalmente por:

$$\text{Si } |U_{n[R,S,T]}| < U_{\text{LimMin}} \rightarrow \mu(u|U_{n[R,S,T]}|) = 0 \quad (13)$$

$$\text{Si } U_{\text{LimMin}} \leq |U_{n[R,S,T]}| \leq U_{\text{LimMax}} \rightarrow \mu(u|U_{n[R,S,T]}|) = \left[\frac{U_{\text{LimMax}} - |U_{n[R,S,T]}|}{U_{\text{LimMax}} - U_{\text{LimMin}}} \right]^{Y|U_{n[R,S,T]}|} \quad (14)$$

$$\text{Si } |U_{n[R,S,T]}| > U_{\text{LimMax}} \rightarrow \mu(u|U_{n[R,S,T]}|) = 0 \quad (15)$$

Y para el conjunto de nodos del SDEE BT, con n en [1...nN], se tendrá la Función de Membresía dada por:

$$\mu(u|U_{nN[R,S,T]}|) = \sqrt[nN]{\prod_{n=1}^{nN} \mu(u|U_{n[R,S,T]}|)} \quad (16)$$

El segundo miembro de (16) es un Índice *estricto*, pues basta con que el módulo de la tensión en un nodo n-ésimo esté fuera de los límites impuestos regulatoriamente para que $\mu(u|U_{nN[R,S,T]}|)$ sea 0, ya que el radicando es el producto de las Funciones de Membresía para cada nodo n-ésimo.

2.2.6 Conjunto Borroso solidario a las $|US_{[R,S,T]}|$

El caso del CBorr $|US_{[R,S,T]}|$ es completamente análogo al de un nodo n del SEDE BT.

De manera que su Función de Membresía tendrá la misma característica que (13)-(16), considerando $u(|US_{[R,S,T]}|) = |US_{[R,S,T]}|$ y los límites en la Salida del Transformador de Distribución MT/BT, U_{CTLimMin} y U_{CTLimMax} que son fijados por el regulador de tensión:

$$\text{Si } |US_{[R,S,T]}| < U_{\text{CTLimMin}} \rightarrow \mu(u|US_{[R,S,T]}|) = 0 \quad (17)$$

$$\text{Si } U_{CTLimMin} \leq |U_{S[R,S,T]}| \leq U_{CTLimMax} \rightarrow \mu(u|U_{S[R,S,T]}) = \left[\frac{|U_{S[R,S,T]}| - U_{CTLimMin}}{U_{CTLimMax} - U_{CTLimMin}} \right]^{Y|U_{S[R,S,T]}} \quad (18)$$

$$\text{Si } |U_{S[R,S,T]}| > U_{CTLimMax} \rightarrow \mu(u|U_{S[R,S,T]}) = 0 \quad (19)$$

2.2.7 Conjunto Borroso solidario a las $|I_{r[R,S,T]}|$

En este caso, el **CBorr** $|I_{r[R,S,T]}|$ requerirá de la construcción de un Índice cuya formulación tiene la misma estructura que (13-16).

Esto es así, porque se requiere que para cada rama r en $[1 \dots Nr_{[R, S, T]}]$ del SEDE BT, la $|I_{r[R,S,T]}| \leq I_{LimMax}$ dado por el conductor empleado.

Como no se establece un *límite mínimo*, el mismo puede definirse de varias formas. La propuesta aquí, es que tal límite esté dado por la expresión:

$$I_{LimMin} = [1 - (\% I_{LimMax} / 100)] \cdot I_{LimMax} \quad (20)$$

Entonces, adoptando $u|I_{r[R,S,T]}| = |I_{r[R,S,T]}|$, las Funciones de Membresía del r-ésimo Conjunto Borroso con r en $[1 \dots nR]$, serán:

$$\text{Si } |I_{r[R,S,T]}| < I_{LimMin} \rightarrow \mu(u|I_{r[R,S,T]}) = 1 \quad (21)$$

$$\text{Si } I_{LimMin} \leq |I_{r[R,S,T]}| \leq I_{LimMax} \rightarrow \mu(u|I_{r[R,S,T]}) = \left[\frac{|I_{r[R,S,T]}| - I_{LimMin}}{I_{LimMax} - I_{LimMin}} \right]^{Y|I_{nR[R,S,T]}} \quad (22)$$

$$\text{Si } |I_{r[R,S,T]}| > I_{LimMax} \rightarrow \mu(u|I_{r[R,S,T]}) = 0 \quad (23)$$

$$\mu(u|I_{nR[R,S,T]}) = \sqrt[nR]{\prod_{r=1}^{nR} \mu(u|I_{r[R,S,T]})} \quad (24)$$

2.3 Operador entre las $\mu\text{O}+\text{R}$ para Definir μD

El operador o *t-norma*, mencionado en el Capítulo 3, entre las Funciones de Membresía de los 6 **CBorr** definidos en el epígrafe **2.2**, es una variante aquí propuesta, referida como Producto de Einstein Exponencial, PE^{YPE} .

Se formula como sigue:

Llamando, por simplicidad, μ_1 , μ_2 , μ_3 , μ_4 , μ_5 , y μ_6 a cada Función de Membresía con peso exponencial en el orden que se presentaron, el PE Clásico (cuya expresión fue presentada en el Capítulo 6) es:

$$(\mu_1, \mu_2)_{\text{PE}} = [(\mu_1 \cdot \mu_2)/(2-(\mu_1 + \mu_2 - \mu_1 \cdot \mu_2))] \quad (25)$$

La propuesta de una nueva t-norma, referida en este apartado como Producto de Einstein Exponencial, PE^{YPE} , tiene como expresión:

$$(\mu_1, \mu_2)_{\text{PE}}^{\text{YPE}} = [(\mu_1 \cdot \mu_2)/(2-(\mu_1 + \mu_2 - \mu_1 \cdot \mu_2))]^{\text{YPE}} \quad (26)$$

Si se aplicase el PE Clásico (25), el resultado obtenido opera como una nueva μ que se vuelve a someter a (25) con μ_3 , y así continuando hasta someter a (25) la última μ con μ_6 .

De este modo, el valor de μD va tendiendo asintóticamente a 0.

Por ejemplo, como se observará en los resultados presentados en la Sección 5, el valor de resultaría en 0.45, y no necesariamente está implicando un bajo valor de aptitud. Se obtiene un valor pequeño, debido a la propia estructura del PE Clásico.

Para salvar esta dificultad, se introduce un peso exponencial constante menor que 1, cuyo valor adecuado es función del número de CBorr, $n\text{CBorr}$:

$$\text{YPE} = 1/n\text{CBorr}. \text{ Para este caso } \text{YPE} = 1/6 = 0.17.$$

Por ello $(0.45)^{0.17}$ arroja el valor final de $\mu\text{D} = 0.87$, que se observa en la Tabla 3 de la Sección 5.

3. IMPLEMENTACIÓN DE LAS VARIANTES MPI

Las implementaciones en ambas Variantes del Algoritmo HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI, han sido bien descritas en el Capítulo 6.

Particularmente, la 2da Variante, en la cual se considera un número constante de núcleos e igual al número de Principios IC, con una implementación *software* utilizando el Sistema Operativo Linux, utilizando C++ en su programación (al igual que en la estrategia MPI V2, con cambios en los 5 primeros números – enteros en lugar de binarios-, en los Patrones de Salida de la RNAR.

La modificación que se explica en este apartado, estriba en el entrenamiento de la RNAR \equiv FS, difiere respecto de la empleada en las referencias en las RNAR correspondientes a los Algoritmos HY CBR (X-FPSO + FAFS) y la estrategia MPI V1.

El entrenamiento de la RNAR MPI V2, utiliza un Algoritmo Híbrido: emplea el Gradiente Generalizado, para las primeras iteraciones o iteraciones tempranas, y luego la X-Forma PSO GStT, ya que se trata de una Optimización MonoObjetivo (Minimizar el Error Cuadrático Medio Global, para todos los Patrones de Salida obtenidos, respecto de los esperados).

5 SIMULACIÓN. ESTUDIO DE CASO SOBRE UN SDEE BT

Para realizar las simulaciones a efectos de resolver el PO VOInyP MG FV SDEE BT mediante los tres Algoritmos HiperHeurísticos, se considera la red BT cuyo Esquema Trifilar se presenta en la Figura 2.

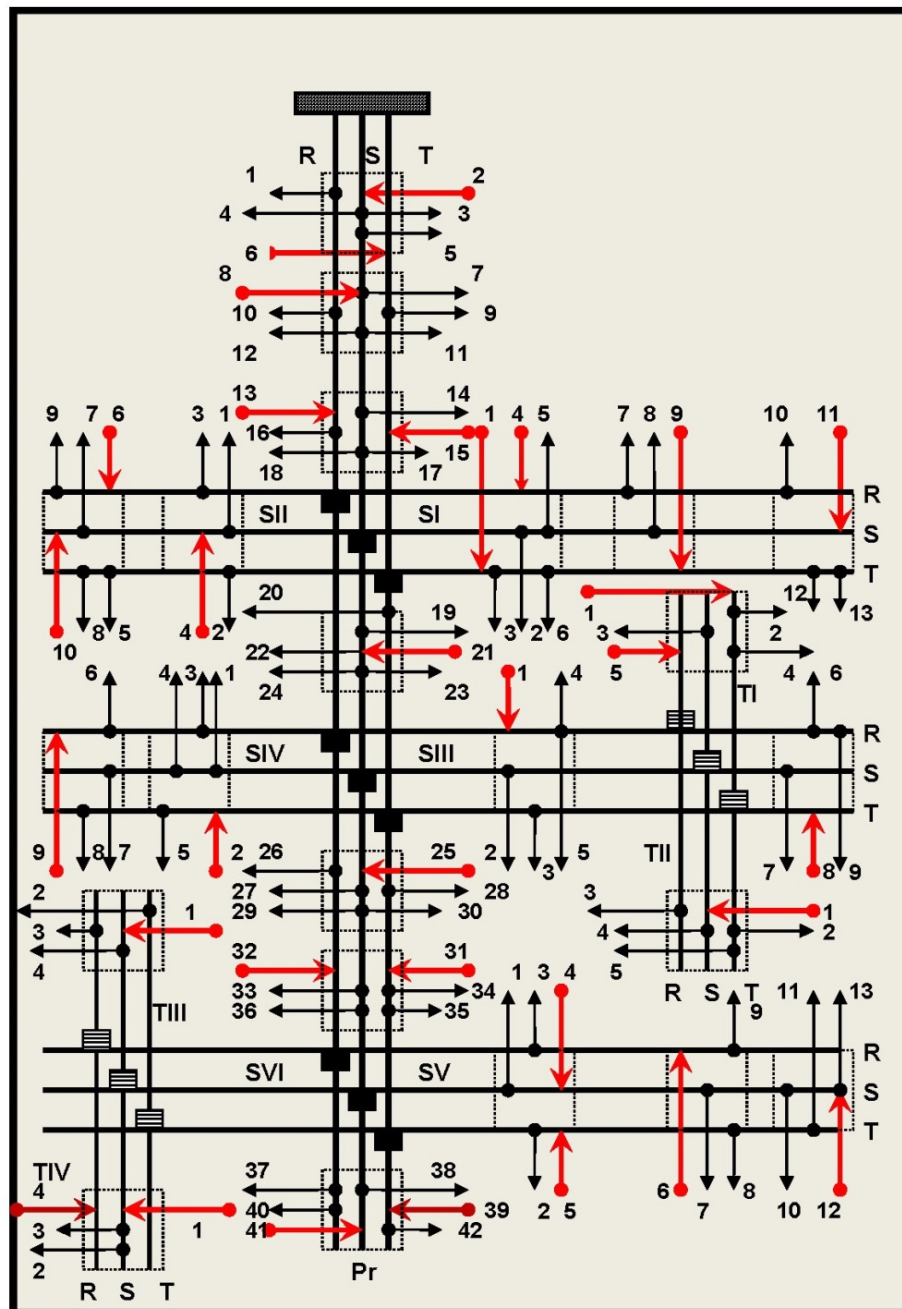


Figura 2: Red BT adoptada como Estudio de Caso

Esta red, perteneciente al SEDE BT de la ciudad de Bariloche, Argentina, corresponde a una Salida (de las seis) de un Transformador de Distribución MT/BT (13.2 kV/0.38 kV) cuya Potencia Aparente es 315 kVA.

Las flechas en color negro (*salientes* de cada nodo) indican usuarios *consumidores* de energía desde la red.

Las flechas en color rojo (*entrantes* en cada nodo) indican usuarios *inyectores* de energía a la red (MG FV).

El Sistema tiene, entonces, 115 usuarios *prosumidores*: 84 *consumidores* y 31 *productores/inyectores* (MG FV).

Existen: un alimentador principal (Pr), cinco alimentadores secundarios (SI, SII, SIII, SIV y SV) y cuatro terciarios (TI, TII, TIII y TIV).

Los números indican los *prosumidores* conectados a cada uno de ellos.

En la Figura 3, se presenta esquemáticamente la distribución cargas e inyecciones resultantes, componentes del VOInyP, ordenadas según estos números, para cada alimentador, así como las distancias, en km, respecto del nodo origen de cada uno.

Las Cargas tienen un signo positivo, mientras que las Inyecciones son negativas, ambas expresadas en kW.

El Flujo de Potencia para Sistemas Desbalanceados con MG FV empleado, es una variante del utilizado para resolver el PO de Balance de Cargas Monofásicas en Redes de SDEE BT que se presenta en el Apéndice de este Capítulo.

La modificación estriba en que los MG FV pueden ser considerados consumos negativos, con un Factor de Potencia $fPI_{ny} = 1$, debido al funcionamiento de un Generador FV.

Para las Potencias de consumo, se adopta un Factor de Potencia $fP_{Con} = 0.85$.

Tratándose de una zona residencial, los usuarios consumidores tienen un Factor de Consumo Simultáneo (o Factor de Simultaneidad) $fConS = 0.6$, mientras que para los usuarios inyectores, su Factor de Inyección Simultánea resulta $fInyS = 1$ (todos están inyectando P_{Iny} a la red, en la misma franja horaria, como se desprende de la observación de todos los SDEE BT en el Segmento Residencial).

Debido a las bajas temperaturas de la ciudad, ubicada en la Patagonia, los consumos eléctricos son bajos, resultando el valor de Potencia Contratada (e

instalada en los Paneles Solares FV) 2 kW.

Se observa que las P_{Iny}^i , componentes del VO_{InyP} , no logran su valor máximo, operando en verano, y en condiciones estándar, conforme el Mapa Solar del mes de Enero, correspondiente a la potencia nominal de los Paneles FV.

Además, esta no se ve disminuida por efecto de las altas temperaturas.

La limitación de las P_{Iny}^i estriba en las Restricciones asociadas a $|U_{n[R,S,T]}|$ y $|U_{S[R,S,T]}|$, pues se superarían los límites máximos.

Respecto de la Aplicación de los Algoritmos HiperHeurísticos, el VO_{InyP} cuyas componentes se observan en la Figura 3 resultó ser el mismo en los 3 casos, al igual que las μ_i con i en $[1...6]$.

Esto es así, porque el sistema analizado es pequeño. La diferencia estriba en los Tiempos de Computación requeridos por cada Algoritmo.

Los resultados, al respecto, se presentan en la Tabla 1.

Los datos de los conductores de esta red son los mismos que los considerados en el PO de Balance de Cargas Monofásicas en Redes de SDEE BT.

<u>Pr</u>
[kW] = [1.8, -1.15 , 1.15, 1.95, 1.15, -1.15 , 1.13, -1.14 , 1.15, 1.15, 1.14, 1.15, -1.6 , 1.12, -1.13 , 1, 1.15, 1.15, 1.15, 1.15, -1.15 , 1.17, 1.16, 1.15, -1.13 , 1.13, 1.12, 1.13, 1.15, 1.15, -1.15 , -1.18 , 1.16, 1.15, 1.15, 1.17, 1.15, 1.18, -1.36 , 1.36, -1.36 , 1.36]
[dist] = [0.035, 0.035, 0.035, 0.035, 0.035, 0.035, 0.045, 0.045, 0.045, 0.045, 0.045, 0.045, 0.065, 0.065, 0.065, 0.065, 0.065, 0.065, 0.095, 0.095, 0.095, 0.095, 0.095, 0.095, 0.16, 0.16, 0.16, 0.16, 0.16, 0.16, 0.45, 0.45, 0.45, 0.45, 0.45, 0.45, 0.7, 0.7, 0.7, 0.7, 0.7, 0.7]
<u>SI</u>
[kW] = [-1 , 1.15, 1, -1.15 , 1.15, 1, 1.15, 1.17, -1.15 , 1.15, -1.18 , 1.13, 1.13]
[dist] = [0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.25, 0.25, 0.25, 0.3, 0.3, 0.3, 0.3]
<u>SII</u>
[kW] = [1.15, -1.2 , 1.13, 1.1, 1.1, -1.13 , 1, 1.15, 1.5, -1.2]
[dist] = [0.15, 0.15, 0.15, 0.15, 0.3, 0.3, 0.3, 0.3, 0.3, 0.3]
<u>SIII</u>
[kW] = [-1 , 1.15, 1, 1.16, 1.16, 1.2, 1.2, -1.6 , 1.15]
[dist] = [0.25, 0.25, 0.25, 0.25, 0.25, 0.35, 0.35, 0.35, 0.35]
<u>SIV</u>
[kW] = [1.15, -1.6 , 1.12, 1.12, 1.15, 1.18, 1.12, 1, -1.5]
[dist] = [0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.2, 0.2, 0.2, 0.2]
<u>SV</u>
[kW] = [1, 1.15, 1, 1.2, -1.4 , -1.3 , -1.6 , 1.12, 1.16, 1.15, 1.13, 1.13, -1.3]
[dist] = [0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.15, 0.15, 0.15, 0.15, 0.2, 0.2, 0.2, 0.2]
<u>TI</u>
[kW] = [-1 , 1.15, 1, 1.13, -1]
[dist] = [0.15, 0.15, 0.15, 0.15, 0.15]
<u>TII</u>
[kW] = [-1.3 , 1.12, 1, 1.12, 1.15]
[dist] = [0.095, 0.095, 0.095, 0.095, 0.095]
<u>TIII</u>
[kW] = [-1 , 1.15, 1.13, 1.7]; [d] = [0.135, 0.135, 0.135, 0.135]
<u>TIV</u>
[kW] = [-1.5 , 1.15, 1.8]; [dist] = [0.125, 0.125, 0.125, 0.125]

Figura 3: Datos de Cargas, Distancias y VOInyP

Se utilizaron, como valores límites en la construcción de los **CBorr**, los siguientes:

- a) $|I_h|$: $|I_h|_{\text{Min}} = 14.50 \text{ A}$ y $|I_h|_{\text{Max}} = 37.65 \text{ A}$;
- b) Perd_{PT} : $\text{Perd}_{\text{PTMin}} = 1.9 \text{ kW}$ y $\text{Perd}_{\text{PTMax}} = 12.1 \text{ kW}$;
- c) $|U_{n[R,S,T]}|$: $U_{\text{LimMin}} = -5\%$ de $0,220 \text{ kV}$ y $U_{\text{LimMax}} = +5\%$ de $0,220 \text{ kV}$ (Monofásica);
- d) $|U_{S[R,S,T]}|$: $U_{\text{CTLimMin}} = -5\%$ de $0,220 \text{ kV}$ y $U_{\text{CTLimMax}} = +5\%$ de $0,220 \text{ kV}$ (Monofásica);
- e) $|I_{r[R,S,T]}|$: los $[I_{\text{LimMin}}, I_{\text{LimMax}}]$ surgen de los conductores empleados (el I_{LimMax} viene de catálogos de conductores aéreos preensamblados. I_{LimMin} se considera un 20% inferior I_{LimMax} , desde (20)).

En las Tablas 1 y 2, se muestran los resultados de la aplicación del Método Auto-Valor/Auto-Vector para obtener los Pesos o Ponderadores Exponenciales asociados a cada Conjunto Borroso, y aplicados sobre cada Función de Membresía $\mu_1, \mu_2, \mu_3, \mu_4, \mu_5$, y μ_6 .

Tabla 1: Obtención del Vector de Pesos o Ponderadores Exponenciales asociado a cada $\{O+R\}$. Auto-Valor de Perron

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	
C1	1	1	5	1.25	1.363636	4	$a[i,j] \times a[j,k] = a[i,k]$ Ec. De Consistencia $C23 = C21 * C13$ $C24 = C21 * C14$ $C25 = C21 * C15$ $C26 = C21 * C16$ $C34 = C31 * C14$ $C35 = C31 * C15$ $C36 = C31 * C16$ $C45 = C41 * C15$ $C46 = C41 * C16$ $C56 = C51 * C16$
C2	1	1	5	1.25	1.363636	4	
C3	0.2	0.2	1	0.25	0.272727	0.8	
C4	0.8	0.8	4	1	1.090909	3.2	
C5	0.7333333	0.7333333	3.666666	0.916666	1	2.933333	
C6	0.25	0.25	1.25	0.3125	0.34090909	1	
AuVal	Pre	Plm					AuValP
1	6	0					6
2	-6.526E-17	6.412E-17					Orden
3	-6.526E-17	-6.412E-17					1
4	6.153E-17	0					
5	-9.462E-19	0					
6	0	0					

En la parte superior izquierda de la Tabla 1, se presenta la Matriz de Preferencias entre Criterios, C_i , que es cuadrada y de orden 6×6 . En este caso,

cada C_i se corresponde con cada $\{O+R\}_i$ en el Modelo (1), que, extendido al dominio difuso, tiene como Función de Pertenencia μ_i con i en $[1..6]$ (en el orden cuyos desarrollos vienen del epígrafe **3.2**).

En tal Matriz, sus entradas, a_{ij} , provienen de comparar la importancia entre cada par de Criterios, refiriéndose al C_i respecto al C_j .

Por esa razón, la diagonal principal tiene como entradas el valor 1, ya que se compara cada Criterio con sí mismo. Además, la Matriz de Preferencias resulta ser positiva y recíproca, ya que $a_{ji} = 1/a_{ij}$.

Estas condiciones permiten que se aplique el Teorema de Perron, que asegura en la Matriz de Preferencias así construida, la existencia de un Auto-Valor real, dominante y positivo, que tiene asociado un Auto-Vector también real, dominante y positivo. Se los refiere como Auto-Vector y Auto-Valor de Perron, respectivamente.

La única diferencia respecto del Método Auto-Valor/Auto-Vector (propuesto por Saaty), es que en el mismo se proponen como entradas para la Matriz de Preferencias entre Criterios, arbitrariamente, valores enteros en el intervalo $[1, 10]$.

Aquí se han empleado (al igual que en 2do Método propuesto para este fin, referido en el Capítulo 6 y cuyos desarrollos se presentan en el Apéndice del presente Capítulo –Método de los Programas Lineales Acoplados-), números reales.

Uno de los aspectos relevantes de la Matriz de Preferencias entre Criterios, es su Consistencia. Se dice que esta Matriz es Consistente, cuando se cumple la ecuación general: $a_{ij} \times a_{jk} = a_{ik}$, en sus entradas.

La misma, al igual que las expresiones consistentes del resto de las entradas, se observan a la derecha de la Tabla 1, estableciendo las preferencias entre en Criterio 1 y el resto (C12, C13, C14, C15 y C16).

En la parte inferior izquierda de la Tabla 1, se observan los Auto-Valores de la Matriz de Preferencia. Se muestran sus partes real e imaginaria, pues provienen de resolver su Ecuación Característica, que implica hallar las raíces de un Polinomio de grado 6, en este caso.

Como la Matriz de Preferencias es Consistente, se observa que el 1ro de los

Auto-Valores calculados, es el de Perron, situación indicada en la parte inferior derecha (AuValP = 6, Orden = 1).

Tabla 2: Obtención del Vector de Pesos o Ponderadores Exponenciales asociado a cada {O+R}. Auto-Valor de Perron (asociado al Auto-Vector de Perron), Auto-Vector de Perron Normalizado y Vector de Pesos Exponenciales (o de Yager)

Vector Característico Asociado al AuValP	0.552134251
	0.552134251
	0.11042685
	0.441707401
	0.404898452
	0.138033563
Sum Comp	2.199334767
Vector Característico Asociado al AuValP Normalizado	0.251046025
	0.251046025
	0.050209205
	0.20083682
	0.184100419
	0.062761506
Sum Comp	1
Vector Característico asociado al AuValP de Ponderadores Exponenciales	1.50627615
	1.50627615
	0.30125523
	1.20502092
	1.104602513
	0.376569037
Sum Comp	6

Luego se pasa a la Tabla 2. En la parte superior, se presentan las componentes del Auto-Vector de Perron (asociado, como se dijo, al Auto-Valor de Perron).

En la parte central, se presentan las componentes del Auto-Vector de Perron Normalizado, que se obtienen dividiendo el valor de cada componente del Auto-Vector de Perron por la suma de las mismas. Esta suma se indica en la Tabla 2

como $\text{Sum Comp} = 2.199334767$. Obviamente, la suma de las componentes del Auto-Vector de Perron Normalizado será 1, situación que se indica como $\text{Sum Comp} = 1$, a continuación de las componentes del mismo.

En el Método de Saaty, a este Vector suele referírsele como Vector de Prioridades, y se lo emplea para el cálculo del promedio ponderado entre los valores que asumen los Criterios.

Por último, en la parte inferior de la Tabla 2, se presentan las componentes del Auto-Vector de Perron Exponencial –aquí referido como Vector de Pesos o Ponderadores Exponenciales-. El mismo se obtiene multiplicando cada componente del Auto-Vector de Perron Normalizado por el número de Criterios ($\{O+R\}$ en el Modelo 1), igual a 6. Por esta razón, la suma de las componentes del Auto-Vector de Perron Exponencial resultará en 6, situación que se indica como $\text{Sum Comp} = 6$, a continuación de las componentes del mismo.

Además se resaltan dos condiciones de este método, cuando la Matriz de Preferencias es Consistente, y que se observan en estos cálculos:

- a) El Auto-Valor de Perron es igual al número de Criterios ($n_{Cr} = 6$ en este caso). Si no se satisficiera alguna o varias de las Ecuaciones de Consistencia, entonces, llamando λ_P a este Autovalor, se cumple que: $\lambda_P > n_{Cr}$. Más inconsistente es la Matriz, mayor es la diferencia (positiva) entre λ_P y n_{Cr} .
- b) Los cocientes entre las componentes de cualquiera de las variantes del Auto-Vector de Perron (el nominal, el Normalizado o el Exponencial), siguiendo el orden asociado (por caso, $Y_{\mu 1}/Y_{\mu 2}$, $Y_{\mu 1}/Y_{\mu 6}$ $Y_{\mu 2}/Y_{\mu 1}$,... $Y_{\mu 2}/Y_{\mu 6}$...y siguiendo) son iguales al valor de la preferencia entre en Criterio de Numerador y el Criterio del Denominador.

Para este tipo de PO (en realidad, para todos los de la CP ECRRED), es el Tomador de Decisiones (Planificador del SDEE) quien construye la Matriz de Preferencias entre Criterios. De manera que no trata a tal Matriz como lo sugiere Saaty, quien orienta el Método Auto-Valor/Auto-Vector hacia lo que denomina

Procesos de Análisis de Jerarquía entre Criterios de Elección, y puede consultarse en una vasta bibliografía, de la cual algunas forman parte de las referencias bibliográficas consultadas para el desarrollo del presente capítulo.

Saaty propone comparar, de a pares, todos los Criterios (para la Matriz Triangular Superior o la Inferior, ya que las entradas restantes quedan definidas por ser recíproca la Matriz de Preferencias). En este caso, pueden (y ocurre en general) existir inconsistencias, y las condicionadas a) y b) anteriores no se cumplen.

De modo que resulta necesario realizar el conjunto de cálculos para determinar el Auto-Vector de Perron Normalizado.

Pero, volviendo a los PO de la CP ECRRED, el Tomador de Decisiones, puede directamente definir los Ponderadores Exponenciales que se van a aplicar sobre cada Función de Pertenencia μ_i , correspondiente a cada **CBorr** i-ésimo en el Modelo de Optimización MultiObjetivo (dado por (1) en este PO), porque se requiere de una Matriz de Preferencias Consistentes. La condición, más allá de la importancia que le confiera a cada **CBorr** i-ésimo, es que la sumatoria de las componentes del Vector de Pesos o Ponderadores Exponenciales sea igual al número de **CBorr** en el Modelo MultiObjetivo del PO.

Luego, desde la condición b) y respetando la Ecuaciones de Consistencia en las entradas de la Matriz de Preferencias (como las que se presentan en la parte derecha de la Tabla 1) reconstruir la misma, e iterar hasta lograr los valores pretendidos.

Entonces, desde la Tabla 2, los Pesos Exponenciales obtenidos para cada Función de Membresía μ_1 , μ_2 , μ_3 , μ_4 , μ_5 , y μ_6 , según el Método Auto-Valor/Auto-Vector mencionado en el epígrafe 3.2.1, y como se explicó más arriba, resultan correspondientemente:

$$\{Y_{\mu_1} = 1.506, Y_{\mu_2} = 1.506, Y_{\mu_3} = 0.301, Y_{\mu_4} = 1.205, Y_{\mu_5} = 1.104, Y_{\mu_6} = 0.376\}.$$

Se observa que se le confiere la *mayor* importancia a $|I_h|$, al igual que al

VPI_{ny}, y la *menor* importancia a las $Perd_{PT}$ seguidas de $|I_{r_{[R,S,T]}}|$, como resulta razonable para la Topología de la Red y el número de MG FV.

Como se dijo en el epígrafe 2.3, el operador o *t-norma*, aplicado entre las Funciones de Membresía de los 6 **CBorr** ponderados exponencialmente, es una variante aquí propuesta, referida como Producto de Einstein Exponencial, PE^{YPE} .

La formulación matemática del PE^{YPE} está dada por la expresión (26), basada en la (25) (Producto de Einstein *clásico* o Nominal). Se repite por comodidad, siguiendo el procedimiento de aplicación para cada iteración del Algoritmo HiperHeurístico que se esté empleando en la Simulación:

Para cada iteración k:

$$1\text{ero}) \mu_{PE1} = \mu_{(1,2)_{PE}}^{YPE} = [(\mu_1 \cdot \mu_2) / (2 - (\mu_1 + \mu_2 - \mu_1 \cdot \mu_2))]^{YPE}$$

$$2\text{do}) \mu_{PE2} = \mu_{(PE1,3)_{PE}}^{YPE} = [(PE1 \cdot \mu_3) / (2 - (PE1 + \mu_3 - PE1 \cdot \mu_3))]^{YPE}$$

$$3\text{ro}) \mu_{PE3} = \mu_{(PE2,4)_{PE}}^{YPE} = [(PE2 \cdot \mu_4) / (2 - (PE2 + \mu_4 - PE2 \cdot \mu_4))]^{YPE}$$

$$4\text{to}) \mu_{PE4} = \mu_{(PE3,5)_{PE}}^{YPE} = [(PE3 \cdot \mu_5) / (2 - (PE3 + \mu_5 - PE3 \cdot \mu_5))]^{YPE}$$

$$5\text{to}) \mu_{PE5} = \mu_{\mathbf{D}} = \mu_{(PE4,6)_{PE}}^{YPE} = [(PE4 \cdot \mu_6) / (2 - (PE4 + \mu_6 - PE4 \cdot \mu_6))]^{YPE}$$

Se introduce, como se dijo, un *peso exponencial* constante menor que 1, $YPE = 1/n_{CBorr}$. Para este caso $YPE = 1/6 = 0.17$.

Tabla 3: Resultados: Valores de las Funciones de Membresía o Pertenencia para cada **CBorr{O+R}**, **CBorrD** al aplicar el Operador Producto de Einstein Exponencial, y Tiempos de Computación requeridos por cada Algoritmo HiperHeurístico

	μ_1	μ_2	μ_3	μ_4	μ_5	μ_6	$\mu_{\mathbf{D}}$	TC
HY CBR (X-FPSO + FAFS)	0.95	0.90	0.95	0.92	0.85	0.82	0.87	20 min
HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V1	0.95	0.90	0.95	0.92	0.85	0.82	0.87	8 min
HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V2	0.95	0.90	0.95	0.92	0.85	0.82	0.87	3 min

En la solución alcanzada por los tres Algoritmos HiperHeurísticos, los valores obtenidos para las magnitudes del Modelo (1), son los siguientes:

- 1) $VOInyP$: El Vector Óptimo de Inyecciones de Potencia se observa, como se dijo, en la Figura 3.
- 2) $|I_h|$: El valor de la Componente Homopolar resultó $|I_h| = 18.31$ A. Si bien está dentro de los límites establecidos ($|I_h|_{Max} = 37.65$ A), aumenta ostensiblemente respecto del obtenido en el PO de Balance de Cargas sobre la misma salida (ver Apéndice del presente Capítulo) luego de la optimización: $|I_h| = 0.43$ A.
- 3) $Perd_{PT}$: El valor de las Pérdidas Activas resultó 3.14 [kW]. Se aprecia una reducción, contemplando que el valor de referencia es adoptado en $Perd_{PTMax} = 12.1$ kW, y en el PO de Balance de Cargas sobre la misma salida (ver Apéndice del presente Capítulo) luego de la optimización, resultó 7.21 [kW].
- 4) $|U_{n[R,S,T]}|$: En todos los nodos del sistema, y en cada fase, se satisfacen los límites impuestos en exceso y en defecto respecto de la $|U_{n[R,S,T]}|_{Nominal}$, con un Índice (Media Geométrica dada por (16)) = 0.92. Respecto del PO de Balance de Cargas sobre la misma salida (ver Apéndice del presente Capítulo) luego de la optimización este Índice resultó 0.27. De modo que mejora el Perfil de Tensiones.
- 5) $|US_{[R,S,T]}|$: Para la Tensión de Salida se obtuvieron los Valores [$US_R = -3\%$ US_R Nominal; $US_S = -2\%$ US_S Nominal; $US_T = -3\%$ US_T Nominal]
- 6) $|I_{r[R,S,T]}|$: En las Corrientes de Rama todos los valores satisfacen la desigualdad $|I_{r[R,S,T]}| \leq [1 - 27\% |I_{r[R,S,T]}|_{LimMax}]$ para todos los conductores preensamblados de la salida analizada (según catálogo).

5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y CONCLUSIONES

En el presente Capítulo, se han presentado los detalles de implementación correspondientes a los tres Algoritmos HiperHeurísticos descritos, para resolver el Problema de Optimización de la Inyección de Potencia proveniente de Micro-Generadores Distribuidos en Sistemas Eléctricos de Distribución de Energía de Baja Tensión, focalizándose en los Paneles Solares Fotovoltaicos.

Estos Algoritmos han sido designados como HY CBR X-FPSO, HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V1 y HY CBR (X-FPSO + FAFS) MPI V2.

Los desarrollos presentados y su aplicación, continúan una línea de investigación abordada desde hace más de una década, conforme las referencias bibliográficas adjuntas, intentando generar un novedoso campo para la contribución por parte de terceros, puesto que sin duda, y en muchos aspectos observados a lo largo del manuscrito, se observan varias líneas de investigación futura.

Como conclusiones específicas y más relevantes, se destacan las siguientes:

- 1) Si bien estos Modelos HiperHeurísticos están orientados para resolver Problemas de Optimización MultiObjetivo pertenecientes a la Clase CP ECRRED, explotando los aspectos que tales problemas tienen en común, relativos a la caracterización de sus Espacios de Soluciones, pueden ser extendidos a otras Clases.
- 2) Respecto del PO resuelto, referido como VOInyP MG FV SEDE BT, tiene una gran importancia en la actualidad, habida cuenta de la penetración de las fuentes primarias de energía renovable para generación eléctrica, como tecnología de mitigación del efecto invernadero, diversificando la Matriz Energética correspondiente al abastecimiento eléctrico. Particularmente en el Paradigma de Generación (Micro-Generación) Distribuida basada en Energía Solar FV.

3) La determinación del VOInyP MG FV SEDE BT, supone un Problema de Despacho Técnico-Económico, de los MG FV, representado por el Modelo General dado en (1).

Su Complejidad y el requerimiento de que sea resuelto en Tiempo cuasi-real, hacen que los Métodos de Optimización No Lineal Clásicos colapsen.

4) Se observa, más allá de la particularidad de haber obtenido los mismos resultados en los tres Algoritmos HiperHeurísticos (por ser pequeña la red), estos dependen de las importancias que consigne el tomador de decisiones a cada Objetivo-Restricción en (1).

Si las importancias o pesos exponenciales solidarios a cada $\mathbf{CBorr}_{\{O+R\}}$, $Y_{\mu O+R}$, se modificasen, los resultados serían diferentes.

Además siempre existirá un valor $\mu\mathbf{E}$, fijado externamente por el tomador de decisiones, tal que si $\mu\mathbf{D} < \mu\mathbf{E}$, la solución más satisfactoria no es aceptable.

En tal situación se requerirán cambios en la red y/o redefiniciones en algunos $\mathbf{CBorr}_{\{O+R\}}$.

5) Por último, y como era de esperarse, la implementación del Algoritmo bajo Computación Paralela, MPI, es la que requiere menor Tiempo de Computación. Particularmente la MPI V2, más apta para simulación en tiempo cuasi-real.

APÉNDICE CAPÍTULO 7

A.1 ASPECTOS METODOLÓGICOS DEL PROBLEMA

A.1.1 Riesgo e Incertidumbres no Estocásticas en las Variables de Decisión

Se considera pertinente una breve discusión epistemológica, abordando la relación entre el tipo de incertidumbre con la que tratan los Modelos Clásicos de Optimización y su vínculo con el Paradigma Económico dominante (referido como Neo-Clásico). Del mismo modo, describir el tipo de incertidumbre referida en este trabajo, y su relación con la técnica de optimización solidaria al modelo propuesto, en el seno de un Paradigma Económico alternativo.

La corriente del pensamiento económico en la que se sustentan, metodológicamente, los Esquemas Regulatorios aplicados a los SDEE, no reconoce distinción entre las nociones de riesgo e incertidumbre.

Los Procesos de Toma de Decisión, conforme este Paradigma dominante, se establecen en un entorno de riesgo tal, que puede representarse por algún conjunto equivalente de situaciones de certeza.

En última instancia, esto implica sostener que, en el Universo de Decisión, todos los estados de la naturaleza y las posibles alternativas, son susceptibles de modelar mediante alguna distribución de probabilidades.

El paradigma alternativo Post-Keynesiano destaca la siguiente clasificación propuesta por Keynes:

- a) Existe certeza cuando cada opción invariablemente lleva a un resultado específico, cuyo valor es conocido inequívocamente.
- b) Existe riesgo, o certeza equivalente, cuando cada elección conduce a un conjunto de posibles resultados específicos, de valores conocidos o asociados con una probabilidad específica.
- c) Existe incertidumbre cuando la probabilidad de un resultado es desconocida, cuando el valor de un resultado es desconocido, cuando los

resultados que posiblemente pueden ser consecuencia de una opción son desconocidos, o cuando el espectro de posibles opciones es desconocido.

El riesgo se torna así en una medida de arrepentimiento por seleccionar, en tal contexto de incertidumbre, aquello que se juzgó preferible, sin serlo en su ocurrencia.

Se tienen, entonces, dos tipos de incertidumbres:

1) de probabilidad; y

2) la que se corresponde con la caracterización más amplia de lo dicho en c), y que Keynes refiere como *incertidumbre fundamental*.

Una alternativa metodológica para la captación de la *incertidumbre fundamental*, es mediante el empleo de Conjuntos Difusos.

La misma resulta de plena conformidad con la Teoría de Posibilidades, para la cual se demuestra que un Número Difuso, Conjunto Difuso normal y convexo, constituye una distribución de posibilidades.

Desde estas consideraciones, se hablará de *incertidumbre fundamental de valor* o simplemente denominada *incertidumbre de valor*.

El Modelo del PO propuesto en este trabajo (y, en general, para todos los PO de la CP ECRRED), considera que el entorno dinámico de decisión se compone de variables que pueden tener, en general, cualquier tipo de incertidumbres y, en particular, *incertidumbre fundamental de valor*.

En tal sentido, las Técnicas Clásicas de Optimización, constituyen claros soportes a problemas del tipo de la aplicación propuesta, en el Dominio Determinístico/Estocástico.

Resultan solidarias al Principio del Costo Marginal, costo de eficiencia que la corriente de pensamiento neo-clásica propugna en todos sus modelos.

En particular, los costos de oportunidad de las penalizaciones regulatorias (restricciones técnico-económicas del PO), en concepto de alguna de las formas de no-calidad, se intentan asimilar a Costos Marginales, no obstante las importantes dificultades metodológicas para su estimación.

Pero la aplicación de este principio para determinar costos económicos, colapsa por completo frente a la *incertidumbre fundamental*, por lo que también fracasan aquellas técnicas.

La razón de mayor peso, es que el Costo Marginal se funda en una condición de equilibrio (óptimo de Pareto, relacionado con la *eficiencia asignativa*), absolutamente imposible de validar en términos reales.

Uno de los presupuestos que caracterizan al Paradigma Neo-Clásico, es la *racionalidad sustantiva o completa* que exhiben los tomadores de decisiones – agentes del sistema-. Supone un conocimiento perfecto por parte de los mismos, ubicando el Universo de Decisión en la certeza de sus estados o bien en la certeza estocástica o equivalente (su noción de riesgo).

Por el contrario, en el mismo presupuesto para el paradigma Post-Keynesiano, la *racionalidad es procedural o acotada* y, por tanto, los actores tienen un conocimiento acotado o imperfecto, lo que redundaría en un Universo de Decisión dominado por la *incertidumbre fundamental* inherente a sus estados.

Se desvanece, así, toda consideración apriorística de equilibrio como medio para concebir la eficiencia en la asignación de recursos.

Existirán *soluciones satisfactorias*, más que *óptimas*, y, si bien se preserva la aplicación de instrumentos matemáticos clásicos, deberá ser complementada mediante técnicas capaces de tratar con este nuevo contexto, más realista.

Por ello surge la necesidad de proponer un Paradigma alternativo, sustentado en Modelos de Optimización tales como el que se desarrolla en el presente Capítulo.

A.1.2 Vector de Prioridades entre Criterios (Objetivos + Restricciones) desde el Enfoque de los Procesos Analíticos Jerárquicos. Método Auto-Valor/Auto-Vector

La técnica de Procesos Analíticos Jerárquicos, propone un método para establecer una escala de preferencias entre n criterios, a través de un Vector denominado de Prioridades.

Se inicia formando una Matriz de Preferencias, indicada como MP_A cuyas entradas, a_{ij} , se definen a partir de una escala de dominancia establecida sobre el intervalo [1..10] de enteros.

Los criterios se comparan de a pares, siendo a_{ij} la preferencia del criterio i respecto del criterio j . De forma tal que MP_A resulta una matriz cuadrada de orden n (número de criterios), positiva y recíproca: a_{ij} es un entero positivo en el intervalo [1..10], entonces:

$$MP_A = \begin{pmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & 1 \end{pmatrix} \begin{cases} a_{ij} > 0 \forall i, j = \{1 \in n\} \\ a_{ji} = \frac{1}{a_{ij}} \end{cases} \quad (1)$$

El Teorema de Perron garantiza, para tal matriz, la existencia de un Auto-Valor dominante y positivo, λ_P , así como de su correspondiente Auto-Vector, V_P , cuyos componentes son también positivos. Se cumple que:

$$\lambda_P \geq n \quad (2)$$

y sólo si la matriz MP_A exhibe *preferencias consistentes*, resultará:

$$\lambda_P = n \quad (3)$$

La *condición de consistencia*, establece que, en (1):

$$a_{ik} = a_{ij} \times a_{jk} ; \quad \forall i, j, k = 1 \dots n \quad (4)$$

La expresión (4), que sostiene a (3), es introducida por el denominado Índice de Consistencia de Saaty, IC_{Saaty} , el cual permite ponderar el grado de transitividad entre las preferencias sobre los n criterios para la optimización del sistema.

Tal Índice es definido como:

$$IC_{Saaty} = (\lambda_P - n)/(n-1) \quad (5)$$

El mismo puede verse demasiado estricto, si el número de criterios resulta:

$n > 5$, o poco estricto si: $3 \leq n \leq 5$.

Por ello, se introduce una Razón de Consistencia, RC, en su reemplazo, definida mediante:

$$RC = IC_{\text{Saaty}}/CCA(n) \quad (6)$$

Siendo: $CCA(n)$ el denominado Coeficiente de Consistencia Aleatoria, función creciente de n .

De esta manera, las preferencias son consideradas consistentes si se cumple:

$$RC \leq 0.1 \quad (7)$$

Por otra parte el Auto-Vector de Perron, V_P , asociado a su Auto-Valor, λ_P , en la matriz MP_A , satisface el denominado Principio de Composición Jerárquica, definido como (cuando $V = V_P$):

$$MP_A \times V = c \times V \quad (8)$$

si $c = \lambda_P$ y $V = V_P$

De manera que V_P resulta ser el Vector de Prioridades en las preferencias, establecidas sobre MP_A , entre los criterios del sistema.

La técnica de Saaty, sin embargo, exhibe dos inconvenientes fundamentales:

1ero) es aplicada al dominio determinístico (cada entrada de la matriz es un número);

2do) El Vector de Prioridades de Saaty (Perron), ante inconsistencias entre las preferencias, no resulta el mejor representante de las mismas.

A.1.3 El Vector de Prioridades entre Criterios (Objetivos + Restricciones) desde un Enfoque con Captación de Incertidumbres de Valor. Método de los Programas Lineales Acoplados

En este epígrafe se presenta un importante aporte realizado, motivo por el

cual se analiza, respecto al Método de cálculo hasta arribar al Vector de Prioridades que represente mejor a las preferencias establecidas.

Si bien es completamente válido en el dominio determinístico, mejorando la representatividad de las prioridades ente criterios del problema respecto al Método Auto-Valor/Auto-Vector, se lo presenta en una condición donde el mismo colapsa definitivamente y que constituye el caso de aplicación más general para los PO de la CP ECRRED: las Preferencias de la Matriz MP_A capta *incertidumbres de valor* en sus entradas.

a) La Matriz de Preferencias Difusas

Un enfoque realista sobre las preferencias entre los criterios de optimización, requiere considerar sus incertidumbres de valor. En este trabajo se ha adoptado la modelación de tales incertidumbres mediante Números Difusos. Como se propone en, un número difuso (ND) puede ser definido mediante el acoplamiento de un Segmento de Confianza (expresado entre corchetes) y un Nivel de Certidumbre (variable α o α -corte), indicando con los subíndices 1 y 2 los extremos inferior y superior, respectivamente, de tal segmento. Es decir, **pref** es un ND, expresado como:

$$\forall \alpha \in [0,1], \mathbf{pref} = [\text{pref}_1(\alpha) , \text{pref}_2(\alpha)] \quad (9)$$

Se utilizan letras en negrilla, **pref**, para indicar que se trata de un ND.

En la Figura 1 se presenta una preferencia valuada mediante un Número Difuso Triangular (NDT). El sufijo Izq, refiere e el valor inferior del Segmento de Confianza, Der, el superior y MP el central o de Máxima Posibilidad. Si **pref_{ij}** indica la preferencia difusa entre los criterios i y j, extendiendo al dominio difuso la expresión (1), se obtiene la Matriz de Preferencias Difusas:

$$MP_A = \begin{pmatrix} 1 & [\text{pref}_1(\alpha), \text{pref}_2(\alpha)]_{12} & \dots & [\text{pref}_1(\alpha), \text{pref}_2(\alpha)]_{1n} \\ [1/\text{pref}_2(\alpha), 1/\text{pref}_1(\alpha)]_{12} & 1 & \dots & [\text{pref}_1(\alpha), \text{pref}_2(\alpha)]_{2n} \\ \dots & \dots & \vdots & \dots \\ [1/\text{pref}_2(\alpha), 1/\text{pref}_1(\alpha)]_{1n} & [1/\text{pref}_2(\alpha), 1/\text{pref}_1(\alpha)]_{2n} & \dots & 1 \end{pmatrix} \quad (10)$$

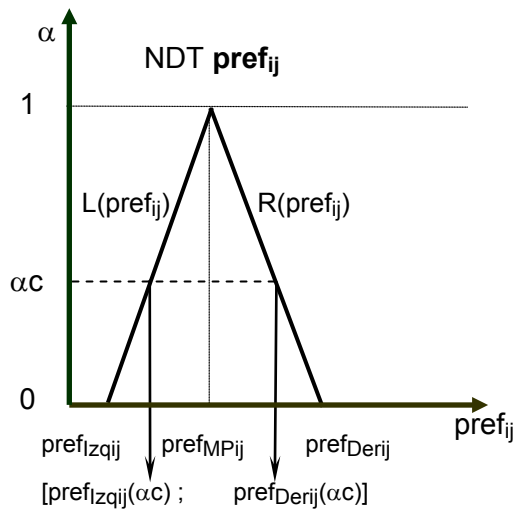


Figura 1: Una Preferencia Valuada mediante un Número Difuso Triangular y Su Segmento de Confianza para un Nivel de Certidumbre $\alpha = \alpha_c$

Las incertidumbres de cualquier preferencia \mathbf{pref}_{ij} y de su recíproca \mathbf{pref}_{ji} , son *dependientes*.

Esto significa que si se presentase una ocurrencia \mathbf{pref}_{ij} en el *segmento de confianza* limitado por α , entonces: $\mathbf{pref}_{ji}(\alpha) = 1/\mathbf{pref}_{ij}(\alpha)$. Con ello se garantiza que cualesquiera sean las ocurrencias en sus entradas, la Matriz de Preferencias $\mathbf{MP}_A(\alpha)$ es *determinística*, puesto que es una instancia (α) de \mathbf{MP}_A .

Adicionalmente, siempre será positiva y recíproca. $\mathbf{MP}_A(\alpha)$ es referida como Matriz de Preferencias Colapsadas según el Nivel de Certidumbre α .

En los desarrollos que siguen, se considerará, sin pérdida de generalidad, la Matriz Triangular Superior en (10).

Establecidas las preferencias entre criterios, mediante (10), el objetivo es acotar las incertidumbres conforme cierto α -corte. Como se pretende obtener un Vector de Prioridades *determinístico*, que resulte el mejor representante de las preferencias difusas así acotadas, deberá reducirse cada segmento de confianza a un valor.

Tal reducción, denominada en este contexto Colapso del ND, puede resultar

de la aplicación de diferentes criterios. Aquí se emplea el criterio denominado Removal (Rv), para el cual el valor representativo del ND, por encima del α -corte establecido, tiene la siguiente expresión: fijado $\alpha = \alpha_c$:

$$Rv[pref(\alpha_c)] = pref_{MP} + \frac{1}{2} \times \left[\int_{pref_1(\alpha_c)}^{pref_{MP}} R(pref) dpref - \int_{pref_{MP}}^{pref_2(\alpha_c)} L(pref) dpref \right] \quad (11)$$

Donde R y L (ver Figura 1) son las Funciones de Pertenencia del ND a derecha e izquierda, respectivamente, y pref es la variable real en el segmento establecido por α_c .

Este colapso del ND, se referirá como $Rv(\alpha_c)$.

b) Las Ecuaciones de Consistencia en las Preferencias

Si el valor representativo de las preferencias difusas para cierto α_c está dado únicamente por (11) (o alguna otra forma de colapso), no se estaría considerando la consistencia entre las mismas según (4).

Dentro del segmento de confianza fijado por α_c , se requiere la búsqueda de aquellos valores tales que la matriz $MP_A(\alpha_c)$ resulte lo más consistente posible.

De modo que los valores representantes de las preferencias dentro del segmento para $\alpha = \alpha_c$, tendrán que satisfacer dos objetivos:

- 1) que se aparten lo menos posible de su $Rv(\alpha_c)$ y
- 2) que satisfagan lo más posible las ecuaciones de consistencia, para el conjunto de expresiones que surjan, conforme las entradas establecidas en $MP_A(\alpha_c)$.

Como se ha dicho, se considera la $MP_A(\alpha_c)$ Triangular Superior. De manera que, ordenando por filas, el Sistema de Ecuaciones de Consistencia, respetando la formulación (4), para n criterios (orden de la matriz $n \times n$), se expresa del modo siguiente:

Sea $C = \{ \forall i \in [2..n-1]; \forall j \in [i+1.. n] \text{ y } \forall k \in [1.. i-1] \}$, entonces:

$$\{ \text{pref}_{ij}(\alpha_c) = \text{pref}_{kj}(\alpha_c) / \text{pref}_{ki}(\alpha_c) \} \quad (12)$$

Si (12) se satisficiera en todo el conjunto C, encontrando valores de preferencias en cada segmento de confianza fijado por α_c , $MP_A(\alpha_c)$ resultaría perfectamente consistente.

c) La Solución de las Consistencia de las Preferencias Colapsadas en el Nivel de Certidumbre α_c mediante Programación Lineal Bi-Objetivo

Los dos objetivos según 1) y 2) en el punto b) anterior, pueden ser planteados en un Modelo Lineal.

Para ello, los errores (e) entre cada preferencia $\text{pref}_{ij}(\alpha_c)$ y su $Rv[\text{pref}_{ij}(\alpha_c)]$, y entre cada preferencia $\text{pref}_{ij}(\alpha_c)$ y su formulación consistente según (12), pueden introducirse como factores.

Por caso, si se buscara la máxima consistencia en cierta ecuación de sistema (12) en C, se tendría:

$$\text{pref}_{ij}(\alpha_c) \times e_{c_{ij}}^k = \text{pref}_{kj}(\alpha_c) / \text{pref}_{ki}(\alpha_c) \quad (13)$$

Si $e_{c_{ij}}^k = 1$, entonces la consistencia resultaría perfecta.

Puede observarse que $0 < e_{c_{ij}}^k \leq 1$.

De igual modo, para el caso del apartamiento mínimo de $\text{pref}_{ij}(\alpha_c)$ respecto del $Rv_{ij}(\alpha_c)$, puede formularse la expresión:

$$\text{pref}_{ij}(\alpha_c) \times e_{rv_{ij}} = Rv[\text{pref}_{ij}(\alpha_c)] \quad (14)$$

Con $0 < e_{rv_{ij}} \leq 1$.

En consecuencia, el modelo puede *linealizarse* en sus restricciones, empleando variables logarítmicas.

Sus objetivos serían la minimización, respectivamente, de la sumatoria de los valores absolutos de los logaritmos de los errores $e_{c_{ij}}^k$, $ALec_{ij}^k$ y $e_{rv_{ij}}$, $ALerv_{ij}$.

En principio, la introducción de la operación valor absoluto (considerando que pueden existir errores logarítmicos menores que cero), parecería generar objetivos no lineales.

Esta cuestión se resuelve con el agregado de restricciones de desigualdad, que relacionen las variables asociadas a los valores absolutos de los errores logarítmicos y éstos.

Ambos objetivos, pueden ponderarse creándose una única función a minimizar: el valor absoluto del error total ponderado, ALerrT. Este método es frecuentemente aplicado para la Programación Lineal MultiObjetivo, donde existen sólo dos objetivos.

De modo que, bajo estas consideraciones, el Problema de Optimización Lineal que resuelve el conjunto de preferencias más representativo en la matriz $MP_A(\alpha c)$, se formula como sigue:

Min

$$\left\{ ALerrT = \lambda_c \times \left(\sum_{i=2}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \sum_{k=1}^{i-1} ALec_{ij}^k + \lambda_{rv} \times \left(\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n ALrv_{ij} \right) \right) \right\} \quad (15-A)$$

Sujeto a:

[Restricciones de Consistencia]

Sea $C = \{ \forall i \in [2..n-1]; \forall j \in [i+1.. n] \text{ y } \forall k \in [1.. i-1] \}$, entonces:

$$Lpref_{ij}(\alpha c) + Lec_{ij}^k = Lpref_{kj}(\alpha c) - Lpref_{ki}(\alpha c), \text{ en } C \quad (15-B)$$

[Restricciones de Valor Absoluto de los Errores Logarítmicos de Consistencia]

$$ALec_{ij}^k - Lec_{ij}^k \geq 0, \text{ en } C \quad (15-C)$$

$$ALec_{ij}^k + Lec_{ij}^k \geq 0, \text{ en } C \quad (15-D)$$

$$ALec_{ij}^k \geq 0, \text{ en } C \quad (15-E)$$

[Restricciones Apartamiento respecto de Rv[pref_{ij}(αc)]]

Sea $C1 = \{ \forall i \in [1..n-1]; \forall j \in [i+1.. n] \}$, entonces:

$$Lpref_{ij}(\alpha c) + Lerv_{ij} = LRv[pref_{ij}(\alpha c)], \text{ en } C1 \quad (15-F)$$

[Restricciones de Valor Absoluto de los Errores Logarítmicos de $Rv[pref_{ij}(\alpha c)]$]

$$ALerv_{ij} - Lerv_{ij} \geq 0, \text{ en C1} \quad (15-G)$$

$$ALerv_{ij} + Lerv_{ij} \geq 0, \text{ en C1} \quad (15-H)$$

$$ALerv_{ij} \geq 0, \text{ en C1} \quad (15-I)$$

[Restricciones de Segmento de Confianza [1,2] al Nivel (αc)]

$$Lpref_{ij}(\alpha c) \geq Lpref_{ij}(\alpha c)_1, \text{ en C1} \quad (15-J)$$

$$Lpref_{ij}(\alpha c) \leq Lpref_{ij}(\alpha c)_2, \text{ en C1} \quad (15-K)$$

Siendo:

λ_c, λ_{rv} ponderadores fijados para los objetivos ($\lambda_c + \lambda_{rv} = 1$);

Lec_{ij}^k el logaritmo (en base e, por caso) del error multiplicativo ec_{ij}^k y $ALec_{ij}^k$ su valor absoluto;

$Lerv_{ij}$ el logaritmo del error multiplicativo erv_{ij} y $ALerv_{ij}$ su valor absoluto;

$Lpref_{ij}(\alpha c)$ el logaritmo del valor de la preferencia $pref_{ij}(\alpha c)$;

$[Lpref_{ij}(\alpha c)_1; Lpref_{ij}(\alpha c)_2]$ el segmento de confianza logarítmico al nivel de certidumbre (αc) (αc es dato del modelo);

$LRv[pref_{ij}(\alpha c)]$ es el logaritmo del Removal aplicado sobre $pref_{ij}(\alpha c)$;

$ALerrT$ es el error logarítmico ponderado total, por inconsistencias y por apartamientos respecto a los correspondientes colapsos $Rv[pref_{ij}(\alpha c)]$.

Resuelto este programa lineal, las preferencias son obtenidas por exponenciación de los valores logarítmicos según la base considerada. Si la base es el número e:

$$pref_{ij}(\alpha c) = e^{Lpref_{ij}(\alpha c)}, \text{ en C1} \quad (16)$$

Así resultan valores que no necesariamente son enteros en [1..10], como establece Saaty en el Método Auto-Valor/Auto-Vector.

Tal especificación de escala, propuesta por Saaty, se torna carente de sentido al formular una *solución de preferencias difusas colapsadas de mínima inconsistencia*.

d) La Solución del Vector de Prioridades asociado a las Preferencias Colapsadas al Nivel de Certidumbre αc , mediante Programación Lineal

A los efectos de que el Vector de Prioridades VP resulte el mejor representante de las preferencias colapsadas en el segmento de confianza fijado por (αc), se deberán satisfacer lo más posible, las condiciones de consistencia en las prioridades, expresadas mediante:

$$\text{pref}_{ij}(\alpha c) = \text{vp}_i(\alpha c) / \text{vp}_j(\alpha c), \text{ en } C1 \quad (17)$$

Siendo $\text{vp}_i(\alpha c)$ y $\text{vp}_j(\alpha c)$ las componentes i -ésima y j -ésima del vector en cuestión.

La dependencia de este vector respecto de (αc), se sostiene al efecto de indicar que (αc) constituye un parámetro del modelo general.

Nuevamente, las incógnitas del modelo se relacionan mediante un cociente, expresión no lineal. Sin embargo, el problema resulta, al igual que el anterior y con los mismos artificios, *linealizable*.

Antes de avanzar sobre su formulación, deben observarse dos situaciones:

- a) fuertes inconsistencias en las preferencias y
- b) segmentos de confianza al nivel (αc), para alguna o varias preferencias, muy estrechos (amplitud pequeña).

El análisis detallado y un gran número de pruebas bajo tales situaciones, demuestran que se requiere de tres Programas Lineales Acoplados, para arribar al Vector de Prioridades.

Se desarrollan a continuación.

El 1er Programa define si el Vector de Prioridades tiene solución dentro de los segmentos de confianza fijados al nivel (αc). Evaluará las inconsistencias intervalares.

Se formula como sigue:

Min

$$\left\{ \text{Sum}(Lh) = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n Lh_{ij} \right\} \quad (18-A)$$

Sujeto a:

[Restricciones de Consistencia en las Prioridades]

$$Lvp_i(\alpha c) - Lvp_j(\alpha c) + Lecp_{ij} = Lpref_{ij}(\alpha c), \text{ en } C1 \quad (18-B)$$

[Restricción de referencia]

$$Lvp_1(\alpha c) = 0 \quad (18-C)$$

[Restricciones de Valor Absoluto de los Errores Logarítmicos de Consistencia]

$$ALecp_{ij} - Lecp_{ij} \geq 0, \text{ en } C1 \quad (18-D)$$

$$ALecp_{ij} + Lecp_{ij} \geq 0, \text{ en } C1 \quad (18-E)$$

$$ALecp_{ij} \geq 0, \text{ en } C1 \quad (18-F)$$

[Restricciones de Segmento de Confianza [1, 2] al Nivel de Cetidumbre (αc)]

$$Lvp_i(\alpha c) - Lvp_j(\alpha c) + Lh_{ij} \geq Lpref_{ij}(\alpha c)_1, \text{ en } C1 \quad (18-G)$$

$$Lvp_i(\alpha c) - Lvp_j(\alpha c) - Lh_{ij} \leq Lpref_{ij}(\alpha c)_2, \text{ en } C1 \quad (18-H)$$

[Restricciones de Positividad para los Márgenes de los Segmentos de Confianza al Nivel (αc)]

$$Lh_{ij} \geq 0, \text{ en } C1 \quad (18-I)$$

Siendo:

$Lvp_i(\alpha c)$ y $Lvp_j(\alpha c)$ los logaritmos de las variables $vp_i(\alpha c)$ y $vp_j(\alpha c)$ del Vector de Prioridades (VP);

$Lecp_{ij}$ el logaritmo del error multiplicativo ecp_{ij} y $ALecp_{ij}$ su valor absoluto;

$L_{h_{ij}}$ el logaritmo del margen multiplicativo h_{ij} en el que debería modificarse, eventualmente, el segmento de confianza logarítmico [$L_{pref_{ij}(\alpha)_1}$; $L_{pref_{ij}(\alpha)_2}$];

$Sum(L_h)$ la suma de los márgenes logarítmicos.

El resultado $Sum(L_h) = 0$, implica que existe solución del Vector de Prioridades respetando los límites para cada segmento de confianza al nivel (α) , en el que las preferencias han sido acotadas.

Si $Sum(L_h) \neq 0$, se tendrá en cada $L_{h_{ij}}$ el margen requerido para modificar el segmento respectivo, al efecto de que la solución tenga lugar.

Una observación importante en este modelo, la constituye la restricción de referencia. Nótese que se ha establecido en la expresión (18-C), que $vp_1(\alpha) = 1$ ($L_{vp_1(\alpha)} = 0$). Esta referencia es necesaria, puesto que las incógnitas del programa se presentan en la forma de cocientes. Por ello, se necesita fijar un valor (el más simple, aquí, sobre el primer componente e igual a la unidad), a efectos de evitar que el programa arroje infinitas soluciones.

El Vector de Prioridades es luego normalizado, y sus componentes finales no dependen del valor impuesto en esta restricción (tampoco depende, en rigor de la componente del VP a la cual se le impone la misma).

El 2do Programa busca minimizar la inconsistencia, planteada en el 1er Programa, sobre el Vector de Prioridades, VP.

Adopta, como restricción adicional, la imposición de que la suma de los márgenes $L_{h_{ij}}$ resulte igual a $Sum(L_h)$, obtenida desde el 1er Programa.

De modo que, agregando tal restricción, sólo cambia el objetivo. Utilizando (18) la formulación resulta:

Min

$$\left\{ AL_{errT} = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n AL_{ecp_{ij}} \right\} \quad (19-A)$$

Sujeto a:

[Restricciones (18-B) a ((18-I)]

[Restricción de Límite de Márgenes en los Segmentos de Confianza al Nivel (αc)]

$$\text{Sum(Lh)} = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \text{Lh}_{ij} \quad (19-B)$$

El 3er Programa busca minimizar el máximo error de inconsistencia en las preferencias individualmente consideradas, sobre el Vector de Prioridades obtenido.

Para ello se introduce una variable logarítmica adicional, LecMax, y el objetivo es minimizarla.

Tomando como referencia el 2do Programa, se tienen las mismas restricciones y se imponen, adicionalmente:

- a) restricciones que limiten cada error logarítmico, ALecp_{ij}, como máximo al valor ALecMax y
- b) la sumatoria de los ALecp_{ij} debe ser igual al valor objetivo obtenido en el 2do Programa, ALerrcpT.

Utilizando (18) y (19) su formulación resulta:

Min

$$\{\text{ALecMax}\} \quad (20-A)$$

Sujeto a:

[Restricciones (18-B) a ((18-I) y (19-B)]

[Restricción de Suma de Errores Logarítmicos por Inconsistencia en VP]

$$\text{ALerrT} = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \text{ALecp}_{ij} \quad (20-B)$$

[Restricciones de de Límite Máximo en los Errores Logarítmicos Individuales por Inconsistencia en VP]

$$ALecp_{ij} \leq ALecMax, \text{ en C1} \quad (20-C)$$

Luego, cada componente del VP resultará de la exponenciación (asumiendo base e):

$$vp_i(\alpha c) = e^{Lvp_i(\alpha c)}, \text{ en C1} \quad (21)$$

Obtenido el VP, se denominarán Componentes Exponenciales a los valores resultantes de multiplicar cada componente del VP normalizado, por el número de criterios, n:

$$vp_i^{[E]}(\alpha c) = n \times vp_i^{[N]}(\alpha c), \text{ en C1} \quad (22)$$

Siendo:

$$vp_i^{[N]}(\alpha c) = \frac{vp_i(\alpha c)}{\sum_{i=1}^n vp_i(\alpha c)}, \text{ en C1} \quad (23)$$

Adicionalmente, se puede construir un Índice de Inconsistencia. Procura una medida de representatividad del VP obtenido, respecto de la Matriz de Preferencias $MP_A(\alpha c)$. Es propuesto como sigue:

$$I_{inc} = \left(1 - e^{-\beta \times [ALerrcpT + Sum(Lh)]} \right) \quad (24)$$

Siendo β una constante convenientemente elegida para adecuar la escala (por caso, $\beta = 0.02$).

Los sumandos del exponente, como se explicó, miden los errores logarítmicos de inconsistencia total. Si $MP_A(\alpha c)$ fuese perfectamente consistente, entonces $I_{inc} = 0$, caso contrario, I_{inc} aumentará en la medida que las inconsistencias de prioridades y/o intervalares, sean mayores.

A.2 SOLUCIÓN DEL PO DE BALANCE DE CARGAS EN UN SDEE BT MEDIANTE EL ALGORITMO HIPERHEURÍSTICO HY CBR (X-FPSO + FAFS)

En este epígrafe se presenta un Modelo de Optimización del Grado de Desbalance de Cargas en una Red Trifásica de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) en Baja Tensión.

Se aplica para ello, el Algoritmo HiperHeurístico HY CBR (X-FPSO+FAFS) con un enfoque MultiObjetivo, cuya función de aptitud es valuada mediante Conjuntos Difusos.

Entre los diversos inconvenientes que se derivan de un elevado grado de desbalance en las fases del sistema, se consideran, especialmente, la minimización de las pérdidas técnicas y la mejora del perfil de tensiones.

Ambos aspectos resultan de sustancial importancia en el uso racional de la energía, cuando este objetivo se centra desde el lado de la oferta, y son observados por la autoridad regulatoria.

Se presenta una aplicación real, y sus ventajas, respecto del enfoque clásico del problema, empleando Programación Lineal Entera-Mixta, son evidenciadas.

A.2.1 Consideraciones Generales

El Balance de Fases en un Sistema Trifásico de Distribución Eléctrica en Baja Tensión, es un problema que exhibe una apariencia menor, razón por la cual, tal vez, no ha sido muy tratado de manera formal por la literatura especializada.

Más allá de su apariencia, su importancia es fundamental, puesto que el mayor porcentaje de pérdidas de las redes de distribución, se encuentran en los sistemas de baja tensión, así como también los mayores inconvenientes de tensión de suministro a los usuarios (Calidad de Producto Técnico).

Pueden referirse, al menos, dos razones por las que este problema no ha sido abordado formalmente y de la manera adecuada:

- a) más allá de su *apariencia sencilla (cambiar las conexiones de fases de las cargas monofásicas)* es de *muy compleja solución (combinatorio)*, y
- b) las *regulaciones eléctricas*, recién en los últimos años a partir de la reforma, se han preocupado por los aspectos de *calidad* y, con más énfasis

recientemente, del *uso racional de la energía desde el lado de la oferta*: han sido, históricamente, *razones técnicas* las que han impuesto *límites* a las *pérdidas y perfiles de tensión*, y *no económicas* (refiriendo un *costo social de oportunidad*), enfoque que se intenta establecer en la actualidad.

El Modelo HiperHeurístico propuesto, intenta dar con una *solución formal y superadora*, respecto de las existentes, *para que se minimicen los efectos de un grado importante de desbalance de fases, re-balanceándolas, siguiendo un criterio que contemple el menor número de cambios posible*.

Se ha ordenado como sigue: en el apartado **A.2.2** se presenta el problema, así como su intento de solución más común, aún hoy empleado. Se analiza, luego, críticamente un método formal de solución, basado en Programación Lineal Entera-Mixta.

En el apartado **A.2.3**, se desarrolla el modelo complementario para su aplicación MultiObjetivo, con *función de aptitud difusa*, al problema en cuestión.

En el apartado **A.2.4** se aplica el modelo propuesto a un sistema real y se describen los resultados obtenidos.

Finalmente, se presentan las conclusiones más destacables en el apartado **A.2.5**.

A.2.2 El Desbalance de Fases en los Sistemas de Distribución Eléctrica de Baja Tensión (SDEE BT)

A.2.2.1 Identificación del Problema

El SDEE BT parte de Centros de Transformación de Media Tensión a Baja Tensión (CT MT/BT), en los que se emplazan uno o más transformadores, que presentan cierto número de *salidas* en BT.

Dicho número aumenta con la potencia instalada. Desde cada salida (en un transformador para un CT tipo plataforma, de 315 [kVA], se tienen 4-6 salidas), parte un alimentador que, a su vez, tiene ramales en derivación, llamados secundarios (los cuales pueden tener derivaciones terciarias, y así siguiendo), conformándose una red independiente cuya topología de operación es radial.

El sistema es trifásico, pero las cargas conectadas en los diferentes nodos de los alimentadores primarios o sus derivaciones, resultan, en su mayoría, monofásicas.

Esto le confiere un carácter, si bien *simétrico* (dos fasores contiguos difieren en 120°), *desbalanceado* (módulos distintos). Significa que el sistema de BT, *opera necesariamente con cierto grado de desbalance en sus tres fases*.

En la Figura 1 A) se presenta un *sistema trifásico de corrientes (intensidades o cargas) simétrico balanceado* (referido como *perfecto*) y en la B) se presenta un sistema *simétrico desbalanceado*.

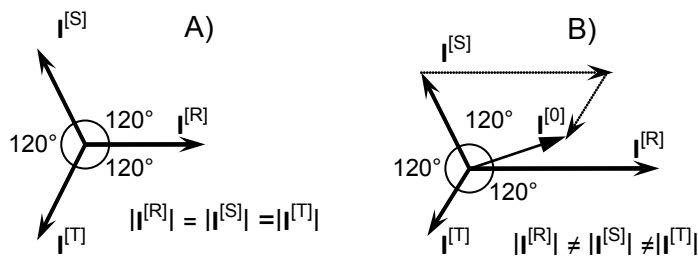


Figura 1: Sistema Trifásico de Intensidades: A) Simétrico y Balanceado (Perfecto) y B) y Desbalanceado

Sin embargo, en la medida que tal desbalance exhiba un grado más pronunciado, se presentan, al menos, tres problemas relacionados con las pérdidas, la calidad del suministro y la confiabilidad del sistema:

a) Existe un *aumento en las pérdidas técnicas (potencia y energía)* del sistema. En segmentos *urbanos/suburbanos*, para sistemas de BT que utilizan 0.38 [kV] de *tensión nominal de suministro*, el *nivel de pérdidas técnicas de potencia* se sitúa entre un 5 a 10%.

El último valor se observa, mayormente, en zonas carenciadas, debido al tipo constructivo de red que se emplea (frecuentemente, conductores desnudos referidos como convencionales);

b) La Calidad del Producto Técnico (Tensión de Suministro), controlada por la regulación, disminuye.

La tolerancia en tensión para redes como las descritas en el ítem anterior, está entre un 5% a 7% respecto de la tensión de suministro nominal;

c) El desbalance de intensidades, para sistemas con neutro puesto a tierra, genera una corriente de secuencia cero, $I^{[0]}$ (suma de las intensidades de las tres fases, que circulará por tierra) de un valor tal que puede accionar las protecciones contra cortocircuitos.

Particularmente, el monofásico/fase a tierra (el más frecuente: un 80% de las fallas son de este tipo).

Se observa que en la Figura 1 A) la suma fasorial (vectorial) de las intensidades es nula, mientras que en la 1 B) no lo es.

El sistema pierde así confiabilidad, puesto que las protecciones interpretan los fuertes desbalances como una señal de cortocircuito, interrumpiendo el servicio.

Esto adquiere mayor relevancia en el subsistema de MT: las cargas para el mismo resultan ser los CT MT/BT (sin considerar los grandes usuarios en MT, que son pocos, relativamente).

Los desbalances en BT, se reflejan, entonces, “aguas arriba” como cargas desbalanceadas en MT. En este subsistema existen protecciones accionadas por componente homopolar mayor que cierto nivel de disparo, requiriéndose especial cuidado con su ajuste.

Entonces, el Problema de Optimización en el Grado de Desbalance de Fases en SDEE BT, es definido como la búsqueda de aquella configuración de conexiones de las cargas a las fases [R, S, T] en el sistema, tal que propenda a evitar, en el mayor nivel posible, los inconvenientes descritos en **a)**, **b)** y **c)**.

Como cada carga del sistema tiene tres opciones de conexión, se trata de un *problema combinatorio*, en rigor dado por las variaciones con repetición de las 3 fases tomadas de a nC cargas.

El Espacio de Búsqueda tendrá, entonces, $NE = 3^{nC}$ estados. Para un sistema cuyo esquema trifilar se presenta en la Figura 4, con nC =115 cargas, se tiene un espacio de búsqueda de $NE = 3^{115}$ estados.

A.2.2.2 Primeros Intentos de Solución mediante Búsqueda Iterativa (BI): Modelo “Prueba y Error”

Los primeros intentos de solución para el Balance de Fases, responden, en su versión más sofisticada, al esquema presentado en la Figura 2.

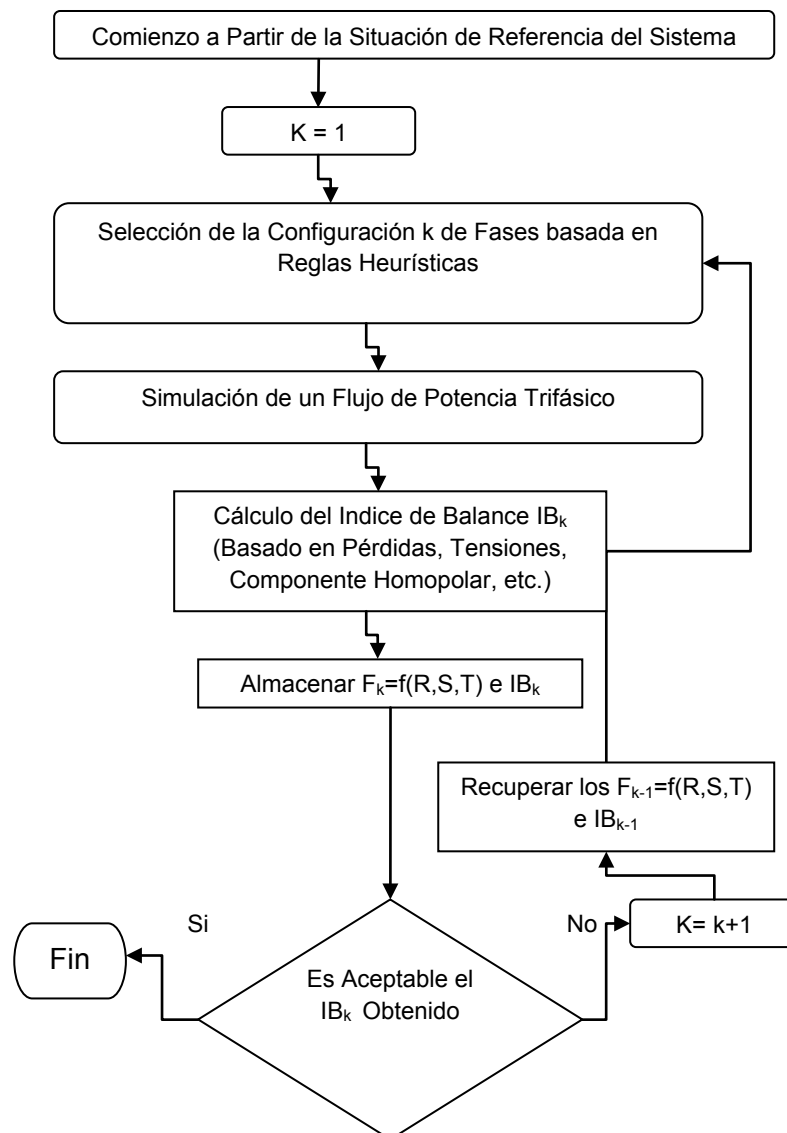


Figura 2: Esquema de Solución del Balance de Fases por Búsqueda Iterativa

Este método es aún hoy aplicado, en una versión más simple que sustituye las heurísticas, y su compleja implementación desde el punto de vista informático, por configuraciones de fases aleatoriamente generadas.

Se itera, en este caso, un cierto número de veces, reteniendo el mejor Indicador de Balance. Dada la enorme cantidad de estados del espacio de búsqueda, como se explicó en el epígrafe anterior, en un sistema importante, con un gran número de cargas, este método constituye un pobre sondeo.

A.2.2.3 El Problema de Desbalance de Fases Abordado Mediante Programación Lineal Entera-Mixta (MIP)

Empleando un enfoque propiciado por técnicas de optimización clásicas, el Modelo MIP fue presentado en 1998 por Zhu.

Considérese un alimentador único, tal como el que se representa en la Figura 3, indicado como Pr, el cual tiene cierta conexión de cargas (también indicadas en dicha Figura), en nodos cuya distancia a la salida de Pr, se encuentra definida. Se trata de encontrar la asignación óptima de las cargas a cada fase del sistema [R, S, T], tal que las intensidades, tomadas de a pares, esto es: [R, T], [S, T] y [R, S] exhiban una diferencia de módulos en cada rama (distancia entre dos nodos contiguos) que resulte mínima. Formalmente:

$$\text{Min } \{ \sum_j p_j \times U_j \}$$

Sujeto a:

$$U_j = \text{Max} \{ |I_j^{[R]} - I_j^{[T]}|; |I_j^{[S]} - I_j^{[T]}|; |I_j^{[R]} - I_j^{[S]}| \} \quad (1)$$

$$I_j^{[\Phi]} = \sum_k I_k^{[\Phi]} + \sum_w \delta_i^{[\Phi]} \times I_i^{[\Phi]} \quad (2)$$

$$\sum_w \delta_i^{[\Phi]} = 1; \forall [\Phi] \in \{R, S, T\} \quad (3)$$

$$\sum_w \delta_i^{[\Phi]} = 1; \forall [w] \in [1..nC] \quad (4)$$

$$|I_j^{[\Phi]}| \leq C_j \quad (5)$$

$$\delta_i^{[\Phi]} \in \{0, 1\} \forall [i, \Phi] \quad (6)$$

$$\sum_j p_j = 1; \forall [j] \in [1..nR] \quad (7)$$

Donde:

j es la rama genérica;

U_j es el desbalance de intensidades en la rama j ;

$I_j^{[\Phi]}$ es la intensidad sobre la rama j en la fase Φ ;

$\delta_i^{[\Phi]w}$ es la variable de decisión para la conexión de la carga w -ésima en el nodo i -ésimo, a la fase Φ , $I_i^{[\Phi]w}$;

i es el nodo “aguas abajo” o terminal de la rama j ;

C_j es la capacidad de la línea en la rama j , por fase;

nC es el número de cargas y nR es el número de ramas.

En esta formulación MIP, la igualdad (2) no es otra cosa que la Ley de Kirchhoff de las Intensidades aplicada al nodo i (la suma fasorial de las intensidades en dicho nodo, debe ser nula); las restricciones (3), (4) y (6) aseguran que una carga se asigne sólo a una fase; la restricción (5) asegura que no se vulneren los límites operacionales del alimentador (Intensidad Máxima); la condición (7) es necesaria, puesto que las ramas deben tratarse de un modo independiente, fijando pesos al balance logrado en cada una de ellas.

Se trata de una típica modelación Lineal Entera-Mixta, que puede ser resuelta mediante un *algoritmo de ramificación y acotamiento*, incluido en cualquier paquete de software educacional o comercial.

Sin embargo, hay que destacar algunas severas limitaciones en este enfoque:

1ra) La más importante: supone una característica de las cargas denominada de corriente constante. Esto significa que, independientemente de los cambios que se puedan producir en la tensión de nodo, la carga ajustará su impedancia para demandar siempre la misma intensidad. Esta es una simplificación que exime de emplear, por cada cambio de configuración (conexión a fases), un flujo de potencia trifásico para determinar el estado resultante del sistema analizado. De tal modo, es posible la linealización del problema ya que las intensidades (fasores), permanecen constantes. En sistemas reales, donde predomina un consumo tipo residencial, esta característica de carga es bastante improbable de sostener (mucho menos aún, para todas las cargas/usuarios del sistema);

2da) Se propone un Índice de Balance que intenta resolver, estrictamente, el ítem c) referido en el epígrafe **A.2.2.1**.

Los autores infieren en su propuesta, que tal solución propendería a la mejora de los dos primeros ítems, 1ro) minimización de pérdidas y 2do) menores caídas de tensión.

Esta aseveración, si bien en algún intervalo de solución es correcta, no siempre resulta válida, más aún cuando se está hablando de “óptimo” y en sistemas con un grado de desbalance muy elevado.

En los resultados de la simulación que se presenta, puede ser observado este hecho;

3ra) En un sistema importante (80-100 cargas), la modelación específica resulta de *bastante a muy* engorrosa de realizar.

Más aún, si se aplicase a múltiples CT MT/BT, *por cada salida se tendría una formulación distinta*, motivo por el cual la optimización para todo un sistema de BT, puede tornarse impracticable;

4ta) Los ponderadores de la expresión (7) son subjetivos, de modo que el modelo resulta, en realidad, una de las formas más simples de la PL MultiObjetivo, presentándose muy discutiblemente “una” solución óptima; y

5ta) Se destaca, como en tantos otros casos de aplicación en el campo de los Sistemas de Potencia, que *forzar la linealización de ecuaciones que resumen leyes de comportamiento claramente no lineales, por más que los métodos clásicos de optimización presenten elegantes soluciones, las mismas resultan de escasa o nula aplicabilidad práctica.*

Diferente es, en problemas del tipo *combinatorio*, fundamentalmente, generar *modelos híbridos*, combinando *MetaHeurísticas* con Métodos Clásicos (tal como la Programación Lineal o la Dinámica), situación para la cual pueden obtenerse excelentes resultados.

Este modelo MIP fue implementado, sólo para el alimentador principal, Pr, de la Figura 3, mediante una versión educacional del software LINDO 6.

Para el mismo caso, se implementó, además, y con fines comparativos, un algoritmo de Búsqueda Iterativa (BI).

El BI, con 1000 iteraciones (15 min de cálculo, aproximadamente, en un procesador de última generación, estándar en el mercado), generó mejores resultados que el MIP, no lográndose obtener, para este último, un conjunto convexo de ponderadores (7) que mejorase la solución iterativa.

En la BI, se modelaron las cargas a *potencia constante*, requiriéndose de un Flujo de Potencia Trifásico en BT, descrito más adelante.

Se generaron *aleatoriamente* los *vectores de conexión* de las cargas a las fases [R, S, T] en cada iteración. El *desbalance total* se obtuvo como la *sumatoria de los desbalances en cada rama*.

A.2.3 Desarrollos requeridos para la Aplicación del Algoritmo HiperHeurístico MultiObjetivo HY CBR (X-FPSO+FAFS)

Conocido el mecanismo descrito en el Capítulo 3 sobre la HiperHeurística HY CBR (X-FPSO+FAFS), es necesario desarrollar los elementos que le confieren el carácter MultiObjetivo a este PO: los Conjuntos Difusos asociados a cada Objetivo/Restricción y algún soporte teórico específico.

En la aplicación que aquí se trata, la función difusa de aptitud requiere de:

- a) la evaluación física del estado de la red bajo estudio (simulación de un Flujo de Potencia Trifásico Desbalanceado) y
- b) la definición para las decisiones (comparaciones) estáticas, de los conjuntos difusos solidarios a cada objetivo. Ambos puntos se tratan a continuación.

A.2.3.1 El Flujo de Potencia Trifásico Desbalanceado para Redes en BT

El Flujo de Potencia Trifásico empleado, se desarrolló aprovechando la topología radial de la Red BT.

Se referirá como FRT (Flujo Radial Trifásico). Si bien pueden ser empleados métodos como el de Newton-Raphson extendido al dominio trifásico, es mucho más simple de implementar el FRT, que se basa en el Método de Gauss-Seidel en variable compleja y en el Método Escalera para solución de circuitos eléctricos.

Sucintamente se describe a continuación.

Se conocen las cargas en cada nodo, como potencias complejas. Para cada fase [R, S, T], preservando la simetría del sistema trifásico (ángulos de fase $R=0^\circ$, $S=120^\circ$, y $T=240^\circ$, en sentido anti-horario):

1ro) Todas las magnitudes se expresan referidas a su magnitud base monofásica, esto es: por unidad, [pu].

La Potencia Base se escoge, por ejemplo, en 100 [kVA]; la Tensión Base, es la nominal monofásica (0.220 [kV]).

A partir de ellas se calculan la Corriente Base y la Impedancia Base. Entonces, si mBase es la base de la magnitud m del sistema, la misma se expresa [pu] mediante el cociente $m/mBase$.

Se toma el punto de la salida del transformador como nodo de compensación o slack. Se supone que su tensión compleja (módulo y fase) $V_{Sl}^{[\varphi_{sl}]}$ es conocida y fija (se comete un error insignificante con esta suposición, en vez de emplear el Equivalente de Thevenin del sistema “aguas arriba”, ya que la impedancia de Thevenin es despreciable).

La incógnita resulta ser la potencia compleja (activa/reactiva). $S^{[\varphi_s]} = P_s - i Q_s$, que este nodo entrega.

Se adopta, para la primer iteración, un perfil plano de tensiones (esto es: todas las tensiones de nodo, son iguales $V^{[\varphi_p]} = 1^{[0^\circ]}$ [pu]).

Luego:

2do) Se calcula, conociendo la potencia compleja en cada nodo, $S_n^{[\varphi_n]} = P_n - i Q_n$, para la tensión de la iteración en curso, cada inyección (corriente) nodal, $I_n^{[\varphi_n]}$.

3ro) Partiendo desde los nodos terminales del sistema, hacia el nodo de salida, se suman las inyecciones nodales, para componer las corrientes de rama, $I_r^{[\varphi_r]}$.

4to) Al arribar al nodo de salida, recorriendo el sistema en sentido inverso (desde el nodo de salida hasta los nodos terminales), se calculan,

conociendo los parámetros del conductor, resistencia por unidad y por [km], r_c , y reactancia inductiva por unidad y por [km], x_{lc} , las caídas de tensión $[V_j^{[\phi]}] - V_k^{[\phi k]} = I_{r,j,k}^{[\phi r,j,k]} \times [r_c + j x_{lc}] \times dr_{j,k}$, siendo $dr_{j,k}$ la longitud de la rama (j,k), en [km].

Se obtiene así un nuevo perfil de tensiones y las pérdidas complejas en cada rama, $S_{Perd,j,k}^{[\phi S_{Perd,j,k}]} = p_{j,k} - i q_{j,k}$;

5to) Con este nuevo perfil de tensiones, se vuelve al paso 2do).

Las iteraciones continúan hasta que la diferencia entre el flujo de potencia complejo aportado por el Nodo de Salida, y la suma de las Potencias Complejas especificadas en cada nodo más las Pérdidas Vomplejas, resulte menor que un cierto valor de tolerancia prefijado, ε : $\text{Re}\{V_{SI}^{[\phi SI]} \times I_{SI}^{[\phi SI]}\} - [\sum_{nC} P_n + \sum_{nr} p_{j,k}] \leq \varepsilon$; $\text{Im}\{[V_{SI}^{[\phi SI]} \times I_{SI}^{[\phi SI]}\} - [\sum_{nC} Q_n + \sum_{nr} q_{j,k}] \leq \varepsilon$; siendo nC el número de cargas y nr el de ramas; Re es la parte Real e Im la imaginaria del Flujo de Potencia Complejo que aporta el nodo de salida.

A.2.3.2 Conjuntos Difusos Objetivos y Decisión Estática Maximizante

En este modelo se propone simular, previamente al desarrollo de las funciones de pertenencia solidarias a cada objetivo, Optimizaciones PSO MonoObjetivo, en particular la EPSO GISTT.

Esto es: minimizar pérdidas, minimizar componente homopolar referida a la salida, y maximizar índice de tensión fuera de tolerancia, respectiva e individualmente.

Se sigue el esquema de la Figura 3, excluyendo la sub-rutina MultiObjetivo, pues este llamada corresponde al Algoritmo HiperHeurístico.

A partir de las aplicaciones de la MetaHeurística EPSO GISTT, son establecidos los valores de referencia pertinentes para cada $\{O+R\}$, que permitirán definir los correspondientes conjuntos difusos componentes de la función de aptitud para aplicar el Algoritmo HiperHeurístico HY CBR (X-FPSO+FAFS) MultiObjetivo.

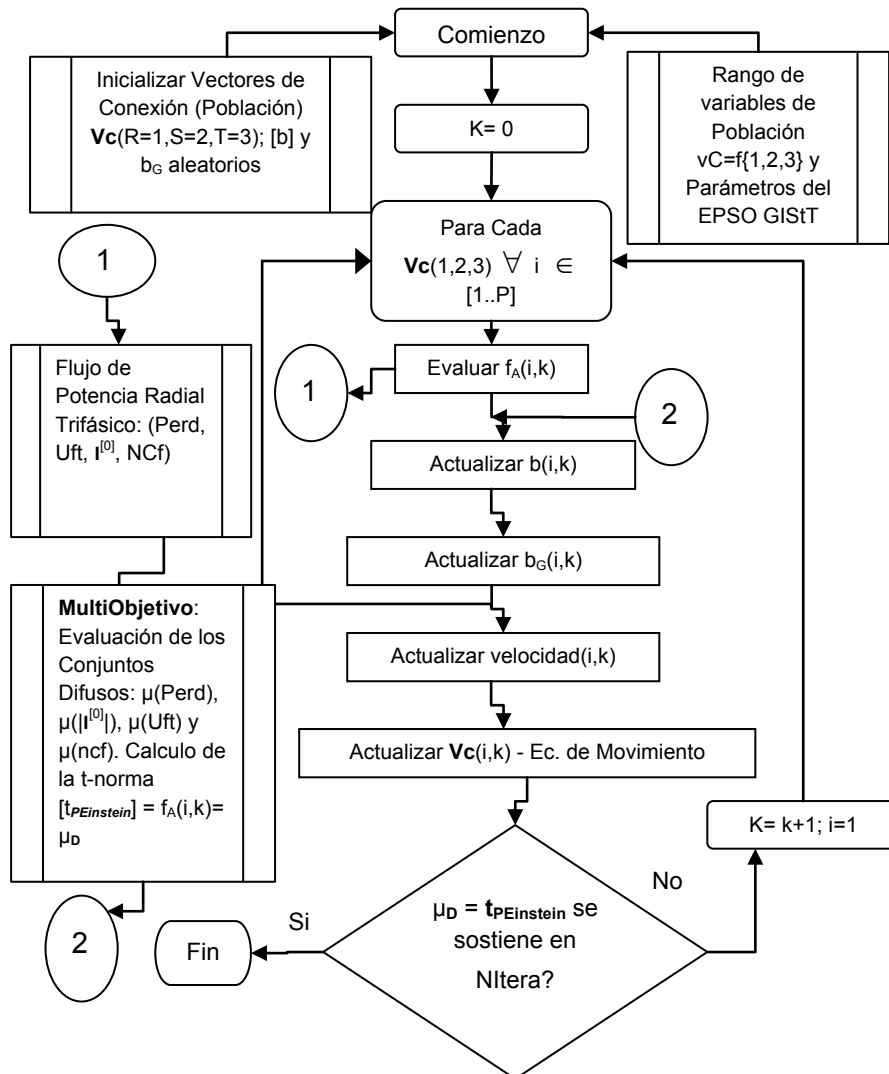


Figura 3: Esquema para la Simulación para la Optimización del Grado de Desbalance de Fases del Sistema esquematizado en la Figura 4. Cada $Vc(1,2,3)$ es una partícula en P , vC es cada variable de conexión

Seguidamente, se presenta la construcción de cada Conjunto Difuso solidario, correspondientemente, a cada $\{O+R\}$ del PO.

A.2.3.3 Función de Pertenencia para el Conjunto Difuso de las Pérdidas (CBorrPerd)

Las pérdidas (refiriéndonos aquí a las Pérdidas Totales de Potencia Activa) resultan, directamente, del FRT.

Sea Min_{perd} , las pérdidas resultantes de la Optimización EPSO GStT MonoObjetivo, y Ref_{perd} las pérdidas resultantes de correr un FRT en la situación base.

Siguiendo la construcción propuesta en el Capítulo 4, el Conjunto Difuso solidario a las Pérdidas, tendrá la siguiente expresión condicional para su Función de Pertenencia:

$$\mu(perd) = 1; \text{ si } perd \leq Min_{perd} \quad (8)$$

$$\mu(perd) = \left[\frac{Ref_{perd} - perd}{Ref_{perd}} \right]^{p_{\mu(perd)}}; \text{ si } Min_{perd} \leq perd \leq Ref_{perd} \quad (9)$$

$$\mu(perd) = 0; \text{ si } perd > Ref_{perd} \quad (10)$$

Donde:

$p_{\mu(perd)}$ es un ponderador exponencial externamente fijado. Su efecto es la *contracción (mayor importancia relativa)* del conjunto, en el *proceso de decisión estática* si $p_{\mu(perd)} > 1$, o la *dilatación (menor importancia relativa)*, si $p_{\mu(perd)} < 1$, de $\mu(perd)$ sobre el resto de los objetivos, como se explicó en el Capítulo 9.

A.2.3.4 Función de Pertenencia para el Conjunto Difuso de la Componente Homopolar (CH)

La componente homopolar, $I^{[0]}$, se obtiene como la suma de las tres corrientes de fase, $I^{[R]} + I^{[S]} + I^{[T]} = 3 \times I^{[0]}$, conforme el Teorema de Fortescue (también llamado de las Componentes Simétricas) aplicado a sistemas trifásicos desbalanceados.

El procedimiento que se ha seguido para su cálculo es el siguiente:

1ro) se suman las tres inyecciones de nodo (R, S, T), en cada nodo, obteniendo la componente homopolar que aportará cada uno de los mismos al retorno por tierra;

2do) este valor será equivalente a la suma, dividido 3, de las tres corrientes de salida para la primera rama.

Por esta razón, el balance de intensidades, se dice referido a la salida.

Su importancia estriba en que:

a) En BT, si se utilizasen, las protecciones principales que pueden interpretar un elevado valor de $I^{[0]}$ como falla, son instaladas en la salida del transformador y

b) se busca que, “aguas arriba” (red de MT), el subsistema “vea” cargas con el menor grado de desbalance posible (CT MT/BT). Este criterio satisface lo dicho en el epígrafe **A.2.2.1**, inciso **c**).

Sea, entonces, MinCH la Componente Homopolar resultante de la Optimización EPSO GStT MonoObjetivo, y RefCH la resultante de correr un FRT en la situación base. Análogamente a las pérdidas, se tiene la siguiente expresión condicional de la función de pertenencia correspondiente al Conjunto Difuso CH:

$$\mu(|I^{[0]}|) = 1; \text{ si } |I^{[0]}| < \text{MinCH} \quad (11)$$

$$\mu(|I^{[0]}|) = \left[\frac{\text{RefCH} - |I^{[0]}|}{\text{RefCH}} \right]^p \neq |I^{[0]}|; \text{ si } \text{MinCH} \leq |I^{[0]}| \leq \text{RefCH} \quad (12)$$

$$\mu(|I^{[0]}|) = 0; \text{ si } |I^{[0]}| > \text{RefCH} \quad (13)$$

Lo dicho $\rho_{\mu(\text{perd})}$ para vale también para $\rho_{\mu(|I^{[0]}|)}$.

A.2.3.5 Función de Pertenencia para el Conjunto Difuso del Índice de Tensión Fuera de Tolerancia (ITS)

El perfil de tensiones es también otro de los resultados que arroja el FRT.

En un sistema radial, y para los propósitos de este trabajo, basta con analizar qué módulos de tensión se tiene en los nodos terminales, puesto que “aguas arriba” (hacia el nodo de salida) del sistema se tendrán valores mayores:

a) Se fijan: un límite inaceptable de tensión en los nodos terminales, u_{nad} , y un límite aceptable en los mismos, u_{Ad} . Los empleados en la simulación son: $u_{\text{nad}} = 0.92$ [pu] y $u_{\text{Ad}} = 0.95$ [pu];

b) Se definen los valores recíprocos de las tensiones límites especificadas en a): $v1=1/u_{Ad}$, y $v2=1/u_{nad}$;

c) Dado un valor de tensión, u , en cierto nodo terminal, nt , se calcula su recíproco, $vft=1/u$.

Luego, la expresión condicional para la Función de Pertenencia correspondiente al Conjunto Difuso Tensión Fuera de Tolerancia, de variable vft , evaluada en el nodo terminal nt , resulta:

$$\mu_{nt}(vft) = 1; \text{ si } vft < v1 \quad (14)$$

$$\mu_{nt}(vft) = \left[\frac{v2 - vft}{v2 - v1} \right]^p \cdot vft; \text{ si } v2 \geq vft \geq v1 \quad (15)$$

$$\mu_{nt}(vft) = 0; \text{ si } vft > v2 \quad (16)$$

Lo dicho $\rho_{\mu(perd)}$ para vale también para $\rho_{\mu(vft)}$.

Finalmente, como Índice de Tensión fuera de Tolerancia, se propone la Media Geométrica de todos los valores $\mu_{nt}(vft)$ en el conjunto de los nodos terminales, $\{NT\}$:

$$\mu(U_{tf}) = \sqrt[n_{NT}]{\prod_{nt=1}^{n_{NT}} \mu_{nt}(vft)} \rightarrow ITS \quad (17)$$

$\mu(U_{tf})$ puede interpretarse como un índice de la tensión fuera de tolerancia mayor índice \rightarrow mejor perfil);

n_{NT} es el número de nodos terminales del sistema considerado. Este índice es estricto, en términos de que no se aceptan soluciones en donde un nodo terminal tenga una tensión no aceptable.

A.2.3.6 Función de Pertenencia para el Conjunto Difuso del Número de Cambios (NCf)

La inclusión de este objetivo, respeta el criterio de buscar la mejor solución con el menor número de cambios posibles, por razones de costos y tiempos de interrupción del servicio.

La referencia correspondiente al número de cambios de fase, (NCf) se adopta desde el máximo de los resultantes en cada una de las optimizaciones EPSO GISTT MonoObjetivo.

Entonces:

$$\text{RefNCf}_{\text{Max}} = \text{MAX} \{ \text{NCf}_{\text{PSOMinperd}}; \text{NCf}_{\text{PSOMinCH}}; \text{NCf}_{\text{PSOMaxITS}} \} \quad (18)$$

Se observa que el EPSO GISTT MonoObjetivo para maximizar el ITS, es requerido al efecto de lograr el valor de $\text{NCf}_{\text{PSOMaxITS}}$, no para componer $\mu(\text{utf})$.

$\text{RefNCf}_{\text{Max}}$, constituye un límite máximo admisible, puesto que los cambios de fase son contabilizados respecto de la situación base, a la cual le corresponde $\text{NCf} = 0$.

Para poder obtener un límite mínimo admisible (mayor que cero, pues si no se hace ningún cambio respecto de la situación base, nada podrá mejorar), una posibilidad es obtener el mínimo de los valores de (19), al cual se le sustrae un cierto valor NCf_0 , fijado externamente:

$$\text{RefNCf}_{\text{Min}} = \text{MIN} \{ \text{NCf}_{\text{PSOMinperd}}; \text{NCf}_{\text{PSOMinCH}}; \text{NCf}_{\text{PSOMaxITS}} \} - \text{NCf}_0 \quad (19)$$

Luego, la expresión condicional para la función de pertenencia correspondiente al conjunto difuso Número de Cambios de Fase, es la siguiente:

$$\mu(\text{ncf}) = 1; \text{ si } \text{ncf} < \text{RefNCf}_{\text{Min}} \quad (20)$$

$$\mu(\text{ncf}) = \left[\frac{\text{RefNCf}_{\text{Max}} - \text{ncf}}{\text{RefNCf}_{\text{Max}} - \text{RefNCf}_{\text{Min}}} \right]^p \quad ; \text{ si } \text{RefNCf}_{\text{Min}} \leq \text{ncf} \leq \text{RefNCf}_{\text{Max}} \quad (21)$$

$$\mu(\text{ncf}) = 0; \text{ si } \text{ncf} > \text{RefNCf}_{\text{Max}} \quad (22)$$

Lo dicho $p_{\mu(\text{perd})}$ para vale también para $p_{\mu(\text{ncf})}$.

A.2.3.7 Decisión Maximizante: La t-Norma Producto de Einstein

Debe establecerse el *operador de confluencia* entre los Conjuntos Difusos, a efectos de obtener la Decisión Maximizante que definirá el valor de la Función Difusa de Aptitud en cada iteración del Algoritmo HiperHeurístico HY CBR (X-FPSO+FAFS).

Para ello se emplea una t-norma, la cual es una función t definida en el intervalo $[0, 1]$ aplicado también en $[0, 1]$. Satisface las siguientes condiciones:

Si $t: [0, 1] \rightarrow [0, 1]$ es una t-norma, entonces:

a.- $t(0,0) = 0$; $t(x,1) = x$ – Condiciones de Frontera

b.- $t(x,y) = t(y,x)$ – Conmutatividad

c.- si $x \leq \alpha$ e $y \leq \beta \Rightarrow t(x,y) \leq t(\alpha,\beta)$ – Monotonicidad

d.- $t((t(x,y),z) = t(x,t(y,z)))$ – Asociatividad

La t-norma más comúnmente empleada para obtener la Decisión Maximizante, es la denominada Intersección o MIN, definida cualitativamente como sigue:

Dados los valores de cada Función de Pertenencia, correspondientes a los Conjuntos Difuso Objetivos/Restricciones que integran la Decisión Difusa Estática, resulta del mínimo de ellos.

Una de las formas más frecuentemente empleada de esta t-norma, consiste en modificar la importancia de las Funciones de Pertenencia mediante *ponderadores exponenciales*, para luego obtener el MIN.

Sin embargo, para este PO específico, tal operador no genera buenos resultados.

La principal limitación estriba en que existen estados del Espacio de Búsqueda, en los cuales se mantienen en valores muy similares tres de los cuatro Objetivos, mientras que el cuarto se modifica de manera importante, mejorando su aptitud individual.

Al establecer la Decisión Maximizante mediante el operador MIN, la aptitud difusa casi no se modifica, ignorando lo que no solo fue una mejor solución, sino lo que aportaría mejor información al Enjambre o Población para localizar soluciones superadoras.

La t-norma que mejor resultados produjo en esta aplicación, es la referida como Producto de Einstein, y se define del siguiente modo:

$$t_{\text{PEinstein}}: (x,y) \rightarrow \frac{x \times y}{2 - (x + y - x \times y)} \quad (23)$$

Donde x e y son Funciones de Pertenencia Genéricas.

Puede verificarse que $t_{\text{PEinstein}}$ satisface todas las condiciones a-d arriba enunciadas.

Para el modelo presentado, desde la propiedad de Asociatividad, d.-, se tiene el cálculo del Producto de Einstein mediante los siguientes pasos:

$$t_{\text{PEinstein}}^1 = \frac{\mu(\text{perd}) \times \mu(|I^{[0]}|)}{2 - (\mu(\text{perd}) + \mu(|I^{[0]}|) - \mu(\text{perd}) \times \mu(|I^{[0]}|))} \quad (24)$$

$$t_{\text{PEinstein}}^2 = \frac{t_{\text{PEinstein}}^1 \times \mu(\text{utf})}{2 - (t_{\text{PEinstein}}^1 + \mu(\text{utf}) - t_{\text{PEinstein}}^1 \times \mu(\text{utf}))} \quad (25)$$

Y, por último:

$$\mu_D = \frac{t_{\text{PEinstein}}^2 \times \mu(\text{ncf})}{2 - (t_{\text{PEinstein}}^2 + \mu(\text{ncf}) - t_{\text{PEinstein}}^2 \times \mu(\text{ncf}))} \quad (26)$$

Siendo:

$$\mu_D = t_{\text{PEinstein}} \{ \mu(\text{perd}); \mu(|I^{[0]}|); \mu_{nt}(\text{vft}); \mu(\text{ncf}) \} \quad (27)$$

La Decisión Maximizante que proporciona la aptitud difusa de la solución evaluada. En la Figura 3, se presenta el esquema del cálculo empleado, a partir de estos desarrollos.

El proceso se detiene cuando la aptitud dada por (27), se mantiene sin cambios por cierto número de iteraciones NItera.

A.2.4 Simulación sobre un SDEE Real

A.2.4.1 Sistema Considerado

El sistema considerado se corresponde con una salida real de un CT MT/BT en una zona suburbana de la ciudad de San Carlos de Bariloche, referida al año 2002. El Esquema Trifilar se presenta en la Figura 4.

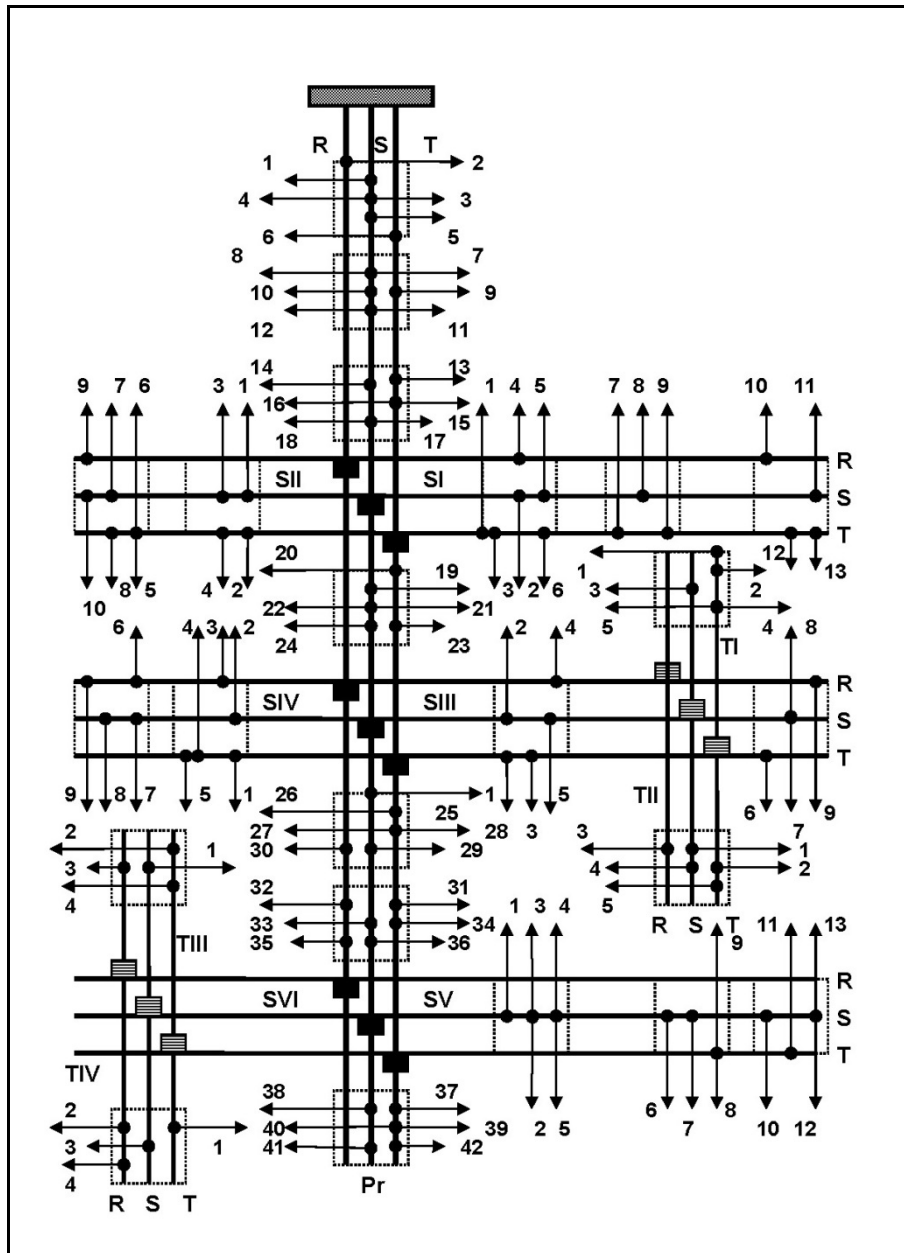


Figura 4: Esquema Trifilar de la Red/Salida CT MT/BT considerada en la Simulación. Sobrecargas Importante en las Fases [S] y [T]

Las cargas son monofásicas y los consumidores son del tipo residencial.

Se ha supuesto que las cargas exhiben una característica de Potencia Constante, ya que así se tienen las mayores pérdidas, generando una evaluación que hace las veces de cota superior para la minimización de este objetivo.

A.2.4.2 Datos y Resultados Obtenidos

En el Cuadro 1, se muestran los valores de las Potencias Aparentes, en [kVA], de cada carga, a Factor de Potencia Constante, $\text{CosFi} = 0.8$.

Se ha considerado un Factor de Simultaneidad $\text{FS} = (1/1.7) \approx 60\%$ en el pico de demanda.

De este modo, todas las cargas son multiplicadas por este valor antes de proceder a los cálculos.

Los conductores son del tipo pre-ensamblado, siendo sus parámetros:

Alim Pr: 3×95 [mm²], ($r = 0.372 + i \cdot x_l = 0.0891$) [Ω]/[km] y

Alim SI, SII, SIII, SIV, SV, SVI, TI, TII, TIII y TIV: 3×35 [mm²], ($r = 1.39 + i \cdot x_l = 0.0973$) [Ω]/[km].

En el Cuadro 1, se presentan, para cada alimentador (Primario, Secundarios y Terciarios) las cargas [**S**] y las distancias [**d**] respecto del nodo de derivación correspondiente, según el índice que se observa en la Figura 4.

También se muestran los Vectores de Conexión resultantes en las Optimizaciones EPSO GISsT MonoObjetivo: [**fMPerd**], [**fMI**^[0]], [**fUft**] y (en letra itálica) el Vector de Conexión resultante para la Optimización HY CBR (X-FPSO+FAFS) MultiObjetivo, [**fPE**].

Las fases de conexión son [R, S, T]. Se utilizaron aplicaciones software desarrolladas en MATLAB, C++ y VB.

El Dominio del Algoritmo HY CBR (X-FPSO+FAFS), está compuesto por las mismas X- Formas MultiObjetivo presentadas en el Capítulo 6, y tal como de aplicó en el PO resuelto en el Capítulo 9.

Como se dijo, las variables son las conexiones de las cargas y la dimensión del problema es $n_C = 115$ (existen 4 nodos derivadores).

Los dominios para tales variables, son tres valores enteros [R=1, S=2, T=3]. El Espacio de Búsqueda se compone de 3^{115} estados, cuyas variables pueden adoptar valores en un intervalo discreto muy reducido.

En el Cuadro 2, se presentan los resultados numéricos obtenidos, parámetros de las Funciones de Pertenencia, Nro de Partículas del Enjambre o Población y Tiempos de Ejecución.

Un aspecto que debe remarcar en este modelo, es la introducción de un procedimiento *bootstrap* o de arranque para las iteraciones tempranas del EPSO GStT Max $\mu(U_{tf})$: El perfil de tensiones admisible, es casi una “rareza” en el Espacio de Búsqueda.

Considérese que existirán muy pocos Vectores de Conexión que podrán satisfacerlo.

Por tal motivo, si se comienza el EPSO GStT, al ser el Índice de Tensión Fuera de Tolerancia, $\mu(U_{tf})$, estricto (no se admite ningún nodo con tensión en módulo inferior a u_{nad}) conforme su construcción, las aptitudes resultarán cero.

Vale destacar que frecuentemente ocurre lo mismo para el Algoritmo HY CBR (X-FPSO), pero al incorporar la X-Forma FAFS, el inconveniente queda resuelto.

Así se ha procedido en el PO resuelto en el Capítulo 9, y también en la solución del PO de Balance de Cargas MultiObjetivo.

Volviendo sobre la optimización EPSO GStT MonoObjetivo para obtener el Índice de Tensión Fuera de Tolerancia de referencia, las partículas del Enjambre o Población reciben, con cierta probabilidad, la información relativa a la mejor posición global y a la individual (de cada partícula).

Si bien esta Topología de Comunicación, como se explicó, introduce importantes mejoras en la diversidad de soluciones, continúa siendo muy improbable que adopten una dirección de movimiento hacia donde el Enjambre, en promedio, deba moverse, tal que $\mu(U_{tf}) > 0$.

Esta condición resulta en una convergencia prematura hacia un valor de aptitud 0.

Por ello, el *bootstrapping* aplicado en las iteraciones tempranas, se basa en otro indicador de $\mu(U_{tf})$, que, simplemente, cuenta el número de nodos terminales del sistema que se encuentran fuera de tolerancia, N_{ntft} .

La nueva función de pertenencia, se propone como:

$$\mu(U_{tf})^* = e^{-[\xi \times N_{ntft}]}, \text{ con } 0 < \xi \leq 1.$$

Se itera, entonces, evolucionando con estas soluciones y llevando, simultáneamente, el cálculo de $\mu(U_{tf})$.

Cuando el Óptimo Global alcanzado implique $\mu(U_{tf}) > 0$, se cambia de $\mu(U_{tf})^*$ a la $\mu(U_{tf})$ definida en **A.2.3.5**, y se continúa el proceso tal como se explicó.

Este *bootstrapping* o arranque, generó siempre muy buenos resultados.

La observación del Cuadro 2 permite corroborar la excelente performance del modelo.

Cuadro 1: Potencias Aparentes en [kVA] y Distancias al Nodo de Salida [km] por Alimentador. Solución HY CRB (X-FPSO+AFS) [fPE]

Alimentador Pr (Primario)

[S] = [1.8 1.15 1.15 1.95 1.15 1.15 1.13 1.14 1.15 1.15 1.14 1.15 2.93 1.12 1.13 1 1.15 1.15 1.15 1.15 1.15 1.17 1.16 1.15 1.13 1.13 1.12 1.13 1.15 1.15 1.15 1.18 1.16 1.15 1.15 1.17 1.15 1.18 1.36 1.36 1.36 1.36]

[d] = [0.035 0.035 0.035 0.035 0.035 0.035 0.045 0.045 0.045 0.045 0.045 0.045 0.065 0.065 0.065 0.065 0.065 0.065 0.095 0.095 0.095 0.095 0.095 0.095 0.095 0.16 0.16 0.16 0.16 0.16 0.16 0.45 0.45 0.45 0.45 0.45 0.45 0.7 0.7 0.7 0.7 0.7]

[fPE] = [R R S T R R T R R S R R R S R R R T R R R T S R R T S T T R T S R R T S S T T S S]

Alimentador SI (Secundario)

[S] = [1 1.15 1 1.15 1.155 1 1.15 1.17 1.15 1.15 1.18 1.125 1.125]

[d] = [0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.25 0.25 0.25 0.3 0.3 0.3 0.3]

[fPE] = [T S T R S R T S T R S T T]

Alimentador SII (Secundario)

[S] = [1.15 1.158 1.125 1.125 1.118 1.125 1 1.15 1.15 1.18]

[d] = [0.15 0.15 0.15 0.15 0.3 0.3 0.3 0.3 0.3 0.3]

[fPE] = [R T T T S S S R T R]

Alimentador SIII (Secundario)

[S] = [1 1.15 1 1.155 1.155 1.18 1.15 1.155 1.15] - [d] = [0.25 0.25 0.25 0.25 0.25 0.35 0.35 0.35 0.35]

[fPE] = [R S R R T T S S T]

Alimentador SIV (Secundario)

[S] = [1.15 1.148 1.125 1.125 1.15 1.18 1.125 1 1.15] - [d] = [0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.2 0.2 0.2 0.2]

[fPE] = [T S R R T R S S T]

Alimentador SV (Secundario)

[S] = [1 1.15 1 1.12 1.125 1 1.18 1.12 1.155 1.15 1.128 1.125 1.125]

[d] = [0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.15 0.15 0.15 0.15 0.2 0.2 0.2 0.2]

[fPE] = [R S T T R S T R T S S S S]

Alimentador TI (Terciario)

[S] = [1 1.15 1 1.128 1.125] - [d] = [0.15 0.15 0.15 0.15 0.15]

[fPE] = [T T S S T]

Alimentador TII (Terciario)

[S] = [1 1.122 1 1.124 1.15] - [d] = [0.095 0.095 0.095 0.095 0.095]

[fPE] = [T S S S T]

Alimentador TIII (Terciario)

[S] = [1 1.152 1.123 1.725] - [d] = [0.135 0.135 0.135 0.135]

[fPE] = [S R S T]

Alimentador TIV (Terciario)

[S] = [1.12 1.15 1 1.8] - [d] = [0.125 0.125 0.125 0.125]

[fPE] = [T S S S]

Cuadro 2: Valores Base y Resultados de los EPSO GIST MonoObjetivos y del Algoritmo HY CRB (X-FPSO+AFS)

Valores del Esquema Base: Perd[kW] =13.02 $ I^{[0]} $ [A] = 47.6 μ (Uft) = 0 ncf = 0							
PSO MonoObjetivo	Nro Partículas	Tiempo de Ejecución	Perd[kW]	$ I^{[0]} $ [A]	μ (Uft)	ncf	
Min Perd	300	35 [min]	6.94	18.93	0.32	81	
Min $ I^{[0]} $	300	37 [min]	10.16	0.1	0	79	
Max μ (Uft)	300	43 [min]	7.02	13.80	0.34	85	
HY CBR (X-FPSO+FAF)							
Nro Partículas	Tiempo de Ejecución	Perd[kW]	$ I^{[0]} $ [A]	μ (Uft)	ncf		
Max $t_{\text{Poinstein}}$	300	25 [min]	7.21	0.4	0.27	59	
<u>Exponentes y Referencias para las Funciones de Pertenencia:</u>							
$\rho\mu(\text{perd}) = \rho\mu(I^{[0]}) = \rho\mu(\text{ncf}) = 1.5; \rho\mu(\text{vft}) = 3.5;$							
[Minperd = 6.94, Refperd = 13.02]; [MinCH =0.1, RefCH = 47.6]; [RefNCf _{Min} = 45, RefNCf _{Max} = 81]							

A.3. CONCLUSIONES

1ra) Se ha presentado el Algoritmo HY CRB (X-FPSO+AFS), para resolver el Problema del Desbalance de Fases en un SDEE BT. El Cuadro 2 muestra, respecto de la situación base del sistema real considerado, los muy buenos resultados obtenidos.

Este modelo, una vez ajustados *se puede aplicar en cualquier red* BT, confiriéndole un *carácter genérico*.

2da) La inclusión del procedimiento *bootstrap* o de arranque, con una modificación intrínseca en la estrategia del movimiento del enjambre, complementa a la excelente habilidad del EPSO GISsT para resolver problemas de optimización en variables discretas cuyos dominios son muy reducidos, tal como ocurre en esta aplicación. Caso del Perfil de Tensiones dentro de Tolerancia Regulatoria (Calidad del Producto Técnico), para obtener su valor de referencia, mientras que el Algoritmo HiperHeurístico no

necesita, como se dijo, de tal *bootstrapping*, a partir del dominio de MetaHeurísticas establecido en el Capítulo 6.

3ra) El empleo de la t-norma Producto de Einstein, cuando se presentan espacios de búsqueda como el caracterizado en este modelo, es una muy buena opción para implementar la Función de Aptitud Difusa. No obstante, a tal fin, podrían explorarse y/o diseñarse otras t-normas, tal como se introdujo en el Capítulo 3.

4ta) De los dos aspectos considerados en la optimización presentada, que son controlados regulatoriamente (Calidad del Producto Técnico Tensión de Suministro y Pérdidas), las Pérdidas no exhiben un mecanismo de valoración económica, conforme a las políticas de uso racional de la energía que las empresas y las autoridades regulatorias impulsan hacia los usuarios (Lado de la Demanda).

Sólo se establecen niveles aceptables, tal como se señaló.

Este Modelo propende a contribuir mediante la aplicación concreta de los elementos teóricos de la investigación de operaciones, al aporte de instrumentos que permitan, desde el Lado de la Oferta, una gestión racional de los recursos energéticos (Energía Primaria para la generación de electricidad).

5ta) Por último, y fundamentalmente en relación a lo dicho en el punto anterior, queda pendiente el desarrollo de un Modelo HiperHeurístico (HY CRB (X-FPSO+AFS)), que aborde los objetivos señalados, pero considerando *variables de control* adicionales tales como: *posición de los tap's de regulación en transformadores, recambio de alimentadores (principales o derivados) y ubicación de bancos de capacitores para compensación de reactivo*, en una *optimización conjunta*. Esto se ha procurado en la solución presentada en el Capítulo 9.

La solución, bien establecida para este problema, *resulta un paso muy importante en la dirección sugerida*.

RESUMEN Y SÍNTESIS
GENERAL.
RECOMENDACIONES
SOBRE LA
CONFECCIÓN DEL
MARCO
REGULATORIO CON
GENERACIÓN Y
MICRO-GENERACION
DISTRIBUIDA PARA
LA PROVINCIA DE
ENTRE RÍOS
(ARGENTINA)

CAPÍTULO 8: RESUMEN Y SINTESIS GENERAL. RECOMENDACIONES SOBRE LA CONFECCIÓN DEL MARCO REGULATORIO CON GENERACIÓN Y MICRO- GENERACION DISTRIBUIDA PARA LA PROVINCIA DE ENTRE RÍOS (ARGENTINA)

I. RESUMEN

I.1 El material contenido en los Capítulos de este libro, que aborda el Contexto General (Estado del Arte), conforme:

- Experiencias Internacionales y Nacionales,
- Marcos Teóricos sobre Regulación en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica,
- Modelos de Planificación y de Operación sobre las Redes DISTRO y de Distribución,
- Eficiencia Energética y Sustentabilidad Energético-Ambiental,
- Impacto de la Generación Distribuida (GD) GD y Micro-GD en los Sistemas de Distribución Eléctrica (SDEE), y
- Grado de Penetración de GD y Micro-GD en los (SDEE),

ha profundizado el análisis relativo a las siguientes dimensiones o aspectos del Problema General, categorizadas como:

- a.- Economía de Regulación
- b.- Economía de Regulación Eléctrica - Costos de Acceso a Redes
- c.- Energías Renovables - General y Solar Fotovoltaica
- d.- Generación y Micro Generación Distribuida basada en Fuentes Primarias de Energía Renovable
- e.- Modelos de Análisis de Funcionamiento en Sistemas de Distribución
- f.- Análisis y Modelos de Impacto de la GD y Micro-GD en (SDEE)
- g.- Optimización de los Modelos de Impacto de la GD y Micro-GD en (SDEE) mediante Soft-Computing (Inteligencia Artificial Computacional)

Cada categoría comprende distintos aspectos sobre la temática general que se aborda en la misma.

Se adjunta, en el presente Capítulo, un Resumen de Contenidos y Recomendaciones Generales que surgen de las investigaciones, datos y desarrollos, correspondientes al Estudio RECOMENDACIONES SOBRE LA CONFECCIÓN DEL MARCO REGULATORIO CON GENERACIÓN Y MICRO-GENERACION DISTRIBUIDA PARA LA PROVINCIA DE ENTRE RÍOS (ARGENTINA).

Se ha conformado, a través de cada Capítulo, un exhaustivo Marco Teórico- Metodológico que permitirá abordar cualquier simulación juzgada pertinente, en cualquiera de los aspectos relevantes para la definición de un Marco Regulatorio para la GD y Micro-GD, basadas en Fuentes Primarias de Energía Renovable, en la Provincia de Entre Ríos (Económicos de Regulación, Estructuras Tarifarias, Planificación y Operación de las Redes de los Sistemas de Distribución en Media y Baja Tensión, Cálculo y Asignación Libre de Subsidios Distorsivos entre Categorías de Usuarios del Costo Propio de Distribución, Políticas de Eficiencia Energética del Lado de la Oferta y del Lado de la Demanda, Sustentabilidad Ambiental, Políticas de Incentivos para la Penetración de la GD y Micro-GD, entre otros), para las Etapas subsiguientes del trabajo.

I.2 Respecto de la Micro-Generación Solar Fotovoltaica y su Situación a Nivel Global: los Tipos de Intercambio¹ entre el micro-generador y las redes de distribución, (Esquemas), mayormente observados a Nivel global o Internacional, son los siguientes:

a.- Auto-Consumo Puro: Se define como la generación de energía para el consumo propio, con el fin de reducir los costos que implica obtener la energía de otros proveedores.

¹ Se refiere, como se explicó en el Capítulo 5, a la forma de contraprestación por la inyección de excedentes de energía, que recibe el usuario micro-generador.

Por lo tanto, el sistema de generación se diseña para que la potencia obtenida sea del orden de la demandada ya que, si la potencia resultase mayor, la energía excedente no sería compensada.

b.- Net Metering o Balance Neto: A diferencia del caso anterior, el excedente de energía generado por el micro-generador es volcado/inyectado a la red.

Esta energía es contabilizada en forma de crédito (en kWh) a favor del usuario, que podrá utilizar cuando lo considere necesario, o bien puede obtener una compensación monetaria – dependiendo de cada país -.

Por tanto, la empresa distribuidora hace un Balance Neto entre la energía inyectada a la red y la energía consumida de la misma, para calcular el consumo total a facturar. Se requiere para ello contar con un medidor bidireccional que mida ambas energías (o con dos medidores para sendos casos – consumo e inyección de excedentes -).

Una característica de este tipo de modalidad de intercambio, es que el precio de la energía consumida es igual al de la generada.

Esta política se establece por un periodo, en general, de unos pocos años dependiendo de cada país. En el caso de que al final del periodo el saldo de energía resulte favorable para el micro-generador, puede o no retribuirse monetariamente el excedente de energía, también dependiendo de cada país – y, en algunos países desarrollados, como Estados Unidos, por caso, de cada estado -.

c.- Net Billing o Facturación Neta: En el caso de la política del Net Billing, el valor de la energía consumida por el micro-generador no necesariamente coincide con el valor de la energía generada.

El beneficio, por ende, se recibe como una retribución monetaria por parte de la empresa distribuidora en función de la diferencia entre el valor de la energía consumida y el valor de la generada. En general, el precio de la energía inyectada a la red es menor o igual al de la consumida.

Constituye una variante de la modalidad Net Metering.

Cabe destacar, al respecto, que en algunos países denominan Net Metering al Net Billing (por caso, en algunos estudios sobre Uruguay, refieren a su sistema de intercambio como Net Metering cuando, en rigor, es Net Billing. Esto ocurre porque el precio al que se remunera la energía inyectada a la red es el mismo de la consumida).

d.- Feed-in Tariff (FiT): Este tipo de intercambio consiste en una política energética que ofrece acuerdos de compra a largo plazo para la venta de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables.

Las políticas de compra pueden ser dependientes o no del precio de la electricidad del mercado. Una vez establecido el contrato, la tarifa se mantiene fija a lo largo del plazo acordado, que suele ser entre diez y veinte años.

Las ventajas de esta política son la seguridad y estabilidad que brinda, ya que la empresa distribuidora está obligada a comprar toda la energía generada a una tarifa determinada, durante un periodo de tiempo.

Por otro lado, una desventaja de este tipo de política es que puede ocasionar una distorsión en los precios de las tarifas eléctricas, por ejemplo en el caso en que los costos de la implementación de este esquema se trasladen a los precios de la energía para todos los consumidores.

e.- Virtual Net Metering: Se trata de una modalidad que permite compartir, entre varios usuarios, un sistema de generación y beneficiarse del crédito obtenido por excedente de generación que se inyecte en la red.

En la siguiente Tabla se resumen los Tipos de Intercambio adoptados por diversos países entre los analizados:

Tabla Resumen del Tipo de Intercambio o Esquema de Regulación en los países analizados:

	Situación Global
	Política
Alemania	FiT
Chile	Net Billing
Italia	Net Billing
China	FiT o Auto-Consumo
Japón	FiT
Canadá	FiT
	Net Billing
Reino Unido	FiT
India	FiT y Net Metering
España	No Existen
EE.UU.	Net Metering
Brasil	Net Metering
Australia	FiT, Net Metering y Net Billing
México	Net Metering
Uruguay	Net Billing

II.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES

II.1 Se observa que el *Tipo de Intercambio predominante* (siendo el Net Billing una variante del Net Metering, y considerando que muchos países emplean ambas denominaciones sin distinción) es el Net Metering o Balance Neto.

Si bien el análisis fue realizado para la Micro-Generación Solar Fotovoltaica, no se excluyen otros tipos de fuentes primarias renovables. Ocurre que la solar, es también predominante sobre las demás Fuentes Primarias Renovables en instalaciones GD/Micro-GD, en general.

Los países más desarrollados (Alemania, Estados Unidos – dependiendo del Estado – y Reino Unido), implementan Modelos de Mercado más complejos, que incluyen la discutida Figura del Agente Comercializador.

Para los países como Argentina, Uruguay, Chile (si bien se contempla en la regulación, su introducción es muy cuestionada) y Brasil (caso similar a Chile), el Tipo de Intercambio (en caso de Argentina, sugerido conforme la Ley Nacional N° 27.424 de Régimen de fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable es el de Net Billing) es el de Net Metering, cuyas transacciones son realizadas con la empresa distribuidora (se preserva, en Argentina, para los usuarios No Regulados – GUME y GUMA y GUPA² - la posibilidad de realizar las transacciones

² Los Grandes Usuarios dentro del Mercado Eléctrico responden a tres categorías bien definidas por su nivel de consumo: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

Requisitos para GUMA:

Tener, como mínimo, en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1 MW, y de energía igual o superior a 4380 MWh anuales.

Tener contratado en el Mercado a Término (MAT), por lo menos, el 50% de su demanda de energía eléctrica con Generadores o Comercializadores de Generación, considerando el mínimo de energía previsto en el punto anterior, o bien tener Acuerdos con Comercializadores de Demandas, que cubran el 50% de su demanda. El resto demanda puede ser adquirida directamente al Mercado, al precio que se verifique en forma horaria.

La duración mínima de cada contrato en el MAT es de un mes pero debe disponerse siempre de tres meses bajo contratos. La duración mínima de cada Acuerdo de Comercialización de Demanda es de doce meses.

Instalar un equipo de medición apropiado que permita la medición de su demanda cada 15 minutos, y que pueda leído en forma remota por CAMMESA, llamado equipamiento SMEC.

Disponer de un Esquema de Alivio de Carga por Subfrecuencia (relé de corte o convenio con otro GUMA para compartir cortes).

Constituir un Depósito de Garantía que cubra el importe a facturar por CAMMESA en un lapso de tres meses.

Requisitos para GUME:

Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 2000 kW (medición triple tarifa).

Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista).

La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a 2 períodos trimestrales.

No tener deudas pendientes con la Distribuidora.

Requisitos para GUPA:

Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 100 KW (medición simple tarifa).

Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM.

La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a los 4 períodos trimestrales.

correspondientes a la inyección de sus excedentes de energía, en el Mercado Eléctrico Mayorista – MEM -).

II.2 Un punto a destacar es que, especialmente en los países desarrollados cuyo Tipo de Intercambio es el FiT (Alemania y Reino Unido, por caso), se propende al Auto-Consumo.

Existen múltiples razones para ello, las cuales estriban en:

- ✓ la eficiencia y sustentabilidad energética como políticas,
- ✓ la disminución de inversiones en tecnología asociada a la gestión óptima de los excedentes de energía inyectados por los micro-generadores a la red (desarrollos de Smart-Grids sobre redes existentes),
- ✓ la recuperación del Costo Propio de Distribución por parte de las empresas distribuidoras,
- ✓ la existencia de subsidios distorsivos (en países como el nuestro, Usuarios Regulados que no son micro-generadores, y que en un mal diseño asignativo sufragan costos de redes que corresponderían a Usuarios micro-generadores – Regulados o no -), y
- ✓ el impacto en la planificación y operación de las redes debido a un grado importante de penetración de GD y Micro-GD – que también redundaría en un mayor Costo Propio de Distribución, a partir del cual resultan los cuadros tarifarios -.

No tener deudas pendientes con la Distribuidora.

Períodos Trimestrales del MEM:

Mayo-Julio.

Agosto-Octubre.

Noviembre-Enero.

Febrero-Abril.

Fechas límite para la presentación de documentación relativas al ingreso al MEM:

GUMAS: 90 días antes del inicio del trimestre.

GUMES y GUPAS: 60 días antes del inicio del trimestre.

Un caso paradigmático en este sentido, es el de España, donde no sólo se inhabilita cualquier Tipo de Intercambio, sino que existe un impuesto al Auto-Consumo (referido como “Impuesto al Sol”), el cual consta de dos cargos:

- ❖ Cargo por la Potencia Instalada (€/kW, anual): Se aplica si la instalación cuenta con baterías que permitan la reducción de la potencia contratada a la empresa de distribución eléctrica.
- ❖ Cargo por la Energía Auto-consumida (€/kWh): De este cargo están eximidas las instalaciones con potencia menor a 10 kW y las instalaciones ubicadas en Islas Canarias, Ceuta y Melilla (Mallorca y Menorca tienen cargos reducidos).

Este impuesto ha sido objeto de gran controversia puesto que desalienta el auto-consumo. En la actualidad se está elaborando un proyecto de ley para el “Fomento del Autoconsumo Eléctrico” que pretende, entre otras cosas, abolir el “Impuesto al Sol”.

II.3 El conjunto de Modelos desarrollados según la clasificación presentada en el punto **I.1**, se orientan especialmente al análisis de estos aspectos para las redes de los sistemas de distribución de ENERSA S. A. y de las Cooperativas existentes en la Provincia de Entre Ríos (18). De forma que las restantes Etapas del trabajo, básicamente implican simulaciones sobre redes prototipos, y análisis de Resultados, adoptando Modelos tal como el presentado en el Capítulo 7.

De forma análoga, valen también para estimaciones del Costo Propio de Distribución y su impacto en las Estructuras Tarifarias.

Como ejemplo, adoptando datos de redes disponibles (Baja Tensión): Al analizar el impacto de la penetración de la Micro-GD, se observa en principio una disminución de las pérdidas activas (redes de operación radial), y un mejoramiento en el perfil de tensiones. A medida que el grado de penetración aumenta (dependiendo de la red, su estructura de diseño, tipo – urbana, semi-urbana, rural), etc. -), se observa que las pérdidas llegan a un mínimo y comienzan a aumentar, el

grado de desbalance de carga (cuando, como es habitual, predominan las conexiones monofásicas) aumenta muy por encima del grado de desbalance observado cuando sólo hay usuarios consumidores, la tensión a la salida de los transformadores MT/BT aumenta a un punto en el que la regulación de tensión (generalmente en el primario) no puede resolverse para estar dentro de tolerancia conforme la Calidad del Producto Técnico, aumenta la potencia de Corto Circuito en los puntos de inyección, y existen perturbaciones transitorias como armónicos y *flickers* que requieren de dispositivos de corrección (por caso, filtros).

Estas condiciones, contemplando que si este grado de penetración continuase en aumento, requería de plantear un Modelo de Despacho (como el presentado en el Capítulo 7), que tome mediciones en los puntos de la red que se analiza, y proporcione la redundancia necesaria para la eliminación de errores groseros (no *gaussianos* o dentro de la tolerancia especificada en los equipos de medición y el tele-control).

Se tendría, de este modo un Modelo de Estimación de Estados para SDEE combinado con una Optimización MultiObjetivo, sobre Distribución en BT.

En MT, dada la Escala de Producción –Inyección de Excedentes -, esta clase de problemas de impacto están más estudiados.

Los resultados de las simulaciones preliminares realizadas, en los aspectos cualitativos descriptos, son similares a las que presentan otros estudios sobre redes de BT con operación Radial (por caso de Uruguay).

Para situaciones en las que el grado de penetración de la Micro-GD es pequeño, no se observan alteraciones significativas en la red.

II.4 Tomando en consideración los términos en los que la Ley N° 27.424 se redacta, se sostiene lo dicho en su oportunidad ante las autoridades nacionales de la Secretaría de Energía, respecto de tener un margen de análisis específico sobre consideraciones que deben analizarse, para la aplicación de la misma como Marco Regulatorio para la Provincia de Entre Ríos.

En líneas generales:

Existen tres inconvenientes que pueden atentar contra este nuevo paradigma y que necesitan ser cuidadosamente evaluados.

El **primero** es el Tecnológico. Este se relaciona con la tecnología empleada en los sistemas de generación (particularmente Micro-Generación) disponibles, considerando aspectos de retorno energético (tasa de retorno energético) y el avance en investigación y desarrollo para aumentar la eficiencia de tales sistemas.

Se considera que, en todo estudio a realizar, que este aspecto es dato, lo que supone que los Costos Económicos que deben sufragarse, satisfacen la condición de Eficiencia Productiva.

Cabe destacar que la doctrina de los Costos Económicos (por caso, a diferencia de los Contables), define a los mismos como “*los costos de producción de un bien/prestación de un servicio que surgen utilizando la mínima dotación de recursos en la cadena insumo-producto (Eficiencia Productiva), valorizados a su costo social de oportunidad (Eficiencia Asignativa)*”.

La Eficiencia Asignativa es la que implica la inexistencia de Subsidios Distorsivos en la asignación de los Costos de Distribución a los diferentes usuarios del sistema de distribución, al componer las Estructuras Tarifarias.

En el Capítulo 3 (Regulación Eléctrica), se presentan varios Modelos que propician tal Eficiencia.

El **segundo** es el aspecto Técnico, que se relaciona con el impacto que producen la instalaciones de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica (SDEE). Se vuelve, nuevamente y con mayor énfasis a la Eficiencia Asignativa, como se explicó en el párrafo anterior. Los conceptos vertidos en el Capítulo 3 y, para el Análisis Óptimo de Funcionamiento de los SDEE con GD/Micro-GD, en el Capítulo 6 y, fundamentalmente, en el Capítulo 7, abordan metodológica y operativamente este aspecto.

Y el **tercero** es el Regulatorio, que implica el análisis económico/financiero a los efectos de que el capital invertido por los usuarios generadores, pueda ser recuperado en un tiempo igual o menor a la vida útil de los dispositivos/instalaciones de generación, incentivando la penetración de las fuentes primarias de energías renovables, sin que ello implique subsidios distorsivos ni vulnere los parámetros regulatorios definidos en el control de Calidad del Producto Técnico -Perfil de Tensiones, Contenido Armónico- y del Servicio Técnico - Energía no suministrada (ENS) ante fallas, Frecuencia de Interrupciones, Número de Usuarios afectados y otros parámetros relativos a la confiabilidad del servicio, que fija la norma IEEE.

Los Capítulos 3, 6 y 7, consideran también este aspecto.

Del conjunto de desafíos/inconvenientes a resolver (Técnicos y Económicos-Regulatorios) que crea la introducción masiva y aleatoria de Generación Distribuida en un SDEE surge, entonces, la necesidad de estudiar y contribuir al conocimiento del impacto de tal tecnología sobre la Seguridad, Confiabilidad y Calidad del suministro eléctrico del mismo.

La estructura operativa de los SDEE ha sido diseñada tradicionalmente para que reciban energía en Alta Tensión (AT) y la suministren a los consumidores en Baja Tensión (BT), todo ello sustentado bajo principios de economía, confiabilidad, seguridad y calidad de suministro que la autoridad de aplicación regulatoria se encarga de controlar.

En esta estructura, la generación es instantáneamente ajustada de acuerdo a la demanda.

La introducción de GD en un SDEE puede impactar de forma importante en los flujos de potencia y en los niveles de tensión en los consumidores, dando lugar a importantes problemas técnicos que deben ser considerados al momento de realizar conexiones.

Por tanto es importante considerar que en la introducción aleatoria de la GD, además del beneficio económico, se garanticen los parámetros controlados regulatoriamente, cumpliendo las restricciones técnicas de los criterios operativos fijados para el SDEE en estudio, debido a que en un mercado competitivo en el que existe nuevos agentes (usuarios auto-generadores y micro-generados) de GD desde

fuentes primarias de energía renovable diferentes - como es el caso de la energía de la biomasa, eólica o solar fotovoltaica -, no existen garantías de que se satisfagan.

Esta condición implica mayores inversiones en los sistemas de redes, que impactarán sobre el Costo Propio de Distribución y, consecuentemente, en los Cuadros Tarifarios que se obtengan al asignar eficientemente los mismos.

De manera que los desafíos o inconvenientes indicados como Técnico y Regulatorio, se encuentran estrechamente vinculados.

Como consecuencia, considerando las políticas de diversos países respecto del fomento del uso de las energías renovables, un cuidadoso estudio técnico de los impactos que produce la introducción masiva aleatoria de GD, para satisfacer tales criterios operativos que el SDEE debe cumplir en su operación diaria (resultante de su planificación a mediano y largo plazo), supone una información de vital importancia.

Al respecto, es claro que, las redes de los SDEE (considerando específicamente los de nuestro país), exhiben características diferentes (densidad de carga –por caso, los segmentos rural, suburbano y urbano-, topología, grado de radialidad, etc.) conforme cada provincia y/o región.

Asimismo ocurre con el recurso renovable a explotar por los Equipos de Generación Distribuida.

II.5.- La primera versión de la Ley Nacional N° 27.424 en el CAPÍTULO I, Artículo 1, habla de fijar políticas y establecer condiciones jurídicas y contractuales para la penetración de GD renovable bajo el nuevo paradigma de usuario-generador “... y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias”. Este primer artículo, establece el margen referido para el estudio de los SDEE en la provincia de Entre Ríos, explotados por la empresa ENERSA y 18 Cooperativas de Servicios.

Cabe destacar que en tales sistemas, los recursos renovables son mayoritariamente la biomasa y el solar fotovoltaico. En ambos casos, en principio,

predominantemente utilizados en equipos de generación distribuida instalados en zonas rurales.

El Artículo 4, establece que “Todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda, siempre que ésta se encuentre en el marco del Artículo 6to de la presente ley y cuente con la autorización requerida”.

Pero el Artículo 6 establece, a su vez, que “A los fines de la presente ley, la reglamentación establecerá diferentes categorías de usuario-generador en función de la magnitud de potencia de demanda contratada y capacidad de generación a instalar”.

Este es un punto en el que debe aplicarse el margen referido, para que tales categorías resulten consistentes con las particularidades mencionadas en nuestra provincia, atendiendo al párrafo resaltado más arriba respecto al Artículo 1.

El CAPÍTULO II, sobre la reglamentación de conexión de un usuario-generador a la red, es claro.

Pero nuevamente, si se procura el incentivo para la penetración masiva de GD, debe conocerse el impacto de la misma, conforme su grado de penetración, en los distintos SDEE y las condiciones de los mismos para garantizarlos. Al respecto, en el Artículo 11 establece que en los costos de conexión de “... no podrán significar costos adicionales para los demás usuarios conectados a la misma red de distribución”. Esto supone el diseño para la asignación de los costos tales que no generen subsidios distorsivos, cuestión que también depende de las características de cada SDEE.

El CAPÍTULO III, establece como mecanismo regulatorio para el pago de excedentes el Balance Neto.

Este es un punto cuestionable, pues el sistema sólo funciona al alcanzar la Paridad de Red, condición en la cual el costo de compra de energía es igual (o inferior) al LCOE - *Levelized Cost of Energy* – Costo Nivelado de la Energía - (según el Equipo de generación distribuida utilizado).

Las experiencias en países de Latinoamérica, particularmente con una disparidad cambiaria de su moneda respecto de la divisa e inflación elevada, demuestran que es inviable.

Si bien en el CAPÍTULO IV se habla de la creación del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (FODIS), Artículo 16, no hay establecida una referencia de la tasa crediticia que permita analizar el LCOE resultante.

Nuevamente, se reitera que los Costos Propios de Distribución, no son los mismos para todos los SDEE, y que, además, el valor de la energía comprada a la red, surge de la medición de la energía, cuando tales costos se refieren a los que surgen de las inversiones en el sistema de redes, asignado a cada usuario conforme la estructura tarifaria resultante.

De modo que si se tienen Costos Propios de Distribución más Elevados respecto de otras provincias, el costo de cada kWh comprado a la red, resultará también más elevado.

Si bien se establecen Beneficios Promocionales (subsidios), se debe conocer el valor (en esta situación, ya no se tendría un esquema de puro de Balance Neto, sino más parecido al esquema Feed-In Tariff, que propendería a la disminución del LCOE).

Estos puntos, en síntesis, son los más relevantes para analizar en el margen de estudio referido, al momento de establecer definiciones operacionales sobre los costos que surjan de la Regulación Provincial, enmarcada en la presente Ley.

II.6.- Sin embargo, la versión definitiva de la Ley Nacional N° 27.424 genera, por lo dicho, inconvenientes para su adhesión por parte de la Provincia de Entre Ríos y en opinión de quien escribe (en carácter de asesor de la Secretaría de Energía de la Provincia). Al respecto valen los comentarios que siguen a continuación.

- A efectos de contextualizar la Propuesta de una Ley Provincial de Generación Distribuida, sustentada en Fuentes Primarias de Energía Renovable para Entre Ríos, resulta pertinente hacer una breve reseña, que contribuya a la síntesis del enfoque sobre el que se trabajó con la Secretaría de Energía de la Provincia, todos los Sectores de la empresa ENERSA S.A, las Cooperativas de Distribución Eléctrica (18), y el Ente Regulador Provincial.

El análisis realizado, resulta de un Convenio celebrado entre la Secretaría de Energía de la Provincia y la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concepción del Uruguay, cuyo objeto fue proporcionar recomendaciones Técnicas, Económicas y Regulatorias para la confección de un Marco Regulatorio que contemple la Generación y Micro-Generación distribuida desde Fuentes Primarias Renovables, con la posibilidad de Inyección de Excedentes a la Red. Se mantienen las acepciones provenientes del estado del arte, en los términos Generación Distribuida para los emplazamientos de plantas de generación en Media Tensión, y Micro-Generación Distribuida para los emplazamientos de generación de pequeña escala, en Baja Tensión (a nivel usuario final).

El Grupo de Investigación sobre Economía Computacional de Regulación de Redes y Energías Renovables (CONICET-UTN CdU) bajo mi dirección, es quien se encargó de llevar adelante la investigación, razón por la cual fui designado, en tal Convenio, como Director.

El primer contacto que mantuvimos con la Secretaría de Energía de la Provincia de Entre Ríos data de fines del año 2016, donde se me convocó en carácter de asesor sobre esta temática.

Para ese entonces, existía un Decreto Provincial, firmado por el actual Señor GOBERNADOR DE LA PROVINCIA DE ENTRE RÍOS, N° 4315/16 MPlyS-Microgeneración, sustentado por El Artículo 83 de la Constitución de la Provincia y la Ley Nacional N° 26.190, con las modificaciones de la Ley Nacional N° 27.191, las cuales establecían el "RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA".

Este Decreto Provincial, reconoce en su introducción que la Leyes Nacionales N° 26.190 y N° 27.191 tienen como objeto el Fomento del Uso de Fuentes

Primarias de Energía Renovable, destinadas a la Producción de Energía Eléctrica, así como también sus consecuencias favorables, ya que implica:

- a) una mayor diversificación de la Matriz Energética Nacional,
- b) la expansión de la Potencia Instalada en el Corto Plazo,
- c) la Reducción de Costos de Generación de Energía,
- d) la Previsibilidad de Precios (de Energía/Potencia) a Mediano y Largo Plazo, y
- e) la contribución a la Mitigación del Cambio Climático, generando condiciones para la Seguridad del Abastecimiento de Energía Eléctrica.

Por último, el Decreto Provincial, toma también en cuenta que, por Decreto N° 531/2016 del SEÑOR PRESIDENTE DE LA NACIÓN, se reglamentó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

El Decreto Provincial establece en sus ARTICULOS 2º, 3º y 4º:

ARTICULO 2º: Apruébase el Reglamento de Condiciones para que las Pequeñas Generaciones puedan incorporarse a la Red Eléctrica de Distribución en Baja Tensión (Micro-GD) e Inyectar sus Excedentes.

ARTICULO 3º: Designase a la SECRETARIA DE ENERGÍA DE LA GOBERNACION, como Autoridad de Aplicación para la Promoción y Fomento de la Instalación y uso de Pequeñas Generaciones de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables y Sustentables.

ARTICULO 4º: Designase al ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA como Autoridad de Aplicación para emitir y actualizar la normativa técnico-regulatoria que complemente el Reglamento de Condiciones, en

función de experiencias y/o avances tecnológicos. Deberá también resolver cualquier cuestión o situación no prevista expresamente.

En esta circunstancia, puede entenderse una clara adhesión del Decreto Provincial (Nº 4315/16) a la esencia de las Leyes Nacionales referidas (Nº 26.190, con las modificaciones introducidas por la Ley Nacional Nº 27.191).

No obstante, todo Sistema de Distribución de Energía eléctrica, más allá de ciertos estándares generales (refiriéndose a nuestro país), tiene sus características propias. En cualquiera de los aspectos mencionados más arriba (Técnicos, Económicos y Regulatorios). Entre Ríos no es la excepción, presentando particularidades aún dentro de sus departamentos.

Cabe destacar que el Reglamento de Condiciones mencionado, capta estas características.

Por tal motivo, el Convenio Celebrado entre la Secretaría de Energía de la Provincia y la Universidad Tecnológica Nacional, Concepción del Uruguay, implicó, primero, un exhaustivo análisis de las experiencias internacionales respecto de este nuevo Paradigma de Generación/Micro-Generación Distribuida, segundo, identificar los Impactos que la Penetración masiva de Micro-Generación Distribuida, con posibilidad de Inyección de Excedentes, puede tener sobre el Sistema de Redes de Distribución (fundamentalmente en Baja Tensión), tercero, realizar simulaciones en tal sentido, orientadas a las características propias de los Sistemas de Distribución de la Provincia, y cuarto, realizar las recomendaciones pertinentes a las autoridades de aplicación mencionadas en el ARTICULO 3º y el ARTICULO 4º del Decreto Provincial, en el ámbito de sus incumbencias.

Con ello se procuró, principalmente, brindar la adecuada fundamentación Teórico/Metodológica al Reglamento de Condiciones (mencionado en el ARTICULO 2º del Decreto Provincial, y que lo integra como ANEXO), para

que las Pequeñas Generaciones puedan incorporarse a la Red Eléctrica de Distribución en Baja Tensión (Micro-GD) e Inyectar sus Excedentes.

En un estudio de más de 3500 páginas, fueron analizados los aspectos mencionados. Por caso:

- 1) Perfil de Tensiones (Calidad del Producto Técnico) → Redes de BT con Topología Radial.
- 2) Regulación de Tensión.
- 3) Contenido Armónico (Calidad del Producto Técnico).
- 4) Pérdidas.
- 5) Nivel de Cortocircuito.
- 6) Tipo y Coordinación de Protecciones (Calidad del Servicio Técnico) → Redes de BT con Topología Radial.
- 7) Modelos de Confiabilidad (Calidad del Servicio Técnico) → Redes de BT con Topología Radial.
- 7) Desbalance de Fases.
- 9) Grado de Penetración de la Micro-GD.
- 10) Inteligencia Óptima (Grado “Smart-Grid”).
- 11) Análisis de Funcionamiento.

Estos puntos suponen modificaciones sobre las Herramientas de Análisis de Funcionamiento Clásicas aplicables a los Sistemas de Potencia –Distribución-, tales como: Flujo de Potencia Trifásico Desbalanceado incorporando Conexión y Desconexión de los Sistemas de Auto-generación, Regulación de Tensión, Confiabilidad, Análisis de Contingencias, Análisis de Cortocircuito y Estimación de Estados, considerando que la red incorpora un Grado de inteligencia (Smart-Grid), cuyo nivel debe ser determinado bajo Operación Radial, optimizando las inversiones que la Empresa Distribuidora debe recuperar a través de una tarifa, y sin distorsiones en términos de los Subsidios entre diferentes Categorías o Segmentos de Usuarios.

Fundamentalmente, se analizó el tipo de Subsidio Distorsivo que puede presentarse en los Cargos de Acceso a la Red (Costo Propio de Distribución –VAD-), que deben sufragar usuarios cuya racionalidad económica es muy diferente, representada en buena medida por el concepto denominado Utilidad Marginal del Ingreso (UMgl). Esta indica la importancia que cada usuario proporciona a la última unidad monetaria que conforma su ingreso. De modo que una UMgl muy pequeña, es asociada a un usuario de elevados recursos, y una UMgl muy grande, es asociada a un usuario de pequeños recursos. Es razonable suponer que quienes podrían acceder, tomando como tecnología más utilizada, a Micro-Generadores basados en Paneles Solares Fotovoltaicos, tendrían una UMgl pequeña, mientras que los usuarios cautivos, tendrían una UMgl elevada.

Debe evitarse que todo incremento en el Costo Propio de Distribución, debido a las inversiones que los sistemas de redes requieran para operar de manera estable y dentro de sus parámetros de calidad, suponga una asignación de los Costos Propios de Distribución tal que los usuarios cautivos subsidien parte de los mismos a los usuarios Micro-Generadores.

Este es un problema Económico-Regulatorio que, conjuntamente con la definición de las categorías de usuarios, dependen fuertemente del Sistema de Distribución analizado.

Y del conjunto de estudios sintéticamente mencionados, surgirán los parámetros a controlar regulatoriamente.

De manera que, aún adhiriendo a las Leyes Nacionales Referidas, con la guía de Decreto Provincial, y el establecimiento, muy adecuado por cierto, de las autoridades de aplicación según sus ARTICULOS 3º y 4º, un estudio meticuloso de estas características debe ser realizado para cada Sistema de Distribución.

Hasta aquí, no existen conflictos respecto de las Leyes Nacionales referidas.

Respecto de las conclusiones, los resultados (cuantitativos) de las simulaciones realizadas fortalecen la hipótesis de que cada Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, bajo este Paradigma de Generación Distribuida, debe ser cuidadosamente estudiado, a efectos de proporcionar los fundamentos Teóricos/Metodológicos, tanto a la Secretaría de Energía como al Ente Regulador de la Provincia, conforme las incumbencias establecidas en el Decreto Provincial (en sus ARTICULOS 3º y 4º).

Respecto al Marco Regulatorio, vuelvo sobre el Decreto Provincial y su Reglamento de Condiciones, incorporando los estudios referidos, parte del Convenio entre la Secretaría de Energía de Entre Ríos, y la UTN CdU.

Existe un gran interés, por parte de los usuarios, de instalar equipos Micro-Generadores. La tendencia, en nuestro país y por razones de coyuntura (tipo de cambio –dólar/peso-, escasa penetración de la tecnología, por caso más general, Solar Fotovoltaica en el mercado, pero con posibilidad de aumentar), es incierta en términos de la Inyección de Excedentes. Hay otros factores, por ejemplo la denominada Paridad de Red, situación en la cual el denominado Costo Nivelado de la Electricidad de un Sistema Micro-Generador Fotovoltaico, [\$/kWh], resulta igual o inferior al precio de compra de energía, [\$/kWh], a la red. Esta condición puede incentivar la Inyección de Excedentes. Pero el auto-consumo, tendencia observable internacionalmente en los países más desarrollados, es perfectamente compatible con la diversificación en la Matriz Energética vinculada al Sector de Abastecimiento Eléctrico, puesto que propende a una sustitución de Energías Primarias Fósiles por Energías

- La Ley Nacional N° 27.424, de Noviembre de 2018, así como su ANEXO, por decreto del SEÑOR PRESIDENTE DE LA NACIÓN, deja sin efecto las autoridades de aplicación naturales (siempre respecto del RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA) que establece el Decreto Provincial N° 4315/16, en sus ARTICULOS 3º y 4º. Se enfatiza en la palabra natural sobre los roles de la Secretaría de Energía y el Ente Regulador

Provinciales, puesto que la primera es la responsable de establecer las Políticas Energéticas direccionadas, conforme lo explicado, no sólo a los usuarios residenciales y/o comerciales, sino al Sector Productivo. Lo mismo ocurre, por las mismas razones y fundamentos, con el segundo.

El decreto sobre la Ley Nacional N° 27.424, establece en su ARTÍCULO 2°:

“Desígnase como Autoridad de Aplicación de la Ley N° 27.424 y su modificatoria a la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA con dependencia del MINISTERIO DE HACIENDA, quedando facultada para dictar las normas aclaratorias y complementarias de la reglamentación aprobada por el ARTÍCULO 1° de la presente medida”.

En su ANEXO, la misma autoridad de aplicación reglamenta lo que resulta competencia específica del Reglamento de Condiciones ANEXO al Decreto Provincial, neutralizando los roles de la Secretaría de Energía y del Ente Regulador Provinciales, en lo que al Paradigma GD/Micro-GD desde Fuentes Primarias de Energía Renovable se refiere.

Y aquí se observa el inconveniente, pues, desde lo dicho, es imposible adherir a esta Ley Nacional, de modo que se procura la aprobación de una Ley Provincial de GD.

- Cabe destacar que se han realizados reuniones con el Director Nacional de Generación Distribuida y el Director Nacional de Energías Renovables, mostrando muy buena predisposición por parte de las autoridades nacionales, y quedando a la espera sobre futuras reuniones.

Pero las cuestiones aquí descriptas fueron claramente planteadas y reconocidas.

CAPÍTULO VIII

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

CAPÍTULO I

Gilbert and Khan, International Comparisons of Electrical Regulation – Cambridge. 1996.

Green R., England and Wales - A Competitive Electricity Market? – Program on Workable Energy Regulation. University of California. 1998.

Joscow P., Why Do We Need Electricity Retailers? Or Can You Get it Cheaper Wholesale? - Department of Economics. MIT. 2000.

Littlechild S., Privatisation, Competition and Regulation - The Institute of Economics Affairs, England. Occasional Paper 110, February 2000.

Mielczarski W., Michalik G., Competitive Electricity Markets. Introduction to the Open Electricity in Victoria - Nova Science Publishers, Monash University Australia, Melbourne. Department of Electrical and Computer System Engineering. 1998.

Pistonesi H., Elementos de Teoría Económica de la Regulación - IDEE-FB, Maestría en Economía de la Energía. Publicación Interna. 1997.

Spulber D., Regulation and Markets - MIT Press. 1989.

Thrumann A., Customer Choice: Purchasing Energy in a Deregulated Market - Fairmont Press. 1999.

Tye W., The Theory of Contestable Markets - Greenwood Publishing Group. 1990.

CAPÍTULO II

Argyrous G., Los Paradigmas de Kuhn y la Economía Neoclásica - University of New South Wales. Traducción IDEE-FB. Maestría en Economía de la Energía. 1999.

Beard R. T., Lozada G., Economics, Entropy and the Environment – Edward Elgar Publishing Limited, UK - USA. 1999.

Caldwell B. J., Beyond Positivims: Economic Methodology in the Twentieth Century – London – George Allen & Unwin. 1982.

Caldwell B. J., Post-Keynesian Methodology: an Assessment – Review of Political Economy, 1 – March, 43-64. 1989.

Chalmers A. F., Qué es esa Cosa llamada Ciencia – Siglo Veintiuno de Argentina Editores. Nueva Edición ampliada y corregida. 1999.

Friedman M ., Metodología de la Economía Positiva – University of Chicago Press. 1970.

Friedman M., Essays in Positive Economics - University of Chicago Press. 1996.

- Galbraith J., *The Affluent Society* – Houghton Miffling. 1969.
- Graaf J de V., *Teoría de la Economía del Bienestar* – Amorrortu Editores - Buenos Aires. 1967.
- Khun T., *The Structure of Scientific Revolutions* - University of Chicago Press. 1996. PaperBack: 1962.
- Knight F., *Risk, Uncertainty and Profit* – The London School of Economics and Political Science. First Published.1921.
- Lagrange F., Scarano E. y Marqués G., *Epistemología de la Economía. Paper: Kuhn y la Economía Neoclásica* - A-Z Editora Bs. As. . 1999.
- Landreth H., Colander D., *History of Economic Thought* - Houghton Mifflin College. 1994.
- Lavoie M., *Foundations of Post-Keynesian Economic Analysis* – Edward Elgar Publishing Limited. 1992.
- Lipsey R., Lancaster K., *The General Theory of Second Best* – Review of Economics Studies. 1956 - 1957.
- Minsky F. P., *Uncertainty and the Institutional Structure of Capitalist Economies* – Bard College - The Levy Economics Institute. 1996.
- Moreno Jimenez j. M., Aguarón Joven J., Escobar Urmeneta M. T., *Metodología Científica en Valoración y Selección Ambiental* – Facultad de Economía – Universidad de Zaragoza, España. 2004.
- Pistonesi H., *Elementos de Teoría Económica de la Regulación* - IDEE-FB, Maestría en Economía de la Energía. Publicación Interna. 1997.
- Pistonesi H., *Precios y Tarifas de la Energía: Un Análisis de las Propuestas Marginalistas* - IDEE-FB . 1987.
- Popper K., *Los dos Problemas Fundamentales de la Epistemología* - Basado en Manuscritos de los años 1930 -1933. Editorial Tecnos. 1978.
- Samuelson P., Nordhaus W., *Economics (Economics, 16th Ed.)* - Richard d. Irwin. 1997.
- Schweickardt G., *Metodología para la Asignación de Costos en la Función Técnica de Transporte sobre el Mercado de Distribución*. Fundación Universidad Nacional de San Juan, Argentina. 2002.
- Spulber Daniel F., *Regulation and Markets* - MIT Press. 1989.

CAPÍTULO III

- BAUMOL W. Y BRADFORD D. (1970): “Optimal Departures from Marginal Cost Pricing”. *The American Economic Review*, Vol. 60, June 1970.
- BOITEUX M. (1956): “Sur la Gestion des Monopoles Publiques Restreints a L’Equilibre Budgetarie”. *Econometrica*, Vol 24, 1956.
- RECORDON E. Y RUDNICK H. (2002): “Distribution Access Pricing: Application of the OFTEL Rule to a Yardsitck Competition Scheme”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17 November, pp. 1001-1007.

SCHWEICKARDT G. (2003): Metodología para la Asignación de Costos en la Función Técnica de Transporte sobre el Mercado de Distribución. Fundación Universidad Nacional de San Juan. San Juan, Argentina.

SCHWEICKARDT G. (2007): Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Económicamente Adaptados. Discusión y Propuestas Metodológicas. Fundación Bariloche. Bariloche, Argentina.

SCHWEICKARDT G. Y PISTONESI H. (2007): "Discusión sobre el Concepto de Sistema de Económicamente Adaptado aplicado a las Redes de Distribución Eléctrica". Revista Energética, Nro. 37, pp. 53-66. Julio 2007, Medellín, Colombia.

SCHWEICKARDT G. Y PISTONESI H. (2008): "Disputabilidad en los Sistemas de Redes de Distribución Eléctrica. Un Análisis desde los Modelos de Telecomunicaciones en el Mrcoc del Paradigma Económico Neoclásico". Revista Energética, Nro. 39, pp. 91-104. Julio 2008, Medellín, Colombia.

SPULBER D. (1989): Regulation and Markets. MIT Press, Massachusetts, USA.

CAPÍTULO IV

Álvarez Pelegry, E., & Castro Legarza, U. (2014). Generación distribuida y autoconsumo: Análisis regulatorio.

American Public Power Association-APPA. (2013). Distributed generation, an overview of recent policy and market developments

BCG & Orkestra. (2015). Smart energy: Nuevas aplicaciones y modelos de negocio

Bernard Chabot. (2014, 18/03/2014). Analysis of renewable electricity production by states in USA in 2013.

Bloomberg. (2016). Sustainable energy in america factbook 2016

DECC. (2014). Digest of united kingdom energy statistics 2014. (No. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/338750/DUKES_2014_printed.pdf).

DECC. (2015a). Consultation on a review of the feed-in tariffs scheme.

DECC. (2015b). Energy trends: Renewables.

DECC. (2015c). Historical electricity data: 1920 to 2014. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/historical-electricity-data-1920-to-2011>

DECC. (2015d). Section 5. electricity. Retrieved from https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/487838/Electricity.pdf

- DSIREUSA. (2016). Database of state incentives for renewables & efficiency. Retrieved from <http://www.dsireusa.org/>
- EIA. (2013). Feed-in tariff: A policy tool encouraging deployment of renewable electricity technologies. Retrieved from: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11471>
- EIA. (2014). Electric power monthly with data for december 2013
- EIA. (2015a). Electricity. detailed state data. Retrieved from <http://www.eia.gov/electricity/data/state/>
- EIA. (2015b). Nota de prensa. 1 de diciembre de 2015
- Energy Informative. (2015). What's the difference between net metering and feed-in tariffs? Retrieved from: <http://energyinformative.org/net-metering-feed-in-tariffs-difference>
- EPIA. (2014). Global market outlook for photovoltaics 2014-2015 EurObserver. (2015). Photovoltaic barometer
- Fraunhofer ISE. (2014). Recent Facts about photovoltaics in germany
- Gov.UK. (2013). Electricity generation and supply figures for scotland, wales, northern ireland and england, 2009 to 2012
- GTM. (2014). Solar market insightreport 2014. Retrieved from <http://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2014-q4>
- IREC. (2013). Best practices in state: Net metering policies and interconnection procedures
- LBNL. (2013). Renewables portfolio standards in the united states: A status update.

CAPÍTULO V

- IRENA. "Renewable power generation costs in 2014.", 2014.
- Sampsa Hyysalo Jouni K. Juntunen. Renewable micro-generation of heat and electricity - Review on common and missing socio-technical configurations, 2015.
- MIEM-DNE. Guía para Micro-Generación en Uruguay, 2013.
- IEA PVPS. Review and analysis of PV self-consumption policies, 2016.
- IEA PVPS. Trends 2016 in photovoltaic applications, 2016.
- Bundesnetzagentur. EEG in Zahlen 2015. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html?jsessionid=BC1AD6961157AA0996CE1DFAB13ADB8F.
- ISE Fraunhofer Institute of Solar Energy Systems. Photovoltaics report, 2015.
- Solar Power Europe. Overview of the PV Investment Environment in Italy, Noviembre 2016.

CREARA. "PV GRID PARITY MONITOR, Commercial Sector 3rd issue", Junio 2016.

Bitt Srl. "Fotovoltaico: Fatturazione SSP". <http://bittsrl.com/fotovoltaico-fatturazione-scambio-sul-posto>.

Gestore Servizi Energetici. Rapporto statistico 2015 solare fotovoltaico, 2015.

Energy Saving Trust. "FEED in TARIFFS". <http://www.energysavingtrust.org.uk/renewable-energy/electricity/solar-panels/feed-tariffs>. Accedido: 2017.

UK Government. "Feed-in Tariffs: get money for generating your own electricity". <https://www.gov.uk/feed-in-tariffs/overview>. Accedido: 2017.

Ofgem. Feed-in tariff annual report, Diciembre 2016.

Unión Española Fotovoltaica (UNEF). El Tiempo de la energía solar fotovoltaica, 2016.

Aicardi, Agustín Laguarda, and Ruben Chaer. "Análisis de complementariedad de los recursos eólico y solar para su utilización en la generación eléctrica en gran escala en Uruguay.", 2016.

José Cataldo, Alejandro Gutiérrez, Gonzalo Abal y Mauro D'Angelo. Mapa solar del Uruguay, Memoria Técnica, v1.0, 2011.

Laboratorio de Energía Solar de la UDELAR. Mapa solar del Uruguay. <http://les.edu.uy/productos/mapa-solar-del-uruguay-1/>.

CAPÍTULO VI Y VII

BELLMAN, R.; ZADEH, L. (1970): "DECISION-MAKING IN A FUZZY ENVIRONMENT". Management Science – 17 - pgs. 141, 164.

KENNEDY, J.; EBERHART, R.C. (1995): "PARTICLE SWARM OPTIMIZATION", IEEE International Conference on Neural Networks". Perth, Australia. IEEE Service Center, Piscataway, NJ.

MIRANDA, V.; FONSECA, N. (2002) a: "NEW EVOLUTIONARY PARTICLE SWARM ALGORITHM (EPSO) APPLIED TO VOLTAGE/VAR CONTROL". Proceedings of 14th Power Systems Computation Conference (PSCC'02). Sevilla, Spain, Jun 24-28.

MIRANDA, V.; FONSECA, N. (2002) b: "EPSO-BEST-OF-TWO-WORLDS META-HEURISTIC APPLIED TO POWER SYSTEM PROBLEMS". Proceedings Congress on Evolutionary Computation, Honolulu, Hawaii, USA - Vol. 2 - pgs. 1080,1085.

RAMÍREZ-ROSADO, I.J.; GÖNEN, T. (1991): "PSEUDODYNAMIC PLANNING FOR EXPANSION OF POWER DISTRIBUTION SYSTEMS". IEEE Trans. on Power Systems, PWRS-6 (1) – pgs. 245, 254.

SCHWEICKARDT, G. (2007): "SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ECONÓMICAMENTE ADAPTADOS. DISCUSIÓN Y PROPUESTAS METODOLÓGICAS." Editorial Fundación Bariloche, Argentina.

SCHWEICKARDT, G.; MIRANDA, V. (2007): "UN MODELO DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ORIENTADO A LA ADAPTACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA". Revista EPIO – 28 - pgs. 30, 49.

YAGER, R. (1977): "MULTIPLE OBJECTIVE DECISION MAKING USING FUZZY SETS". Intl. J. Man-Machine Studies – 9 - pgs. 53, 64.

ARRILLAGA J., ARNOLD C., HARKER B. (1991): "COMPUTER MODELLING OF ELECTRICAL POWER SYSTEMS". John Wiley & Sons, pgs 90-123. ISBN 0-47-110406-X.

BELLMAN, R.; ZADEH, L. (1970): "DECISION-MAKING IN A FUZZY ENVIRONMENT". Management Science, 17, pgs. 141-164.

BEYER, H. (1996): "TOWARD A THEORY OF EVOLUTION STRATEGIES: SELF-ADAPTATION". Evolutionary Computation, vol. 3, nro. 3, pgs. 311-347.

FORTESCUE, C.L. (1918), "METHODS OF SYMMETRICAL COORDINATES APPLIED TO THE SOLUTION OF POLYPHASE NETWORKS", Trans. AIEE: pgs. 1027-1140.

GRAINGER J., STEVENSON W. (1996): "POWER SYSTEM ANALYSIS". Mc. Graw Hill, U.S.A. ISBN 0-07-061293-5.

KENNEDY, J.; EBERHART, R.C. (1995): "PARTICLE SWARM OPTIMIZATION", IEEE International Conference on Neural Networks". Perth, Australia. IEEE Service Center, Piscataway, NJ.

SCHWEICKARDT G., MIRANDA V. (2007): "UN MODELO DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ORIENTADO A LA ADAPTACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA". Revista EPIO. 28, p. 30-49.

SCHWEICKARDT, G. (2007): "SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ECONÓMICAMENTE ADAPTADOS. DISCUSIÓN Y PROPUESTAS METODOLÓGICAS." Editorial Fundación Bariloche, Argentina. ISBN 978-987-23544-0-4.

WINSTON W. (1991): "OPERATIONS RESEARCH: APPLICATIONS AND ALGORITHM". Boston PWS-KENT Publishing Company.

ZHU J., GRIFF B., CHOW M. (1998): "PHASE BALANCING USING MIXED-INTEGER PROGRAMMING". IEEE Trans. Power Systems, vol. 13, nro. 4.

BELLMAN R., Dreyfus E. (1962): "Applied Dynamic Programming". Princeton University Press.

BELLMAN, R.; ZADEH, L. (1970): "DECISION-MAKING IN A FUZZY ENVIRONMENT". Management Science – 17 - pgs. 141-164.

GÖNEN T. (1986), "ELECTRIC POWER DISTRIBUTION SYSTEM ENGINEERING", MacGraw-Hill, United States.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE (2003), "IEEE GUIDE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION RELIABILITY INDICES", STD 1366TM.

LAKERVI E., HOLMES E. (1999), "ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORK DESIGN", IEE Power Engineering Series 21, 2nd Edition, London, United Kingdom.

MIRANDA V., (1998) "RELIABILITY AND DECISION MAKING EVEN IF WITH UNRELIABLE DATA", ENVIMA, Lebanon.

MIRANDA V., DO VALE A., CERVEIRA A., (1983) "OPTIMAL EMPLACEMENT OF SWITCHING DEVICES IN RADIAL DISTRIBUTION NETWORKS", Proceedings of CIRED'83, session 6, rap. 13, ed. A.I.M., Liège, Belgium.

RIVIER ABBAD J. (1999), "CALIDAD DEL SERVICIO. REGULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES", tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Madrid.

SCHWEICKARDT G., MIRANDA V. (2007): "UN MODELO DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ORIENTADO A LA ADAPTACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA". Revista EPIO. 28, p. 30-49.

YAGER R. (1977): "MULTIPLE OBJECTIVE DECISION MAKING USING FUZZY SETS". Intl. J. Man-Machine Studies. 9, P. 53-64.

DOUBOIS D., PRADE H. (1980): "FUZZY SETS AND SYSTEMS: THEORY AND APPLICATIONS". New York, London, Toronto Press.

GARCÍA E., SCHWEICKARDT G., ANDREONI A. (2008): "A NEW MODEL TO EVALUATE THE DYNAMIC ADAPTATION OF AN ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEM". Energy Economics, ELSEVIER - Vol. 30, issue 4 - pgs. 1648,1658.

LAVOIE M. (1992): "FOUNDATIONS OF POSTKEYNESIAN ECONOMIC ANALYSIS". Edward Elgar Publishing.

P. LAX P. (1997): "LINEAR ALGEBRA", Wiley Interscience: New York, 1997.

SAATY T. (1977): "A SCALING METHOD FOR PRIORITIES IN HIERARCHICAL STRUCTURES". Journal of Mathematical Psychology. Vol. 15 – pgs. 234, 281.

SCHWEICKARDT G. (2007): "SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ECONÓMICAMENTE ADAPTADOS. DISCUSIÓN Y PROPUESTAS METODOLÓGICAS". Editorial Fundación Bariloche.

SCHWEICKARDT G., MIRANDA V. (2007): "UN MODELO DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ORIENTADO A LA ADAPTACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA". Revista de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa - Nro. 28 – pgs. 30, 49.

SCHWEICKARDT G., MIRANDA V. (2009): "A TWO-STAGE PLANNING AND CONTROL MODEL TOWARD ECONOMICALLY ADAPTED POWER DISTRIBUTION SYSTEMS USING ANALYTICAL HIERARCHY PROCESSES AND FUZZY OPTIMIZATION". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, ELSEVIER - Vol. 31 - issue 6 – pgs. 277, 284.

SCHWEICKARDT G., PISTONESI H. (2007): "DISCUSIÓN SOBRE EL CONCEPTO DE SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO APLICADO A

LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA". Revista Energética, Universidad Nacional de Colombia, Medellín- Nro. 37 - pgs 53, 65.

ZADEH L. (1970): "THE CONCEPT OF A LINGUISTIC VARIABLE AND ITS APPLICATION TO APROXIMATE REASONING". Memorandum ERL- 411, Berkeley.

BELLMAN R., DREYFUS E. (1962): "APPLIED DYNAMIC PROGRAMMING". Princeton University Press.

BELLMAN R., ZADEH L. (1970): "DECISION-MAKING IN A FUZZY ENVIRONMENT". Management Science. 17, p. 141-164.

DOUBOIS D. Y PRADE H. (1980): "FUZZY SETS AND SYSTEMS: THEORY AND APPLICATIONS". New York, London, Toronto Press.

KAUFMANN A., GUPTA M. (1985): "Introduction to Fuzzy Arithmetic. Theory and Applications". Van Nostrand Reinhold Electrical/Computer Science and Engineering Series.

LAVOIE M. (1992): "FOUNDATIONS OF POSTKEYNESIAN ECONOMIC ANALYSIS", Edward Elgar Publishing.

MESSIAH A. (1991): "QUANTUM MECHANICS", Volume I, 12th Printing. Norht-Holland Publishing.

MIRANDA V., PROENÇA L. (1997): "WHY RISK ANALYSIS OUTPERFORMS PROBABILISTIC CHOICE AS EFFECTIVE DECISION SUPPORT PARADIGM FOR POWER SYSTEM PLANNING". Proceedings IEEE Summer Power Meeting, July.

SAADE J. (1996): "A UNIFYING APPROACH TO DEFUZZIFICATION AND COMPARISON OF THE OUTPUTS OF FUZZY CONTROLLERS". IEEE Transactions On Fuzzy Systems. Vol. 4. 3, 227-237.

SCHWEICKARDT G. (2003): "METODOLOGÍA PARA LA ASIGNACIÓN DE COSTOS EN LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE SOBRE EL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN". Editorial Fundación Universidad Nacional de San Juan, Argentina.

SCHWEICKARDT G. (2007): "SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ECONÓMICAMENTE ADAPTADOS. DISCUSIÓN Y PROPUESTAS METODOLÓGICAS." Editorial Fundación Bariloche, Argentina.

SCHWEICKARDT G., MIRANDA V. (2007): "UN MODELO DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ORIENTADO A LA ADAPTACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA". Revista EPIO. 28, p. 30-49.

YAGER R. (1977): "MULTIPLE OBJECTIVE DECISION MAKING USING FUZZY SETS". Intl. J. Man-Machine Studies. 9, p. 53-64.

ZADEH L. (1977): "THE CONCEPT OF A LINGUISTIC VARIABLE AND ITS APPLICATION TO APROXIMATE REASONING". Memorandum ERL- 411, Berkeley.

BAI R. Y KENDALL G. (2006): "An Investigation of Automated Planograms Using a Simulated Annealing Based Hyper-Heuristic". GECCO'06, July 2006, Seattle, Washington, USA.2005.

BELLMAN R. Y ZADEH L. (1970): "Decision-Making in a Fuzzy Environment". Management Science, 17, pp. 141-164.

BENI G., WANG J. (1989): "Swarm Intelligence in Cellular Robotic Systems". Proceedings NATO Advanced Workshop on Robots and Biological Systems, June 1989, Tuscany, Italy.

BURKE E., KENDALL G., O'BRIEN R., REDRUP D., SOUBEIGA E. (2003-c): "An Ant Algorithm Hyperheuristic". The Fifth Metaheuristics International Conference. Kyoto, Japan, August 2003.

BURKE E., KENDALL G., SOUBEIGA E. (2003-a): "A Tabu-Search Hyperheuristic for Timetabling and Rostering". Journal of Heuristics, No 9, pp. 451-470.

BURKE E., LANDA SILVA J., SOUBEIGA E. (2003-b): "Hyperheuristic Approaches for MultiObjective Optimisation". The Fifth Metaheuristics International Conference, pp. 052-{1-6}. Kyoto, Japan, August 2003.

BURKE E., MACCARTHY B., PETROVIC S., QU R. (2002): "Knowledge Discovery in a HyperHeuristic for Course Timetabling Using Case-Based Reasoning". Proceedings of the Fourth International Conference on the Practice and Theory of Automated Timetabling (PATAT'02), pp. 90-103, Ghent, Belgium, August 2002.

COELLO C., SALAZAR M. (2002): "MOPSO: A Proposal for Multiple Objective Particle Swarm Optimization". Proceedings of the 2002 Congress on Evolutionary Computation-CEC02, Vol. 2, pp. 1051-1056. Honolulu, Hawaii USA.

COWLING P., KENDALL G., E. SOUBEIGA E. (2000): A Hyperheuristic Approach to Scheduling a Sales Summit. Selected Papers of the Third International Conference on Practice and Theory of Automated Timetabling, PATAT 2000. LNCS, pp. 176-190, Konstanz, Germany, August 2000. Springer-Verlag.

COWLING P., KENDALL G., E. SOUBEIGA E. (2001): "A Parameter-Free Hyperheuristic for Scheduling a Sales Summit". In proceedings of 4th International Conference, Porto Portugal, July 2001, pp. 127-131.

COWLING P., KENDALL G., E. SOUBEIGA E. (2002-a): A Tool for Rapid Prototyping in Scheduling and Optimisation. Second European Conference on Evolutionary Computing for Combinatorial Optimisation, EvoCop 2002. LNCS, pp. 1-10, Kinsale, Ireland, April 2002. Springer-Verlag.

COWLING P., KENDALL G., E. SOUBEIGA E. (2002-b): Hyperheuristic: A Robust Optimisation Method Applied to Nurse Scheduling. Parallel Problem Solving from Nature VII, PPSN 2002. LNCS, pp. 851-860, Granada, Spain, September 2002, Springer-Verlag.

DÍAZ A., GLOVER F., GHAZIRI H., GONZALEZ J. (1996): Optimización Heurística y Redes Neuronales. Paraninfo. Madrid, España.

DORNDORF U. Y PESCH E. (1995): "Evolution Based Learning in a Job Shop Scheduling Environment". *Computers and Operations Research*, 22, pp. 25–40.

FANG H. Y ROSS P. (1994): "A Promising Hybrid GA/Heuristic Approach for Open-Shop Scheduling Problems". *Eleventh European Conference on Artificial Intelligence*, pp.197–202.

GLOVER F. (1989): "Tabu Search: Part I". In: *ORSA Journal on Computing*, vol. 1, pp. 190-206.

KENNEDY J., EBERHART R. (1995): "Particle Swarm Optimization", *IEEE International Conference on Neural Networks*. IEEE Service Center, Piscataway, NJ. Perth, Australia.

KITANO H. (1990): "Designing Neural Networks using Genetic Algorithms with Graph Generation System". *Complex Systems*, 4, pp. 461–476.

LAVOIE, M. (1992). *Foundations of PostKeynesian Economic Analysis*. Edward Elgar Publishing. University of Ottawa, Canada.

NORENKOW I. Y GOODMAN E. (1997): "Solving Scheduling Problems via Evolutionary Methods for rule Sequence Optimization". *Second World Conference on Soft Computing*, pp. 61–64.

OSMAN I. Y KELLY J. (eds.) (1996): *Meta-Heuristics: Theory and Applications*. Ed. Kluwer Academic. Boston, USA.

PETROVIC S., QU R. (2002): "Case-Based Reasoning as a Heuristic Selector in a Hyper-Heuristic for Course Timetabling Problems". *Knowledge-Based Intelligent Information Engineering Systems and Allied Technologies, Proceedings of KES'02, Vol 82*, pp. 336-340, Crema, Italy, September 2002.

ROSS P., SCHULENBURG S., MARÍN-BLÁZQUEZ J., HART E. (2002): "Hyper-heuristics: Learning to Combine Simple Heuristics in Bin-Packing Problems". *Genetic And Evolutionary Computation Conference (GECCO 2002)*, New York, July 2002.

SCHWEICKARDT G. Y MIRANDA V. (2010): "Metaheurística FEPSO Aplicada a Problemas de Optimización Combinatoria: Balance de Fases en Sistemas de Distribución Eléctrica". *Revista Ciencia Docencia y Tecnología, Universidad Nacional de Entre Ríos*, Nro. 40, pp. 133-163.

SCHWEICKARDT G., MIRANDA V., GIMENEZ J. (2010): "Dos Enfoques Metaheurísticos para resolver Problemas de Optimización Combinatoria Multicriterio: Fuzzy Evolutionary Particle Swarm Optimization con Topología Estrella Global/Individual (FEPSO GIST) y Fuzzy Simulated Annealing (FSA)". *Anales del Encuentro XXIII ENDIO - XXI EPIO - II ERABIO, Tandil, Argentina*.

SIMPSON P. (1992): *Foundations of Neural Networks. Artificial Neural Networks*. IEEE Press. New York.

SMITH J. (2002): *Parallel problem solving from nature VII*. Granada, Spain. Springer-Verlag.

TCHEPRASOV V. Y GOODMAN E. (1996): "A Genetic Algorithm to generate a Pro-active Scheduler for a Printed Circuit Board Assembly". *First International Conference on Evolutionary Computation and its Applications*, pp. 232–244.

FUNAHASHI K. Y NAKAMURA Y. (1993). "Approximation of Dynamical System by Continuous Time Recurrent Neural Networks". Journal of Neural Networks, Nro. 6, pp. 801-806.

HAGAN M., DEMUTH H., BEALE M. (1996): *Neural Network Design*. PWS Publishing Company. Boston, USA.

SCHWEICKARDT G., MIRANDA V. (2010): "Control Regulatorio de la Adaptación Económica en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Concepción de un Modelo Posibilístico desde un Paradigma Alternativo". Libro de Resúmenes del Congreso ERABIO II - ENDIO XIII - XXI EPIO. Septiembre de 2010, Tandil, Argentina.

WIDROW B. Y LEHR M. (1990) "30 Years of Adaptive Neural Networks: Perceptron, Madaline, and Backpropagation". Proceedings of the IEEE, Vol. 78, issue 9, September 1990.

AGURTO, R. (1992): "CARGOS POR USO DE LA TRANSMISIÓN EN CHILE: ANÁLISIS DEL CONCEPTO DE ÁREAS DE INFLUENCIA". 6º CONGRESO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE SOBRE ECONOMÍA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, MENDOZA, ARGENTINA.

ARRILLAGA J., ARNOLD C., HARKER B. (1991): "COMPUTER MODELLING OF ELECTRICAL POWER SYSTEMS". John Wiley & Sons, pgs 90-123. ISBN 0-47-110406-X.

AVRIEL, MORDECAI (2003): "NONLINEAR PROGRAMMING: ANALYSIS AND METHODS". DOVER PUBLISHING. ISBN 0-486-43227-0.

SCHWEICKARDT G. (2003): "METODOLOGÍA PARA LA ASIGNACIÓN DE COSTOS EN LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE SOBRE EL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN". EDITORIAL FUNDACIÓN UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN, ARGENTINA.

SCHWEICKARDT G., PISTONESI H. (2007): "DISCUSIÓN SOBRE EL CONCEPTO DE SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO APLICADO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA". REVISTA ENERGÉTICA, UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, MEDELLÍN. 37, PP. 53-65.

SCHWEPPE, F. C., CARAMANIS, M. C., TABORS, R. D. Y BOHN, R. E. (1978): "SPOT PRICING OF ELECTRICITY". BOSTON, KLUWER ACADEMICS PUBLISHERS.

BRANDWAJN V., KUMAR A., IPAKCHI A., BOSE A. Y KUO S. (1997): "Severity Index for Contingency Screening in Dynamic Security Assessment". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, Issue 3, pp. 1136–1142, Aug. 1997.

GUERRERO M. AND BLAABJERG F., ZHELEV T. (2010): "Distributed Generation: Toward a New Energy Paradigm". IEEE Industrial Electronics Magazine, Vol. 4, no. 1, pp. 52–64, March 2010.

HATZIARGYRIOU N., ASANO H., IRAVANI R. AND MARNAY C. (2007): "Microgrids". IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 5, no. 4, pp.78–94, July-Aug. 2007.

- KROPOSKI B., LASSETER R., ISE T., MOROZUMI S., PAPTALIANASSIOU S. AND HATZIARGYRIOU N. (2008): "Making Microgrids work". IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 6, no. 3, pp. 40–53, May/June 2008.
- KUNDUR E. (1994): Power System Stability and Control. United State of America: McGraw-Hill, Inc, 1994, pp. 924, ch. 13.
- KUNDUR E. (2004): "Definition and classification of power system stability". IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE Trans. Power Systems, vol. 19, issue 3, pp. 1387–1401, August 2004.
- MEYER B. (1997): "New Trends and Requirements for Dynamic Security Assessment". CIGRE Task Force 38.02.13 Report, Paris, 1997.
- MORISON K., WANG L. AND KUNDUR P. (2004): "Power System Security Assessment". IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 2, issue 5, pp. 30–39, September-October 2004.
- RAHMAN S. (2003): "Going green: The Growth of Renewable Energy". IEEE Power & Energy Magazine, 16–18, Nov./Dec. (2003).
- TOMSOVIC K. (2004): "Integrated security Analysis. Final Report". Power Systems Engineering Research Center PSERC, Publication 03-06. May 2003. Washington State University.
- UNGRAND H., WINKLER W. AND WISZNIEWSKI A. (1995): Protection Techniques in Electrical Energy Systems. Marcel Dekker, Inc., 1995.
- WASLEY R. Y DANESHDOOST M. (1983): "Identifications and Ranking of Critical Contingencies in Dependent Variable Space". IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, no. 4, pp. 881, April 1983.
- YUSHENG X., TAISHAN X., BING L. Y YAOZONG L. (2000); "Quantitative Assessments for Transient Voltage Security". IEEE Trans. Power Systems, Vol. 15, issue 3, pp.1077–1083, August 2000.
- ZHANG Y., WEHENKEL L., ROUSSEAU P. AND PAVELLA M. (1997): "SIME: A Hybrid Approach to fast Transient Stability Assessment and Contingency Selection". Electrical Power and Energy System, Vol. 19, no. 9, pp. 195–208, 1997.
- MENDEL J. (2001): Uncertain Rule-Based Fuzzy Logic Systems. Introduction and New Directions. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 2001.
- TSOUKALAS L. Y UHRING R. (1987): Fuzzy and Neural Approach in Engineering. 1st ed., John Wiley and Sons, Inc., 1987.
- FUNAHASHI K. Y NAKAMURA Y. (1993). "Approximation of Dynamical System by Continuous Time Recurrent Neural Networks". Journal of Neural Networks, Nro. 6, pp. 801-806.
- HAGAN M., DEMUTH H., BEALE M. (1996): *Neural Network Design*. PWS Publishing Company. Boston, USA.
- HILERA R., MARTÍNEZ J. (1995): *Redes Neuronales Artificiales. Fundamentos, Modelos y Aplicaciones*. Ra-ma Editorial. Madrid, España.

- MC CALLEY J. Y KRAUSE B. (1995): "Rapid transmission capacity margin determination for dynamic security assessment using artificial neural network". *Electric Power Systems Research*. Vol 34, Issue 1, pp. 37 – 45.
- MORISON K., WANG L., KUNDUR P. (2004): "Power System Security Assessment". *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 2, Issue 5, Sept-Oct 2004.
- SCHWEICKARDT G. Y MIRANDA V. (2010): "Metaheurística FEPSO Aplicada a Problemas de Optimización Combinatoria: Balance de Fases en Sistemas de Distribución Eléctrica". *Revista Ciencia Docencia y Tecnología, Universidad Nacional de Entre Ríos*, Nro. 40, pp. 133-163.
- SIMPSON P. (1992): *Foundations of Neural Networks*. Artificial Neural Networks. IEEE Press. New York.
- STEFOPOULOS G., YANG F., COKKINIDES G., MELIOPOULOS A. (2005): "Advanced Contingency Selection Methodology", *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium*, pp. 67 – 73, Oct. 2005.
- WIDROW B Y LEHR M. (1990) "30 Years of Adaptive Neural Networks: Perceptron, Madaline, and Backpropagation". *Proceedings of the IEEE*, Vol. 78, issue 9, September 1990.
- BELLMAN, R.; ZADEH, L. (1970): "Decision-Making in a Fuzzy Environment". *Management Science*. Nro. 17, pp. 141-164.
- LI X., SHAO Z., QIAN J. (2002): "An Optimizing Method Based on Autonomous Animats: Fish-Swarm Algorithm (in Chinese)". *Systems Engineering Theory and Practice*. Vol. 22(11), pp. 32-38.
- SCHWEICKARDT G., MIRANDA V., GIMENEZ J. (2010): "Dos Enfoques Metaheurísticos para resolver Problemas de Optimización Combinatoria Multicriterio: Fuzzy Evolutionary Particle Swarm Optimization con Topología Estrella Global/Individual (FEPSO GIST) y Fuzzy Simulated Annealing (FSA)". *Anales del Encuentro XXIII ENDIO - XXI EPIO - II ERABIO, Tandil, Argentina*.
- SCHWEICKARDT G., WIMAN G., (2010): "Optimización del Balance de Fases en los Sistemas Trifásicos de Distribución Eléctrica en Baja Tensión. Una Aplicación de la MetaHeurística FEPSO". *Revista de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa*. Tandil, Argentina. Nro. 31, pp. 77-99.
- ZHU J., GRIFF B., CHOW M. (1998): "Phase Balancing Using Mixed-Integer Programming". *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 13, nro. 4.
- AGURTO R. (1992): "CARGOS POR USO DE LA TRANSMISIÓN EN CHILE: ANÁLISIS DEL CONCEPTO DE ÁREAS DE INFLUENCIA". 6º Congreso de América Latina y el Caribe sobre Economía de la energía eléctrica, Mendoza, Argentina.
- ARRILLAGA J., ARNOLD C., HARKER B. (1991): "COMPUTER MODELLING OF ELECTRICAL POWER SYSTEMS". John Wiley & Sons, pgs 90-123. ISBN 0-47-110406-X.

CHARNES A., COOPER W. Y RHODES E. (1978): "MEASURING THE EFFICIENCY OF DECISION MAKING UNITS". European Journal of Operational Research, Vol. 2(6) – pps. 429, 444.

BANKER R.D., CHARNES A. Y COOPER W.W. (1984). "SOME MODELS FOR ESTIMATING TECHNICAL AND SCALE EFFICIENCIES IN DATA ENVELOPMENT ANALYSIS". Management Science. Vol. 30- pps. 1078, 1092.

FARREL, M.J. (1957): "THE MEASUREMENT OF PRODUCTIVE EFFICIENCY". Journal of the Royal Statistical Society. Series A-Part III-Vol. 120-pps. 253, 290.

KOOPMANS T.C. (1951): "AN ANALYSIS OF PRODUCTION AS AN EFFICIENT COMBINATION OF ACTIVITIES". In: KOOPMANS, T. C, Activity analysis of production and allocation. Cowles Commission for Research in Economics. Monograph nro. 13. NY, JWS.

MUELA E., SCHWEICKARDT G., GARCÉS F. (2007): "FUZZY POSSIBILISTIC MODEL FOR MEDIUM-TERM POWER GENERATION PLANNING WITH ENVIRONMENTAL CRITERIA". ENERGY POLICY. ELSEVIER. Vol. 35, pps. 5643,5655.

BELLMAN R., ZADEH L. (1970): "DECISION-MAKING IN A FUZZY ENVIRONMENT". Management Science. Vol. 17 – pgs. 141,164.

CORTEGGIANO, F., MERCADO, P. (1998): "DETERMINATION OF CRITICAL CONTINGENCIES FOR DYNAMIC OPERATION SECURITY EVALUATION USING NEURAL NETWORKS". VI SEPOPE. Salvador, Brazil. Paper SP-108 – pgs. 112, 122.

FUNAHASHI K. (1989): "ON THE APPROXIMATE REALIZATION OF CONTINUOUS MAPPINGS BY NEURAL NETWORKS". Neural Networks. Vol. 2 - pgs. 183, 192.

GIMENEZ ÁLVAREZ J., MERCADO P. (2007): "ONLINE INFERENCE OF THE DYNAMIC SECURITY LEVEL OF POWER SYSTEMS USING FUZZY TECHNIQUES". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 22, No. 2 – pgs. 717, 726.

HAYKIN S. (1999): "NEURAL NETWORKS AND LEARNING MACHINE". Third Edition. Prentice Hall.

KAWAM A., MANSOUR L. (2012): "METAHEURISTIC OPTIMIZATION ALGORITHMS FOR TRAINING ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS". International Journal of Computer and Information Technology. Vol. Issue 02 - pgs. 156, 161.

LOPES N., REBEIRO B. (2001): "HYBRID LEARNING IN A MULTI NEURAL NETWORK ARCHITECTURE". IEEE Neural Networks Proceedings. IJCNN '01. International Joint Conference. Vol. 4 – pgs. 2788, 2793.

LOPES N., REBEIRO B. (2011): "GPUMLIB: AN EFFICIENT OPEN-SOURCE GPU MACHINE LEARNING LIBRARY". International Journal of Computer Information Systems and Industrial Management Applications. Volume 3 – pgs. 355, 362.

MC CALLEY J., KRAUSE B. (1995): "RAPID TRANSMISSION CAPACITY MARGIN DETERMINATION FOR DYNAMIC SECURITY ASSESSMENT USING ARTIFICIAL NEURAL NETWORK". Electric Power Systems Research. Vol 34 - Issue 1- pgs.. 37 – 45.

MOALLEM P., AYOUGHI S. (2010): "IMPROVING BACK PROPAGATION VIA AN EFFICIENT COMBINATION OF A SATURATION SUPPRESSION METHOD AND MOMENTUM TERM". Neural Network World. 2/10 – pgs. 207, 222.

MORISON K., WANG L., KUNDUR P. (2004): "POWER SYSTEM SECURITY ASSESSMENT". IEEE Power and Energy Magazine - Vol. 2 - Issue 5 - pgs. 54, 61.

MORISON K., WANG L., KUNDUR P. (2005): "ADVANCED CONTINGENCY SELECTION METHODOLOGY", Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium - pgs. 67, 73.

SCHWEICKARDT G. Y MIRANDA V. (2010): "METAHEURÍSTICA FEPSO APLICADA A PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN COMBINATORIA: BALANCE DE FASES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA". Revista Ciencia Docencia y Tecnología, Universidad Nacional de Entre Ríos - Nro. 40 – pgs. 133, 163.

SCHWEICKARDT G.; CASANOVA C. (2015): "MODELOS HIPERHEURÍSTICOS BASADOS EN RAZONAMIENTO CON PROCESAMIENTO PARALELO Y DOMINIO EN METAHEURÍSTICAS X-PSO Y AFS MULTIOBJETIVO". Revista de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa – Nro. 37 – pgs. 7, 26.

SCHWEICKARDT G.; GIMENEZ J. (2012): "MODELO DE SIMULACIÓN SOFT-COMPUTING PARA LA SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS CRÍTICAS EN LA EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD DINÁMICA EN TIEMPO REAL DE SISTEMAS DE POTENCIA". Anales del Encuentro XXIII ENDIO - XXIV ENDIO - XXIII EPIO, Buenos Aires, Argentina. – pgs. 724, 744.

YAGER R. (1977): "MULTIPLE OBJECTIVE DECISION MAKING USING FUZZY SETS". Intl. J. Man-Machine Studies. Vol. 9 – pgs. 53, 64.

BENI G., WANG J. (1989): "Swarm Intelligence in Cellular Robotic Systems". Proceedings NATO Advanced Workshop on Robots and Biological Systems - Tuscany, Italy - June 1989.

PETROVIC S., QU R. (2002): "Case-Based Reasoning as a Heuristic Selector in a Hyper-Heuristic for Course Timetabling Problems". Knowledge-Based Intelligent Information Engineering Systems and Allied Technologies, Proceedings of KES'02 - Vol 82 - Crema, Italy – pgs. 336, 340.

SCHWEICKARDT G. Y MIRANDA V. (2010): "Metaheurística FEPSO Aplicada a Problemas de Optimización Combinatoria: Balance de Fases en Sistemas de Distribución Eléctrica". Revista Ciencia Docencia y Tecnología, Universidad Nacional de Entre Ríos - Nro. 40 - pgs. 133, 163.

SCHWEICKARDT G., CASANOVA C., GIMENEZ J. (2013): "HiperHeurística Basada en Razonamiento con Dominio en MetaHeurísticas X-FPSO MultiObjetivo. Aplicación sobre un Optimización Dinámica Posibilística. Parte

1". Revista de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa – Nro. 34 – pgs. 8, 29.

SCHWEICKARDT G., CASANOVA C., GIMENEZ J. (2014): “HiperHeurística Basada en Razonamiento con Dominio en MetaHeurísticas X-FPSO MultiObjetivo. Aplicación sobre un Optimización Dinámica Posibilística. Parte 2”. Revista de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa – Nro. 34 – pgs. 128, 148.

SCHWEICKARDT G., MIRANDA V., GIMENEZ J. (2010): “Dos Enfoques Metaheurísticos para resolver Problemas de Optimización Combinatoria Multicriterio: Fuzzy Evolutionary Particle Swarm Optimization con Topología Estrella Global/Individual (FEPSO GIST) y Fuzzy Simulated Annealing (FSA)”. Anales del Encuentro XXIII ENDIO - XXI EPIO - II ERABIO, Tandil, Argentina.

En los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) se observa, conforme el estado del arte, que la Penetración de Fuentes Primarias de Energía Renovable, bajo la forma de Generación Distribuida (GD) en Media Tensión (MT) y Micro-Generación Distribuida (MGD) en Baja Tensión (BT), con posibilidad de autoconsumo e inyección de excedentes a la red, definen un nuevo Paradigma. Sin embargo, existen tres inconvenientes que pueden atentar contra el mismo, discutidos en este trabajo. El primero es el Tecnológico: se relaciona con la tecnología empleada en los Sistemas de Generación disponibles, considerando el avance en investigación y desarrollo para aumentar su eficiencia. El segundo es el Regulatorio: implica el análisis Económico/Financiero a los efectos de que el capital invertido por los Generadores pueda ser recuperado en un tiempo igual o menor a la vida útil de los Sistemas de Generación, sin que ello implique Subsidios Distorsivos ni vulnere los parámetros establecidos en el control de Calidad del Producto y Servicio Técnico. Y el tercero, es el aspecto Técnico: vinculado al impacto que producen las instalaciones de GD y MGD en los SDEE.

The logo for Energisa features a stylized lightning bolt icon to the left of the word "Energisa" in a bold, sans-serif font. The lightning bolt is composed of two parallel lines that meet at a point, forming a jagged shape.

Impulsando el desarrollo

ISBN 978-987-47220-0-3