



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y
COMPUTACIÓN
INGENIERIA ELÉCTRICA

Trabajo monográfico para optar el título de Ingeniero Eléctrico

TEMA:

“Estudio de Integración de Generación Distribuida Renovable Para Autoconsumo y su Influencia en la Evolución de la Red de Distribución Nicaragüense”

AUTORES

Br. Dorian Alejandro Montoya Blandón **N de carné:** 2010-34524

Br. Yeri Latino Martínez García **N de carné:** 2014-1143U

TUTOR

Msc. Sandro Yohasner Chavarría Condega

Managua, Noviembre de 2019

AGRADECIMIENTOS

Yeri Latino Martínez García

Primeramente, a Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y así lograr culminar con éxito mis estudios universitarios, por brindarme salud, fortaleza, sabiduría, perseverancia.

A mi madre por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor. Además de compartir sus ejemplos de perseverancia y constancia que la caracterizan y que me ha inculcado siempre.

A mi tutor por su gran apoyo y motivación para la culminación de mis estudios universitarios, por su apoyo ofrecido en este trabajo, por haberme transmitido los conocimientos obtenidos y haberme llevado paso a paso en el aprendizaje y motivación para la realización de este trabajo.

A todas aquellas personas que me han apoyado de manera incondicional brindando su ayuda para continuar logrando las metas propuestas.

Dorian Alejandro Montoya Blandón

Agradezco primera y principalmente a mi madre Doribel Blandón y a mi padre Alejandro Montoya por ser los pilares de mi vida y por permitirme estudiar esta carrera, a mi hermano Maxwel y mi hermana Katherine por brindarme momentos de alegría a lo largo de mi vida, a la Ing. Areyling Luniet Rayo Cuadra por brindarme su apoyo a nivel académico y por haber sido un importante soporte emocional durante mi etapa universitaria y finalmente al Msc. Sandro Chavarría por brindarnos su tutoría en la realización de esta monografía.

DEDICATORIAS

Dorian Alejandro Montoya Blandón

Dedico este trabajo a mí cuñado y amigo del alma Danilo Alfonso Medina Avalos quien partió de este mundo en vísperas de la Navidad de 2018 y a quien recordaré hasta el último de mis días como la persona carismática, alegre y llena de vida que siempre fue Q.E.P.D.

Resumen

La necesidad de mejorar el transporte de energía eléctrica a través de las redes de distribución evitando pérdidas, brindar un servicio de mayor calidad al consumidor final y a su vez impactar de forma positiva en la economía de este, ha hecho que Nicaragua entre a una nueva dinámica de generación y consumo energético. La generación distribuida renovable para autoconsumo ahora es posible gracias a la reforma ley 272 de la industria eléctrica, sin embargo, los retos a superar tanto a nivel técnico como financieros no son pocos. El presente estudio tuvo como propósito recopilar aquella información que estuviese directamente relacionada a la generación distribuida renovable para autoconsumo.

Para el desarrollo de esta investigación se estudiaron las normativas tanto a nivel nacional como internacional, de las cuales se extrajo información relevante para la integración de generadores distribuidos que va desde modificaciones técnicas para la instalación de dichos dispositivos generadores hasta requisitos para su operación en el mercado. Por otra parte, la aparición de estas tecnologías, pone en duda el impacto que ellas provocarán en la forma de operar tanto de las protecciones eléctricas como de las empresas distribuidoras.

Para responder a estas incógnitas se investigó la experiencia internacional de países que están un paso adelante en la generación distribuida con respecto a Nicaragua, dando así a conocer el impacto que puede suponer la integración de este relativamente nuevo sistema de generación en las protecciones de sobre corriente, que problemas pueden ocasionar y que hacer para mitigar los efectos negativos.

Finalmente se hizo mención de cuáles son los beneficios y desventajas que surgen con la generación distribuida renovable para autoconsumo, tanto a nivel general como para los sistemas eléctricos y el consumidor. Como podría evolucionar el sistema eléctrico actual y cuáles son las barreras que suponen un impedimento en dicha evolución.

Tabla de contenido

I.	Introducción	1
II.	Antecedentes.....	2
III.	Justificación	3
IV.	Objetivos.....	4
	4.1. Objetivo general	4
	4.2. Objetivos específicos	4
V.	Marco teórico.....	5
	5.1. Introducción a la Generación Distribuida	5
	5.1.1. Generación centralizada	5
	5.2. Redes de Distribución Eléctrica en Nicaragua.....	6
	5.3. Medios de generación no convencionales	7
	5.4. Generación distribuida renovable para autoconsumo	7
	5.5. Normativas asociadas a la GDRA en Nicaragua	9
	5.5.1. Ley 272 de la industria eléctrica.....	9
	5.5.2. Normativa de generación distribuida renovable para autoconsumo. (Acuerdo-Ministerial-No.063-DGERR-002-2017)	9
	5.6. Estándares IEEE para la conexión de GDRA.....	12
	5.6.1. Requisitos del Mercado para la operación de GDRA	13
VI.	Criterios de planificación para la asignación de puntos de conexión de GDRA en la red de distribución.	16
	6.1. Objeto.....	16
	6.2. Alcance y ámbito de ampliación.....	17
	6.3. Consideraciones generales.....	17
	6.4. Clasificación GDRA.	18
	6.5. Determinación del punto de conexión.	19

6.5.1.	Escenarios de estudio.....	19
6.6.	Criterios técnicos para la determinación de capacidad para la conexión de un GD.....	20
6.6.1.	Factores limitantes por capacidad del sistema.	20
6.6.2.	Limitaciones por capacidad en el punto de conexión.....	20
6.6.3.	Limitaciones por variaciones de tensión en el punto de conexión.	
	22	
6.7.	Análisis de la inversión de flujo en líneas de MT.	24
6.8.	Comunicaciones y telecontrol.	25
6.9.	Resumen de criterios de conexión.....	25
VII.	Introducción a los sistemas de protección.....	27
7.1.	Sistemas de Protección.....	27
7.1.1.	Componentes de un sistema de protección	28
7.1.2.	Características de los sistemas de protección	29
7.1.3.	Equipos de protección de sobrecorriente en redes de distribución	
	31	
7.2.	Impacto de la Generación Distribuida en las protecciones de las redes de distribución	38
7.3.	Experiencia Internacional.....	39
7.3.1.	Efectos de la interconexión de GD en las protecciones de sobrecorriente en un alimentador radial.....	39
VIII.	Coordinación de protecciones	43
8.1.	Parámetros para Selección de las Protecciones.....	44
8.1.1.	Fusibles para seccionamiento de ramales.....	44
8.1.2.	Protección de transformadores con fusibles.....	45
8.1.3.	Protección de bancos de condensadores con fusibles	46
8.1.4.	Protección alimentador central con reconectador	46

8.2.	Coordinación de los Dispositivos de Sobrecorriente	47
8.2.1.	Coordinación fusible-fusible	47
8.2.2.	Coordinación reconectador-fusible	49
8.2.3.	Coordinación relé-fusible	50
IX.	Medidas de Mitigación para enfrentar los Problemas en la Coordinación de Protecciones con presencia de GD	51
9.1.	Método Generalizado para evaluar el impacto de GD en la protección del Sistema.....	51
9.1.1.	Método generalizado para evaluar los límites de penetración para la pérdida de coordinación por fatiga del fusible y fusión de fallas temporales	52
9.1.2.	Método generalizado para evaluar los límites de penetración para la pérdida de coordinación por disparo falso.....	55
9.2.	Cambios de configuración en las protecciones.....	57
9.2.1.	Medida de mitigación problema fusión para fallas temporales.....	57
9.2.2.	Medida de mitigación problema disparo falso.....	57
X.	Proyección y evolución de la red de distribución en la integración de GD58	
10.1.	Generación distribuida Vs sistemas de generación convencionales. 61	
10.2.	Ventajas de la generación distribuida.....	64
10.3.	Beneficios de la generación distribuida para el usuario.....	66
10.4.	Beneficios de la generación distribuida para la red.	66
10.5.	Desventajas de la generación distribuida.	67
XI.	Barreras que impiden la evolución del sistema eléctrico de distribución hacia la implementación de la generación distribuida	68
11.1.	Particularidades de la generación distribuida y las consecuentes dificultades para su inserción.	68

11.2. Barreras para la introducción de la generación distribuida.	71
11.2.1. Barreras tecnológicas.....	73
11.2.2. Barreras técnicas.	76
11.2.3. Barreras comerciales.	84
11.2.4. Barreras de regulación y de mercado.....	85
11.2.5. Barreras económicas, financieras y legales.	86
XII. Conclusión.....	89
XIII. Bibliografía.....	91

Lista de figuras

Figura 1. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia actual.....	5
Figura 2. Modificaciones en el esquema del Sistema Eléctrico a futuro.....	8
Figura 3. Traslape en los SP.	31
Figura 4. Protecciones presentes en la red de distribución.....	32
Figura 5. Tipos de curva tiempo-corriente de un Reconectador.....	33
Figura 6. Secuencia de operación de Reconectador en falla permanente.....	34
Figura 7. Dispositivo de protección Reconectador.....	34
Figura 8. Puntos candidatos para la instalación de reconectores en un sistema de distribución.	35
Figura 9. Coordinación entre fusibles de Media Tensión.....	36
Figura 10. Dispositivo de protección Fusible.	37
Figura 11. Dispositivo de protección Seccionalizador.	38
Figura 12. Aumento del nivel de cortocircuito.	40
Figura 13. Problema Fatiga del Fusible.....	41
Figura 14. Problema Fusión del fusible para fallas temporales.....	42
Figura 15. Falso disparo.	43
Figura 16. Criterio de coordinación entre fusibles.....	47
Figura 17. Curvas coordinación reconectador-fusible.	49
Figura 18. Coordinación relé-fusible.	51
Figura 19. Diagrama de flujo para evaluar los límites de penetración para la pérdida de coordinación por fatiga del fusible y fusión de fallas temporales..	54
Figura 20. Diagrama de flujo para evaluar los límites de penetración para la pérdida de coordinación por disparo falso.....	56
Figura 21. Despeje de corrientes de fallas en alimentadores radiales con interconexión de GD.	58
Figura 22. Modelo tradicional de generación de energía y sus trazabilidades.	59
Figura 23. Sistema eléctrico distribuido Vs. generación convencional.	63
Figura 24. Perturbaciones que afectan a la calidad del producto.....	78
Figura 25. Cinco reglas de oro.....	80

Lista de tablas

Tabla 1. Tiempo de despeje de un GD al variar el Voltaje según IEEE.....	14
Tabla 2. Tiempo de despeje de un GD al variar la frecuencia según IEEE.....	15
Tabla 3. Coordinación entre fusibles tipo K.	48
Tabla 4. Coordinación entre fusibles tipo T.....	48
Tabla 5. Valores de factor de corrección K1.....	50
Tabla 6. ¿Puede ser competitiva la electricidad renovable?	86

Lista de acrónimos

ANSI: American National Standards Institute.

ASTM: American Society for Testing and Materials.

AT: Alta Tensión.

BT: Baja Tensión.

CNDC: Centro Nacional del Despacho de Cargas.

COR: Centro de Operaciones de la Red.

CT: Centro de Transformación.

ED: Empresa Distribuidora.

EEL: Edison Electric Institute.

ERNCC: Energías renovables no convencionales.

GD: Generador Distribuido.

GDR: Generador Distribuido Renovable.

GDRA: Generación distribuida renovable para autoconsumo.

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

INE: Instituto Nicaragüense de Energía.

MEM: Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua.

MGNC: Medios de Generación no Convencionales.

MT: Media Tensión.

NEMA: National Electrical Manufacturers Association.

NGDRA: Normativa de generación distribuida renovable para autoconsumo.

PLC: Controladores lógicos programables.

PURPA: Públíc Utility Regulatory Policy Act.

SCADA: Control de supervisión y Adquisición de Datos.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SP: Sistema de Protección.

T&D: Transmisión y distribución.

TC: Transformador de Corriente.

TM: Transformador de Medida.

TP: Transformador de Potencial.

I. Introducción

El mercado eléctrico abierto que se ha introducido en muchos países desde principios de la década de 1990 ha facilitado la entrada de nuevos jugadores en el mercado. En América del Norte y Europa, ahora es posible que casi cualquiera produzca electricidad y la exporte al sistema eléctrico [11]. Si bien en Nicaragua son pocas las personas o industrias que invierten en generación de energía para el autoconsumo, la posibilidad de poder “inyectar” energía eléctrica a la red de distribución y cobrar por ello no debe ignorarse.

A pesar de que Nicaragua es un país poco desarrollado esto no impide que la demanda de energía eléctrica crezca año tras año. Este hecho es un importante indicador de crecimiento económico, lo que permite que más consumidores tengan oportunidad de optar por la generación distribuida renovable para el autoconsumo y venta de excedente energético.

La implementación de este relativamente nuevo método de generación fomenta el uso de energías renovables, provocando a su vez un impacto positivo a nivel medioambiental en cuanto a reducción de gases de efecto invernadero y quizás favorecer el bolsillo de los consumidores. Sin embargo, la GDRA en general es un área muy delicada, los aspectos técnicos a tomar en cuenta son fundamentales a la hora de garantizar un servicio de calidad, y su integración en redes de distribución convencionales supone nuevos retos tecnológicos que superar.

La presente investigación tiene como finalidad ahondar en aquellos aspectos que hacen posible la inclusión de la generación distribuida, evaluar sus efectos en las operaciones rutinarias del sistema eléctrico de distribución y analizar en qué medida influye en el desarrollo y evolución de dicho sistema.

II. Antecedentes

Generación distribuida en Nicaragua

En toda Centroamérica hay normas o leyes que regulan la generación distribuida, el último país que se ha sumado al proceso ha sido Nicaragua, por una recomendación de los organismos multilaterales [3].

Este nuevo modelo acercaría la generación al consumidor, la complementariedad entre ambos modelos puede servir como base para el desarrollo de futuros sistemas eléctricos. Que los centros de generación estén cerca de los centros de consumo supone una importante mejora energética ya que se disminuyen las pérdidas en el transporte. Bajo estas premisas tomando en cuenta que la red eléctrica de Nicaragua es poco eficiente, las reformas a la Ley 272 podrían tener un impacto positivo en el aprovechamiento de las energías renovables en general, principalmente en la energía solar.

III. Justificación

El Sistema Interconectado Nacional es quizás el más deficiente en Centro América, esto conlleva a una serie de consecuencias que perjudican el servicio al cliente. Los apagones y caídas en los niveles de tensión son habituales en las redes de distribución Nicaragüense, pero sin lugar a duda el elevado costo de la energía eléctrica es el factor que más disgusto causa en los pobladores, industrias y comercios. La integración de la generación distribuida en el mercado eléctrico nacional podría dar solución a problemas de transporte de energía y a su vez abaratar costes económicos.

La reforma de la ley 272 de la industria eléctrica permite la venta de excedente energético a usuarios que se autoabastecen de energía por medio de la implementación de generación distribuida renovable para autoconsumo (en adelante GDRA), sin embargo, actualmente en el país la generación distribuida se encuentra en un estado de poco planeamiento y desarrollo.

Debido a que la normativa es reciente hay varios puntos cuestionables, u otros que aún no están claros, en consecuencia, surgen barreras técnicas a superar las cuales, dificultan la adecuada adaptación de generadores distribuidos (en adelante GD) a los sistema de distribución convencionales, y limitan nuestro entendimiento del efecto de la GDRA en las operaciones de las redes y protecciones de sobrecorriente, comprometiendo calidad de servicio y óptimo funcionamiento. Como parte de la solución se presentara un estudio de integración e impacto de la GDRA al sistema eléctrico, cabe mencionar que este estudio es aplicable a la energía eólica, mini-hidro entre otras fuentes no convencionales, pero principalmente a la energía solar ya que es la más accesible.

IV. Objetivos

4.1. Objetivo general

- Realizar un estudio de la integración de la generación distribuida y su influencia en la evolución de la red, determinando los beneficios y perjuicios técnicos de esta nueva tendencia hacia el uso de recursos renovables.

4.2. Objetivos específicos

- Realizar una revisión de las leyes y normativas concernientes a la GDRA y la industria eléctrica Nicaragüense en general.
- Investigar las condiciones de operación de GDRA que establece el estándar IEEE 1547.
- Dar a conocer los criterios de planificación para asignación de puntos de conexión de GDRA que se están desarrollando actualmente para la red de distribución.
- Investigar los efectos de GDRA en las protecciones de sobrecorriente y coordinación de dichos dispositivos.
- Mostrar los beneficios y problemas que supone la generación distribuida en el desarrollo del sistema de distribución.

V. Marco teórico

5.1. Introducción a la Generación Distribuida

5.1.1. Generación centralizada

El concepto de generación de energía centralizada se refiere a la generación en grandes centrales eléctricas y se transmite a los usuarios finales a través de líneas de transmisión y distribución (red eléctrica). El objetivo de la red eléctrica es permitir el transporte de energía eléctrica desde la producción hasta el consumo, al tiempo que se mantiene una confiabilidad y calidad de voltajes aceptables para todos los clientes (productores y consumidores), y todo esto al precio más bajo posible [1].



Figura 1. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia actual.

Si bien los sistemas centrales de energía siguen siendo fundamentales para el suministro de energía global, su flexibilidad para adaptarse a las cambiantes necesidades energéticas es limitada. Esto puede derivar en sistemas de distribución deficientes causando caídas de tensión y funcionamiento incorrecto de equipos consumidores. En el sistema eléctrico convencional la generación se encuentra concentrada en unas pocas centrales eléctricas, frente a este modelo tradicional la generación distribuida surge como modelo alternativo.

5.2. Redes de Distribución Eléctrica en Nicaragua

Las redes de distribución eléctrica corresponden a un conjunto de instalaciones, conformado principalmente por líneas, subestaciones y equipos, que permiten suministrar la potencia y energía originada por grandes centros generadores a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de las zonas de concesión pero que se conectan a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

En Nicaragua [4], las redes de distribución son aquellas instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 24.9 kV. Dentro de las redes de distribución se distinguen dos subsistemas, diferenciados principalmente por los niveles de tensión de sus instalaciones, siendo éstos:

➤ SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Corresponden al conjunto de redes de media tensión que se inician en la subestación y en cuyo recorrido suministran energía a los transformadores de distribución de los distintos consumidores. Los niveles de tensión nominal más utilizados en estas redes típicamente 7.6/13.2kV y 14.4/24.9kV.

➤ SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

Corresponden al conjunto de redes de baja tensión que se inician en el transformador de distribución y abastecen de energía a las acometidas de los distintos puntos de entrega de los clientes o consumidores. En Nicaragua, se tienen voltajes de 120/240,120/208,240/480 V $V_{\text{fase-fase}}$ y $V_{\text{fase-neutro}}$.

En Nicaragua, la distribución corresponde en una gran proporción a la compra de bloques de Potencia y Energía, provenientes de largas líneas de transmisión encargadas de transportar la energía originada por las centrales de generación eléctrica, para su posterior venta a muchos usuarios minoristas. Esta modalidad de suministro genera que a nivel de las redes de distribución los flujos sean prácticamente unidireccionales específicamente en las que son de configuración radial, característica que se modificaría con la incorporación de unidades de generación distribuida.

5.3. Medios de generación no convencionales

Las energías renovables no convencionales (en adelante ERNC), se caracterizan porque, en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil, no se consumen ni se agotan en una escala humana de tiempo. El término “no convencional” está asociado al nivel de desarrollo de las tecnologías para el aprovechamiento de este tipo de energía y a la penetración en los mercados energéticos que éstas presentan.

Por otro lado, las ERNC contribuyen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, cumpliendo con la iniciativa del país al firmar el Acuerdo de París [5]. Este mecanismo de desarrollo limpio abre una nueva oportunidad económica para inversionistas interesados en el sector de generación con medios de generación no convencionales (en adelante MGNC). Cabe señalar que los Medios de generación no convencionales (MGNC) se definen como, “Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20[MW]”.

Se consideran como fuentes de generación no convencional, que a su vez son renovables, a los siguientes tipos de energías: Energía Eólica, Energía Solar, Energía Hidráulica (<20[MW]), Energía Geotérmica, Energía de los Mares y Energía obtenida de la Biomasa [2].

5.4. Generación distribuida renovable para autoconsumo

El término Generación Distribuida, no tiene una definición única sino que depende de la regulación de cada país. Una definición general al término se puede encontrar en “Distributed generation: A definition” de Thomas Ackermann, Göran Andersson y Lennart Söder [7]. Para definir el concepto, el grupo de trabajo denota que en cada país se describe la GDRA principalmente por la capacidad de la central a conectar, más que por su propósito, ubicación, área de suministro, tecnología empleada, impacto ambiental, modo de funcionamiento o penetración en el mercado. En consecuencia el grupo analiza el concepto en las variantes antes mencionadas y concluyen lo siguiente:

“En general, la Generación Distribuida puede ser definida como una fuente de generación eléctrica conectada en las redes de distribución primaria, secundaria o terciaria”

Por lo tanto, se plantea la GDRA en términos de conexión y ubicación, en vez de su capacidad a generar. En la legislación Nicaragüense, según el Acuerdo-Ministerial-No.063-DGERR-002-2017, se definen los pequeños medios de generación distribuida como aquellos que se conectan a la red de distribución primarias y secundarias con potencia instalada no mayor a 5 [MW].

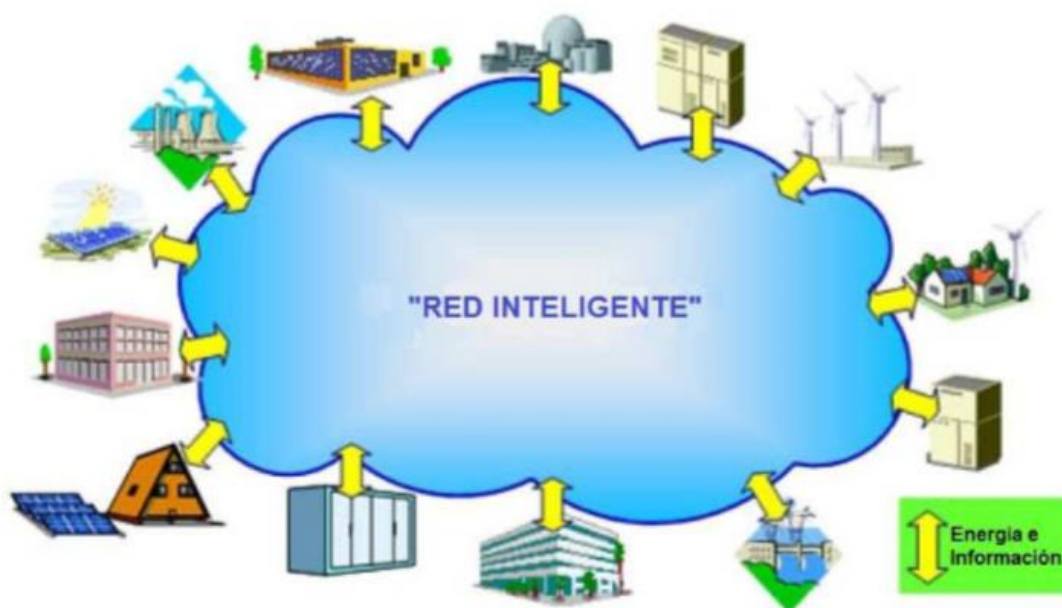


Figura 2. Modificaciones en el esquema del Sistema Eléctrico a futuro.

El concepto de generación distribuida contrasta con el concepto tradicional de generación de energía centralizada (consulte la figura 1). Si bien los sistemas de energía central siguen siendo críticos para el suministro global de energía, su flexibilidad para adaptarse a las necesidades cambiantes de energía es limitada. La energía central se compone de grandes plantas de gran capital y una red de transmisión y distribución (en adelante T&D) para dispersar la electricidad.

Un sistema eléctrico distribuido es aquel en el que pequeños y micro generadores se conectan directamente a fábricas, oficinas, hogares y a redes de distribución de voltaje más bajo. La electricidad no demandada por los clientes conectados directamente se alimenta a la red de distribución activa para satisfacer la demanda

en otros lugares. Los sistemas de almacenamiento de electricidad pueden utilizarse para almacenar cualquier exceso de generación.

El modelo operativo no tradicional de la generación distribuida ha despertado un gran interés debido a su potencial para aumentar de manera rentable la capacidad del sistema al tiempo que cumple el objetivo de reestructuración de la industria de soluciones orientadas al mercado y orientadas al cliente [1].

5.5. Normativas asociadas a la GDRA en Nicaragua

Revisión de la normativa nacional relacionada con GDRA

A continuación se revisará la normativa nacional relacionada con la generación distribuida con el objeto de dar cuenta al lector el desarrollo este tipo de tecnologías.

5.5.1. Ley 272 de la industria eléctrica

La presente Ley tiene por objeto establecer el régimen legal sobre las actividades de la industria eléctrica, las cuales comprenden la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de la energía eléctrica [16].

5.5.2. Normativa de generación distribuida renovable para autoconsumo.

(Acuerdo-Ministerial-No.063-DGERR-002-2017)

La presente normativa establece los requisitos, criterios, procedimientos, metodologías y responsabilidades administrativas, técnicas y comerciales que deben cumplir las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica y las personas naturales o jurídicas que tengan y/o proyecten la instalación de generación de energía eléctrica del tipo renovable para Autoconsumo conectadas a un sistema de distribución [15].

5.5.2.1. Ámbito de aplicación

NGDRA 4. De la Normativa. Establece que esta Normativa es aplicable a toda pequeña instalación de generación destinada al Auto-Consumo, cuya Potencia

Instalada sea menor a los 5 MW, y sea o reúna las condiciones para ser Cliente de la Empresa Distribuidora. Se exceptúa de la aplicación de esta Normativa a las instalaciones aisladas y grupos de generación móviles o de uso intermitentes utilizados exclusivamente por situaciones de emergencia.

5.5.2.2. Clasificación de GDR

NGDRA 5. Tipo de GDR. Los GDR se clasificarán por Potencia Instalada y voltaje de conexión a la red de distribución según el siguiente detalle y caracterización:

GDR-BT1: BT, instalaciones hasta 2 kW.

- a. Puede instalar cualquier Cliente conectado a BT.
- b. Los equipos de generación están exclusivamente conectados en el Punto de Suministro.
- c. Potencia demandada del Cliente ante la ED es menor o igual a 2.0 kW.

GDR-BT2: BT, instalaciones de más de 2 kW.

- a. Puede instalar cualquier Cliente conectado a BT.
- b. Los equipos de generación están exclusivamente conectados aguas abajo del Punto de Suministro.
- c. La potencia demandada del Cliente ante la ED es más de 2.0 kW

GDR-MT1: MT, instalaciones menor o igual a 1MW.

- a. Puede instalar cualquier persona natural o jurídica conectado a MT que sea Cliente de la ED.
- b. Potencia demandada del Cliente ante la ED es menor o igual a 1 MW,
- c. Los equipos de generación están exclusivamente conectados aguas abajo del Punto de Suministro.
- d. La ED podrá determinar un límite de capacidad de conexión en el Punto de Suministro en base a los estudios del Dictamen de la Factibilidad Operativa.

GDR-MT2: MT, instalaciones de más de 1 MW e inferiores a 5 MW.

- a. Puede instalar cualquier persona natural o jurídica conectado a MT que sea Cliente de la ED.
- b. Potencia demandada del Cliente ante la ED es mayor a 1 MW y menor a 5 MW.
- c. Los equipos de generación están exclusivamente conectados aguas abajo del Punto de Suministro.
- d. El CNDC podrá requerir a la ED cualquier información o acción sobre los Generadores Distribuidos conectados en sus Redes.
- e. La ED podrá determinar un límite de capacidad de conexión en el Punto de Suministro en base a los estudios del Dictamen de la Factibilidad Operativa.

En ninguno de los casos anteriores, la potencia operada del GDR deberá superar la potencia máxima registrada del Cliente. La ED validará la información suministrada por el Cliente.

5.5.2.3. Normas técnicas de aplicación del equipamiento

NGDRA 7. Normas para el Equipamiento. El equipamiento de generación renovable que instale el GDR deberá cumplir los criterios de desempeño mínimos establecidos en las normas técnicas vigentes. En ausencia de normas técnicas o disposiciones nacionales que regulen lo relacionado al equipamiento y a la interconexión entre el Generador Distribuido y las redes de distribución, se tomarán como referencia las normas técnicas vigentes emitidas por organismos tales como: Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), "Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), American Society for Testing and Materials (ASTM) y American National Standards Institute (ANSI). Si el interesado presenta otras Normas o Estándares diferentes a los enunciados anteriormente, la Empresa Distribuidora procederá a su valoración y análisis en pro de garantizar los mínimos técnicos requeridos para la seguridad de las personas, los equipos y redes y la normativa de calidad de servicio vigente.

5.5.2.4. Monitoreo y registro

NGDRA 34. Arquitectura de conexionado. La arquitectura de conexionado en el puesto de suministro del GDR se realizará con un esquema de dos medidores, ambos al alcance del personal de la ED para tomar los registros correspondientes.

Un medidor será del tipo bidireccional y el otro simple o lo que se disponga en el Anexo Técnico, siendo la entrada del medidor bidireccional el único punto de conexión eléctrica del GDR con la ED, previo a la protección de acoplamiento con la red de distribución.

En caso que el GDR no inyecte excedentes a la red de distribución, se podrá instalar un medidor unidireccional en vez del equipo de medición bidireccional.

NGDRA 35. Registros de la energía. La ED tomará dos grupos de registros, uno por cada medidor: un grupo con los registros de la energía eléctrica del GDR, y el segundo grupo con lo registrado en el medidor bidireccional de la energía consumida e inyectada a la red de distribución.

La ED deberá llevar el control mensual, o del periodo que estipule el INE, de inyecciones y extracciones de energía y potencia de los Clientes que cuenten con GDR. La información estará disponible a solicitud del INE, el MEM, el CNDC, y el Cliente.

5.6. Estándares IEEE para la conexión de GDRA

IEEE es un desarrollador líder de estándares de la industria eléctrica global. Para visualizar el avance internacional en la materia en estudio se revisan los estándares IEEE que analizan la generación distribuida.

- IEEE Std. 1547-2003:

El estándar IEEE Std. 1547-2003 “IEEE Standar for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” [8] se centra en las especificaciones técnicas para la regulación de la propia interconexión. Proporciona requerimientos pertinentes

para la ejecución, operación, pruebas, consideraciones de seguridad, mantenimiento de la interconexión. El documento está enfocado a medios de generación menor o igual a 10[MVA], no hace diferencia de la tecnología usada. Algunas de las consideraciones señaladas en el documento son: regulación de voltaje, sincronización, puesta a tierra, protecciones en presencia de variaciones de voltaje o frecuencia, entre otras.

- IEEE Std. 1547.2-2008:

El IEEE Std. 1547.2-2008 “Guide for IEEE Std. 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” [9]. Guía estandarizada que apoya la comprensión del estándar IEEE Std. 1547 mediante disposiciones técnicas y detalles de aplicación. Facilita el uso del IEEE Std. 1547 tanto para inversionistas interesados en el área de la generación como para las empresas eléctricas dueñas de las redes de distribución, mediante caracterización de diversas formas de tecnologías de distribución de los recursos y los aspectos relacionados con la interconexión. Además, se debe mencionar que los antecedentes y la justificación de los requisitos técnicos se discuten en términos de la operación de la interconexión de los recursos distribuidos con la red de distribución.

Provee detalles técnicos y de aplicación para el buen entendimiento del estándar IEEE Std. 1547.

5.6.1. Requisitos del Mercado para la operación de GDRA

A continuación se establecerán los requisitos en la operación eléctrica que deben cumplir los propietarios de GDRA y las empresas distribuidoras en las redes de media tensión según el estándar IEEE.

Condiciones necesarias de la GD según el estándar IEEE 1547

Los criterios y requerimientos de esta sección son aplicables a todas la tecnología de generación distribuida [6], con capacidad menor a 10 [MVA] en el punto común de

conexión. Este estándar es escrito considerando una frecuencia de 60 [Hz] y sus condiciones de operación se describen a continuación:

Sincronización

La generación distribuida no debe causar fluctuaciones de voltaje en el punto común de conexión mayores a $\pm 5\%$ del voltaje nominal de la red a conectar. Cualquier GD conectado a la red no debe causar la operación de cualquier protección instalada en el sistema.

Disposiciones de monitoreo

Cada GD mayor a 250 [kVA] dispondrá de medios para monitorear los estados de sus conexiones: salida de potencia activa, salida de potencia reactiva y voltaje en el punto de conexión del GD.

Voltaje

Las funciones de protección del sistema de interconexión deberán detectar el valor de frecuencia efectiva (rms) o fundamental de cada tensión de fase a fase, excepto cuando el transformador de conexión posee una configuración Y-Y aterrizada, la tensión entre fase y neutro deberá ser detectada.

Cuando el voltaje está en el rango de la tabla siguiente, el GD deberá dejar de energizar a la red del sistema.

Tabla 1. Tiempo de despeje de un GD al variar el Voltaje según IEEE [9].

Rango de Voltaje ([%] del V_n)	Tiempos de Despeje [s]
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2
$110 < V < 120$	1
$V \geq 120$	0,16

Frecuencia

Para una GD menor o igual a 30 [kW] en su máxima capacidad, los puntos de ajuste de frecuencia y los tiempos de compensación deberá ser fijo o ajustable en terreno. Para una GD mayor a 30 [kW], los puntos de frecuencia serán ajustables en terreno.

Cuando la frecuencia está en el rango de la tabla siguiente, el GD deberá dejar de energizar a la red del sistema.

Tabla 2. Tiempo de despeje de un GD al variar la frecuencia según IEEE [9].

Tamaño del GD	Rango de Frecuencia [% de F_n]	Tiempos de Despeje [seg]
≤ 30 [kW]	< 60,5	0,16
	< 59,3	0,16
> 30 [kW]	> 60,5	0,16
	< {59,8 – 57} (puntos ajustable)	Ajustable 0,16 a 300
	≥ 57	0,16

Reconexión

Después de una perturbación, la GD no debe reconectarse a menos que se encuentre en los rangos de voltaje de $\pm 5\%$ del voltaje nominal de la red y una frecuencia entre los 59,3 Hz y 60,5 [Hz].

El sistema de interconexión del GD incluirá un retardo ajustable (o un retardo fijo de cinco minutos) que puede retrasar la reconexión de hasta cinco minutos después que los voltaje y frecuencia de la red son restaurados a los intervalos señalados anteriormente.

Calidad de servicio

El GD y su sistema de interconexión no deben inyectar corrientes continuas mayores al 0,5% del nominal en el punto de conexión. Además no debe crear parpadeos observables por otros clientes de la red.

Fallas

En caso de oscilaciones en el sistema, la interconexión del GD debe detectar la condición de falla y desconectarse del sistema, en un tiempo máximo de 2 segundos.

VI. Criterios de planificación para la asignación de puntos de conexión de GDRA en la red de distribución.

La información que se mostrará a continuación fue proporcionada por la empresa DISNORTE – DISSUR, elaborada por el Ing. Carlos Fernández Corrales y revisada por el Ing. Humberto Reyes Olivares. Cabe aclarar que esta información está en una fase temprana de desarrollo.

6.1. Objeto.

El objeto de esta parte del documento es establecer los criterios técnicos a tener en cuenta por parte del área de Planificación para la determinación del punto de conexión en la Red de Distribución de DISNORTE-DISSUR de las instalaciones de GDRA definidas en el Acuerdo-Ministerial-No.063-DGERR-002-2017.

En esta sección se establecen:

- El procedimiento a seguir para la asignación de puntos de conexión a un GD en el punto de la red de distribución donde se garantice el cumplimiento de la reglamentación vigente, en lo que se refiere a los derechos tanto del nuevo GDR como de los clientes y otros GDR ya conectados a la Red, así como de la propia DISNORTE-DISSUR como propietaria y gestora de su Red de Distribución.

- Los criterios técnicos que se deben cumplir para garantizar el cumplimiento de las premisas anteriores.
- La metodología y condiciones concretas para la aplicación de los citados criterios.

6.2. Alcance y ámbito de ampliación.

Los criterios descritos en esta sección afectan a los estudios relativos a los GD definidos en el Acuerdo-Ministerial-No.063-DGERR-002-2017, conectados a la Red de Distribución de DISNORTE-DISSUR.

Los GD, según su potencia instalada y voltaje de conexión a la Red de Distribución, se clasifican de la siguiente forma:

- a) Instalaciones de GD hasta 2.0 KW, conectadas únicamente a la red de baja tensión.
- b) Instalaciones de GD mayores a 2.0 kW y menores a 1,000 kW, conectadas en baja o media tensión.
- c) Instalaciones de GD iguales o mayores a 1,000 kW y hasta 5,000 kW, conectadas únicamente en media tensión.

6.3. Consideraciones generales.

El diseño de la red de distribución se basa en el principio de mantener la capacidad del Sistema para satisfacer las demandas actuales y futuras, manteniendo unos niveles de calidad del suministro compatibles con las exigencias reglamentarias y minimizando el impacto ambiental de las instalaciones, todo ello bajo criterios de eficiencia técnica y económica.

Bajo este principio, la incorporación de los GD debe canalizarse en lo posible como vía de refuerzo de las condiciones de desarrollo de la Red, sin olvidar que la arbitrariedad de las ubicaciones y potencia aportada por los mismos es un factor de riesgo para la estabilidad del sistema, que debe ser analizado.

Desde el área de planificación de DISNORTE-DISSUR se aplicarán los criterios técnicos que garanticen el máximo aprovechamiento de las ventajas de la GDRA como refuerzo de la Red y acercamiento de la generación a los puntos de consumo, velando siempre por la calidad y continuidad del suministro al resto de clientes.

Se considerarán factores técnicos que pueden afectar a la calidad del servicio así como factores limitantes de penetración, todo ello teniendo en cuenta tanto la solicitud individual analizada como el resto de clientes y otros GD ya conectados a la red o con convenio de conexión vigente.

El GD no provocará en la red eléctrica anomalías que causen alteraciones en el normal funcionamiento del sistema ni disminuciones de sus condiciones de seguridad ni de explotación. Tampoco creará condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento de la red receptora.

El GD cumplirá con los requisitos de calidad y seguridad establecidos en la reglamentación vigente, garantizando para ello que:

- Su operación será correcta dentro de los niveles de perturbación de la red situados dentro de los márgenes reglamentarios admitidos.
- No podrá generar perturbaciones por encima de los niveles reglamentarios, de forma que no se altere el normal funcionamiento de los demás clientes conectados a la Red de Distribución.

6.4. Clasificación GDRA.

Como ya se mostró anteriormente (página 10-11) Los GD se clasifican por potencia instalada y voltaje de conexión a la Red de Distribución.

Los límites de penetración por nivel de tensión serán determinados en base a criterios técnicos de calidad y continuidad del suministro eléctrico así como por los límites fijados anualmente por el Centro Nacional del Despacho de Cargas (CNDC) en relación a la máxima capacidad disponible del sistema para la conexión de generación no despachable.

6.5. Determinación del punto de conexión.

Con carácter general, para el análisis del punto de conexión de un GD se seguirán los siguientes pasos:

- Determinación del nivel de tensión y conexionado del GD.
- Evaluación de la capacidad del punto de conexión, en base a los diferentes escenarios de análisis (Máxima y mínima demanda de la Red, máxima y mínima demanda del cliente, estacionalidad, etc.).
- Evaluación de variaciones de tensión transitorias y permanentes aguas arriba del punto de conexión.
- Análisis de posibles inversiones de flujo en líneas y transformadores.
- Verificación del correcto funcionamiento en la operación y la selectividad de los elementos de protección instalados en la Red.

6.5.1. Escenarios de estudio.

Como criterio general, se analizará el escenario más desfavorable del año previsto de conexión del GD, comprobando que no aparecen nuevas situaciones de riesgo (no se producen sobrecargas en la red y las tensiones permanecen dentro de los márgenes reglamentarios) ni se incrementa la gravedad de las existentes, debiéndose comprobar adicionalmente que se siguen cumpliendo a medio plazo, teniendo en cuenta las previsiones de crecimiento del mercado.

Para la determinación de la factibilidad a la conexión de un GD, se considerará la red de distribución en servicio a la fecha del estudio, así como las correspondientes a nuevos suministros, otros GD o modificación de dicha red que tengan fecha puesta en servicio anterior o igual a la conexión del GD analizado, contemplando la topología de la Red en su “estado cero”, debido a que la elevada casuística impide considerar los posibles cambios de frontera.

Los escenarios de demanda y generación que se analizarán en la realización de los estudios de perfiles y variaciones de tensión, serán los siguientes:

- a) Para la determinación de las capacidades máximas por criterios de fiabilidad:

- Demanda valle y GD conectado.
- Demanda punta y GD desconectado.
- En caso de redes cercanas a la saturación de su capacidad, se analizará el escenario de demanda punta y GD conectado.

6.6. Criterios técnicos para la determinación de capacidad para la conexión de un GD.

6.6.1. Factores limitantes por capacidad del sistema.

Para efectos de garantizar la estabilidad y seguridad operativa del sistema, el Centro Nacional del Despacho de Cargas (CNDC) realizará de forma anual los cálculos que den como resultado los datos de potencia y energía que el SIN es capaz de absorber en términos de GD.

La suma de las potencias instaladas por el conjunto de los GD autorizados para su instalación (en servicio o con convenio de conexión firmado y en proceso de construcción), no podrá superar en ningún caso esta capacidad máxima indicada por el CNDC.

6.6.2. Limitaciones por capacidad en el punto de conexión.

Se denominará “Capacidad Ocupada” por la generación en un punto de la Red Eléctrica, a la suma de las potencias de los GD autorizados para su conexión, tanto si están ya en servicio como si disponen de convenio de conexión vigente.

Para efectos de garantizar la estabilidad y seguridad operativa del sistema, el CNDC realizará de forma anual los cálculos que den como resultado los datos de potencia y energía que el SIN es capaz de absorber en términos de GD.

❖ **Conexiones en media tensión.**

Si la conexión se efectúa en una línea de media tensión, la potencia total autorizada de las instalaciones ya conectadas o con convenio de conexión vigente en cualquier punto de la línea no debe superar el 50% de la capacidad térmica de la misma.

Dado que eléctricamente la línea está compuesta por el conjunto de elementos que la componen, los cuales están dimensionados para una capacidad máxima de operación, en ningún caso la operación de un GD podrá superar la capacidad nominal de ningún elemento que quede afectado tras su puesta en funcionamiento.

Los equipos de protección instalados en la línea, los cuales disponen de ajustes adaptados al funcionamiento de la red eléctrica antes de la entrada en funcionamiento de los GD, serán considerados en el estudio para asegurar su correcto funcionamiento en caso falla, debiendo reajustarse a las condiciones de estudio tras la conexión de estos generadores.

❖ **Conexiones en baja tensión.**

Las líneas de baja tensión disponen de estructuras muy diversas en función de su ubicación. En ámbito urbano, los transformadores MT/BT alimentan líneas de BT de escasa longitud y un elevado número de clientes. En las zonas rurales, las líneas de BT tienen una mayor longitud y múltiples derivaciones.

Con carácter general, la conexión de los generadores a las redes de baja tensión será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los GD no exceda del 50% de la capacidad del centro de transformación, ni del 50% de la capacidad de la línea de baja tensión a la que se conecta. Como capacidad ocupada, se considerará la suma de potencias instaladas de todos los GD en servicio o con convenio de conexión vigente.

6.6.3. Limitaciones por variaciones de tensión en el punto de conexión.

Según lo dispuesto en la Normativa del Servicio Eléctrico 8.1.2, se determina que el suministro a los clientes no deberá superar una variación máxima del +/- 8% sobre la tensión nominal de suministro definida en dicha Norma.

La conexión/desconexión de los GD no producirá en ninguno punto de la red a la que se conecta y en ninguno de los escenarios de estudio, variaciones de voltaje superiores a lo determinado en la reglamentación vigente, tanto en régimen permanente como transitorio.

De la misma manera, la conexión/desconexión de los GD no producirá en ninguno de los escenarios de estudio, variaciones de voltaje superiores al 2% de la tensión de suministro a los clientes conectados al circuito al que se conecta el GD.

Para éste cálculo se considerará el escenario más desfavorable, siendo éste el más adverso entre el escenario de demanda punta sin generación y el escenario de demanda valle con generación.

❖ Conexiones de un GD en redes de distribución de media tensión.

La factibilidad para la conexión de un GD exigirá la confirmación de que tras su puesta en operación, la tensión se mantenga en todos los nodos de la Red dentro del margen del +/-8% de la tensión nominal, tanto con los GD conectados como desconectados.

Se considera "Totalidad de los GD" al conjunto de GD dependientes de la misma barra de media tensión de la subestación de la que se alimentan en condiciones normales de explotación, aunque pertenezcan a otras líneas de media tensión.

En el escenario demanda/generación más desfavorable, la conexión/desconexión del GD en estudio no podrá provocar variaciones de tensión superiores al 2% de la tensión de suministro a los clientes conectados al circuito al que se conecta el GD tanto en régimen permanente como transitorio.

Método de Cálculo:

Para líneas sin GD conectados, la intensidad de la línea de Media Tensión en los escenarios punta y valle se define a partir de los registros históricos medidos. En otros casos se deberá estimar aplicando factores de uso.

Tomando como base estos datos de demandas medidas o estimadas, se realizará la simulación del sistema determinando la caída de tensión en el punto de conexión en estudio, considerando los escenarios punta y valle.

Incorporando posteriormente al GD en el punto de conexión y simulando su comportamiento en base a las curvas previstas de consumo/generación, se obtendrá de esta forma la nueva tensión en el punto de conexión, y por tanto, la variación de tensión que provoca el GD tanto en el escenario punta como en escenario valle.

Deberá comprobarse también que la totalidad de los GD en servicio o con convenio de conexión vigente, no superan la mínima potencia demandada en el escenario valle, garantizando así la no inversión de los flujos energéticos de la línea.

En caso de riesgo de inversión, se deberá garantizar la continuidad de la regulación aún bajo inversión de flujo, debiéndose adaptar la aparamenta para garantizar los niveles de tensión.

❖ Conexiones de un GD en redes de distribución de baja tensión.

Los estudios se realizarán en base a los escenarios punta y valle definidos a partir de los registros históricos medidos. En otros casos se deberá estimar aplicando factores de uso.

La tensión se deberá mantener en todos los nodos de la red de baja tensión dentro del margen del +/-8% de la tensión nominal, tanto con los GD conectados como desconectados.

En el escenario demanda/generación más desfavorable, la conexión/desconexión del GD en estudio no podrá provocar variaciones de tensión superiores al 2% de la

tensión de suministro a los clientes conectados al circuito al que se conecta el GD tanto en régimen permanente como transitorio.

Para éste cálculo se considerará el escenario más desfavorable, siendo éste el más adverso entre el escenario de demanda punta sin generación y el escenario de demanda valle con generación.

Método de Cálculo:

Se obtendrá el perfil de tensiones de la línea de Baja Tensión, aplicando factores de uso o realizando mediciones “in situ” y no considerando al GD en estudio, debiéndose verificar que se mantiene dentro del margen del +/-8% de la tensión nominal.

Tomando como base estos datos de demandas medidas o estimadas, se realizará la simulación del sistema determinando la caída de tensión en el punto de conexión en estudio, considerando los escenarios punta y valle.

Al simular al GD en Estudio, tomando como base las curvas previstas de consumo/generación, la variación de tensión en el punto de conexión no debe ser superior al 2% de la tensión nominal.

6.7. Análisis de la inversión de flujo en líneas de MT.

Garantizar el nivel de tensión a los clientes dentro del margen reglamentario, se consigue en primera instancia mediante un equilibrio entre demanda y generación, complementado a nivel de línea por sistemas de regulación de tensión asociados a una o más líneas, por lo que será necesario evaluar la posible inversión de flujo de energía, efectuando un balance entre la inyección a red de los GD y la demanda de la línea a la que se conecta.

La conexión de GD con excedentes de generación, puede provocar una inversión de flujos de energía en el circuito al que se conecta, ocasionando la pérdida de capacidad de regulación en éstos y con ello ocasionar perjuicios en el suministro al resto de clientes.

Dado que la operación de los GD no debe ocasionar efectos negativos al resto de clientes, por encima de las tolerancias admitidas en la Normativa de Calidad del Servicio Eléctrico, no se emitirá factibilidad a ningún GD que pueda producir una inversión de flujo de energía sin asegurar un adecuado nivel de tensión y un correcto funcionamiento de las protecciones y resto de elementos de la Red.

6.8. Comunicaciones y telecontrol.

Para aquellos GD con una potencia instalada de generación superior a 500 kW, se instalará un sistema de Tele-Control, el cual deberá estar conectado y ser compatible con el SCADA del Centro de Operaciones de la Red (en adelante COR) de DISNORTE-DISSUR.

Este elemento de Tele-Control, cumplirá con las normas y estándares de DISNORTE-DISSUR, debiendo estar instalado en un lugar con acceso libre desde la vía pública. Este elemento será instalado por parte del GDR y cedido gratuitamente a DISNORTE-DISSUR para su Operación y Mantenimiento.

De igual forma, el GDR garantizará un contacto permanente de comunicación por vía telefónica y email, entre sus instalaciones y el COR, mediante la firma de un protocolo de comunicaciones.

6.9. Resumen de criterios de conexión.

Para cada nivel de tensión, en esta sección se recogen las consideraciones técnicas que debe cumplir una nueva instalación de GDRA, para que quede garantizado el funcionamiento de la red de distribución sin que se superen los límites marcados por la Regulación vigente ni se provoque en los clientes existentes una disminución de sus niveles de calidad del servicio eléctrico.

Para cada caso de estudio de GDRA se considerarán los distintos escenarios de demanda/generación así como la “capacidad ocupada” para el punto de conexión.

En lo sucesivo, cuando se indique a “Totalidad de los GD”, se estará refiriendo a la suma de la potencia total del GD más la “capacidad ocupada”, considerada la

capacidad ocupada en un punto de la Red Eléctrica, como la suma de los GD conectados o con convenio de conexión vigente en dicho punto o en cualquier otro punto aguas abajo del mismo, incluyendo líneas en antena y niveles de tensión inferiores en redes con explotación radial.

A continuación se relacionan los principales puntos de análisis a realizar en la ejecución de los Estudios Técnicos:

- En los escenarios de estudio demanda/generación, la conexión/desconexión de cualquier GD no debe ocasionar ninguna nueva situación de riesgo ni empeorar las existentes, según lo establecido en la Normativa de Generación Renovable para Autoconsumo.
- Dado que todos los nodos de la red de distribución son susceptibles de ser puntos de conexión para consumo, se deberá garantizar que la operación de los GD no provocará desviaciones sobre la tensión y frecuencia nominales del punto de conexión, por encima de lo permitido por la reglamentación vigente. Esta limitación aplica tanto al estudio en régimen permanente como al de régimen transitorio.
- La potencia total de todos los GD conectados a una subestación no superará el 50% de la capacidad del transformador AT/MT.
- La potencia total de todos los GD conectados a una línea de media tensión, no superará el 50% de la capacidad térmica del circuito.
- La potencia total de todos los GD conectados a una red de baja tensión no superará el 50% de la capacidad del transformador, ni el 50% de la capacidad térmica de la línea de baja tensión a la que se conecta.
- La inyección a Red procedente de la generación de los GD no podrá provocar en ningún caso inversiones de flujo de energía.
- En caso de interrupción del servicio eléctrico de la línea de alimentación al GD, se deberán garantizar los mecanismos de desconexión del mismo de forma automática.
- Se deberá garantizar que el nivel de emisión de armónicos a la red por parte del GD no provoque disturbios en el servicio eléctrico al resto de clientes. En caso de demostrarse esta afectación, será causa de la desconexión del GD.

VII. Introducción a los sistemas de protección

7.1. Sistemas de Protección

Los sistemas de protección [10], en adelante SP, son conjuntos de elementos automáticos de prevención, que detectan en el menor tiempo posible la ocurrencia de fallas o perturbaciones graves en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), para dar orden de operación a equipos especiales, que permitan aislar el circuito fallado de las fuentes de energía, evitando que su impacto se propague y repercuta sobre el resto del sistema.

Los objetivos generales de un SP, son:

- a) Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del SEP (corriente, voltaje, potencia, frecuencia, impedancia).
- b) Proteger a las personas de peligros derivados de fallas, tales como: inducción de tensiones peligrosas, explosiones de algunos equipos, daños en los artefactos y conductores energizados a su alcance.
- c) Proteger a los equipos operativos del sistema de exposiciones a sobretensiones elevadas que puedan afectar al agotamiento o daño inmediato de sus aislamientos, obligando a su reparación o debido reemplazo.
- d) Proteger el SEP, estableciendo vigilancia el 100% del tiempo. En circunstancias de falla se produce una disminución de transferencia de potencia activa a través del sistema, lo cual pone en peligro la estabilidad transitoria del sistema.

En el caso particular de un SP para las redes de distribución, se desea que éste cumpla con las siguientes funciones:

- a) Aislar fallas permanentes de secciones no falladas del sistema.
- b) Minimizar el número de fallas permanentes y de salidas, desenergizando rápidamente fallas transitorias para evitar que puedan causar fallas permanentes y se produzcan interrupciones de servicio.
- c) Minimizar el tiempo de localización de fallas, por medio de una adecuada coordinación de los dispositivos de protección, actuando sólo el dispositivo más cercano a la falla.

- d) Prevenir daño a los equipos, para esto se deben tomar en cuenta las curvas de daños de los equipos en la coordinación de SP, las que dependen del tiempo y magnitud de la corriente de falla, de modo que no se produzcan considerables disminuciones en la vida útil de los equipos.
- e) Minimizar la probabilidad de caída de conductores, evitando que los conductores se quemen y caigan a tierra debido al arqueo en el punto de falla.
- f) Minimizar las fallas internas de los equipos, por medio de fusibles limitadores de corriente para evitar fallas disruptivas en transformadores y capacitores.
- g) Minimizar accidentes mortales, desenergizando conductores caídos.

7.1.1. Componentes de un sistema de protección

A continuación se especificarán los elementos que habitualmente son posibles de encontrar en un SP. Dentro de ellas, destacan: Transformadores de Medida, Relés de Protección, Circuitos Auxiliares de Control e Interruptores de Poder.

➤ Transformadores de Medida

Los transformadores de medida, en adelante TM, lo componen los Transformadores de corrientes (TC) y los de potencial (TP), los cuales permiten obtener muestras reducidas y proporcionales de las tensiones o corrientes primarias. Además, aíslan los circuitos secundarios respecto del sistema primario y no perturban con su presencia al sistema primario.

➤ Relés de Protección

Corresponde al elemento inteligente dentro del SP, el cual tiene las funciones de recibir y acondicionar información desde los TM, para luego procesar y analizar dicha información, decidiendo la operación del relé, sobre la base de un criterio predefinido.

➤ **Circuitos Auxiliares de Control**

Corresponden a las acciones de control adicionales que se deben realizar una vez que el relé de protección haya operado. Entre ellas cabe destacar la apertura del interruptor de poder, alarmas, registro de fallas, señalización, reconexión automática, bloqueo, teleprotección y supervisión. Para hacer posible estos tipos de control, se necesitan circuitos desarrollados por medio de lógica convencional, controladores lógicos programables (PLC) y lógica digital incorporada a las protecciones numéricas.

➤ **Interruptores de Poder**

Corresponde al elemento accionado por el relé o por el operador, el cual tiene como función la de aislar los equipos en carga.

7.1.2. Características de los sistemas de protección

Más allá del esquema o filosofía de protección que se escoja, existe una serie de atributos o cualidades que son siempre deseables en los SP. Si bien, es normal que todos ellos no se puedan lograr simultáneamente, debiéndose sacrificar, total o parcialmente, algunos de ellos en beneficio de otros, según corresponda la situación.

➤ **Sensibilidad**

Capacidad de detectar una anomalía en el SEP, o identificar una condición límite entre lo normal y lo anormal. Se trata de determinar niveles o umbrales de operación, a través del estudio de sus ajustes. Esta característica debe verificarse: para cualquier condición de generación conectada, para cualquier topología del sistema, para cualquier nivel de demanda y para cualquier tipo de anomalía que le corresponda.

➤ **Selectividad**

Capacidad de determinar cuál es el equipo o elemento afectado por la anomalía, y aislar sólo a éste por medio de equipos de interrupción. Esta propiedad se obtiene muchas veces por la incorporación de retardos intencionales en los SP, lo cual se determina mediante estudios de ajustes.

➤ **Coordinación**

Corresponde al resultado de lograr simultáneamente la Sensibilidad y Selectividad.

➤ **Rapidez**

Se desea que el SP actúe en el menor tiempo posible, de modo de minimizar el daño causado por la anomalía.

➤ **Confiabilidad**

Corresponde a la característica asociada a la correcta y debida operación del SP. Esto se logra por medio de un diseño adecuado, mantenimiento y respaldo de los equipos.

➤ **Respaldo**

Reemplazo o apoyo funcional que un equipo brinda a otro, mejorando de este modo la confiabilidad de los SP.

➤ **Traslapo**

Característica dada por la superposición de las zonas entre los SP vecinos. De este modo se evita la existencia de que algún punto del SEP se encuentre desprotegido.

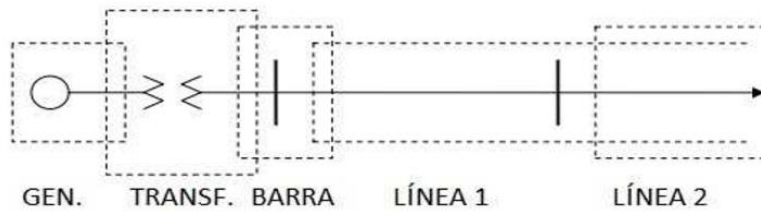


Figura 3. Traslape en los SP.

7.1.3. Equipos de protección de sobrecorriente en redes de distribución

Los equipos de protección de sobrecorriente corresponden a dispositivos cuya selectividad reacciona frente a un aumento de corriente sobre los valores normales de operación del elemento protegido, es decir, actúa cuando la corriente circulante por el elemento protegido supera un cierto valor preestablecido, de este modo, se discrimina que el sistema se encuentra bajo la presencia de alguna falla.

Una Red de distribución radial se encuentra conformada básicamente de un alimentador trifásico principal, el cual es protegido por un interruptor de potencia o reconectador instalado a la salida de la subestación de bajada, cabecera del alimentador. Además, está conformado por seccionalizadores o fusibles que permiten conectar los circuitos laterales monofásicos o trifásicos al alimentador principal. Para la conexión o seccionamiento por emergencia con otros alimentadores se utilizan cuchillas operadas manual o remotamente.

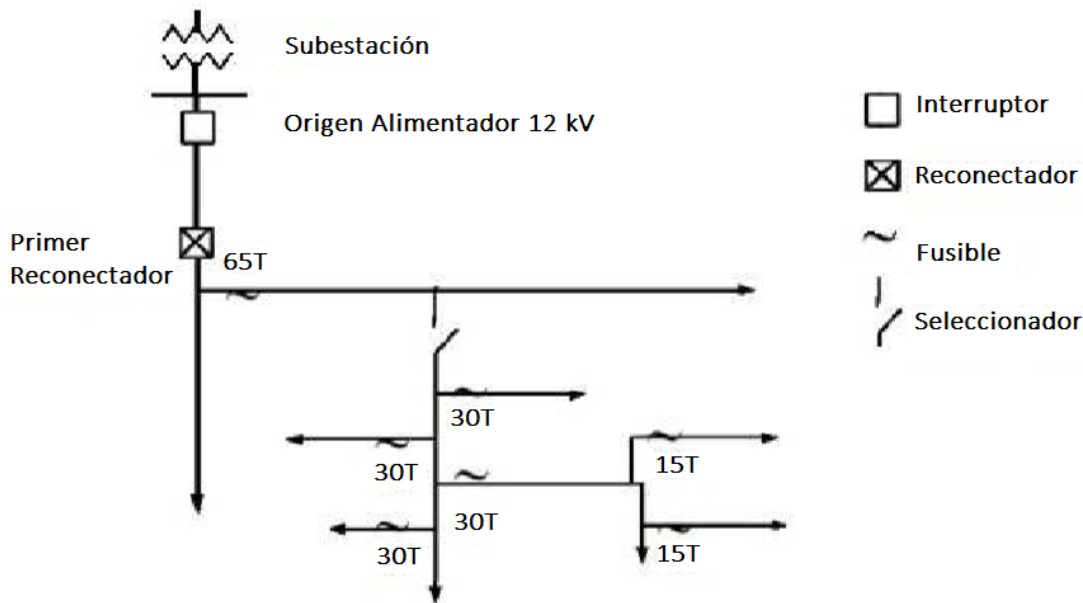


Figura 4. Protecciones presentes en la red de distribución.

Un factor a tomar en cuenta al momento de evaluar los dispositivos de protección a instalar, es el efecto de la distancia sobre la corriente de falla, observándose una disminución de la corriente de falla a medida que la distancia de la subestación se incrementa, por efecto de la impedancia de la línea.

A continuación se describirán los equipos de protección de mayor empleo en las redes de distribución.

➤ **Reanclador**

El reanclador es un dispositivo de interrupción de carga eléctrica, con posibilidad de recierre automático ajustable, con opción de monitoreo y operación telemática, instalado preferiblemente en líneas de distribución. Este equipo, permite interrumpir el flujo en caso de detectar una condición de sobrecorriente, teniendo como característica principal la de reanclar y energizar el circuito protegido, cerrando sus contactos nuevamente, una vez transcurrido un tiempo determinado. De este modo, es capaz de eliminar fallas temporales por medio de la desenergización momentánea de la red. En caso de que la falla siga presente, se repite la secuencia de apertura-cierre un número de veces más, tres veces como máximo, quedando en posición

abierta definitivamente posterior a la cuarta operación de apertura. De esta manera, si la falla es de carácter permanente, el reconectador abre en forma definitiva, aislando la sección fallada de la alimentación del sistema.

El reconectador consta de un sistema de control que permite programar un cierto número de operaciones de apertura-cierre, pudiendo además variar el intervalo y la secuencia de operación. Entre las características de capacidad con que un reconectador posee, está la de determinar el tiempo que debe tardar en abrir. Este tiempo es función del valor de los Amperes que alcanza la corriente de falla y la curva de tiempo-corriente que esté programada. Dentro de las curvas tiempo-corriente, se tienen 2 tipos de operación, curva de disparo rápido y curva de disparo retardado.

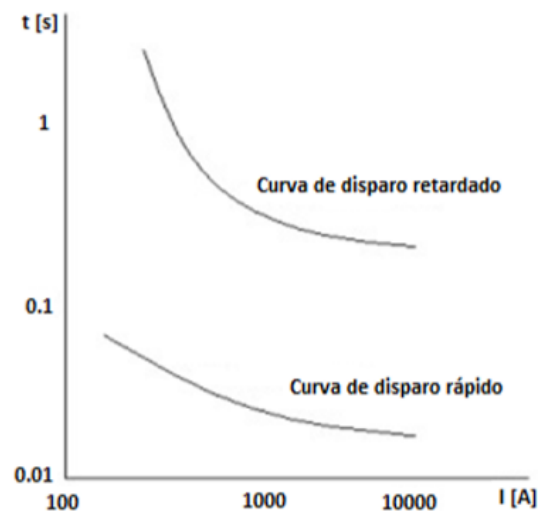


Figura 5. Tipos de curva tiempo-corriente de un Reconectador.

En la figura 6 se muestra la secuencia de operación del reconectador en presencia de una falla permanente. Dicha secuencia está programada para una operación rápida, seguida de dos operaciones retardadas.

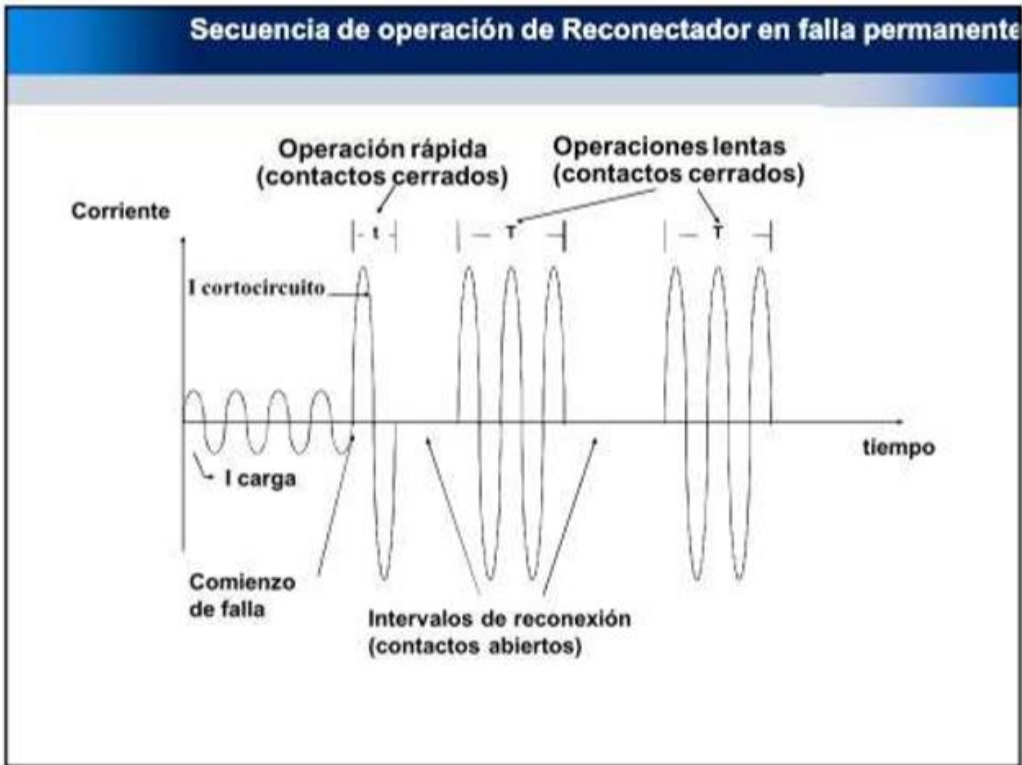


Figura 6. Secuencia de operación de Reanexador en falla permanente.

La tarea principal del reanexador consiste en discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se despeje por medio de sucesivas reanexiones, o bien, sea despejada por el elemento de protección más cercano a la falla, si esta falla es de carácter permanente, de este modo, sólo se aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.



Figura 7. Dispositivo de protección Reanexador.

Las ubicaciones preferentes de los reconectadores dentro del sistema de distribución son:

- a) En la salida de subestaciones, como dispositivo de protección del alimentador primario. En esta ubicación permite aislar al alimentador principal en caso de falla permanente.
- b) En líneas de distribución a una distancia de la subestación. Permite segmentar alimentadores largos, previniendo la salida completa del alimentador en caso que ocurra una falla permanente cerca del final del alimentador.
- c) En ramales y derivaciones importantes desde el alimentador principal. Protege al alimentador principal de posibles interrupciones y salidas debido a fallas en las derivaciones.
- d) En pequeños ramales monofásicos.

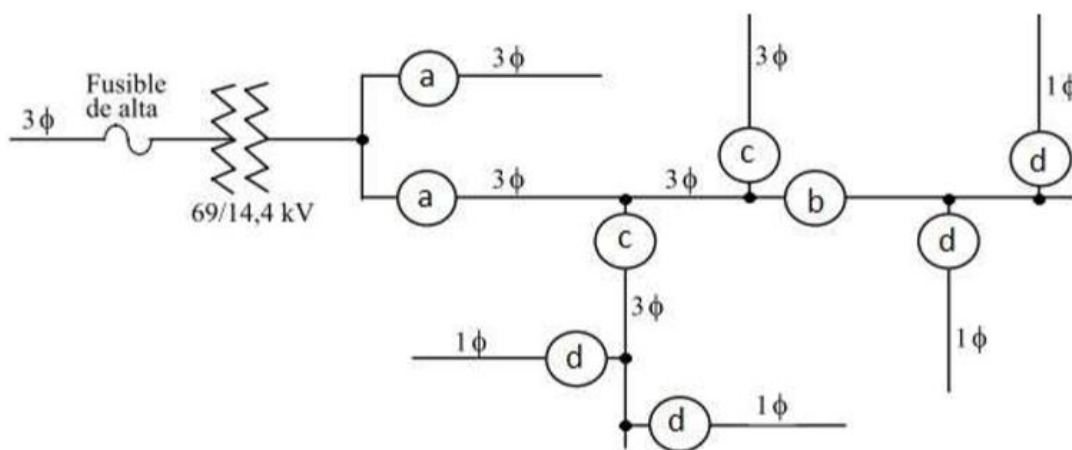


Figura 8. Puntos candidatos para la instalación de reconectadores en un sistema de distribución.

➤ Fusible

El fusible es el dispositivo de sobrecorriente más común y económico en la protección de distribución. Estos dispositivos están diseñados para la protección de transformadores y ramales en donde la línea es relativamente corta o de poca importancia, por lo que no se justifican el uso de reconectadores. Está conformado por un elemento sensible a la corriente y un mecanismo de soporte de éste. El elemento sensible a la corriente se funde al circular por él una corriente elevada y

peligrosa durante un tiempo determinado, interrumpiendo y disponiendo de un ambiente dieléctrico que previene el restablecimiento del arco cuando circula una corriente peligrosa por él. Además, produce el desenganche del cilindro, que cae, lo cual facilita la detección de la fase fallada para su posterior reemplazo.

El fusible posee curvas característica tiempo-corriente, las que dan a conocer el tiempo virtual de fusión o de interrupción, en función de la corriente presumida simétrica bajo condiciones específicas de operación. La faja comprendida entre la curva característica de tiempo mínimo de fusión, correspondiente a la corriente mínima y al tiempo en el que el fusible comienza a fundirse sin originarse un arco, y la curva característica de tiempo máximo de aclaramiento, correspondiente al tiempo máximo que toma extinguir el arco y liberar la falla, se denomina zona fusión tiempo-corriente.

En la figura 9 se muestra la coordinación entre fusibles de distinta capacidad según la corriente de cortocircuito que circula en los puntos de instalación, con las respectivas curvas tiempo-corriente asociadas a cada fusible.

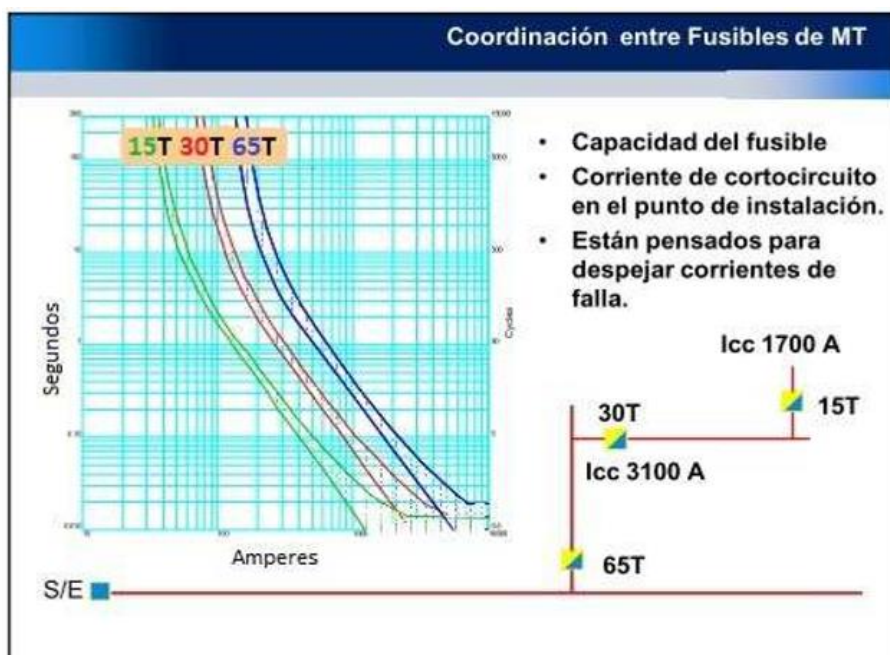


Figura 9. Coordinación entre fusibles de Media Tensión.

Dentro de las características del fusible se tiene que combina el elemento sensor y de interrupción en una sola unidad. Además, es un dispositivo monofásico, por lo que

sólo el fusible de la fase dañada operará, quedando las otras fases activas, debiéndose reponer el elemento fusible posterior a la operación de fusión.



Figura 10. Dispositivo de protección Fusible.

➤ **Seccionalizador**

El seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico, que debe ser utilizado en operación conjunta con otro equipo en serie, esto se debe, a que el seccionalizador no está diseñado para interrumpir corrientes de fallas. Por lo tanto, su operación debe realizarse mientras el circuito se encuentre desenergizado por la operación previa de un interruptor o un reconectador.

Dependiendo del esquema de coordinación, el seccionalizador deberá abrir durante el primero, segundo o tercer intervalo de la apertura, en el tiempo muerto de la protección de cabecera, para aislar fallas permanentes y confinarlas a pequeños tramos de la red. Este equipo no tiene curvas características de tiempo-corriente, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección.



Figura 11. Dispositivo de protección Seccionizador.

7.2. Impacto de la Generación Distribuida en las protecciones de las redes de distribución

El diseño de las redes de distribución eléctrica ha sido proyectado para que la potencia fluya en una sola dirección. Con la introducción de la GD, esta consideración ya no será válida, trayendo nuevos retos para la operación y diseño de la red, siendo el área de las protecciones una de las áreas críticas más afectadas.

La conexión de GD convierte a las redes de distribución de sistemas simples a redes complejas, esto se debe a que los sistemas radiales tendrán ahora múltiples fuentes, las cuales hacen cambiar el flujo de las corrientes de falla, afectando la operación de los SP actualmente implementados. Por lo tanto, los esquemas de protecciones tradicionales se convierten en no efectivos, debiendo evaluar nuevamente la ubicación de las protecciones para mantener la seguridad del sistema en los niveles exigidos.

Estudios desarrollados han mostrado algunos de los problemas que se pueden presentar con la GD en los SP actuales, destacándose dentro de ellas:

- a) Operación incorrecta de las protecciones de los alimentadores.
- b) Incremento o decrecimiento de los niveles de cortocircuito.
- c) Pérdida de sensibilidad.

- d) Aislamiento no deseado.
- e) Recierre no sincronizado.
- f) Fallo del esquema de los fusibles.
- g) Reducción del alcance potencial de cortocircuitos a localizar por la protección.
- h) Problemas en la coordinación de los SP.

7.3. Experiencia Internacional

A nivel mundial, se están desarrollando metodologías que permitan promover el uso de generación distribuida mediante energías renovables. Las modificaciones legislativas se preocupan tanto de incentivar el uso de este tipo de energías como la posterior conexión de GD.

Sin embargo, como bien se mencionó anteriormente, la interconexión de unidades de GD en el sistema de distribución puede conllevar a la pérdida de coordinación en los actuales esquemas de protección empleados. A continuación se describirán las problemáticas que enfrentan los sistemas de protección de sobrecorriente frente a la interconexión de GD en la red de distribución.

7.3.1. Efectos de la interconexión de GD en las protecciones de sobrecorriente en un alimentador radial

La interconexión de GD a la red de distribución modifica la característica radial del sistema de distribución, trayendo problemas en la coordinación de las protecciones frente a fallas de cortocircuito. La protección tradicional ya no es efectiva, debido a que la incorporación de GD puede generar aumentos en los niveles de corrientes de falla, cuyo impacto dependerá del tamaño, ubicación y cantidad de GD conectados a la red.

Se destacan dos problemáticas que se pueden producir en la coordinación entre reconectores y fusibles al momento de conectar GD en la red de distribución [12]. A continuación se discute los posibles problemas en las protecciones de sobrecorriente con la adición de GD en los esquemas de sobrecorriente existentes.

➤ **Caso 1: Aumento de los niveles de cortocircuito.**

La figura 12 muestra una falla en unas de las derivaciones laterales de un sistema de distribución con GD interconectada.

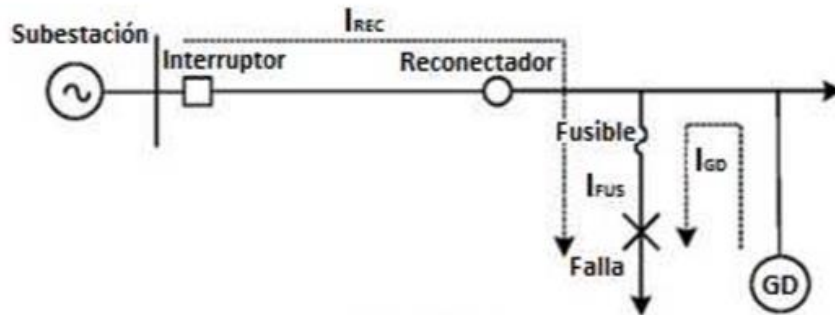


Figura 12. Aumento del nivel de cortocircuito.

Las corrientes que se analizan en estos casos son:

- I_{REC} : Corriente de falla proveniente del sistema de subtransmisión.
- I_{GD} : Corriente de falla aportada por la conexión de la GD.
- I_{FUS} : Corriente de falla en el lateral.

Al comparar las corrientes, se observa que la corriente I_F es mayor que la corriente que observa el reconectador, esto se debe al aporte de la GD que se encuentra inyectando potencia al alimentador, por lo que el fusible detecta una corriente de falla mayor a la detectada por el reconectador. Esta nueva fuente contribuye en que se produzca un aumento en los niveles de cortocircuito, lo cual puede derivar en dos problemáticas:

- a) **Fatiga del fusible:** Se produce cuando el fusible comienza a fundirse antes de la operación rápida del reconectador, reduciendo la vida útil del dispositivo pero no causa la fusión completa del fusible, por lo que no habrá una interrupción permanente. En la figura 12, la falla localizada aguas abajo del fusible puede comenzar a fatigarse como se observa en la figura 13, en donde el punto 4

correspondiente a la corriente vista por el fusible en su curva mínima de fusión tiene un tiempo de accionamiento menor que el punto 3, que representa a la corriente vista por la curva rápida del reconectador.

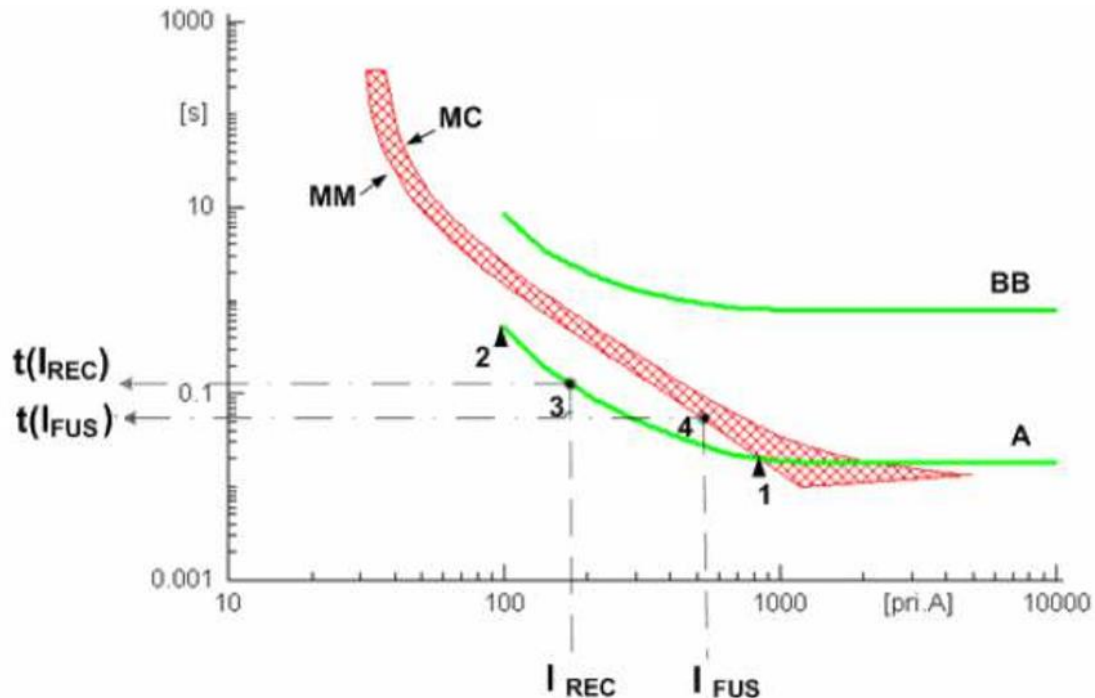


Figura 13. Problema Fatiga del Fusible.

b) Fusión del fusible frente fallas temporales: A medida que el nivel de penetración de la GD aumente, la corriente de falla a través del fusible también lo hará, de este modo el lateral puede sufrir un corte permanente durante una falla que puede ser potencialmente temporal, esto produce costos innecesarios en el sistema asociados al reemplazo del elemento fusible y a costos por energía no suministrada. En la figura 14, se observa que el punto 4 correspondiente a la corriente vista por el fusible en su curva de tiempo máximo de aclaramiento tiene un tiempo asociado menor al punto 3, el cual corresponde a la corriente vista por el reconectador en su curva rápida.

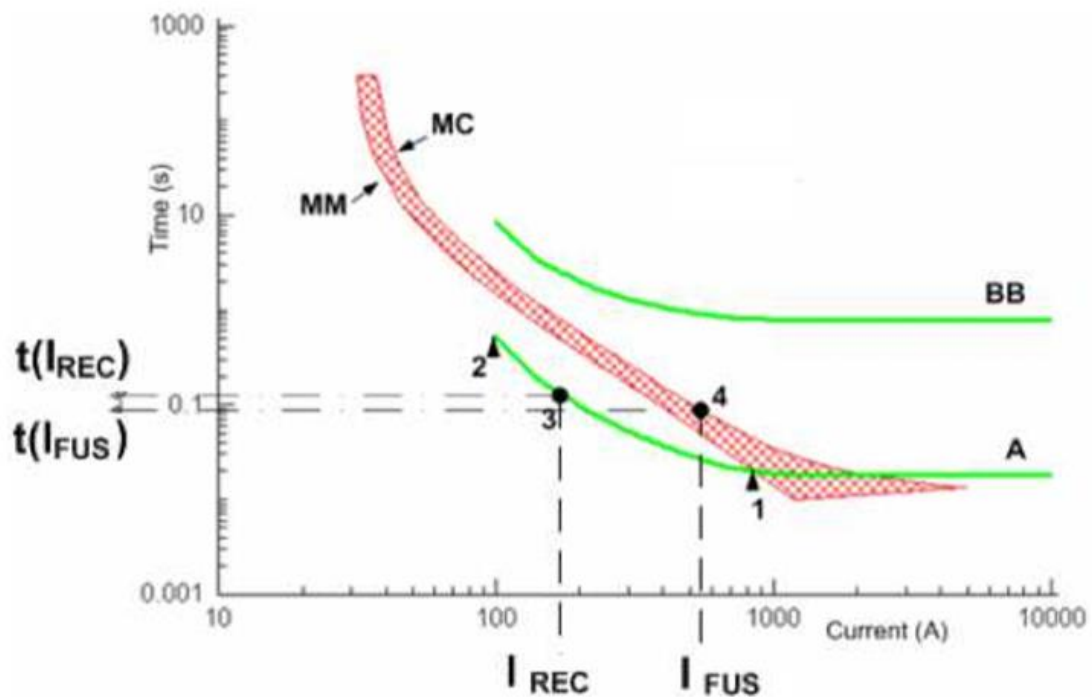


Figura 14. Problema Fusión del fusible para fallas temporales.

➤ **Caso 2: Desconexión de segmento sin falla, disparo incorrecto.**

El disparo incorrecto se produce cuando un dispositivo de protección que se encuentra instalado fuera de la zona de falla, opera y causa irrazonablemente la interrupción eléctrica en un alimentador sano. La figura 15, presenta un esquema con dos alimentadores radiales alimentados de una misma subestación. En uno de los alimentadores se conecta una unidad de GD aguas abajo del reconectador, mientras que en el otro alimentador se produce una falla. Si al momento de falla la corriente I_R es suficiente para operar el reconectador del alimentador al cual se encuentra conectada la GD, las protecciones dejarían desenergizado al alimentador sano.

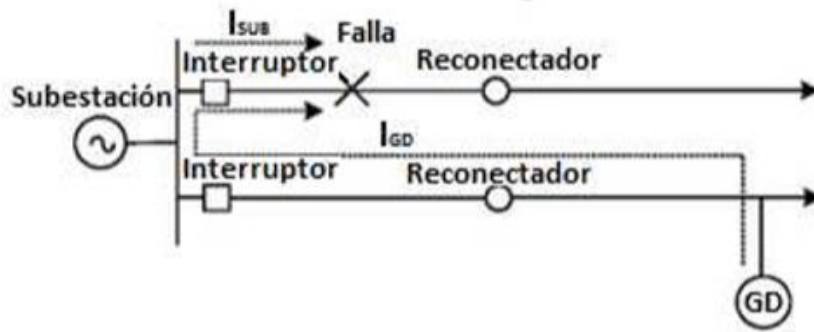


Figura 15. Falso disparo.

Ambos casos descritos corresponden a situaciones inaceptables tanto desde el punto de vista ingenieril y como económico, que conllevan problemas en la confiabilidad del sistema de protección.

VIII. Coordinación de protecciones

La protección del sistema de distribución ya es difícil en el mejor de los casos [11]. Al usar solo mediciones de corriente locales, cada relé de protección debe poder distinguir entre una falla y una situación de falla. Este último incluye fallas para las cuales el relé no debe generar una señal de disparo. Cada relé debe poder hacer esta distinción para todas las ubicaciones de fallas, para todos los tipos de fallas, para todos los niveles de carga, con el alimentador en configuración normal y en cualquier configuración de suministro de respaldo posible. Los relés deben poder proporcionar una copia de seguridad de todos los relés posteriores. La presencia de generación complicará aún más la protección.

Esta sección discute los parámetros a considerar en la selección y coordinación de los dispositivos de protección de sobrecorriente.

8.1. Parámetros para Selección de las Protecciones

8.1.1. Fusibles para seccionamiento de ramales

El apropiado funcionamiento de los fusibles de distribución se obtiene cuando el dispositivo es capaz de detectar condiciones difíciles de proteger, interrumpe las fallas rápidamente y se coordina con otros dispositivos de protección para minimizar la cantidad de usuarios afectados por la acción del fusible.

Para la adecuada selección de los fusibles de distribución, cualquiera sea su tipo, es necesario conocer de manera general los siguientes factores:

- Tensión del sistema
- Máxima corriente de cortocircuito presentada
- Máxima corriente de carga
- Capacidad de interrupción
- Tipo de sistema: aéreo o subterráneo, en delta o estrella multiaterrizado

Conociendo estos factores, es posible determinar la tensión, corriente de operación y capacidad de interrupción que deberá tener el fusible para su adecuado funcionamiento.

Para los fusibles utilizados en derivaciones laterales del alimentador principal con propósito de seccionamiento, se deben considerar los siguientes aspectos:

- Corrientes normales y de sobrecarga, incluyendo armónicos prolongados.
- Corrientes transitorias del circuito: corrientes de magnetización de transformadores, de arranque de motores, inrush de capacitores y de puesta en marcha en frío.
- Características Burn-down de los conductores.
- Coordinación con otros dispositivos de protección.

Para escoger el tamaño mínimo de la corriente nominal del fusible, la cual corresponde a la máxima corriente que este puede llevar en forma permanente, se debe tomar en cuenta la máxima corriente de carga normal del lugar de instalación,

la corriente de arranque y de carga fría. De este modo, la corriente nominal del fusible seleccionado debe cumplir lo siguiente:

$$I_{\text{nominal continua}} \geq I_{\text{continua máxima}}$$

Dicha corriente nominal corresponde aproximadamente a la mitad de la corriente con la cual comienza a fundirse el fusible.

La selección del voltaje nominal del fusible en sistemas trifásicos efectivamente puestos a tierra, deberá cumplir lo siguiente:

- a) Para cargas monofásicas derivadas del alimentador principal

$$V_{\text{Régimen máximo del fusible}} \geq V_{\text{máximo } f-t \text{ del sistema}}$$

- b) Para cargas trifásicas

$$V_{\text{Régimen máximo del fusible}} \geq V_{\text{máximo } f-f \text{ del sistema}}$$

Finalmente, para la selección de los valores nominales de interrupción de los fusibles, se debe considerar lo siguiente:

$$I_{\text{interrupción nominal simétrica fusible}} \geq I_{\text{falla máxima posible}}$$

8.1.2. Protección de transformadores con fusibles

El objetivo de estos fusibles es interrumpir cualquier falla por sobrecorriente que afecte al transformador o al sistema de alimentación del primario, debiéndose coordinar con la protección del lado secundario para robustecer la protección del equipo.

Las Distribuidoras implementan la filosofía de baja relación de fusión para asegurar la efectiva protección del transformador. De este modo, los fusibles seleccionados son tan pequeños como sea posible para proveer máxima protección contra sobrecarga.

Se define como relación de fusión a la razón entre la corriente de fusión mínima del fusible y la corriente de plena carga del transformador.

$$\text{Relación de fusión} = \frac{\text{corriente de fusión mínima del fusible}}{\text{corriente a plena carga del transformador}} = 2 \text{ a } 4$$

Por medio de esta relación, es posible determinar la corriente a plena carga del transformador para la cual el fusible primario debe operar.

Al igual que en los fusibles para seccionamiento de ramales, el voltaje nominal del fusible seleccionado debe ser mayor o igual que el voltaje nominal del lado primario del transformador.

8.1.3. Protección de bancos de condensadores con fusibles

El objetivo de estos fusibles es resguardar al sistema de distribución de las fallas ocurridas en los condensadores y de los condensadores fallados, debiendo operar el fusible que los resguarda antes que los dispositivos de protección instalados aguas arriba.

Debido a la presencia de sobrevoltajes, sobrecapacitancias y armónicos en el sistema, la corriente de carga de los condensadores supera a la nominal, pudiendo los condensadores llevar continuamente del 120% al 165% de la corriente nominal del condensador.

Algunas reglas fundamentales para la protección de los condensadores por medio de los fusibles son:

- a) La corriente que debe soportar del fusible será de un 135% de la corriente nominal, valor usado comúnmente.
- b) El fusible debe soportar las corrientes transitorias *inrush*.
- c) El fusible debe operar antes de que la rotura del tanque suceda.

8.1.4. Protección alimentador central con reconectador

Los factores a considerar para la selección del reconectador son:

- a) Tensión del sistema.
- b) Máxima corriente de falla en el punto de instalación del reconectador.

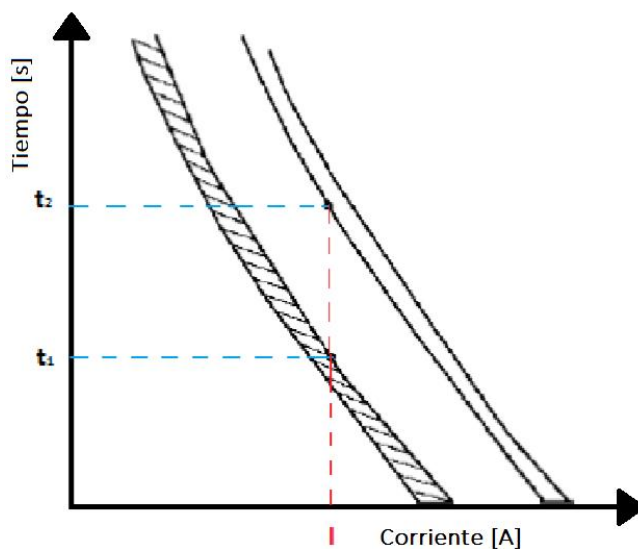
- c) Máxima corriente de falla en la zona que protege el reconectador.
- d) Coordinación con otros dispositivos.
- e) Sensibilidad de fallas a tierra.

8.2. Coordinación de los Dispositivos de Sobrecorriente

8.2.1. Coordinación fusible-fusible

La coordinación entre fusibles se puede llevar a cabo por medio de la utilización gráfica de sus curvas características de tiempo-sobrecorriente o por medio de tablas de coordinación estandarizadas. Este último método corresponde al medio más cómodo y mayor utilizado al momento de coordinar fusibles en cascada.

Las tablas de coordinación señalan el nivel máximo de corriente de falla para cual existe coordinación entre los dispositivos de protección principal y de respaldo. Este nivel de corriente se determina exigiendo que el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo sea mayor al tiempo de máximo aclaramiento del fusible principal.



Criterio de coordinación fusible-fusible
 $t_1 < 0,75 t_2$

Figura 16. Criterio de coordinación entre fusibles.

Las siguientes tablas corresponden a las coordinaciones entre fusibles tipo K y fusibles tipo T según EEI-NEMA respectivamente.

Tabla 3. Coordinación entre fusibles tipo K.

FUSIBLES DE PROTECCIÓN	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DE COORDINACIÓN (AMPERES)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Tabla 4. Coordinación entre fusibles tipo T.

FUSIBLES DE PROTECCIÓN	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DE COORDINACIÓN (AMPERES)													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

8.2.2. Coordinación reconectador-fusible

La coordinación reconectador-fusible se realiza por medio del método de trazado de las curvas características del reconectador y fusible, la cual permite obtener el rango de niveles de cortocircuito en que es posible la coordinación entre los dispositivos.

Para lograr la coordinación entre reconectador-fusible, se deberán cumplir dos condiciones:

Para toda corriente de falla ubicada en la zona protegida del fusible, su tiempo mínimo de fusión deberá ser mayor que el producto entre el tiempo de operación de la característica rápida del reconectador y el factor K_1 , factor que depende tanto de la secuencia de operación como del tiempo de la primera reconexión. El punto de intersección entre dichas curvas corresponde al punto de corriente máxima de coordinación, correspondiente al punto rojo de la figura 17.

Para toda corriente de falla ubicada en la zona protegida del fusible, su tiempo máximo de aclaramiento debe ser menor que el tiempo de operación de la característica retardada del reconectador. En caso de que estas curvas se encuentren muy cercanas, el reconectador deberá programarse para que opere a lo menos con dos operaciones retardadas, de modo que el reconectador pueda reponer el servicio al resto del sistema.

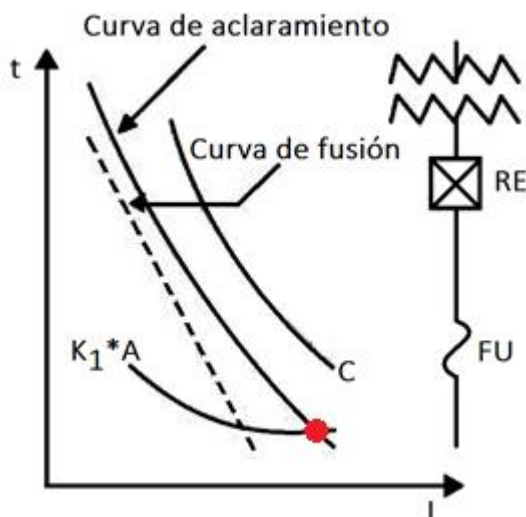


Figura 17. Curvas coordinación reconectador-fusible.

La siguiente tabla muestra los valores del factor de corrección K_1 según el tiempo de la primera reconexión.

Tabla 5. Valores de factor de corrección K_1 .

Tiempo de reconexión (ciclos)	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25-30	1,25	1,80
60	1,25	1,35
90	1,25	1,35
120	1,25	1,35

8.2.3. Coordinación relé-fusible

La coordinación entre un relé de sobrecorriente de una subestación y un fusible de una derivación lateral se obtiene cuando el fusible opera antes de que lo haga la curva de tiempo-corriente del relé, con un margen de 0,2 a 0,3 segundos entre la curva de máximo aclaramiento y la curva de tiempo inverso del relé, de este modo, se evita errores en la señal del transformador de corriente. Esta coordinación, a diferencia de la coordinación reconector-fusible, no permite aislar las fallas temporales por medio de la desenergización temporal de la red, por lo que frente a una falla aguas abajo de la instalación del fusible, éste debe despejar la falla, ya sea temporal o permanente, mientras que el relé corresponde a la protección de respaldo.

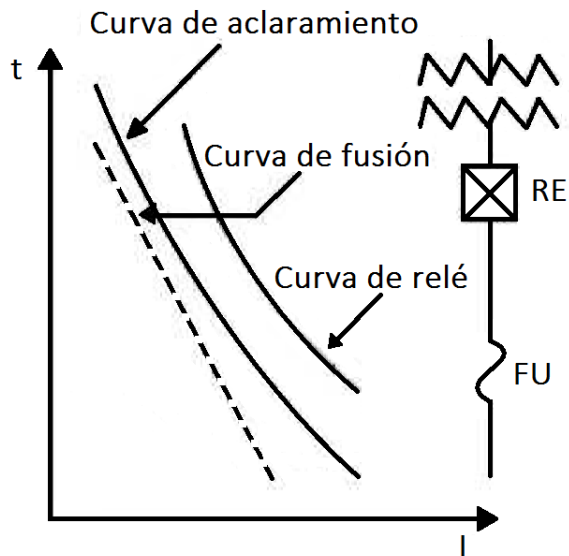


Figura 18. Coordinación relé-fusible.

IX. Medidas de Mitigación para enfrentar los Problemas en la Coordinación de Protecciones con presencia de GD

A continuación se darán algunas recomendaciones para evitar la pérdida de coordinación entre los dispositivos de sobrecorriente con la integración de GD, las cuales corresponden a la identificación del nivel de penetración para el cual aparecen los problemas de coordinación, de modo de acotar su integración al sistema de distribución, y algunas modificaciones en las configuraciones de las protecciones instaladas.

9.1. Método Generalizado para evaluar el impacto de GD en la protección del Sistema

En cada una de las problemáticas, la corriente mínima de cortocircuito que conduce a la pérdida de coordinación ayudará a identificar el nivel de penetración admisible de GD, de este modo, se podría evitar pérdidas de coordinación conociendo bien la capacidad admisible de interconexión de GD por el sistema de distribución para mantener el esquema de coordinación implementado.

9.1.1. Método generalizado para evaluar los límites de penetración para la pérdida de coordinación por fatiga del fusible y fusión de fallas temporales

El objetivo de la metodología es desarrollar un procedimiento generalizado que determina el límite de inserción de GD, en términos de tamaño, ubicación y tecnología, desde el punto de vista de la pérdida de coordinación [17]. El procedimiento general se puede resumir en las siguientes etapas:

- a) En el sistema de análisis, definir diferentes rutas de coordinación. Una ruta de coordinación puede ser definido como un conjunto de dispositivos de protección situados a lo largo de una ruta de circuito de arranque, desde el reconectador del alimentador principal hasta los fusibles de protección aguas abajo. El hecho de que la mayor parte de los fusibles laterales se selecciona para que sea de características similares, conduce a un número limitado de trayectorias de coordinación diferentes. Un camino de coordinación único, podría representar a muchos laterales que utilizan fusibles de la misma característica.
- b) Llevar a cabo el estudio de coordinación y la construcción de los gráficos de tiempo-corriente de los dispositivos de protección para la coordinación de las distintas rutas definidas en el sistema en estudio sin la instalación de GD.
- c) Observar la corriente mínima de cortocircuito en que la fatiga del fusible ocurre entre todas las rutas de coordinación definidas. Esta corriente es obtenida observando la intersección entre la curva rápida del reconectador y la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible. Debe tenerse en cuenta que esta corriente mínima podría no existir en el caso en que no haya intersección entre las curvas de coordinación del reconectador y el fusible. En tal caso, no habrá límite de capacidad de instalación de GD para violar la coordinación del sistema.

- d) Definir los puntos candidatos para la instalación de unidades de GD. El límite de penetración se calcula para estos puntos específicos. Estos puntos candidatos se pueden obtener a partir de un estudio de planificación para determinar la localización óptima de GD para minimizar las pérdidas del sistema y mejorar el perfil de tensión, o puede ser dictado por el cliente.

- e) Simular en primer lugar la instalación de GD en el punto candidato escogido, a continuación, aumentar el tamaño de la unidad GD y su interfaz de transformación paso a paso hasta alcanzar la intensidad de cortocircuito mínima actual para la pérdida de la coordinación, a continuación, registrar el tamaño GD. Cabe señalar que el aumento del tamaño de la GD y su transformador de interconexión inherentemente aumenta la capacidad del circuito.

- f) Repita el paso estipulado en la letra e) para los otros puntos de candidatos y registrar los resultados.

- g) Cambie la tecnología de GD, considerando los casos de generadores síncronos, inversores o generadores a base de inducción, a continuación, repita los pasos descritos desde la letra e) a la letra g), registrando los resultados en cada caso.

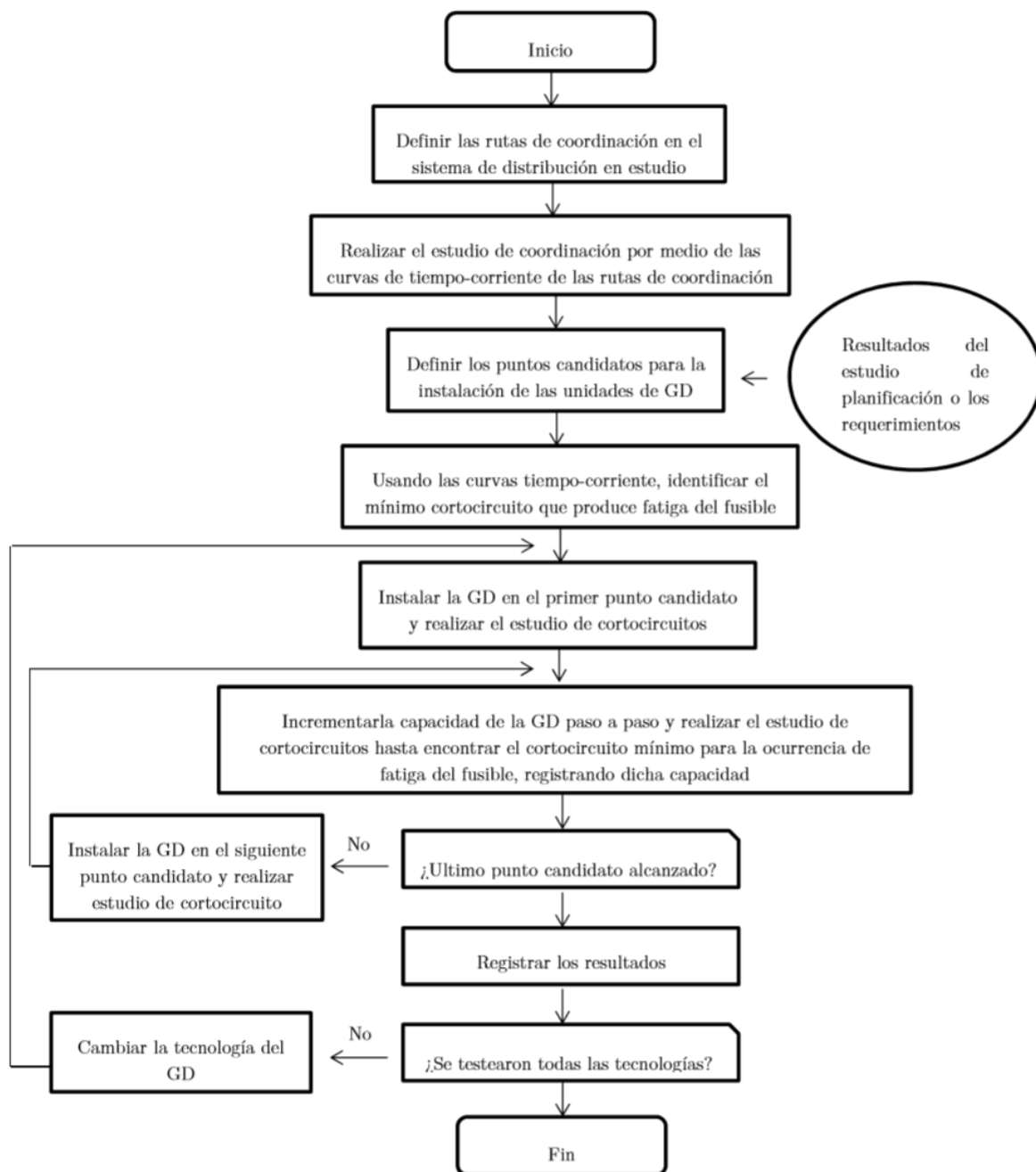


Figura 19. Diagrama de flujo para evaluar los límites de penetración para la pérdida de coordinación por fatiga del fusible y fusión de fallas temporales.

9.1.2. Método generalizado para evaluar los límites de penetración para la pérdida de coordinación por disparo falso

El objetivo de la metodología es desarrollar un procedimiento generalizado que determina el límite de inserción de GD, en términos de tamaño, ubicación y tecnología, desde el punto de vista de la pérdida de coordinación por disparo falso. El procedimiento general se puede resumir en las siguientes etapas:

- a) En el sistema de análisis, definir diferentes rutas de coordinación a estudiar.
- b) Llevar a cabo el estudio de coordinación y la construcción de los gráficos de tiempo-corriente de los dispositivos de protección para la coordinación de las distintas rutas definidas en el sistema en estudio sin la instalación de GD.
- c) Definir los puntos candidatos para la instalación de unidades de GD.
- d) Simular la instalación de GD en el primer punto candidato escogido, a continuación, aumentar el tamaño de la unidad de GD paso a paso hasta alcanzar la intensidad de cortocircuito mínima en la cual ocurre disparo falso, a continuación, registrar el tamaño GD.
- e) Repita los pasos estipulados desde la letra d) a la letra e) para los otros puntos de candidatos y registrar los resultados.
- f) Cambie la tecnología de GD, considerando los casos de generadores síncronos, inversores o generadores a base de inducción, a continuación, repita los pasos de las letras e) a la f), registrando los resultados en cada caso.

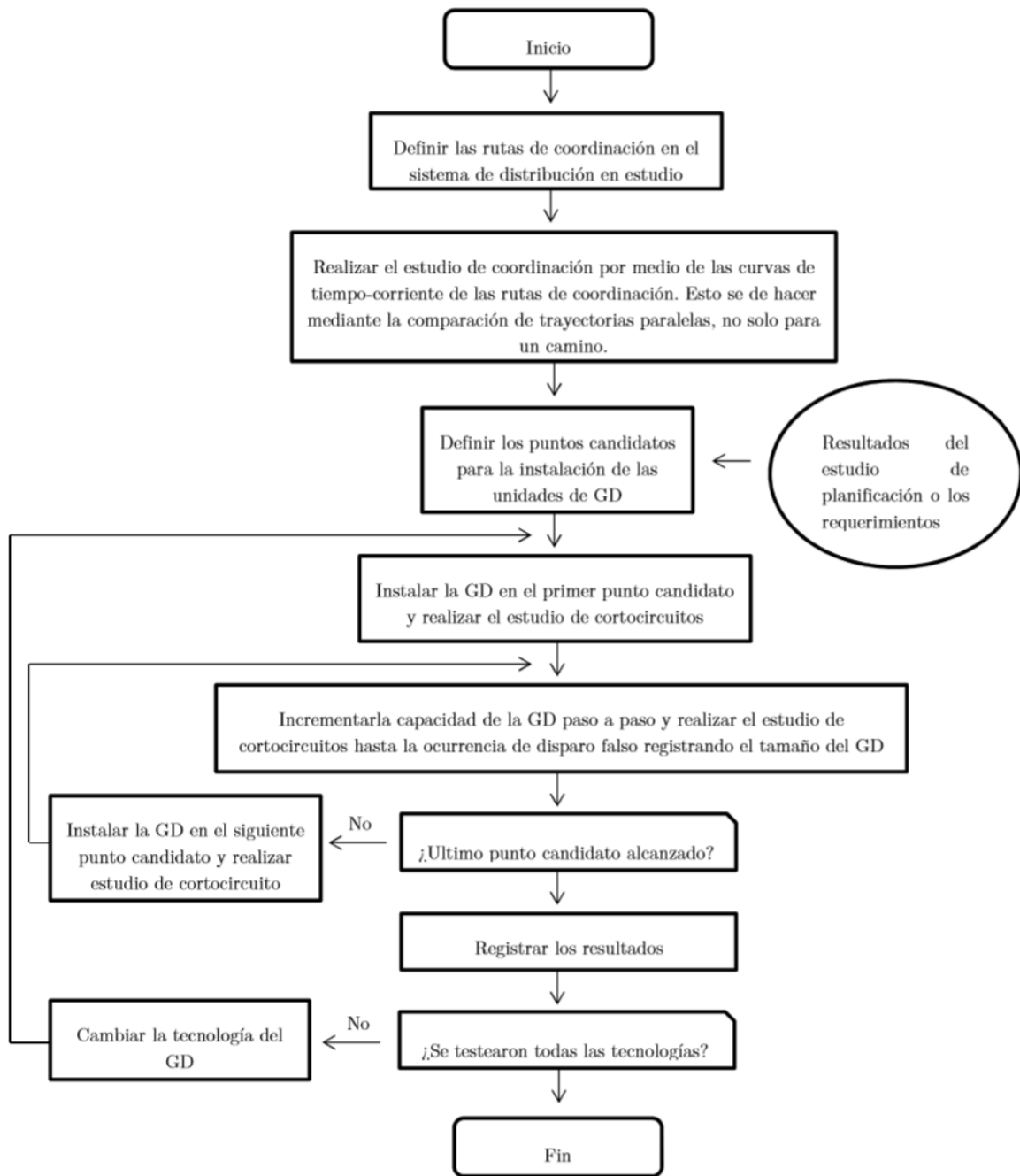


Figura 20. Diagrama de flujo para evaluar los límites de penetración para la pérdida de coordinación por disparo falso.

9.2. Cambios de configuración en las protecciones

9.2.1. Medida de mitigación problema fusión para fallas temporales

Este problema es caracterizado por el aumento en los niveles de cortocircuito debido a la incorporación de una nueva fuente de generación instalada en el sistema de distribución. Como el reconectador se encuentra instalado generalmente en la cabecera, este no alcanza a ver el aporte del GD. Este aumento en la corriente de falla observado por el fusible, disminuye el tiempo empleado en el despeje de la falla por acción del fusible, por lo que puede llegar a producir problemas por fatiga del fusible y fusión para fallas temporales.

La solución para este problema sería reprogramar los niveles de corriente de operación del reconectador, para que frente a eventuales aumentos en las corrientes de cortocircuitos, la curva de disparo rápido del reconectador opere antes que las curvas del fusible para cualquier falla presente en el sistema, de este modo, se reconfiguró la curva de disparo rápido del reconectador.

9.2.2. Medida de mitigación problema disparo falso

Formas de mitigar este problema corresponden a la utilización de protección direccional o por medio de la modificación de las configuraciones de la protección de cabecera.

Algunas de las recomendaciones para mitigar el problema de disparo falso en coordinaciones relé-fusibles, corresponden a reconfigurar las curvas de tiempo-corriente de los relés de sobrecorriente de los alimentadores que emergen de la misma subestación, de modo que la respuesta del relé de protección del alimentador sin GD sea más rápida que la del relé que protege al alimentador con interconexión de unidades de GD. Esto se logra cuando la curva del relé encargado de proteger al alimentador sin GD, se encuentra por debajo y a la izquierda de la curva del relé del alimentador con GD, como se observa en la figura 21.

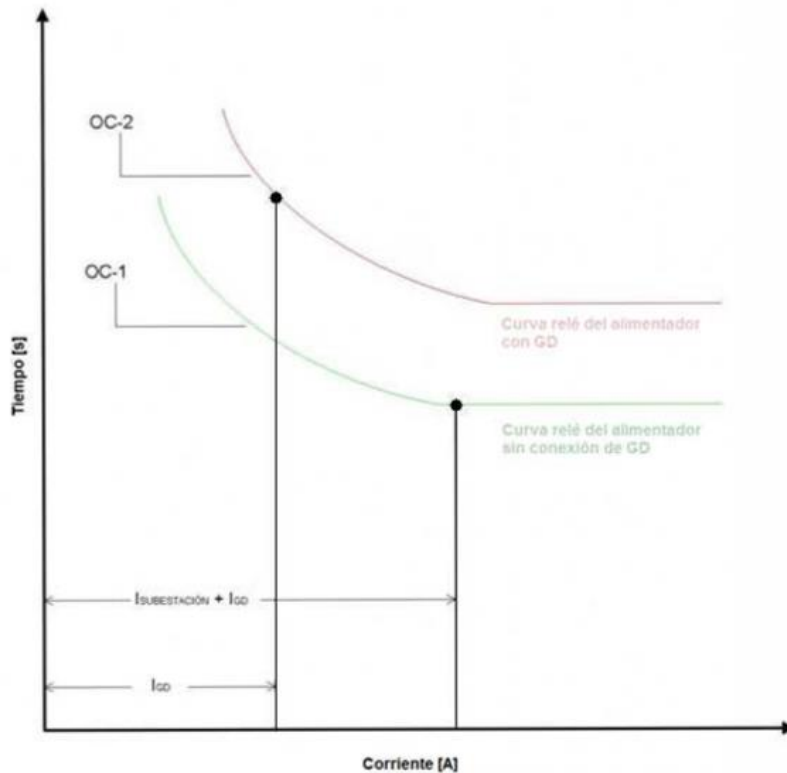


Figura 21. Despeje de corrientes de fallas en alimentadores radiales con interconexión de GD.

X. Proyección y evolución de la red de distribución en la integración de GD

En el presente, disponemos de un sistema eléctrico cuya conformación es el resultado de una concepción que ha tenido vigencia por más de cincuenta años: grandes plantas de generación, generalmente ubicadas lejos de la demanda, y grandes redes de transmisión que llevan la energía generada hacia ella [13]. En esta concepción tradicional, la producción de electricidad dentro de la industria eléctrica consiste en un proceso que consta de cuatro etapas (Generación, Transmisión, Distribución y Consumo), el cual se realiza con un orden determinado, definiendo por lo tanto cuatro niveles, tal como se muestra en la figura 20.

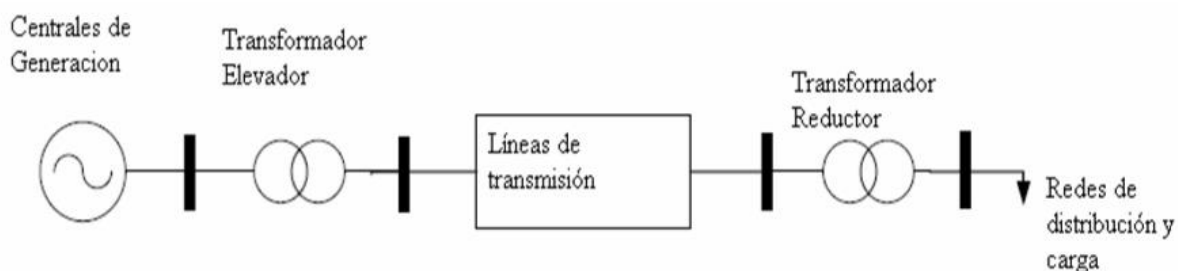


Figura 22. Modelo tradicional de generación de energía y sus trazabilidades.

La necesidad de la evolución de los Sistemas de distribución y SEP en general hacia la generación distribuida en Nicaragua inicia a partir de los elevados costos de la energía eléctrica convencional lo cual pone en evidencia una dependencia considerable en combustibles fósiles que tienen un costo relativamente alto en el mercado nacional en comparación al resto de países, lo que significaba un cierto grado de vulnerabilidad para dicha evolución del sistema hacia nuevos esquemas alternativos.

En esta primera etapa, el sistema eléctrico operaba como unidireccional, fluyendo siempre la energía de las centrales generadoras a los consumidores, en un gran sistema radial desde el centro hacia la periferia. Durante este período, el ABC de la industria se resumía en:

- Ampliar la cobertura de suministro eléctrico de energía.
- Bajar costos de generación eléctrica.
- Confiabilidad del servicio.

La concientización de la necesidad de la evolución de los sistemas eléctricos hacia la generación distribuida se inicia a partir de la crisis petrolera de octubre de 1973, en que se inestabiliza el flujo de petróleo del Medio Oriente hacia los Estados Unidos, Europa y Japón, su brusco y extraordinario aumento de precio, lo que pone en evidencia los riesgos de una dependencia excesiva de los combustibles fósiles y de un pequeño conjunto de proveedores externos. Durante la última década del siglo XX se empiezan a considerar también los efectos ambientales a escala global de las emisiones contaminantes a la atmósfera, por causa principal de la quema de

combustibles fósiles, en particular las emisiones de dióxido de carbono, su acumulación atmosférica y el incremento al efecto invernadero que ocasionan.

La sacudida a la industria eléctrica que han originado estos hechos, provocó cambios en los paradigmas dominantes, integrando los siguientes:

- Diversificación de fuentes alternativas de energía primaria.
- Eficientar el uso de la energía.
- Finalizar emisiones contaminantes.
- Garantizar acceso social irrestricto a la energía.
- Históricamente sustentable. Energías limpias, verdes y renovables.

El desarrollo de estos determinantes fue simultáneo al desarrollo tecnológico del aprovechamiento de las llamadas fuentes de energía no convencionales (a principios de los 70s del siglo XX) lo que significaba novedosos sistemas de conversión a electricidad, el desarrollo del concepto de cogeneración, así como de la generación distribuida y la administración de la demanda, la microgeneración y sobre todo los desarrollos tecnológicos relativos al aprovechamiento de las energías renovables. Bajo este nuevo esquema de la industria, esta deja de ser un sistema radial para convertirse en un sistema en red, donde el flujo energético se vuelve bidireccional, y el usuario consumidor se convierte en un potencial “Prosumidor”, neologismo que implica la doble naturaleza de ser consumidor y productor.

Con el paso del tiempo, se han producido nuevos panoramas dentro del mundo económico y de la industria eléctrica: existe un nuevo escenario de desregulación de los sistemas eléctricos, hay un crecimiento del mercado eléctrico, se ha producido el desarrollo del mercado de capitales y los avances de las investigaciones han traído consigo un acelerado progreso tecnológico.

Como consecuencia de todo esto, el nivel óptimo de inversiones en el ámbito de generación ha disminuido respecto del tamaño del mercado y de la capacidad financiera privada. En estas instancias la generación convencional se conectaba en la red de transporte y la energía recorría largas distancias hasta los centros de consumo. Cuando esta energía llegaba a la red de reparto el flujo de potencia era prácticamente unidireccional debido al carácter radial de dichas redes. Esquema

funcional pero con grandes niveles de pérdidas y dependencia de recursos primarios no renovables, es entonces donde poco a poco la generación distribuida se comienza a abrir paso e integrar en redes de tensión inferiores al transporte. Inicialmente este tipo generación no tenía un carácter de lobby sino que se instalaba en centros cuya actividad tenía una alta repercusión social como por ejemplo hospitales, aeropuertos, etc. Gracias a políticas de incentivos basadas fundamentalmente en primas o subvenciones se ha ido introduciendo esta nueva tecnología con un objetivo final primordial hacer evolucionar el ambiguo esquema de los sistemas eléctricos de potencia a otro nivel de generación cercano al punto de consumo e independiente de grandes pérdidas de energía en la red y de recursos no renovables.

10.1. Generación distribuida Vs sistemas de generación convencionales.

La industria eléctrica se desarrolló evolutivamente bajo un esquema de verticalidad, en que las funciones de planeación, construcción de infraestructura física, generación de electricidad, control del sistema, transmisión, distribución, medición, facturación y cobranza, se realizaban bajo un sistema centralizado y jerárquico. Esto se derivaba de la necesidad operativa de generar al unísono con las variaciones de la demanda eléctrica, que estadísticamente corresponde a variaciones horarias con patrones diarios típicos para cada día de la semana, como a las variaciones asociadas a las estaciones del año, como a la temporada de lluvias.

El control de la generación para acoplarla continuamente al nivel de demanda es lo que se conoce como despacho de carga y constituye una función centralizada para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. El conocimiento estadístico del comportamiento de la demanda y el consumo eléctrico, permite realizar pronósticos de carga, para el corto y mediano plazo, programar la operación y los mantenimientos preventivos, así como analizar las tendencias regionales del consumo eléctrico y planificar y programar los incrementos de capacidad de generación, como de transmisión y distribución. Una razón más de la centralización de la operación y control del sistema eléctrico.

Estos requerimientos operacionales determinaron la verticalidad del sistema eléctrico, su control central, su condición de monopolio natural en el territorio a servir, y su tendencia natural a instalaciones generadoras cada vez más grandes, requiriendo cada vez mayores recursos financieros para cubrir su expansión, así como disponer de grandes recursos concentrados de energéticos primarios. Este modelo de desarrollo del sistema eléctrico empezó a presentar dificultades en razón de la magnitud de las nuevas inversiones, los recursos energéticos primarios para la generación eléctrica y los impactos ambientales derivados de las centrales termoeléctricas basándose en combustibles fósiles, por su manipulación, combustión y sus emisiones, las cenizas residuales y consumos de agua de enfriamiento, de estos combustibles que rápidamente desplazaron a las centrales hidroeléctricas, que fueron las primeras en desarrollarse y que al alcanzar grandes proporciones también han mostrado un impacto ambiental y social negativo.

La crisis del 73 propició la búsqueda de alternativas al modelo establecido en el sector eléctrico, y este se fue modificando por fuerzas exógenas al propio sector, cuando por necesidades nacionales de autonomía energética, se propició como estrategia nacional la diversificación y la eficiencia energética. El primer elemento de política energética en los países desarrollados fue el ahorro de energía y la cogeneración, como una medida de eficiencia energética, que vino a romper para siempre el carácter monopólico de la generación eléctrica por parte de las empresas prestadoras del servicio eléctrico. No solamente por el hecho de la generación para autoabastecimiento, sino porque las ramas industriales que se beneficiarían con esta práctica, tienen un consumo térmico mucho mayor que de electricidad, sobre una base netamente energética, lo que daba lugar a un significativo traspaso de excedentes a la empresa eléctrica, lo que se logró sólo como mandato obligatorio para las empresas eléctricas, de comprar esos excedentes al precio del costo evitado.

Toda la energía eléctrica que las empresas eléctricas estaban obligadas a comprar de sus antiguos usuarios que instalaban sistemas de cogeneración en la industria y los servicios, se hacía sobre la base de los llamados costos evitados, es decir, sobre el costo de la electricidad por las inversiones que la empresa eléctrica evitaba en razón de la inversión del que establecía cogeneración en su industria o instalación

comercial. Este precio de compra estaba integrado como un estímulo para este tipo de inversiones, y su impacto fue tal, que a mediados de la década de los 80s, el 40% del crecimiento anual de la infraestructura de generación eléctrica en los Estados Unidos, era por cogeneración en las instalaciones de los usuarios, lo que representaba una media de 5000 MW por año de nuevas adiciones.

La cogeneración da nacimiento a la generación distribuida y a la bidireccionalidad de los flujos de energía entre la empresa prestadora del servicio y sus usuarios. El énfasis en la diversificación de la base energética y la conversión de energías renovables no convencionales a electricidad, dado su carácter difuso y de baja densidad energética, orientado a instalaciones de relativa baja capacidad de generación, origina su inclusión por mandato obligatorio, como otra modalidad de generación distribuida sobre la base de Productores Independientes de Energía, sujetos también a un esquema de incentivos para maximizar su aprovechamiento. Las nuevas tecnologías de generación como la electrónica de control, solucionaron el problema de la posible energización indeseada de la red, por lo que esto dejó de ser un impedimento a la generación distribuida tal como se muestra en la figura 21.

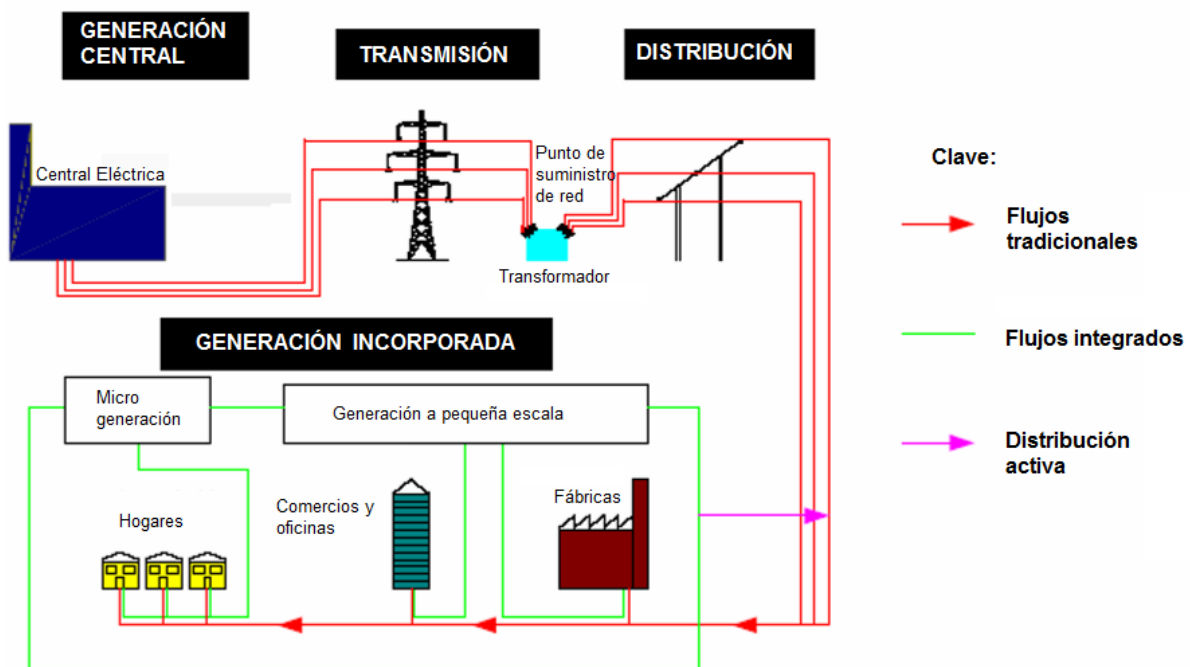


Figura 23. Sistema eléctrico distribuido Vs. generación convencional.

Este nuevo paradigma se empieza a integrar en los Estados Unidos sobre la base del Proyecto Independencia del Presidente Nixon, el que fue llevado a su pleno desarrollo por el Presidente Carter, promulgándose en 1978 la Public Utility Regulatory Policy Act, conocida como PURPA, en que se establece la nueva estructura del sistema eléctrico, en un modelo donde cohabitan la gran y la pequeña generación, el suministro y el autoabastecimiento excedentario, los energéticos convencionales con las nuevas fuentes, las viejas y las nuevas tecnologías.

Desdichadamente para los Estados Unidos, los cambios en la coyuntura petrolera y la disminución de su precio, determinaron durante la administración Reagan prácticamente el abandono de esta tendencia, que sin embargo se mantuvo aunque con un perfil menor, en Europa y Japón.

Lo más importante de este concepto de Generación Distribuida, es que se ha planteado un nuevo esquema de flujos de energía dentro de los SEP, tal como se mostró en la figura 21, ya que la generación deja de ser exclusiva de parte del primer nivel de la cadena. Así, parte de la energía demandada por los clientes es satisfecha por los grandes generadores convencionales del esquema tradicional y otra parte importante es satisfecha por la Generación Distribuida.

Este nuevo paradigma requiere reestructurar la industria eléctrica desde dentro. El nuevo carácter bidireccional del flujo eléctrico y la generación distribuida realizada por los propios usuarios y productores independientes relativamente pequeños, afecta profundamente las etapas operativas fundamentales del Sistema Eléctrico, a saber, Planeación, Construcción, Generación, Control, Transmisión, Distribución, Medición, Facturación y Cobranza. De todo esto se deriva un nuevo esquema de interrelaciones totalmente nuevo para el esquema convencional del SEP tradicional.

10.2. Ventajas de la generación distribuida.

- Tal como ya fue señalado, la GDRA deja de lado la necesidad de uso de las largas redes de transmisión y la consecuente inversión en activos fijos de ellas.

- Reduce las pérdidas en las redes de distribución, pues con la GDRA existe menos flujo de energía a través de la red: Siempre ha existido interés por la reducción de las pérdidas en las redes de transporte, pues ellas representan energía y, por lo tanto, inversión y dinero perdido.
- Aumento de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica: Se reducen las probabilidades de fallas por caídas de las líneas de alta tensión al disminuir su porcentaje de uso.
- Control de energía reactiva y regulación de tensión en la red de distribución: Una de las maneras de regular la tensión es a través del uso de transformadores con taps, o los conocidos búster. Al tener conectada generación distribuida es posible inyectar a la red de distribución una cantidad de potencia reactiva con la consecuente mejora de los niveles de voltaje.
- Generación de energía limpia utilizando fuentes renovables: Existe cada vez una mayor conciencia por el medio ambiente, lo que permitirá la conexión de tecnologías de energía renovable, directamente a la red de distribución.
- Atomización y descentralización de la propiedad del sector generación: Esta característica permite incentivar la competencia.
- Localización respecto a la fuente de combustible y reubicación de red.
- Participación de un gran número de pequeñas y medianas empresas locales en negocios de generación de energía, ya que por lo regular la generación en escala convencional está limitada a empresas extranjeras multinacionales de gran capital de aporte.
- Modularidad de las inversiones de generación y postergación de inversiones en líneas de transmisión; entre otros.

10.3. Beneficios de la generación distribuida para el usuario.

El auge de los sistemas de generación se debe a los beneficios inherentes a la aplicación de esta tecnología, tanto para el usuario como para la red eléctrica. A continuación se enlistan algunos de los beneficios percibidos:

- Incremento en la confiabilidad.
- Aumento en la calidad de energía.
- Reducción del número de interrupciones del servicio.
- Uso eficiente y eficaz de la energía (Efectibilidad energética).
- Menor costo de la energía (en ambos casos, es decir, cuando se utilizan los vapores de desecho, o por el costo de la energía eléctrica en horas de mayor demanda; horas pico).
- Uso integral de energías renovables.
- Facilidad y versatilidad de adaptación a las condiciones del sitio.
- Disminución ingente de emisiones de gases contaminantes de efecto invernadero.
- Creación de conciencia sublime hacia el medio ambiente y sus relaciones ético-humano-ecológica.
- Alto impacto en la seguridad e higiene industrial.

10.4. Beneficios de la generación distribuida para la red.

- Grandes reducciones de pérdidas en transmisión y distribución de la energía eléctrica.

- Abasto de energía eléctrica en zonas remotas (áreas rurales primigeniamente).
- Libera la capacidad instalada del sistema eléctrico.
- Proporciona mayor control de la energía reactiva.
- Mayor regulación de tensión.
- Disminución de inversión a corto plazo.
- Menor congestionamiento y saturación en la red de distribución.
- Reducción del índice de fallas.
- Seguridad adicional en el suministro de energía eléctrica dependiendo de la configuración y del sistema de protecciones.
- Versatilidad en topologías y arreglos de red.
- Aporte al proceso de investigación en la transmisión y distribución del flujo eléctrico, ya que concentra la generación cerca del consumo.

10.5. Desventajas de la generación distribuida.

Las principales barreras que actualmente impiden la implementación y el crecimiento de los sistemas de generación distribuida son las siguientes:

- **Barreras Tecnológicas:** Todavía existe una falta de conocimiento de las tecnologías de generación distribuida; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado.
- **Redes de distribución son típicamente radiales:** Es decir, están diseñadas para llevar el flujo de energía en una sola dirección, mientras que la generación

distribuida requiere de flujos que se muevan en ambas direcciones, por lo tanto surge la necesidad de tener sistemas de distribución enmallados o en anillo.

- **Barreras de regulación y de mercado:** En la mayoría de los países subdesarrollados, los sistemas regulatorios no consideran a la generación distribuida como un aspecto diferente a la generación convencional, por lo que explícitamente la penalizan.
- **Estructura tarifaria:** Aun no pensada para los consumidores en dos vías de la generación distribuida, es decir cuando se autoabastece y el excedente generado lo vierte a la red de distribución para aliviar el pico de la demanda máxima estimada de energía.
- **Interconexión:** Exigencias exageradas para poder interconectarse con la red de distribución.

XI. Barreras que impiden la evolución del sistema eléctrico de distribución hacia la implementación de la generación distribuida

11.1. Particularidades de la generación distribuida y las consecuentes dificultades para su inserción.

Cualquiera que sea la fuente de energía renovable considerada, es conveniente tener presente que existen, primero, obstáculos de índole estructural a su desarrollo. El sistema económico y social ha sido concebido y desarrollado de forma centralizada en torno a las energías convencionales (carbón, petróleo, gas natural y nuclear) y, sobre todo, en torno a la producción eléctrica.

Pero el problema más importante es de orden financiero. Debemos ser conscientes de que determinadas energías renovables requieren grandes inversiones iniciales, igual que ha sucedido históricamente con otras energías, como el carbón, el petróleo o la energía nuclear.

Una de las posibilidades de financiación de las energías renovables podría consistir en someter las fuentes de energía más rentables —la energía nuclear, el petróleo, el gas, a alguna forma de contribución al desarrollo de las energías renovables y por ende a la generación distribuida como un todo. Cabe pensar, por ejemplo, en un impuesto parafiscal para financiar un fondo regional o nacional para las inversiones iniciales necesarias. Además, varias fuentes de energía renovables, antes de que puedan alcanzar un umbral de rentabilidad, podrán necesitar ayudas al funcionamiento durante períodos relativamente largos.

Actualmente, esta contribución se ha instaurado ya en algunos países, bien mediante tarifas fijas para las energías renovables, bien mediante la obligación de adquisición de certificados verdes, bien mediante licitaciones para una determinada capacidad.

Por último —este problema debe resolverse en el marco de la subsidiariedad—, las normativas nacionales, regionales y locales deberían adecuarse en términos de urbanismo y ocupación del suelo, con el fin de conceder una clara prioridad a la implantación de instalaciones de producción de energías renovables. Es un tanto paradójico que, al inicio del desarrollo de la energía nuclear, las poblaciones no pudieran oponerse a la instalación de un reactor nuclear y que puedan hoy obstaculizar el desarrollo de instalaciones de energías renovables. Hay que destacar asimismo que los obstáculos administrativos y ambientales son hoy mucho mayores que durante el desarrollo de las energías convencionales y se traducen en unos costes de inversión suplementarios.

En todos estos ámbitos se están abriendo paso varios procesos. Mientras las energías renovables se asociaban en el pasado a una energía descentralizada y de producción restringida, hoy empieza a desarrollarse la creación de granjas eólicas, a veces en el mar. Ello permite integrar las energías renovables en un plan de producción y consumo centralizado a gran escala.

A falta de una ruptura tecnológica, la evolución espontánea en materia de costes podría reforzar también la posición de las energías renovables en el mercado, bien debido al nivel elevado de precios del petróleo, bien a causa de la repercusión del

«precio de los certificados de emisión» en el coste de inversión de las energías convencionales.

Sin embargo, no cabe contemplar un desarrollo regular del mercado de las energías renovables sin una política voluntaria por parte de los poderes públicos a medio plazo. Dicha política puede englobar un abanico de decisiones, que van desde medidas fiscales drásticas que favorezcan las energías renovables o la obligación de compra por los productores de electricidad y los distribuidores de un porcentaje mínimo de electricidad producida a partir de renovables hasta ayudas a la investigación o la financiación (bonificaciones de intereses, fondos de garantía, impuesto parafiscal sobre las demás fuentes de energía). Determinadas energías renovables deberían beneficiarse de una ayuda que les permitiera crear mercados comparables a los de las energías convencionales, y ello en el marco de las disposiciones comunitarias en materia de competencia.

En la unión Europea por ejemplo, la presión de la demanda global de gas natural, la capacidad de exportación de los países productores (Argelia, Rusia, Noruega, Países Bajos), pero también de los nuevos productores (como los países de Oriente Medio), el agotamiento gradual de las reservas de hidrocarburos, la subida correlativa de los precios, las dificultades encontradas para la realización de los programas nucleares y el desafío ambiental que plantea la utilización del carbón son otros tantos factores que influyen en las condiciones de abastecimiento.

Hace 10 años el consumo energético estuvo cubierto en un 41 % por petróleo, un 22 % por gas natural, un 16 % por combustibles sólidos (carbón, lignito, turba), un 15 % por energía nuclear y un 6 % por energías renovables. Si no se hace nada, en el año 2030 el balance energético seguirá descansando en los combustibles fósiles: 38 % de petróleo, 29 % gas natural, 19 % combustibles sólidos y sólo un 6 % de energía nuclear y un 8 % de energías alternas renovables.

El despegue de las energías renovables exige incentivos financieros o fiscales. Los objetivos relativos a los carburantes de sustitución, 20 % en el año 2020, probablemente quedarán en letra muerta si no se adoptan medidas fiscales favorables

a los mismos, una reglamentación sobre su distribución por parte de las compañías petroleras y acuerdos voluntarios con la industria.

Además, la Unión Europea debe prestar especial atención a la movilización de ayudas financieras a las energías renovables, que, a muy largo plazo, son las más prometedoras para la diversificación del abastecimiento. Esa política de control de la demanda por las energías renovables mediante generación distribuida es tanto más necesaria cuanto que sólo ella permitirá afrontar el desafío del cambio climático.

11.2. Barreras para la introducción de la generación distribuida.

Las barreras para la integración de la generación distribuida mediante energías renovables por el momento son amplias y complejas, pero sin embargo ciertas aplicaciones de dichas energías han alcanzado plena madurez tecnológica y son económicamente competitivas, pero su nivel de integración en las estructuras energéticas debería ser mayor, ya que la situación actual dista en muchos casos de ser óptima.

“La extensión limitada del empleo de las energías renovables en la actualidad no es por la ausencia de una tecnología adecuada, sino por la inercia del sistema económico y político que no reacciona a las necesidades de la humanidad, haciéndolo únicamente a la situación de mercado”

Se han realizado muchos estudios para identificar las barreras que impiden esta difusión y así poder delimitar y solucionar el problema. Las principales barreras identificadas se pueden agrupar en las siguientes categorías:

Estructuras energéticas: existentes (regulación del sector eléctrico, resistencia de las empresas eléctricas a la generación descentralizada, etc.).

Políticas y de regulación: regionales y nacionales (políticas de precios, incentivos económicos, marcos legislativos, etc.).

Barreras económicas y de mercado: (coste de capital por energía producida, sistemas demasiado pequeños para poder beneficiarse de la economía de escala, no consideración de costes externos en sistemas convencionales, preferencias de inversión, desconocimiento de riesgos, etc.).

Barreras técnicas: (escasez de estandarización, intermitencia de suministro, inviabilidad de grandes plantas, etc.).

Desconocimiento tecnológico, cultural hacia la GDRA: de los agentes de decisión energéticos del potencial real y de las ventajas de las energías renovables.

García Casals identifica algunas barreras para la integración de las energías renovables en los países en vías de desarrollo. Entre ellas están el desigual acceso al capital de inversión (mayor coste de instalación, problemas de mercado y financiación y un mayor coste de tramitación); las distorsiones del mercado energético (subsidios carbón, etc., tarifas inferiores a costes reales, externalidades); las herramientas de planificación suelen ir unidas a sistemas centralizados; y la inexistencia de unas instituciones fuertes para la comercialización de renovables (científicas y tecnológicas, empresariales, mantenimiento, construcción).

Zegers (2001) señala como principales barreras para el desarrollo de la energía fotovoltaica los costes económicos (que pueden disminuirse aumentando la producción, mejorando la eficiencia y utilizando los tejados para la instalación de paneles con lo que se evitan los costes en suelo) y su carácter intermitente. Además, señala como barreras comunes para la penetración en el mercado de las instalaciones fotovoltaicas y las pilas de combustible las siguientes: no existe una demanda que facilite la producción a gran escala de equipos renovables (al menos en módulos fotovoltaicos); requieren grandes inversiones en nuevas infraestructuras; la mayor parte de la producción renovable se dirige a la electricidad, siendo aún pequeña la penetración en el campo del calor y el transporte; la producción es

dispersa por lo que dificulta su aprovechamiento por parte de la gran industria; y, además, se producen conflictos de usos.

En resumen, la integración de las energías renovables cuenta con barreras que en muchos casos son superables. Sin embargo, algunas están delimitadas por las propias características del recurso (aleatoriedad de la fuente, carácter distribuido y de bajo rendimiento, fluctuaciones diarias y estacionales, conflictos de uso). No obstante, otras barreras como las económicas y financieras, las jurídicas y normativas y las tecnológicas, son superables haciendo un esfuerzo en la planificación, en la clarificación del mercado energético y en la actitud política y social.

11.2.1. Barreras tecnológicas.

Todavía existe una falta de conocimiento de las tecnologías de generación distribuida; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado.

La calidad de las instalaciones con energías renovables ha sido otro de los “talones de Aquiles” en la implantación de estas tecnologías. Las razones han sido de distinto tipo, así por ejemplo, se ha considerado que estas instalaciones tenían muy poca dificultad técnica cuando la realidad ha demostrado que aunque son instalaciones relativamente sencillas, su realización en zonas aisladas les proporciona una dificultad añadida nada despreciable. En muchos casos no se ha superado la etapa inicial de implantación debido a las dificultades de crecimiento. También ha influido la carencia de estandarización de sistemas y componentes derivada, entre otras razones, de la ausencia de una normativa técnica específica. Debido a estas y otras cuestiones se ha producido una ausencia de un mantenimiento adecuado.

Para evitar estos problemas es necesario actuar en dos direcciones. En primer lugar es necesario crear una infraestructura humana y tecnológica que permita suministrar una adecuada calidad de servicio a unas instalaciones dispersas geográficamente que requieren grandes costes de micro-gestión y de viajes de mantenimiento. En segundo lugar, se deben de elaborar normativas técnicas que garanticen la calidad de las instalaciones. Es imprescindible la elaboración de normas, del sistema

completo y de cada uno de sus componentes o, en el caso de que ya existan, depurarlas y actualizarlas.

La estandarización es una opción que puede impulsarse en el ámbito político y que conducirá a un incremento de confianza para los inversores y reducirá los costes asociados al mantenimiento y emplazamiento de equipos.

Por su importancia e interés actuales (STÖHR, 1996, págs. 445- 446), se analiza en este punto la estandarización de las instalaciones de producción de energía eléctrica descentralizada con energías renovables, centrando el análisis en las fotovoltaicas.

Eduardo Lorenzo, en su examen del estado de la electrificación rural fotovoltaica (Lorenzo, 1997), considera que “el primer paso hacia la estandarización es la determinación de las necesidades eléctricas en kWh/día”. Esta demanda de energía es perfectamente conocida para aplicaciones profesionales, pero para la electrificación de viviendas, el consumo depende de las preferencias del usuario.

Por otra parte, la modularidad de las instalaciones de energías renovables facilita el diseño a medida del sistema. Para realizar dicho diseño es necesario conocer la demanda concreta. Esto ha llevado a una situación en la que han proliferado instalaciones muy diferentes en cuanto a diseño, instalación, etc. La necesidad de aumentar la fiabilidad y de disminuir los costes, obliga a la estandarización de las instalaciones y de los equipos utilizados. Por lo tanto, además de la estandarización de los consumos, y en línea con ella, es necesario conseguir una homogeneidad en la configuración de las instalaciones, que conduzca a un mayor grado de fiabilidad y a una mayor economía de las mismas.

Dicha fiabilidad pasa necesariamente por el establecimiento de controles de calidad sistemáticos de las instalaciones de electrificación rural, ya que aunque los componentes procedan de compañías de gran prestigio con sus propios y rigurosos controles de calidad internos, las condiciones particulares de la instalación pueden requerir modificaciones. Esto se traduciría en el tratamiento adecuado de temas que frecuentemente se descuidan como son la calidad de las conexiones, el dimensionamiento de los cables, etc. que en la práctica dan lugar a una gran pérdida de fiabilidad (Lorenzo, 1997, págs. 16-17).

La base de cualquier procedimiento de control de calidad está en las especificaciones técnicas de materiales, equipos e instalaciones. Varias instituciones y organismos han publicado especificaciones o recomendaciones para sistemas aislados de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos.

R. Eyras (1996), en uno de los estudios más completos de estandarización de sistemas aislados, propone unos sistemas para la electrificación rural fotovoltaica de viviendas aisladas con las siguientes características: suministro en continua, 24 V, para iluminación y en alterna, 220 V, para el resto de las cargas; con un tamaño tipo de 400 Wp, 240 Wp y 180 Wp, según la familia sea extensa, intermedia o reducida. Las instalaciones realizadas a través de programas comunitarios emplean generadores FV entre 300 y 1200 Wp, con la mayoría de las instalaciones entre 300 y 800 Wp (EYRAS, 1996, pág. 63).

Todavía queda un largo camino por recorrer para que la estandarización de los sistemas se traduzca en la reducción de los costos y en el aumento de la fiabilidad.

Otra de las cuestiones que debe abordarse en la normalización de los sistemas aislados es la elección, en el caso de agrupación de viviendas a electrificar, de sistemas centralizados o descentralizados. Los sistemas centralizados presentan una serie de ventajas como son la minimización de costes (tamaño del generador, ahorro en el sistema de regulación, menor coste del mantenimiento, etc.), además de permitir una cierta gestión de la carga que disminuye la potencia nominal del acondicionamiento de potencia con la pérdida de rendimiento asociada (EYRAS, 1996, pág. 11), esta gestión del consumo permite también aumentar el rango de aplicaciones. Además, los sistemas centralizados pueden resultar más atractivos para las empresas eléctricas ya que se asemejan más a su forma habitual de trabajar y de establecer relaciones con el cliente.

Todas las ventajas de los sistemas centralizados quedan solapadas por la escasa fiabilidad de los mismos, principalmente debida a los fallos en los inversores. Esta puede ser la razón por la cual, algunas compañías eléctricas con amplia experiencia en la electrificación rural fotovoltaica, hayan elegido sistemas descentralizados para sus programas de cierta envergadura (Lorenzo, 1997, págs. 14-15).

11.2.2. Barreras técnicas.

Las barreras técnicas son constituidas básicamente por exigencias impuestas por las concesionarias de suministro de energía eléctrica para asegurar la compatibilidad técnica específica entre las nuevas tecnologías de generación mediante energías alternas renovables y la red de distribución a la cual serán interconectados; vale decir todas las exigencias solicitadas para la interconexión. Las barreras técnicas más significativas son las ingentes exigencias técnicas que implantan las concesionarias de distribución de energía en cuanto se refiere a normas de seguridad de las personas que trabajan en la generación distribuida, así como la calidad de energía que las mismas inyectan a la red. A continuación se verá cómo impacta la generación distribuida a la calidad de energía, así como el impacto de la misma hacia el personal de mantenimiento de dicha generación especial.

- En la calidad del servicio: En líneas generales se puede afirmar que la red de transporte es la garante de la estabilidad y seguridad del sistema mientras que la red de distribución es la garante de la calidad del servicio que perciben los clientes. Más del 90% de los cortes que experimentan los clientes o consumidores finales se deben a la red de distribución, lo cuál es lógico, al ser éstas redes menos malladas (redes radiales puras) que la red de transporte y al estar conectados la mayoría de los clientes a ellas.

La calidad de servicio, en el contexto eléctrico, es el conjunto de características técnicas y comerciales exigibles inherentes al suministro eléctrico, cuya existencia condiciona el cumplimiento de la obligación contractual y las exigencias reglamentarias aplicables. La calidad de servicio engloba la calidad comercial o atención al cliente y la calidad técnica de suministro.

- La calidad comercial: es básicamente la calidad que percibe el cliente en la relación que tiene con la compañía eléctrica. La calidad de servicio en la atención comercial no está relacionada con ninguno de los aspectos técnicos del suministro, sino con la relación que existe entre la compañía distribuidora o comercializadora y el cliente. Está configurada por el conjunto de actuaciones

de información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación. En este tipo de calidad es obvio que la generación distribuida poca influencia tiene.

- La calidad de suministro: a su vez, comprende la calidad de producto y la continuidad de suministro.

El producto que reciben los clientes es la onda de tensión. Por tanto la calidad de producto la conforman todas aquellas perturbaciones que afectan a las características más fundamentales de la onda de tensión:

- Frecuencia
- Amplitud
- Forma de onda
- Simetría del sistema trifásico

Los fenómenos o perturbaciones más características que se enmarcan dentro de la calidad de producto son: variaciones de frecuencia, armónicos, variaciones rápidas y lentas de tensión (flicker), fluctuaciones de tensión, los huecos e interrupciones breves, los impulsos y las sobretensiones transitorias y los desequilibrios y asimetrías.

Gráficamente se resumen en la figura 22.

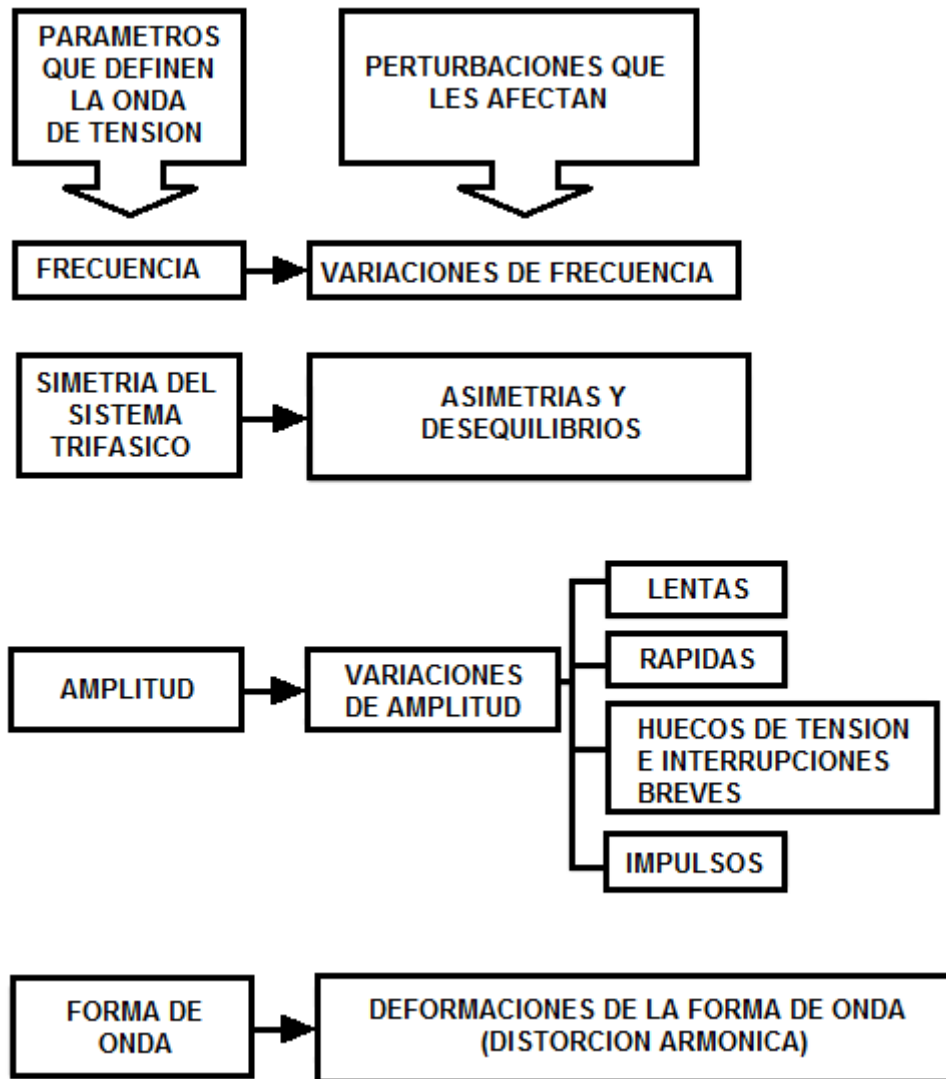


Figura 24. Perturbaciones que afectan a la calidad del producto.

El impacto de la generación distribuida más importante se produce debido a los huecos de tensión que puede haber en la red. En el resto de impactos: armónicos, desequilibrios etc. no presentan grandes inconvenientes que no hayan introducido otro tipo de conexiones en la red como cargas industriales, sistemas de transporte (Metro), rectificadores, etc.

- Influencia de la GDRA en el personal de mantenimiento: Cada año, de cara a maximizar la vida útil, fiabilidad y rentabilidad de las inversiones que se realizan en las instalaciones hay que realizar tareas de mantenimiento [14]. Las operaciones de red más importantes que permiten los trabajos de

mantenimiento en la red de distribución son los descargos y los regímenes especiales.

Los descargos se ejecutan para trabajos en los que se precisa la ausencia de tensión para poder llevarlos a cabo. Los regímenes especiales se planifican para aquellos trabajos que pueden realizarse con tensión en la red.

La repercusión que tiene la GDRA con la seguridad del personal que realiza un trabajo en una línea o en una subestación se debe a que en el pasado, según la estructura tradicional de las redes, la generación se encontraba conectada a redes de muy alta tensión. Debido a esto la desconexión de la alimentación de la cabecera de una línea en media tensión daba muchas garantías de la no existencia de tensión en toda la línea de media tensión. El mismo razonamiento se puede aplicar en distintos niveles de tensión.

En las compañías distribuidoras existen como regla básica de seguridad lo que se denominan las cinco reglas de oro. Estas reglas fueron creadas para maximizar la seguridad en el trabajo a la hora de realizar cualquier tipo de descargo.

- **Regla 1:** Abrir con corte visible o efectivo (visible o señalizado por un medio seguro) todas las fuentes de tensión mediante interruptores y seccionadores que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo.
- **Regla 2:** Enclavamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte y señalización.
- **Regla 3:** Reconocimiento de ausencia de tensión.
- **Regla 4:** Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión.
- **Regla 5:** Colocar las señales de seguridad adecuadas delimitando la zona de trabajo.

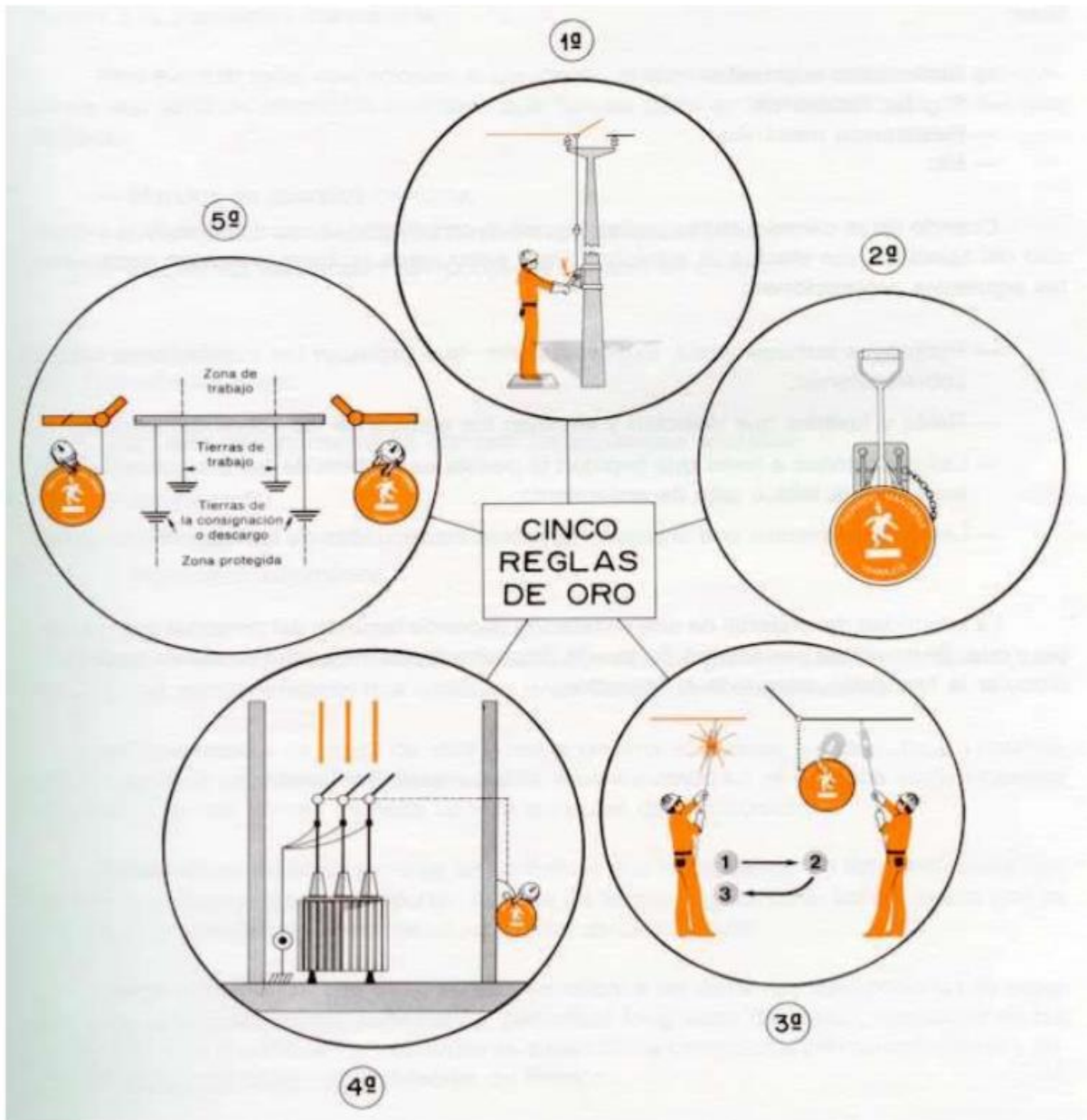


Figura 25. Cinco reglas de oro.

El aspecto crítico se produce entre la regla 2 y 4, pues es muy importante comprobar ausencia de tensión, ya que ahora se puede tener tensión de retorno desde “aguas abajo”.

Hoy en día es relativamente habitual abrir el interruptor de cabecera de una línea de distribución al comprobar ausencia de tensión y detectar tensión de retorno si algún generador se ha quedado en isla.

Análogamente cuando se abre la salida de baja de un CT es frecuente encontrar tensión de retorno en los cables de baja tensión BT al tener generación conectada. Para evitar este tipo de situaciones una posible alternativa sería la disponibilidad de teledisparo en aquellas instalaciones generadoras conectadas a red o bien, como en el caso de instalaciones fotovoltaicas conectadas en BT, que las instalaciones generadoras tengan mecanismos de desconexión de la red cuando detecten ausencia de tensión.

❖ **Formación profesional de certificación de instalaciones de GDRA.**

Esta formación profesional que se menciona está íntimamente ligada a la del personal no capacitado, y esta barrera representa un problema grande aunque nada infranqueable. Ya que actualmente no se cuenta con personal calificado en todas las áreas de las energías renovables, tanto a nivel técnico como de gestión, y el desarrollo de las capacidades es heterogéneo; por ejemplo el desarrollo de la energía solar es mayor. Este desarrollo desigual propicia que mayoritariamente se desarrollen proyectos aprovechando un tipo de fuente de energía, limitando el desarrollo del resto de ellas.

A pesar de existir la capacidad en recursos humanos técnicos para el desarrollo en energía solar, no existe la capacidad en el diseño y gestión de proyectos. Una solución ante esta barrera es el desarrollo de un programa de construcción de capacitación en energías renovables y su aplicabilidad en generación distribuida.

❖ **Escasez de conocimiento en equipo y tecnología en GDRA.**

Básicamente esta escasez de conocimiento del equipo y propiamente de la tecnología de la generación distribuida abarca a todos los sectores poblacionales, instituciones, ya que todavía se ven como tecnologías incipientes y muchas de ellas ni siquiera son conocidas, tal es el caso de la solar térmica, la hibridación de tecnologías misceláneas, tal como la eólica-diesel, y la bioenergía por mencionar algunas, esto

con respecto a la tecnología en sí, imaginemos cuanto más desconocimiento con respecto al equipo implicado en el proceso.

Actualmente la población en general desconoce de las opciones comerciales que se tienen para aprovechar las energías renovables, por lo que se limitan a usar las convencionales. Es necesario hacer una mayor difusión de las tecnologías disponibles por cada región, para que de esta manera, los potenciales usuarios las tomen en cuenta en el momento de evaluar que opción tomar. La difusión se puede realizar a través de la creación de centros de información y servicios. Además los equipos en el mercado deberían contar con etiquetados que permitan informar al consumidor de los beneficios de usos (económicos y ambientales).

La mayoría de los inversionistas consideran a las energías renovables como tecnologías inmaduras; sin embargo no es cierto que no lo estén. Actualmente están completamente desarrolladas y son una solución clara para los problemas de energía y medio ambiente. Hoy en día se puede acceder a tecnologías de gran fiabilidad por lo que el problema de tecnología confiable realmente no es una barrera para el desarrollo de las energías alternas renovables.

Sin embargo, el hecho que el país tenga diferentes climas y características geográficas obliga a tener presente algunas consideraciones referidas a los efectos de la temperatura, corrosión, descargas eléctricas, etc. que usualmente no son tomadas en cuenta en el diseño de sistemas ocasionando que los equipos tengan una eficiencia menor a la esperada y disminuyan su periodo de vida.

❖ Falta de conocimiento por parte de las instituciones académicas con respecto a la generación de energía por medio de energías renovables.

Desde cualquier punto de vista es en este tema donde se debería de hacer mayor hincapié, ya que las instituciones académicas son las entidades que tienen que crear conciencia técnico-científico-profesional a todo nivel de la generación distribuida y su potencial beneficio mediante energías renovables, ya que de esta manera se diversificara el conocimiento isotropicamente a todos los actores mundiales, ya que

existe insuficiente conocimiento en la ciudadanía sobre la eficiencia energética y las energías renovables, el cambio climático y la seguridad energética, y el nivel del índice de desarrollo humano. Por ende también es insuficiente la relación que existe entre estos conceptos.

La difusión entre la ciudadanía de los temas mencionados, permite que esta adopte como valores deseables la sostenibilidad y la seguridad energética, y que las vincule con la eficiencia energética y las energías renovables. Al incorporarse estos conceptos a las demandas sociales de la ciudadanía, el sistema político tiene respaldo para llevar adelante los cambios necesarios.

La difusión y creación de conciencia en torno a los aspectos mencionados, permite interesar a los privados y las empresas, los que se verían beneficiados al aprovechar las oportunidades que ofrece este nuevo mercado de las energías renovables. Entre estos los fabricantes y comercializadores de equipos y accesorios, arquitectos, constructoras, empresas proyectistas, contratistas instaladores, proveedores de servicios y consultores.

Asimismo las universidades y centros de formación podrían crear una nueva oferta de carreras técnicas y universitarias, con impacto en las personas pues implicaría nuevas profesiones y nuevas fuentes de trabajo en el campo de la generación distribuida.

Estamos en presencia de un nuevo paradigma tecnológico centrado en la sostenibilidad del uso de los recursos y que está especialmente presente en el tema de la energía. Es importante acompañar el desarrollo de este paradigma para aprovechar las oportunidades que ofrece. La decisión de invertir o crear incentivos a la inversión, en investigación y desarrollo en energías renovables, tendría varios efectos positivos, no solo en cuanto al desarrollo de las energías renovables per se, sino también para el desarrollo de nuevos mercados y actividades económicas.

Las tecnologías incipientes – y es el caso de las energías renovables – tienen que ser abordadas en sus inicios para poder encontrar una línea de trabajo que pueda ser convertida en una aplicación práctica, en una nueva actividad comercial y en nuevas fuentes de trabajo. Es en este momento que se pueden abordar la búsqueda de

nichos en nuevas tecnologías de las que la sociedad se pueda beneficiar en 15 ó 30 años más, pues a futuro las barreras de entrada pueden ser muy altas.

11.2.3. Barreras comerciales.

Las barreras comerciales son aquellas provenientes de las exigencias de determinados procedimientos contractuales entre los generadores distribuidos mediante energías renovables y la distribuidora o concesionaria de energía convencional. Aunado a estos procedimientos esta la dificultad de encontrar un funcionario de la concesionaria de distribución que conozca a fondo los procedimientos para la conexión de generadores independientes distribuidos en dicha área de concesión o que el mismo este autorizado para interceder o responder por la concesionaria de energía ante las eventualidades que plantea la generación in situ (básicamente la conexión a red).

Entre las dificultades comerciales básicas y que toda tecnología de la generación distribuida mediante renovables no convencionales encontrara sin mediar razón están la tasas establecidas por las empresas de distribución de energía para poder realizar la interconexión y para la propia demanda de generación en modo de autoconsumo.

Además y como era de esperarse existen cualquier cantidad de pagos a realizar por seguros e indemnizaciones, elevadas exigencias operacionales y atrasos o desfases en el aprovechamiento de los proyectos de energías renovables. Existen casos donde la concesionaria de energía obliga a los investigadores de red de distribución, a realizar un estudio sobre todo tipo de impacto implicados en la interconexión a la red de la generación distribuida, o por ejemplo, si se realiza una instalación fotovoltaica, que la misma demuestre su buena práctica de instalación para no incurrir en problemas con la red. Dichas tasas de cobros por pequeños generadores autoprodutores de energías limpias son establecidas dentro de una estructura acostumbrada a economías de escala, que necesariamente envuelven grandes cantidades monetarias y generalmente no consideran la envergadura del proyecto a realizar penalizando con ello proyectos pequeños de generación distribuida.

Muchas de esas acciones por parte de las concesionarias acaban por inviabilizar comercialmente los proyectos de generación distribuida de energía mediante renovables y con ello cualquier tecnología nueva que quisiera implantarse en el mercado limpio. Muchos de los elevados requisitos operacionales exigidos acaban entrando en conflicto con las necesidades y potencialidades de los sistemas de generación distribuida. Como las tarifas son de cierta manera establecidas arbitrariamente sin considerar la envergadura de los proyectos de energía, fruto de una tradición de planeación de grandes centrales generadoras se asumen valores exorbitantes cuando realmente son pequeños generadores distribuidos lo que interactúan con la red de distribución.

Las prácticas comerciales desarrolladas para las empresas concesionarias de energía, en general, propician la existencia de una abismal diferencia en el posicionamiento entre las concesionarias interesadas en cierta manera de que no se implementen pequeñas unidades de generación distribuida para producción de energía verde. En el caso de que las empresas distribuidoras estén interesadas en proyectos con energías renovables, prácticamente no existirían barreras comerciales hacia la misma.

11.2.4. Barreras de regulación y de mercado.

En la mayoría de los países subdesarrollados, los sistemas regulatorios no consideran a la generación distribuida como un aspecto diferente a la generación convencional, por lo que explícitamente la penalizan. Las barreras regulatorias son provenientes principalmente de la estructuración de tarifas impuestas a los generadores distribuidos y de la prohibición del funcionamiento en paralelo con la red de distribución a la hora de querer interconectarse.

Mientras que en otros países desarrollados por supuesto lejos de penalizar la generación distribuida mediante energías alterna renovables, crean incentivos que motiven a expandir dicha generación verde y de esta manera obtener grandes beneficios de la misma.

Por ejemplo en Brasil las tarifas y tasas de descuento que se le imponen a los generadores distribuidos mediante energías alternas renovables son por lo general el pago de encargos de energía es decir cubrir y entrar a generar a la hora de mayor demanda, costos de salida del sistema, costos de mantenimiento de una capacidad de generación de seguridad (Backup eléctrico). Además que se ha llegado al punto de que ciertas concesionarias de energía hacen descuentos a las tarifas regulatorias de electricidad con tal que un generador distribuido no se conecte a la red infinita (grid), ya que según ellos afecta la integridad propia del sistema, sin ver los beneficios que la misma pudiese traerles para aliviar el pico de demanda horaria.

11.2.5. Barreras económicas, financieras y legales.

Aunque la curva de costes de la mayoría de las fuentes renovables está decreciendo rápidamente, su uso se ve en muchos casos obstaculizado por el mayor coste de inversión frente a los ciclos de combustible convencionales.

Ello se debe fundamentalmente al hecho de que los precios de la energía y los combustibles no reflejan actualmente los costes totales, incluido el coste externo que representa para la sociedad el daño ambiental causado por el uso de combustibles fósiles y convencionales. La pregunta sería: ¿puede ser competitiva la energía de origen renovable? A continuación se muestra algunos costos en la tabla 6.

Tabla 6. ¿Puede ser competitiva la electricidad renovable?

	Precio actual € céntimos / kWh	Coste final € céntimos / kWh
Fotovoltaica	25-50	6-10 (3-5)
Eólica	4-9	2.5 - 5
Biomasa	4-8	3 - 5
Geotérmica	12	4
Solar térmica	12	4

Algunos estudios muestran que las energías renovables tendrían una cuota de mercado mucho mayor, en el estado actual de la tecnología, si, por ejemplo, el precio de los combustibles fósiles reflejará los costos totales de las externalidades, sobre todo el coste derivado de la protección del medio ambiente.

En muchas ocasiones, la evaluación económica de un sistema renovable no considera aspectos como la durabilidad de las instalaciones, su escaso coste de operación y mantenimiento, la ausencia de gastos de combustible (y por lo tanto la independencia de los precios del mercado) y el coste ambiental positivo que supone la ausencia de emisiones de bióxido de carbono CO₂.

Por otro lado, la evolución de los precios de las energías renovables permite ser optimistas respecto a su competitividad futura. En este sentido, la tabla 6 muestra como el precio esperado de las diferentes tecnologías supone una reducción superior al 50% en la mayoría de los casos.

La Comisión Europea, en el informe sobre el proyecto Atlas, señala las siguientes barreras impuestas por el mercado al conjunto de las renovables: los bajos precios de las energías convencionales; la inconsistencia de las estructuras de precios, el bajo retorno económico ofrecido por las compañías eléctricas a los productores independientes y el incremento que supone el IVA en los componentes renovables; la infraestructura de la oferta energética no está diseñada para estas nuevas tecnologías; la inexperiencia en el mercado energético lo que implica un aumento de los costes de gestión; y la distancia entre la localización de algunas fuentes y los grandes consumidores.

Entre los principales problemas financieros comunes a la mayoría de los proyectos de energías renovables, cabe citar los prolongados períodos de amortización al nivel actual de precios.

Sin indicaciones claras del escenario futuro, los inversores y las instituciones financieras son incapaces de tener una visión a largo plazo de los proyectos. Así por ejemplo, en el estudio *La energía en Europa hasta el año 2020*, se indica literalmente como “los resultados cuantitativos hallados confirman que puede haber

futuros energéticos muy distintos” confirmando así un nivel de incertidumbre que perjudica notablemente a las renovables.

Suelen sobrestimarse, por tanto, los riesgos, tanto comerciales como técnicos, percibidos por las instituciones financieras y los inversores. A lo anterior se añade el hecho de que la escala de muchos proyectos renovables es demasiado pequeña para muchas instituciones financieras, lo que explica que sean numerosos los proyectos energéticos renovables, sólidos y económicamente viables, que no superan la fase de planificación.

XII. Conclusión

Luego de realizado el estudio se obtienen las siguientes conclusiones:

Con las recientes iniciativas sobre energía renovable junto con problemáticas medioambientales por el uso de combustibles fósiles para generar electricidad, la penetración de GD renovable juega un papel vital en los sistemas de energía eléctrica emergentes. Los cambios abruptos en la demanda de energía, la insuficiencia de las instalaciones de distribución debido a limitaciones técnicas y financieras para extender las redes de distribución y transmisión a algunas áreas han marcado las tendencias hacia la utilización de recursos de energía renovable como un método alternativo para generar electricidad. Sin embargo, la incorporación de GD plantea grandes retos, no solo por las dificultades técnicas, la frágil economía Nicaragüense quizás sea el mayor de los problemas.

Se identificaron como normativas principales el estándar internacional 1547 de la IEEE en donde se establecen los requisitos de operación y a la Normativa de Generación Distribuida Renovable para Autoconsumo (Acuerdo-Ministerial-No.063-DGERR-002-2017), en donde se establecen las principales consideraciones y procedimientos a tomar en cuenta para la integración de la generación distribuida en un sistema de media y baja tensión. A su vez desde el área de planificación de DISNORTE-DISSUR se aplicarán los criterios técnicos que garanticen el máximo aprovechamiento de las de la GDRA y velaran por que los clientes de GDRA cumplan con las exigencias de la normativa nacional.

Respecto a las protecciones de los sistemas de potencia, la incorporación de GD puede provocar desafíos en los esquemas de protección implementados. Con la interconexión de GD el sistema pierde su configuración radial, pudiendo cambiar la dirección y los niveles de las corrientes de cortocircuitos. Estas modificaciones pueden llevar a pérdidas de coordinación en las protecciones, encontrándose dentro de ellas la fatiga del fusible, la fusión frente a fallas temporales y el disparo falso.

Una medida para prevenir el impacto negativo sobre la coordinación de protecciones es determinar el nivel de penetración de GD que acepta la red antes de comenzar a presentar problemas. Los límites de penetración calculados dependen en gran

medida del sistema, es decir, dependiendo de las características de las protecciones originales, configuraciones y niveles de cortocircuito, por lo cual se plantea un procedimiento para su evaluación. Los problemas más fáciles de ocurrir corresponden a la fatiga del fusible y fusión frente a fallas temporales, las cuales se deben evaluar por medio de la instalación de GD en el punto más cercano posible a la zona de protección que tenga el menor rango de coordinación reconector-fusible, e ir aumentando paulatinamente la capacidad de la unidad de GD hasta alcanzar la intensidad de cortocircuito mínima para la pérdida de la coordinación.

Por otro lado el potencial que presentan los GD son múltiples, se distinguen entre ellos un mejor rendimiento de las redes de distribución, mejora los índices de calidad de suministro y el otorgamiento de mayor facilidad para ocupar los recursos energéticos renovables. Los planificadores del sistema de energía eléctrica, los reguladores y los encargados de formular políticas han obtenido muchos beneficios de la integración de las unidades GD en las redes de distribución.

Estos beneficios dependen de las características de las unidades GD, características de las cargas, recursos renovables locales y configuración de la red. Estos beneficios pueden optimizarse si todas las unidades GD renovables tienen un tamaño, ubicación y configuración óptimos.

En definitiva, la integración de GDRA supone cambios importantes y notables en las redes de distribución. Estas tendencias influyen en la evolución de los sistemas eléctricos de manera que las empresas de servicios de energía eléctrica deben descentralizar sus sistemas de energía para que las unidades más pequeñas de GD renovable estén directamente vinculadas a la red de distribución en o cerca de los puntos de carga, siendo obligatoria también la reconfiguración de los sistemas de potencia radiales. Por otra parte a medida que más usuarios recurran a la generación distribuida, se hace inminente la utilización de protecciones con control electrónico en los sistemas con GD interconectada, siendo necesario modernizar los sistemas eléctricos convencionales y transformarlos en redes inteligentes, esto es debido como se mencionó anteriormente a flujos más dinámico de las corrientes eléctricas en donde dichos flujos circulan en más de una dirección.

XIII. Bibliografía

- [1] Angelopoulos, K. (2004). *University of Strathclyde in Glasgow*. Recuperado de, University of Strathclyde in Glasgow:
http://www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc_2004/angelopoulos.pdf
- [2] Gutierrez, J. (2010). *Universidad de Chile*. Recuperado de, Universidad de Chile:
http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/103785/cf-gutierrez_jp.pdf?sequence=3&isAllowed=y
- [3] Calero, M. (20 de Junio de 2017). *LA PRENSA*. (M. Calero, Editor) Recuperado de, LA PRENSA:
<https://www.laprensa.com.ni/2017/09/28/nacionales/2304775-normativa-generacion-distribuida>
- [4] Flores, L., & Martínez, A. (2015). *Universidad Nacional de Ingeniería*. Recuperado de, Universidad Nacional de Ingeniería:
<http://ribuni.uni.edu.ni/1341/1/80536.pdf>
- [5] Redacción, BBC Mundo. (23 de Octubre de 2017). *BBC*. Recuperado de, BBC:
<https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-41729830>
- [6] Campusano, G. (2013). *Universidad de Chile*. Recuperado de, Universidad de Chile: http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/114121/cf-campusano_gg.pdf?sequence=1
- [7] Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L. (2000). Distributed generation: a definition.
- [8] The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2003). IEEE Std. 1547-2003: “*IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*”.
- [9] The Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2009). IEEE Std. 1547.2-2008: “*Guide for IEEE Std. 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*”.

- [10] Droguett, P. (2013). *Universidad de Chile*. Recuperado de, Universidad de Chile: http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/114123/cf-droguett_pp.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [11] Bollen, M., & Hassan, F. (2011). *Integration of Distributed Generation in the Power System*. New Jersey: WILEY.
- [12] Butler-Purry, K., & Funmilayo, H. (2009). *Overcurrent Protection Issues for Radial Distribution Systems with Distributed Generators*. U.S. National Science Foundation.
- [13] España, H. (2008). *Universidad de San Carlos de Guatemala*. Recuperado de, Universidad de San Carlos de Guatemala: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0146_ME.pdf
- [14] Treballe, D. (2006). *Tesis de master universidad pontificia de Comillas*. Recuperado de, Universidad pontificia de Comillas: http://www.ingenieros.es/files/proyectos/Generacion_Distribuida.pdf
- [15] ACUERDO MINISTERIAL No. 063-DGERR-002-2017 Recuperado de, MEM: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/nic177015.pdf>
- [16] Ley 272 de la industria eléctrica Nicaraguense. Recuperado de, CNDC: <http://www.cndc.org.ni/publicaciones/Ley%20272,%20Ley%20de%20Industria%20Electrica.pdf>
- [17] Tarek Abdel-Galil et al., "Protection Coordination Planning with Distributed Generation," Canmet Energy Technology Centre, Québec, Clean Energy Technologies 2007.