

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**APLICACIÓN DE UNA RED INTELIGENTE A LAS REDES DE
DISTRIBUCIÓN DE EL SALVADOR CONSIDERANDO LA GENERACIÓN
DISTRIBUIDA**

PRESENTADO POR:

VALERIA ALEJANDRA RAMÍREZ CORNEJO

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERA ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, DICIEMBRE 2021.

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIA GENERAL:

**ING. FRANCISCO ANTONIO
ALARCÓN SANDOVAL**

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERON

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de graduación previo a la opción al grado de:

INGENIERA ELECTRICISTA

Título:

**APLICACIÓN DE UNA RED INTELIGENTE A LAS REDES DE
DISTRIBUCIÓN DE EL SALVADOR CONSIDERANDO LA
GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

Presentado por:

VALERIA ALEJANDRA RAMÍREZ CORNEJO

Trabajo de graduación aprobado por:

Docente asesor:

ING. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGUÍA

SAN SALVADOR, DICIEMBRE 2021

Trabajo de graduación aprobado por:

Docente asesor:

ING. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGUÍA

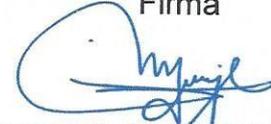
NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, lunes 22 de noviembre de 2021, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 6:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director


Firma

2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

por: 
Firma



Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGUIA
(Docente Asesor)


Firma

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

por: 
Firma

- ING. ARMANDO MARTINEZ CALDERON


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

APLICACIÓN DE UNA RED INTELIGENTE A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE EL SALVADOR CONSIDERANDO LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A cargo de la Bachiller:

- RAMÍREZ CORNEJO VALERIA ALEJANDRA

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 7.0

(Siete puntos cero)

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a Dios por la vida, por regalarme cada día fuerzas para seguir adelante y por darme sabiduría para finalizar mis estudios universitarios.

Gracias a mis padres Noé y Evelin, por creer en mí y darme su apoyo incondicional en cada etapa de mi vida, por motivarme en los momentos más difíciles y por recordarme que soy una mujer capaz de cumplir mis metas siempre con la ayuda de Dios.

A mis hermanos, por estar para mí cuando lo necesito, por darme ánimos y motivarme siempre a salir adelante.

A Pedro, por ser parte de mi vida, mi apoyo incondicional y mi ayuda idónea. Gracias por hacerme creer en mí, por hacerme sentir más segura de mis capacidades, por darme paz cuando lo necesito y por recordarme siempre que Dios está conmigo para cumplir todos mis sueños. Te amo.

A mi comunidad, especialmente a la familia Vides Padilla, por siempre estar allí para mí cuando lo necesito, por escucharme, apoyarme y aconsejarme con esa luz que solo viene de Dios.

A todos mis amigos/as que me han acompañado a lo largo de mi carrera universitaria, con los que he compartido momentos únicos e inolvidables llenos de risas y llantos.

Gracias ingeniera Ana María, por aceptar este reto conmigo y por apoyarme con sus conocimientos en esta investigación. Gracias por su paciencia y dedicación hacia mí y sobre todo por alentarme y ayudarme a lograr esta meta.

A Reinita, por su apoyo incondicional, disposición y colaboración en los todos los procesos académicos. Gracias también por darme ánimos cuando lo necesite.

A todos los profesores e instructores, por transmitir con amor y dedicación sus conocimientos para la formación de profesionales íntegros.

Hoy mi corazón está lleno de felicidad y todo es gracias a ustedes. Finalmente puedo decir que ¡LO LOGRÉ!

Valeria Ramírez.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	15
OBJETIVOS.....	16
OBJETIVO GENERAL.....	16
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES	17
1.1 ANTECEDENTES	17
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.3 JUSTIFICACIÓN	18
1.4 ALCANCES	18
CAPÍTULO 2: SMART GRIDS.....	19
2.1 CONCEPTO	19
2.2 ELEMENTOS Y TECNOLOGÍAS.....	20
2.3 MODELO CONCEPTUAL DE UNA RED INTELIGENTE, SEGÚN NIST.....	21
2.4 PRINCIPALES VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS SMART GRIDS.....	24
2.4.1 VENTAJAS.....	24
2.4.2 DESVENTAJAS	25
2.5 RED CONVENCIONAL VRS SMART GRID	26
2.6 INICIATIVAS DE SMART GRID EN EL MUNDO	27
2.6.1 ESTADOS UNIDOS.....	27
2.6.2 CANADÁ.....	29
2.6.3 EUROPA.....	31
2.6.3.1 ESPAÑA.....	33
CAPÍTULO 3: TRANSFORMACIÓN DE UNA RED NORMAL EN SMART GRID.	
36	
3.1 AUTOMATIZACIÓN DE LA RED	37
3.2 TELEGESTIÓN.....	38
3.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	40
3.4 GESTIÓN AVANZADA DE LA DEMANDA.....	42
3.5 GESTIÓN AVANZADA DE LA ENERGÍA	44
3.6 TECNOLOGÍA INTELIGENTE.....	44
3.6.1 TRANSMISIÓN.....	46
3.6.2 DISTRIBUCIÓN.....	57

3.6.3 USUARIO FINAL	61
CAPÍTULO 4: RED ELÉCTRICA DE EL SALVADOR	65
4.1 HISTORIA.....	65
4.2 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	66
4.2.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	68
4.3 MATRIZ ENERGÉTICA DE EL SALVADOR.....	75
4.3.1 CAPACIDAD INSTALADA Y CAPACIDAD DISPONIBLE	77
CAPÍTULO 5: REDES INTELIGENTES EN EL SALVADOR.....	78
5.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	78
5.1.1 VENTAJAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	80
5.1.2 EQUIPO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	80
5.1.3 TECNOLOGÍAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	81
5.1.4 APLICACIONES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	81
5.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SALVADOR.....	82
5.2.1 REGULACIÓN	82
5.2.1.1 POLÍTICA ENERGÉTICA.....	83
5.2.1.2 MARCO REGULATORIO	84
5.2.1.3 NORMAS Y PROCEDIMIENTOS	85
5.2.1.4 ESTUDIO DE IMPACTO A LA RED.....	85
5.2.1.5 PROCESOS DE LICITACIÓN.....	86
5.2.2 PENETRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE. 87	
5.2.3 INICIATIVAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE EL SALVADOR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REDES INTELIGENTES... 88	
5.2.4 NORMATIVA INTERNACIONAL APLICABLE A EL SALVADOR	90
CAPÍTULO 6: SIMULACIÓN DE SMART GRID	93
CAPÍTULO 7: PROTOCOLOS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES	103
7.1 NORMA IEC60870-5.....	105
7.2 NORMA IEC60870-6.....	105
7.3 NORMAS IEC61970 E IEC61968	105
7.4 NORMA IEC61334	106
7.5 NORMA IEC62325	106
7.6 NORMA IEC62351	106
7.7 NORMA IEC61850	106
CAPÍTULO 8: ESTIMACIÓN DE COSTOS DE UNA SMART GRID.....	109
8.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS SEGÚN ESTUDIO EPRI.....	110

8.1.1 TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES	110
8.1.1.1 CLASIFICACIÓN DE CIRCUITO TÉRMICO DINÁMICO (DTCR)	112
8.1.1.2 sensores y dispositivos electrónicos inteligentes	112
8.1.1.3 limitadores de corriente de corto circuito (SCCL)	112
8.1.1.4 sistemas flexibles de transmisión de corriente ALTERNA (FACTS)	113
8.1.1.5 ALMACENAMIENTO	113
8.1.1.6 INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES E INFORMÁTICA PARA TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES	113
8.1.1.7 dispositivos electrónicos inteligentes (IED).....	114
8.1.1.8 tecnología de medición fasorial	114
8.1.1.9 LA SEGURIDAD CIBERNÉTICA	114
8.1.1.10 SISTEMAS DE BACK-OFFICE EMPRESARIAL	115
8.1.1.11 MANTENIMIENTO CONTINUO INCREMENTAL DEL SISTEMA	116
8.1.1.12 IMPACTOS EN LOS OPERADORES DEL SISTEMA.....	116
8.1.1.13 RESUMEN DE COSTOS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES	117
8.1.2 DISTRIBUCIÓN.....	119
8.1.2.1 COMUNICACIONES	120
8.1.2.2 AUTOMATIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN	120
8.1.2.3 TRANSFORMADORES UNIVERSALES INTELIGENTES	121
8.1.2.4 INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)	121
8.1.2.5 CONTROLADORES PARA LA RED ENERGÉTICA LOCAL.....	122
8.1.2.6 RESUMEN DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN.....	122
8.1.3 CLIENTE	123
8.2 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA SMART GRID EN EL SALVADOR.....	124
8.2.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN	124
8.2.1.1 CLASIFICACIÓN DE CIRCUITO TÉRMICO DINÁMICO (DTCR)	126
8.2.1.2 sensores y dispositivos electrónicos inteligentes	126
8.2.1.3 limitadores de corriente de corto circuito (SCCL)	127
8.2.1.4 sistemas flexibles de transmisión de corriente ALTERNA (FACTS)	127
8.2.1.5 ALMACENAMIENTO	127
8.2.1.6 INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES E INFORMÁTICA PARA TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES	127

8.2.1.7 DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED).....	128
8.2.1.8 TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN FASORIAL	128
8.2.1.9 LA SEGURIDAD CIBERNÉTICA	129
8.2.1.10 SISTEMAS DE BACK-OFFICE EMPRESARIAL	129
8.2.1.11 MANTENIMIENTO CONTINUO INCREMENTAL DEL SISTEMA	129
8.2.1.12 IMPACTOS EN LOS OPERADORES DEL SISTEMA.....	130
8.2.1.13 RESUMEN DE COSTOS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES	130
8.2.2 DISTRIBUCIÓN.....	131
8.2.2.1 COMUNICACIONES	131
8.2.2.2 AUTOMATIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN	131
8.2.2.3 TRANSFORMADORES UNIVERSALES INTELIGENTES	131
8.2.2.4 INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)	132
8.2.2.5 CONTROLADORES PARA LA RED ENERGÉTICA LOCAL.....	132
8.2.2.6 RESUMEN DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN.....	132
8.2.3 CLIENTE	133
CONCLUSIONES.....	134
RECOMENDACIONES	135
REFERENCIAS	136

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1 Esquema general de una Smart Grid.....	20
Figura 2. 2 Modelo conceptual de una red inteligente según el Instituto Nacional de Normas y Tecnología de Estados Unidos.	22
Figura 2. 3 Metodología para la implementación de Smart Grid basado en los estudios del Departamento de Energía de los Estado Unidos.	23
Figura 2. 4 Áreas industriales comprometidas con el desarrollo de una red inteligente eficiente, CammetENERGY.	30
Figura 3. 1 Hoja de ruta para la implementación de una red inteligente.	37
Figura 3. 2 Propiedades de una red de comunicaciones para Smart Grid.	40
Figura 3. 3 Esquema de elementos que componen una Smart Grid.....	45
Figura 3. 4 Esquema de una planta de almacenamiento de energía en aire comprimido.	47
Figura 3. 5 Esquema de central hidroeléctrica reversible.	47
Figura 3. 6 Cilindro parabólico.	48
Figura 3. 7 Colectores lineares de Fresnel.	48
Figura 3. 8 Receptor te torre central.....	49
Figura 3. 9 Espejos parabólicos.....	49
Figura 3. 10 Sensor de corriente de temperatura y corriente de conductor.....	50

Figura 3. 11 Sensor de corriente de fuga de RF.....	50
Figura 3. 12 Condensador serie conectado a la línea de transmisión.....	51
Figura 3. 13 Condensador estático STATCOM.....	52
Figura 3. 14 Relé de protección.....	54
Figura 3. 15 Controlador de bahía, SIPROTEC 6MD86 de Siemens.....	54
Figura 3. 16 Unidad de medición de fasores RES670 2.1 IEC.....	56
Figura 3. 17 Pantalla de visualización para el hogar.....	61
Figura 3. 18 Convertidor de vehículo a red (V2G).....	62
Figura 3. 19 Inversor fotovoltaico.....	63
Figura 4. 1 Estructura del mercado eléctrico en El Salvador.....	68
Figura 4. 2 Sistema de transmisión de El Salvador.....	69
Figura 4. 3 Listado de empresas generadoras de energía eléctrica a enero del 2020. Fuente: Boletín de estadísticas eléctricas año 2020, emitido por la SIGET.....	70
Figura 4. 4 Zonas de operación de las empresas distribuidoras en El Salvador.....	71
Figura 4. 5 Listado de empresas distribuidoras de energía eléctrica a junio del 2020. Fuente: Boletín de estadísticas eléctricas año 2020, emitido por la SIGET.....	71
Figura 4. 6 Listado de empresas comercializadoras de energía eléctrica, año 2020. Fuente: Boletín de estadísticas eléctricas año 2020, emitido por la SIGET.....	72
Figura 4. 7 Generación distribuida renovable a junio del 2020. Fuente: Boletín de estadísticas eléctricas año 2020, emitido por la SIGET.....	75
Figura 4. 8 Matriz de generación acumulada 2021 (GWh), última referencia 24-01-2021.....	76
Figura 5. 1 Aplicación de la generación distribuida en la red de distribución.....	79
Figura 5. 2 Equipo para la generación distribuida.....	80
Figura 5. 3 Esfuerzos en El Salvador para la inclusión de las energías renovables en la matriz energética.....	82
Figura 5. 4 Áreas de desarrollo de las energías renovables en El Salvador.....	86
Figura 5. 5 Distribución de potencia a licitar para el proceso de libre competencia para contratos de largo plazo de 15 MW de energías renovables no convencionales distribuida.....	86
Figura 5. 6 Auto-productores de energías renovables.....	87
Figura 5. 7 Mapa de penetración de la generación distribuida en El Salvador. Fuente: Generación distribuida en El Salvador, SIGET – Electricidad, mayo 2019.....	87
Figura 6. 1 Red de distribución en Power Factory.....	93
Figura 6. 2 Identificación del botón “Backbone Calculation” en la barra de herramientas de DIGSILENT Power Factory.....	94
Figura 6. 3 Ventana de Backbone Calculation.....	94
Figura 6. 4 Ventana de salida de DIGSILENT Power Factory.....	95
Figura 6. 5 Botón “Edit revealing objects for calculation” en la barra de herramientas de DIGSILENT Power Factory.....	95
Figura 6. 6 Ventana “Object Filter” de DIGSILENT Power Factory.....	95
Figura 6. 7 Puntos de seccionamiento identificados en la red de distribución. Enmarcado en color rojo, el punto seleccionado para el ejemplo.....	96
Figura 6. 8 Rastreo de punto de seccionamiento en el diagrama.....	96
Figura 6. 9 Rastreo de punto de seccionamiento en el circuito de distribución.....	97
Figura 6. 10 Punto de seccionamiento a optimizar mediante Power Factory.....	97

Figura 6. 11 Identificación de botón “Tie Open Point Optimitation” en la barra de herramientas de DIGSILENT Power Factory.....	97
Figura 6. 12 Ventana “Tie Open Point Optimitation” de DIGSILENT Power Factory.	98
Figura 6. 13 Configuración de sección “Feeders”.....	98
Figura 6. 14 Selección de alimentadores para la optimización del punto de seccionamiento.....	99
Figura 6. 15 Configuración de la ventana "Tie Open Point Optimitation".....	99
Figura 6. 16 Cambio del punto de seccionamiento tras realizar la optimización en Power Factory.....	100
Figura 6. 17 Resultado de la optimización en el alimentador número 61.	100
Figura 6. 18 Resultado de la optimización en el alimentador número 73.	101
Figura 6. 19 Resumen de resultados de la optimización en los alimentadores.	102
Figura 7. 1 Estructura de comunicación que muestra la intercambiabilidad e interoperabilidad en la Smart grid.....	104
Figura 8. 1 Número de clientes en El Salvador según clasificación tarifaria. Fuente: Boletín de estadísticas eléctricas del primer semestre 2020, SIGET.....	125

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Cuadro comparativo entre una red convencional y una Smart Grid.	27
Tabla 4. 1 Capacidad instalada y disponible por tipo de recursos (MW), a junio del año 2020. Fuente: Boletín estadístico de electricidad año 2020.	77
Tabla 8. 1 Millas de línea de transmisión en Estados Unidos. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	111
Tabla 8. 2 Número de subestaciones y alimentadores. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	111
Tabla 8. 3 Costo de la clasificación del circuito térmico dinámico. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).....	112
Tabla 8. 4 Costo de sensores para líneas de transmisión. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	112
Tabla 8. 5 Costo de limitadores de corriente de corto circuito de transmisión. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	112
Tabla 8. 6 Costos de dispositivos FACTS. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).....	113
Tabla 8. 7 Costos de tecnologías de almacenamiento de energía. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	113
Tabla 8. 8 Costo de comunicaciones e infraestructura de TI para transmisión y subestaciones. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	114
Tabla 8. 9 Costos de dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).....	114
Tabla 8. 10 Costo de tecnología de medición fasorial. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	114

Tabla 8. 11 Estimaciones de los costos cibernéticos por tamaño de la empresa. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	115
Tabla 8. 12 Desglose de tipos de servicios públicos. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	115
Tabla 8. 13 Costos de seguridad cibernética. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	115
Tabla 8. 14 Costo de los sistemas de back office empresarial. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	115
Tabla 8. 15 Mantenimiento incremental de la red inteligente. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	116
Tabla 8. 16 Costo de alinear los ISO con las redes inteligentes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	116
Tabla 8. 17 Costos de transmisión y subestación de la red inteligente. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	118
Tabla 8. 18 El costo de transmisión y subestación de la red inteligente para satisfacer el crecimiento de la carga. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	118
Tabla 8. 19 Costos de transmisión y subestación de redes inteligentes para satisfacer las energías renovables. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	119
Tabla 8. 20 Costos totales de transmisión y subestación de la red inteligente. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	119
Tabla 8. 21 Costo de la comunicación a los alimentadores para AMI. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	120
Tabla 8. 22 Costo de la automatización de la distribución. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	120
Tabla 8. 23 Costo de los transformadores universales inteligentes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	121
Tabla 8. 24 Costo de la infraestructura de medición avanzada (AMI) para los clientes existentes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	121
Tabla 8. 25 Costo de la infraestructura de medición avanzada (AMI) para nuevos clientes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	122
Tabla 8. 26 Costo de los controladores para habilitar las redes de energía locales. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	122
Tabla 8. 27 Costos de las redes inteligentes para actualizar el sistema de distribución existente. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	122
Tabla 8. 28 Costos de redes inteligentes para que el sistema de distribución cumpla con el crecimiento de la carga. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	123
Tabla 8. 29 Costos totales de distribución de redes inteligentes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	123
Tabla 8. 30 Costos de redes inteligentes para los clientes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	124
Tabla 8. 31 Kilómetros de línea de transmisión en El Salvador. Fuente: ETESAL.	125
Tabla 8. 32 Número de subestaciones y alimentadores en El Salvador.	125
Tabla 8. 33 Estimación de costo de la clasificación del circuito térmico dinámico en El Salvador.	126
Tabla 8. 34 Costo estimado de sensores para líneas de transmisión en El Salvador.	126
Tabla 8. 35 Costo estimado de limitadores de corriente de corto circuito de transmisión en El Salvador.	127

Tabla 8. 36 Costo estimado de dispositivos FACTS en El Salvador.	127
Tabla 8. 37 Costo estimado de tecnologías de almacenamiento de energía en El Salvador.	127
Tabla 8. 38 Costo estimado de comunicaciones e infraestructura de TI para transmisión y subestaciones en El Salvador.	128
Tabla 8. 39 Costo estimado de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en El Salvador....	128
Tabla 8. 40 Estimación de costo de tecnología de medición fasorial en El Salvador.	129
Tabla 8. 41 Estimaciones de los costos cibernéticos por tamaño de la empresa. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).	129
Tabla 8. 42 Estimación de costos de seguridad cibernética en El Salvador.	129
Tabla 8. 43 Costo estimado de los sistemas de back office empresarial en El Salvador.	129
Tabla 8. 44 Costo estimado de mantenimiento incremental de la red inteligente en El Salvador.	129
Tabla 8. 45 Costo estimado de alinear los ISO con las redes inteligentes en El Salvador.	130
Tabla 8. 46 Costos estimados de transmisión y subestación de la red inteligente en El Salvador.	131
Tabla 8. 47 Costo estimado de la comunicación a los alimentadores para AMI en El Salvador.	131
Tabla 8. 48 Costo estimado de la automatización de la distribución en El Salvador.	131
Tabla 8. 49 Costo estimado de los transformadores universales inteligentes en El Salvador. ...	131
Tabla 8. 50 Costo estimado de la infraestructura de medición avanzada (AMI) para los clientes existentes en El Salvador.	132
Tabla 8. 51 Costo estimado de los controladores para habilitar las redes de energía locales en El Salvador.	132
Tabla 8. 52 Costos aproximados de las redes inteligentes para actualizar el sistema de distribución existente en El Salvador.	132
Tabla 8. 53 Costos estimados de redes inteligentes para los clientes en El Salvador.	133
Tabla 8. 54 Resumen de costos totales para la implementación de una red inteligente en El Salvador.	133

INTRODUCCIÓN

A lo largo del tiempo, en El Salvador las redes eléctricas han ido evolucionando a través de los avances tecnológicos y al mismo tiempo han ido extendiéndose con el objetivo de suplir la demanda de energía de la manera más eficiente posible, sin embargo el modelo tradicional de la red tiene ciertas limitantes que impiden involucrar nuevos elementos tecnológicos que podrían mejorar la eficiencia de la red y aportar muchos otros beneficios.

En otros países del mundo también se ha generado esta necesidad de modernizar la red y a partir de esto surgen las redes eléctricas inteligentes, más conocidas como Smart Grid. Este tipo de red permite que los procesos de control y monitoreo con tecnologías ecológicas trabajen en conjunto como base de la red. Las redes inteligentes incluyen los recursos energéticos distribuidos y permiten que se conecten de forma segura a la red. Estas redes también son autónomas y mejoran la eficacia y eficiencia en la gestión de energía eléctrica, permitiendo que las empresas de servicios públicos optimicen la infraestructura existente, minimizando la construcción de más plantas de energía.

La implementación de una Smart Grid aporta muchos beneficios a la red, a las empresas de servicio público, a los usuarios finales y al medio ambiente. Actualmente la red eléctrica de El Salvador se encuentra en la necesidad de un cambio que aporte mayor eficiencia a la red, es por ello que se incentiva la implementación de una Smart Grid como solución a dicha problemática.

En esta investigación, se presentan las diferentes características, elementos y beneficios de una red inteligente, así como también la metodología de transformación de una red normal a una Smart Grid. Por otro lado, se realiza una revisión de la normativa existente en El Salvador y se propone la realización de una nueva normativa para la implementación de una Smart Grid con base a normas internacionales. Además se muestra de manera general, un software para la simulación de una Smart Grid. Finalmente se presenta una estimación de los costos de aplicación con base a estudios internacionales.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Plantear una simulación de una red inteligente, orientada a la implementación de la generación distribuida.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer el funcionamiento y los elementos que componen una red inteligente, así como también los beneficios que aporta al desarrollo de una sociedad.
- Investigar acerca de avances o proyectos en El Salvador, que contribuyan como elementos para la formación de una red inteligente.
- Evaluar y seleccionar un software adecuado que permita la simulación de una red inteligente para la generación distribuida en El Salvador.
- Investigar normativas o estándares aplicables en El Salvador para el manejo de redes inteligentes.

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

1.1 ANTECEDENTES

En septiembre del año 2009, se realizó un trabajo de graduación titulado “Diseño y construcción de un sistema inteligente programable vía Ethernet para la optimización de energía eléctrica desde una aplicación web” a cargo de los estudiantes Ernesto Arquimides Castelon Torres y Carlos Roberto Romero Miranda, el cual da una introducción y proporciona una base para la realización de un sistema inteligente.

En marzo de 2012, se realizó una Revisión de las Leyes, Reglamentos y Normas de las Redes de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica relacionadas con las Energías Renovables dentro del Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de Energías Renovables (JICA). Según dicho documento una “Smart grid” puede ser definida como un conjunto de múltiples redes y múltiples empresas de generación de energía con múltiples operadores que emplean varios niveles de comunicación y coordinación en las redes de distribución. Con este concepto, consumidores residenciales comienzan a generar más electricidad eólica y solar, lo que les permite vender la energía sobrante a las empresas distribuidoras. El concepto de “smart grid” (o red inteligente) está generando la introducción de nuevas políticas en el sector eléctrico para la eficiencia del consumo de energía, la gestión a tiempo real de los flujos de energía y proporcionar la medición bidireccional necesaria para compensar a los productores locales de energía. Este nuevo paradigma está actualmente en etapa de investigación y existen diferentes pilotos como los proyectos E-Energy en Alemania. La introducción del concepto de “smart grid” en El Salvador va a depender del grado de madurez de las tecnologías asociadas y de las normas técnicas a ser implementadas.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En El Salvador, como en todos los países del mundo, el crecimiento demográfico no es una novedad. Existen diversos factores que contribuyen a que la densidad poblacional sea alta a nivel mundial, esta situación implica por sí misma un aumento en el consumo de la energía. El aumento en el consumo de la energía eléctrica se debe no solamente al crecimiento natural de la población, sino también al hecho de que cada habitante utiliza cada vez más energía eléctrica, es decir, no hay un uso eficiente de la energía.

Para responder a éste aumento de la demanda de energía, es necesario incrementar la capacidad instalada de potencia eléctrica en el país, esto conlleva a la construcción de nuevas plantas generadoras para suplir la demanda. Por otro lado, no se puede ignorar el impacto ambiental que esto implica, aun cuando dichas generadoras sean provenientes de energías renovables.

El Salvador se ve en la necesidad de un cambio tecnológico en la red eléctrica para mejorar dicha eficiencia, asimismo debe continuar con las iniciativas de inclusión de energías renovables de manera inteligente en la matriz energética y así disminuir el impacto ambiental causado por las energías no renovables y los diversos factores implicados.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Actualmente en El Salvador se requiere de un sistema eléctrico capaz de operar de manera eficiente y al mismo tiempo que ofrezca una solución al cambio climático.

La implementación de una Smart Grid proporciona una buena solución a dicha problemática, ya que con ayuda de tecnologías digitales y avanzadas, tiene la capacidad de un mejor control de la red, una mejor gestión de la energía y demás características que contribuyen a la eficiencia de la red.

Y como una solución al cambio climático, una Smart Grid genera menos emisiones de gases de efecto invernadero ya que una de sus principales características es utilizar fuentes de energía renovables para operar e incluirlas como generación distribuida.

1.4 ALCANCES

Con esta investigación, se pretende motivar la implementación de una red inteligente en El Salvador, a través de una descripción detallada de las características de dicho modelo de red, recalando sus ventajas y desventajas, así como también la metodología de implementación y los cambios que implica en la regulación eléctrica nacional.

CAPÍTULO 2: SMART GRIDS

2.1 CONCEPTO

Una Smart Grid o red inteligente, es un modelo de red que tiene la capacidad de gestionar la energía de forma eficiente, integrando de forma inteligente el comportamiento y las acciones de los usuarios conectados a la red, para proporcionar un suministro de electricidad seguro, económico y sostenible.

Este modelo de red utiliza tecnologías de última generación, creando un sistema que permite la comunicación bidireccional de electricidad e información entre el consumidor final y las compañías eléctricas, de tal manera que cubra las necesidades de la era digital, mejorando la eficiencia y fiabilidad de la red eléctrica.

Los objetivos principales de las smart grids, se resumen en lo siguiente:

- **Garantizar óptimos niveles de fiabilidad, seguridad y calidad del suministro.** Cuando hay una avería, las tecnologías de la red inteligente pueden detectar y aislar el problema y contribuir a que la recuperación de la electricidad sea más rápida y se desarrolle estratégicamente, por ejemplo, devolviendo la electricidad a los servicios de emergencia en primer lugar. Además, pueden ayudar a prevenir muchas de las incidencias, evitando que lleguen a ocurrir, realizando así un mantenimiento predictivo.
- **Reducir el impacto medioambiental del sistema eléctrico de suministro.** Una red inteligente permite la máxima integración de la generación distribuida procedente de fuentes renovables y de instalaciones de almacenamiento de energía, así como el despliegue de la infraestructura de recarga para el vehículo eléctrico. Todo esto contribuye de manera extraordinaria a la reducción de las emisiones de CO₂.
- **Proporcionar a los consumidores mayor información de oferta e instrumentos que les permitan optimizar el consumo de energía y mejorar el funcionamiento del sistema global (gestión activa de la demanda).** Las redes inteligentes dan al usuario la información y las herramientas necesarias para tomar decisiones sobre su propio uso de la energía: el cliente podrá ver cuánta electricidad consume, cuándo la utiliza y cuánto le cuesta, y ahorrar dinero generando su propia energía y eligiendo el mejor momento para consumir electricidad.
- **Facilitar y mejorar la conexión y el funcionamiento de los generadores de todo tipo de tamaños y tecnologías.**

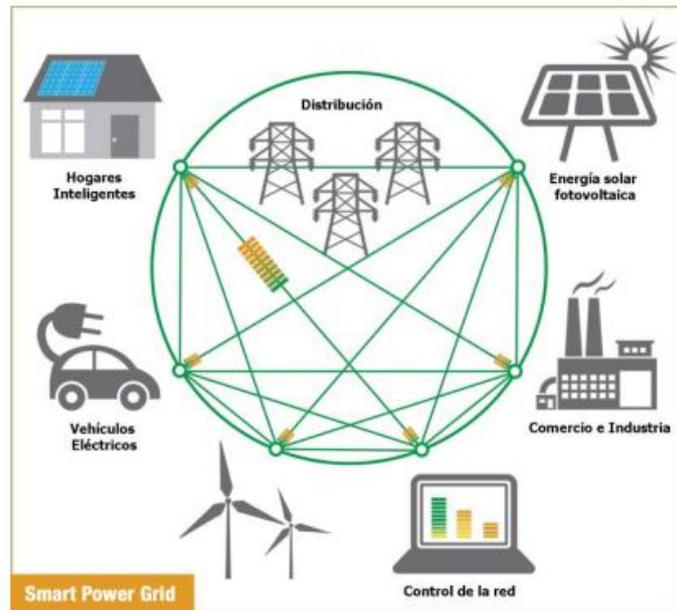


Figura 2. 1 Esquema general de una Smart Grid.

2.2 ELEMENTOS Y TECNOLOGÍAS

Las Smart grids utilizan ciertos elementos y tecnologías de investigación, en función de la integración dinámica de los desarrollos de ingeniería eléctrica, almacenamiento energético y los avances de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC), para alcanzar los objetivos planteados anteriormente.

El concepto de Smart Grid se apoya en 3 tecnologías fundamentales que definen la arquitectura básica de una Smart Grid:

AMI: Advanced Metering Infrastructure (Infraestructura de medición avanzada)

La eficiente utilización de los recursos eléctricos se basa, en primer lugar, en la modificación de los hábitos de los consumidores hacia la ecoeficiencia y la sostenibilidad. Gracias a esto, se consigue homogeneizar la curva de consumo diaria, de manera que el consumo de energía se distribuye más uniformemente y se evita la creación de fuertes puntas de demanda, maximizando el aprovechamiento de las infraestructuras actuales y la utilización de las energías renovables. El sistema AMI permite la medida remota y la caracterización de los hábitos de consumo. Asimismo, posibilita una comunicación online con el usuario que le permita la adopción de hábitos más eficientes y, en un grado de desarrollo más avanzado, una gestión activa de la demanda que implique la intervención directa de la distribuidora en cargas no prioritarias, con objeto de la mejora de la eficiencia energética y la estabilidad de la red.

DER: Distributed Energy Resources (Recursos energéticos distribuidos)

La generación y el almacenamiento distribuidos aportan las siguientes ventajas:

- Reducir al máximo las pérdidas técnicas debidas al transporte y a la distribución, gracias al acercamiento de los puntos de generación a los consumidores.
- Reducir la criticidad de los grandes generadores individuales por medio del aumento del número de instalaciones y la diversificación de tecnologías, lo que

maximiza la redundancia en la generación. El hecho de diversificar, ayuda a disminuir el efecto de la intermitencia de las fuentes de generación renovables al combinar de forma equilibrada multitud de fuentes distintas.

- Administrar la producción de energía procedente de fuentes no gestionables, ya que el incremento de fuentes de generación renovables hace indispensable el almacenamiento de la energía generada en instantes en los que no es demandada para su posterior consumo.
- Optimización de las inversiones futuras a realizar en las redes eléctricas, puesto que en vez de invertir en grandes centrales y líneas de transporte se puede optar por un despliegue masivo de tecnologías en media y baja tensión.

ADA: Advanced Distribution Automation (Automatización de distribución avanzada)

La creciente complejidad y criticidad de la red eléctrica requiere de métodos avanzados de control de las infraestructuras con el fin de optimizar su operación y eficiencia. Es necesario automatizar, además del telecontrol de la red, el mantenimiento y la capacidad de predicción. Ampliar los esquemas de protección e implementar mecanismos adaptativos de autoajuste de los dispositivos de la red en tiempo real son otras acciones que la automatización de la red hace posible.

Para habilitar todo lo descrito previamente habrá que dar respuesta al aumento de la necesidad de control, supervisión, coordinación, y en consecuencia, integración. Todo esto será posible en la medida en que se disponga de medios TIC (Tecnologías de la Información y Comunicaciones) que faciliten, con seguridad y eficiencia, la integración de los diferentes elementos que forman parte de la red inteligente.

Los sistemas AMI, DER y ADA no pueden considerarse separadamente en la Smart Grid, puesto que comparten infraestructuras y están íntimamente relacionados entre sí.

De esta forma, la innovación y las nuevas tecnologías llegan a todas las áreas del sistema eléctrico, desde las propias redes, pasando por la generación y entrando de lleno incluso en el nivel del usuario final de la energía: vehículo eléctrico, eficiencia energética en el hogar, etc.

Por lo tanto, la estrategia para el desarrollo de una Smart Grid puede resumirse en la armonización del mundo eléctrico y el de las TICs.

2.3 MODELO CONCEPTUAL DE UNA RED INTELIGENTE, SEGÚN NIST.

El Instituto Nacional de Normas y Tecnología ('National Institute of Standards and Technology', NIST) de Estados Unidos ha promovido un esquema conceptual para las redes inteligentes que sirve de base para su caracterización, uso, comportamiento, requerimientos y estándares. Se trata de un esquema conceptual que define a las redes inteligentes como un conjunto de sistemas (dominios) relacionados por flujos de energía e información bidireccionales. Es un diagrama de diseño que define actores y medios de comunicación para identificar potenciales relaciones tanto dentro de los dominios como entre ellos, así como las aplicaciones y capacidades de esas interacciones. En otras palabras, se trata de un modelo descriptivo pero no prescriptivo.

Los dominios identificados en este modelo son:

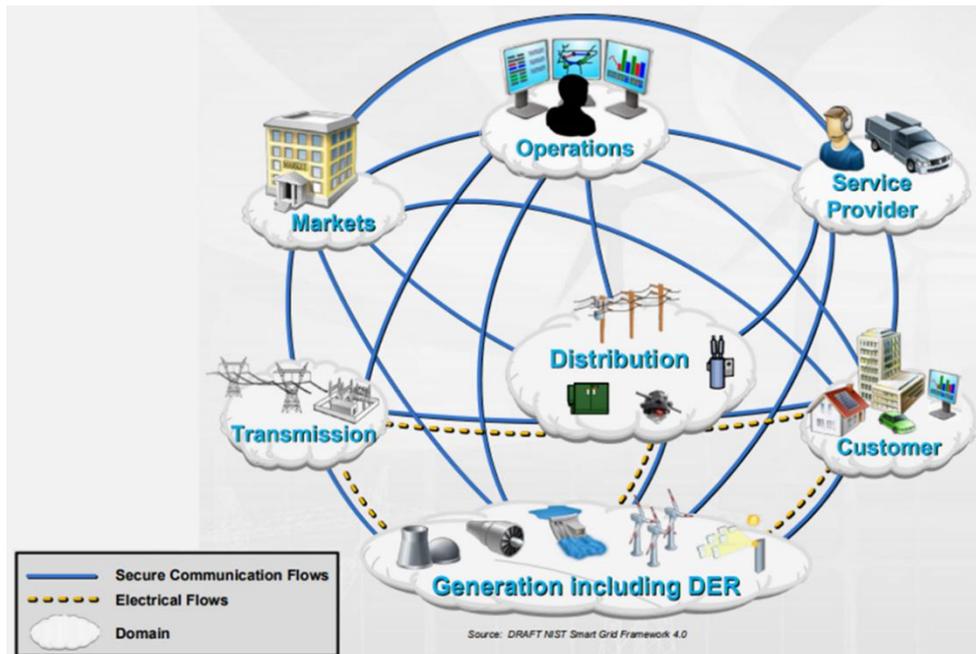


Figura 2. 2 Modelo conceptual de una red inteligente según el Instituto Nacional de Normas y Tecnología de Estados Unidos.

- Usuarios: bajo esta denominación se engloba a todos los usuarios finales de la energía eléctrica, tradicionalmente clasificados como residenciales, comerciales e industriales. Pueden generar, almacenar y gestionar el uso de la energía.
- Distribución: en esta clasificación se hallan las empresas distribuidoras. En el marco de las redes inteligentes su función es distribuir el flujo de energía hacia o desde los clientes, así como almacenar y generar electricidad.
- Transmisión: aquí se agrupan las empresas encargadas de transportar la energía en grandes volúmenes y distancias, desde los puntos de generación intensiva de energía hasta los grandes centros de consumo. También, en el marco de las REI, pueden almacenar y/o generar energía.
- Generación: en este dominio se encuentran los productores de electricidad. También puede almacenar energía para la distribución. Este dominio incluye fuentes de generación tradicionales y recursos energéticos distribuidos (DER). En un nivel lógico, la “generación” incluye las tecnologías tradicionales de mayor escala que generalmente están unidas al sistema de transmisión, como la generación térmica convencional, la generación hidroeléctrica a gran escala y las instalaciones renovables a escala de servicios públicos que generalmente están conectadas a la transmisión. DER están asociados con la generación, almacenamiento y respuesta a la demanda proporcionada en los dominios de clientes y distribución, y con los recursos energéticos agregados del proveedor de servicios.
- Operaciones: son los gestores o administradores del despacho de energía. Su función es garantizar el adecuado funcionamiento de la red. Tienen funciones de planificación de la operación, evaluación de las contingencias, restauración del servicio, medición de los consumos, etc.

- Mercados: los operadores y participantes del mercado eléctrico, donde se establecen los precios de la energía y las operaciones de compra y venta.
- Proveedores: son las organizaciones proveedoras de servicios a los clientes del servicio eléctrico y las empresas proveedoras de electricidad.

Este esquema sugiere ocho aspectos prioritarios que deben tomarse en cuenta en el avance de redes inteligentes:

- Respuesta de la demanda y consumo eficiente de energía.
- Monitoreo y control global de la red (Wide-Area Situational Awareness).
- Almacenamiento de energía
- Transporte eléctrico
- Medidores inteligentes (Smart meters)
- Manejo de red de distribución
- Seguridad cibernética
- Redes de comunicación

Entre sus planes de desarrollo, NIST establece cuatro objetivos principales:

- Reducir el consumo de energía en los momentos de mayor utilización de la red.
- Mejorar la operatividad y eficiencia de la red eléctrica.
- Incrementar los niveles de confianza y de capacidad del sistema.
- Cumplir con las metas de reducción en las emisiones de gases tóxicos, mediante el estímulo a la energía renovable.

Para el proceso de desarrollo de una Smart Grid, se deben seguir una serie de requisitos metodológicos que deben trabajar en forma conjunta, a continuación se muestra un esquema con una metodología sugerida:



Figura 2. 3 Metodología para la implementación de Smart Grid basado en los estudios del Departamento de Energía de los Estado Unidos.

PASO 1

Ejecutar **proyectos pilotos**. Esto es fundamental ya que estos actúan como ejemplo y brindan un mayor conocimiento al mercado del funcionamiento del nuevo modelo de red. Además, ayudan a evaluar la viabilidad, duración, costo y adversidades que podría presentar el proyecto al implementarse a gran escala, esto permite mejorar el diseño de estudio antes del desarrollo final del proyecto.

PASO 2

Por otro lado, es importante también realizar actividades de **investigación y desarrollo** relacionadas con Smart Grid, es decir un proceso de investigación en conocimientos científicos y técnicos con el fin de desarrollar tecnología innovadora y aplicarla de manera eficiente en el sistema eléctrico.

PASO 3

Al tener en ejecución los proyectos pilotos y haber realizado las investigaciones para aplicar las innovaciones a la red, un tercer paso es asegurar la **inter-operatividad** de las tecnologías puestas en marcha a través del desarrollo de **estándares**, que sean compatibles con las modificaciones realizadas y sea aplicado a lo largo del país.

PASO 4

Luego, es necesario realizar el **análisis y planificación de la red**, para identificar el mejor procedimiento para poner en práctica programas que proporcionen mejoras efectivas a la red en el largo plazo.

PASO 5

El siguiente paso requiere convocar un **equipo de trabajo especializado** enfocado en adquirir experiencia y conocimiento en la materia.

PASO 6

Después se **evalúan los resultados y la experiencia** de todas las acciones realizadas, además se identifica si hay necesidad de realizar nuevas investigaciones con los avances obtenidos de los proyectos pilotos implementados.

PASO 7

Finalmente se sugiere generar **métricas** para identificar el progreso y los resultados alcanzados por los diferentes proyectos implementados.

2.4 PRINCIPALES VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS SMART GRIDS

2.4.1 VENTAJAS

- Aprovechamiento de las pequeñas centrales generadoras (microgeneradores) instaladas por el usuario final en los momentos en donde no se dispone de electricidad procedente de la compañía eléctrica.
- Facilitan a los usuarios instrumentos que les permiten optimizar su propio consumo eléctrico y mejorar el funcionamiento del sistema global (gestión activa de la demanda). Lo hacen dando al usuario la información y las herramientas

necesarias para tomar decisiones sobre el uso de la energía. El cliente puede ver cuánta electricidad consume, cuándo la utiliza y cuánto le cuesta a tiempo real, y ahorrar dinero gestionando su propia energía y eligiendo el mejor momento para consumir electricidad.

- Contribuyen a mantener la sostenibilidad ambiental, integrando la generación distribuida de fuentes renovables, y desplegando la infraestructura de recarga para la movilidad eléctrica, ayudando así a la reducción de las emisiones de CO₂.
- Facilitan el almacenamiento de la electricidad y mejoran la eficacia en la distribución de energía, además mejoran la gestión de los picos de demanda, disminuyendo así la necesidad de instalar nueva generación.
- Reducción de pérdidas en el transporte y distribución de la energía debido a la reducción de la distancia entre puntos generadores y consumidores.
- Aumento de la eficiencia de la red.

2.4.2 DESVENTAJAS

- La inversión inicial es elevada, por lo que los plazos de recuperación de las inversiones son largos.
- La integración del cliente como generador de energía y como agente activo que gestiona su propia energía, crea en las empresas cierta incertidumbre en cuanto a los beneficios que perciben, ya que podrían o no superar los que obtienen hoy en día con el sistema tradicional.
- Es necesaria la redefinición de las tarifas eléctricas teniendo en cuenta el sistema de gestión de demanda y al consumidor como parte activa en la generación eléctrica.
- Inexistencia de un marco regulatorio de incentivos por inversión.
- Necesidad de coexistir y cohabitar durante un periodo de tiempo prolongado con la red actual, con el fin de adecuar las nuevas redes sin perder prestaciones.
- Falta de estándares en las TIC que utilizan los aparatos de cada empresa suministradora, lo que dificulta definir una estrategia común.
- Necesidad de regular múltiples aspectos derivados de la implantación de las smart grids (generación distribuida, generadores virtuales, almacenadores, propiedad de contadores, etc).
- Se pueden presentar diferencias de opiniones y procedimientos entre las empresas de energía eléctrica, las cuales dificultan el desarrollo de soluciones eficientes en conjunto.
- La introducción de electrónica de potencia a la red genera un incremento en los armónicos, además la capacidad de sobrecarga de estos dispositivos es baja y algunos funcionan con bajo factor de potencia, lo que requerirá de instalación de equipos compensadores de potencia reactiva.

2.5 RED CONVENCIONAL VRS SMART GRID

RED CONVENCIONAL	SMART GRID
<i>Automatización</i>	
Escasa existencia de elementos para la monitorización.	Integración de sensores, tecnologías de medición y automatización en todos los niveles de la red.
<i>Inteligencia y control</i>	
Carencia de inteligencia, utilización de sistemas de control manuales	AMI (infraestructura de medición avanzada).
<i>Autoajuste</i>	
Se basa en la protección de los dispositivos ante los fallos del sistema.	Detecta automáticamente y responde a problemas en la distribución. Buscan la prevención.
<i>Actividad del consumidor</i>	
Existe una desinformación general en los consumidores y no participan en la generación eléctrica.	El usuario participa entregando de nuevo a la red el exceso energético generado localmente
<i>Gestión de la demanda</i>	
La gestión de la demanda es inexistente indiferentemente de la franja horaria del día, o del estado de la red eléctrica.	Se incorporan equipos electrónicos inteligentes que permiten ajustar la eficiencia energética, la demanda de la energía se genera a tiempo real.
<i>Calidad eléctrica</i>	
Se limita a resolver los cortes de suministro, ignorando los problemas de calidad eléctrica. Persisten problemas de tensión, perturbaciones, ruido en la red, etc.	Se busca identificar y resolver problemas de calidad eléctrica para satisfacer los distintos servicios de los consumidores. Tipos de tarifas asociados a calidades energéticas.
<i>Vehículos eléctricos</i>	
En los últimos años se están empezando a introducir puntos de recarga eléctrica de la batería de los vehículos.	Los vehículos eléctricos a través de la generación distribuida de las smart grids, usando enchufes, se pueden cargar usando fuentes sostenibles o pueden inyectar energía a la red del hogar. Pasan a ser generadores de energía.
<i>Generación y almacenamiento</i>	
Existen muchos obstáculos para interconectar recursos energéticos distribuidos.	Multitud de dispositivos generadores y de almacenamiento de energía que complementan a las grandes centrales generadoras. Gran participación de energías renovables.

<i>Optimización del transporte eléctrico</i>	
Grandes pérdidas energéticas por las infraestructuras antiguas y grandes distancias.	Los sistemas inteligentes de control permiten intercambios de energía entre los distintos dispositivos. Menores distancias, por lo tanto, menores pérdidas.
<i>Optimización de bienes y funcionamiento eficiente</i>	
Integración escasa de los datos de operación y la gestión de bienes. Mantenimiento basado en el tiempo	Uso de sensores para medir las condiciones de la red. Tecnologías integradas para la gestión de los bienes. Mantenimiento basado en las condiciones de la red.

Tabla 2. 1 Cuadro comparativo entre una red convencional y una Smart Grid.

2.6 INICIATIVAS DE SMART GRID EN EL MUNDO

2.6.1 ESTADOS UNIDOS

En los Estados Unidos, los avances en redes inteligentes se deben gracias a un activo involucramiento de las autoridades federales, mediante una serie de normativas y leyes, con indicaciones explícitas a técnicas y metodologías. Esta fortalecida posición responde a un esfuerzo continuo que abarca estudios de consultorías, recopilación de diversas visiones especializadas en el área y mejoramiento y compromiso constante con las políticas desarrolladas.

La necesidad de diagramar y planificar una red más confiable, segura y dinámica comienza a impulsarse en 1978 a través de la Retail Regulatory Policies for Electric Utilities (PURPA). Adicional a los estándares del PURPA, se introduce un plan de energías renovables - Renewable Portfolio Standards (RPS) -, que exhorta a las compañías eléctricas a suplir sus necesidades energéticas por medio de un determinado porcentaje en energía renovable.

Los primeros pasos en el terreno de la regulación de Smart Grid aparece en el año 2005 por medio de la Energy Policy Act (EPACT 2005). Ésta manifiesta las primeras intenciones en el uso de medidores inteligentes, en la aplicación de un sistema de tarifas variables, en la instalación de tecnologías inteligentes sobre la etapa de transmisión y en otros mecanismos que acrecientan la estabilidad del sistema. Adicionalmente, contribuye con un esquema de incentivos fiscales y de créditos para la generación con recursos renovables. Además adiciona como política de estímulo tarifario el programa Net Metering (NEM), la cual posibilita a aquellos usuarios con generación propia, instalar un medidor inteligente a fin de registrar entregas de energías a la red.

Sin embargo, el despegue a gran escala de las Smart Grid se dio en el año 2007 con la implementación de la Energy Independence and Security Act, Title XIII (EISA). Esta ley define el desarrollo de las redes inteligentes como política nacional, construye un esquema de incentivos monetarios más atractivo para la modernización del sistema y exige a los reguladores regionales promover a las empresas el desarrollo en tecnología inteligente.

Entre las nuevas instituciones, sobresale el comité especializado en Smart Grid, Smart Grid Advisory Committee, el equipo de trabajo destinado exclusivamente a esta área, Federal Smart Grid Task Force, la configuración de un plan regional de pruebas de redes inteligentes, Smart Grid Interoperability Framework, y la conformación, por medio del NIST, de un régimen de estándares nacionales y un plan de acción federal para el futuro. Estos programas se solidifican en el año 2009, cuando se promulga la American Recovery and Reinvestment Act (ARRA) y se establece un fondo de \$4.5 mil millones para la modernización de la red (IEA 2011).

*US\$3.8 mil millones para la integración rápida de tecnologías probadas a las redes eléctricas actuales.

*US\$435 millones para llevar a cabo demostraciones de redes inteligentes de energía en la región.

*US\$185 millones para el almacenamiento de energía y demostraciones.

A continuación se mencionan algunos proyectos piloto:

- 2007 – Nueva Jersey: La Compañía de Servicios Públicos de Electricidad y Gas (Public Service Electric and Gas Company, PSEG) lleva a cabo ensayos completos de tarifas de tiempo de uso (ToU, por sus siglas en inglés) y tarifas de período de punta (CPP, por sus siglas en inglés) en hogares normales.
- 2007 – Oregón: La General Electric y la Comisión de Servicios Públicos de Oregón (Public Utility Commission of Oregon, PUCO) instalan 805.000 contadores inteligentes.
- 2008 – Maryland: La Compañía de Gas y Electricidad (Baltimore Gas and Electric Company) implementa un sistema de descuentos por picos críticos (CPR, por sus siglas en inglés) por un período de cuatro meses en un grupo de prueba de 1.000 hogares.
- 2008 – Colorado: Xcel Energy anuncia un proyecto de redes inteligentes por US\$100 millones.
- 2008 – Washington D.C.: El programa piloto de contadores inteligentes PowerCentsDC™ implementa ToU, CPP, y CPR utilizando un banco de prueba de 1.200 consumidores a nivel de hogar.
- 2008 – Dallas, Texas: El Centro de Comercialización de Tecnología Eléctrica (Center for the Commercialization of Electric Technology, CCET) y TXU Energy (Texas Utilities Electric and Gas Company) seleccionan a consumidores para evaluar la Respuesta a la Demanda (RD) pico de Reliant Energy y de Direct Energy.
- 2009 – Florida: Miami contempla instalar un millón de contadores inteligentes inalámbricos (Fehrenbacher, 2009).
- 2012 – Massachusetts: 15,000 hogares seleccionados en Worcester para formar parte de un plan de inversión de US\$45 millones durante los próximos dos años (Pilon, 2012).
- En 2011 se llevaron a cabo 152 proyectos de demostración y 60 proyectos de implementación en 45 estados. Instalados en todo el país 140,000 termostatos

programables con comunicación (PCT, por sus siglas en inglés) y 5 millones de contadores inteligentes.

2.6.2 CANADÁ

A pesar de los bajos precios eléctricos y una estructura eléctrica desarrollada, el sistema canadiense lleva más de una década explorando y comprometiéndose con la modernización de su red eléctrica. El objetivo de incrementar los niveles de confianza, automatización y de seguridad en la red y la búsqueda de un programa más ecológico, motivan esta iniciativa.

El compromiso responde a iniciativas en los dos niveles de gobierno, las agencias federales y las autoridades provinciales.

Por otro lado, también participan de esta evolución asociaciones de carácter independiente como por ejemplo Smart Grid Canadá, una asociación sin fines de lucro, compuesta por una variada gama de empresas (utilities), de instituciones académicas, de compañías tecnológicas especializadas en Smart Grids, entre otras. Su esfuerzo se encuadra principalmente en tareas de difusión educativa y de concientización en Smart Grids, estimulando la investigación tecnológica e impulsando estrategias para la integración de energías renovables, financiándose con aportes voluntarios de sus miembros.

La participación a nivel federal se ha centrado en la fijación de metas y objetivos de programas eficientes y fundamentalmente en la creación de instituciones técnicas.

Se dispuso al departamento de Recursos Naturales de Canadá, Natural Resources Canada (NRCAN), coordinar las políticas en Redes Inteligentes y establecer los planes generales de acción. A su vez lo acompañan en este objetivo el “Office of Energy Research and Development” (OERD), comprometido con el área de investigación y desarrollo, y el Standards Council of Canada (SCC), encargado del desarrollo normativo en Smart Grids.

NRCAN se apoya sobre un conjunto de departamentos tecnológicos y operativos, en el que sobresale CanmetENERGY por ser el encargado actualmente de poner en práctica uno de los programas de mayor magnitud en redes inteligentes. Asimismo, este instituto ha fundado el National Smart Grid Technology and Standards Task Force que promueve un grupo de trabajo dedicado y especializado en el área Smart Grid, contribuyendo en la identificación de necesidades de la red eléctrica y en colaborar con el SCC en el desarrollo de normativas y estándares.

En este sentido, es relevante mencionar el distinguido avance canadiense en la armonización de estándares y certificaciones técnicas tanto de productos como de instalación de tecnologías en redes. En el 2006 concluye el primer registro de estándares en materia Smart Grid en el país, con grandes aportes en el área de generación eléctrica y generación distribuida, esta normativa es aplicada posteriormente por el organismo de estándares internacional -International Electro-Technical Commission (IEC).

Existen cuatro organizaciones de acreditación y certificación de estándares de productos en el país:

- Canadian Standards Association (CSA)

- Underwriters Laboratories of Canada (ULC)
- Canadian General Standards Board (CGSB)
- Bureau de Normalisation du Québec (BNQ Ltd.)

De manera sintética, el gobierno de Canadá supervisa los desarrollos en redes inteligentes por medio de las siguientes entidades:

- Natural Resources Canada, ministerio que supervisa el sector energético y tiene una unidad de especialización que es el instituto técnico CanmetENERGY.
- CanmetENERGY, promueve el desarrollo sustentable de los recursos naturales del país, y pone en marcha los programas estipulados por la Natural Resources Canada.
- National Energy Board (NEB), agencia federal independiente designada por el Parlamento desde 1959 para regular acuerdos internacionales en materia de energía.
- National Smart Grid Technology and Standards Task Force, entidad creada por CanmetENERGY, para coordinar el desarrollo en redes inteligentes.

CanmetENERGY, en sus programas de incentivo y desarrollo a Smart Grid, prioriza aquellas tecnologías de impacto en el canal de comunicación y automatización, además de las herramientas para administrar de manera más eficiente el consumo eléctrico. En este proceso, diseña una red eficiente, y refleja cuatro áreas industriales comprometidas con estos desarrollos:

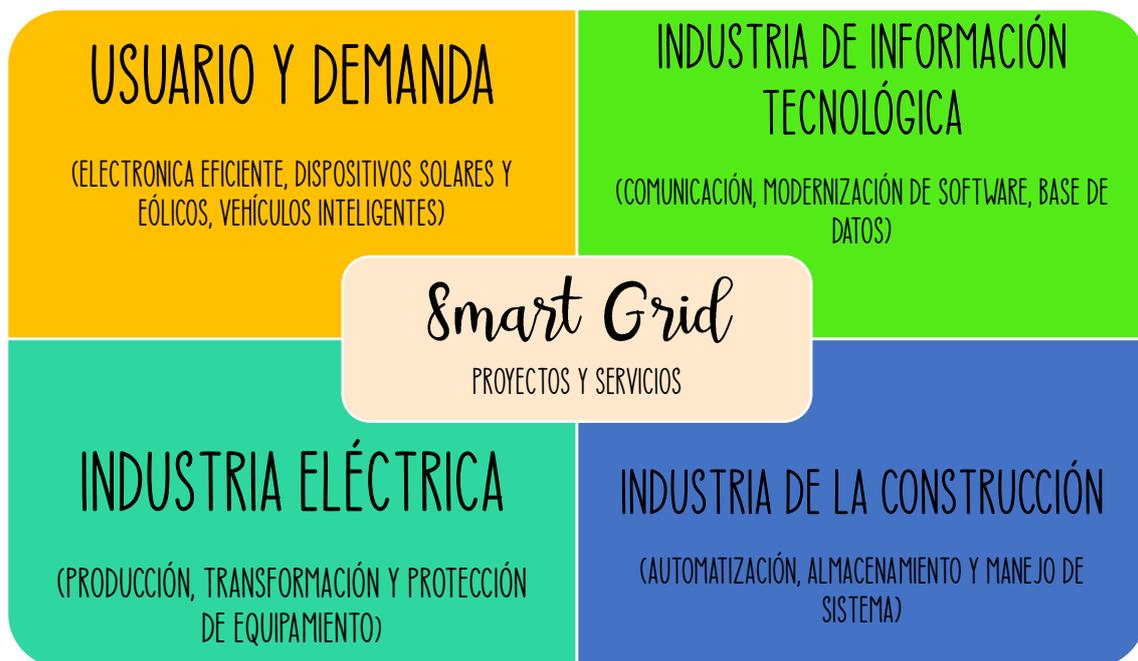


Figura 2. 4 Áreas industriales comprometidas con el desarrollo de una red inteligente eficiente, CammetENERGY.

Las regulaciones y estudios legales más relevantes que hacen mención a redes inteligentes son:

- Canadian Electrical Code 2006 –Enmiendas específicas para el apoyo en Redes Inteligentes.
- Government of Canada – Plan de acción económico en Canadá (2009).
- Natural Resources Canada – Clean Energy Fund (integrando parte del plan presupuestario en el 2009, dispone de un fondo monetario)
- National Energy Board: Reports:
 - “Canada’s Energy Future: Infrastructure, Changes, and Challenges to 2020 (Oct 2009)”.
 - “Views on the Current State and Future of Canada’s Energy Sector (Apr. 2010)”

NRCAN ha creado un equipo de trabajo especializado en tecnología inteligente que brinda constante asesoramiento a iniciativas Smart Grid; provee estudios de investigación y desarrollo para la creación de un sistema de redes inteligentes a pequeña escala (micro Grid); desarrollo de normativa y estandarización para aplicativos inteligente en las redes de interconexión; mediciones del impacto de proyectos de generación distribuida.

En lo referido a los programas federales, es la aplicación en el 2009 de la Clean Energy Fund (CEF) la que acentúa el impulso de la Smart Grid. Ésta define una inversión de USD 5 mil millones de dólar canadiense por parte de las autoridades federales a proyectos que se anexen a las siguientes áreas tecnológicas:

- ecoENERGY iniciativas eficientes (“Efficiency Initiatives”)
 - ecoENERGY Eficiencia para Edificios
 - ecoENERGY Eficiencia para Industrias
 - ecoENERGY Eficiencia para estandarización y etiquetado de equipos
 - ecoENERGY Eficiencia para Hogares
 - ecoENERGY Eficiencia para Vehículos
 - ecoENERGY Retrofit-Homes
- ecoENERGY Iniciativas innovadoras
- ecoENERGY Iniciativas tecnológicas
- ecoENERGY for Aboriginal and Northern Communities program
- ecoENERGY para Biocombustibles
- ecoENERGY para Energía Renovable
- Iniciativa de comunidades en equilibrio
- ecoTechnology para Vehículos

El programa con mayor dimensionamiento en la actualidad es el ecoENERGY Efficiency Initiatives que pronostica una inversión de 195 millones de dólares canadiense para un lapso de cinco años. Este programa procura mejorar los niveles de eficiencia en los hogares, en el trabajo y en la calle, y a la vez generar estructuras edilicias, equipamientos, industriales y vehículos más eficientes. CanmetENERGY es el organismo que canaliza la mayoría de estos programas, seleccionando los proyectos y definiendo su aplicación, y además se encarga de distribuir los fondos.

2.6.3 EUROPA

Mandatos Unión Europea

La Comisión Europea ha establecido tres mandatos de Normalización relacionados con la implementación de Smart Grids:

- a) Mandato 441: de normalización al CEN, CENELEC y ETSI en el ámbito de los instrumentos de medición para el desarrollo de una arquitectura abierta para medidores de servicios públicos implica protocolos de comunicación que permitan la interoperabilidad.*

El objetivo de este mandato es crear estándares europeos que permitan la interoperabilidad de los medidores de las empresas de utilidad pública (agua, gas, electricidad, calor) para mejorar el medio por el cual los clientes toman conciencia de su consumo con el fin de permitir la adaptación oportuna a sus demandas.

- b) Mandato 468: De normalización al CEN, CENELEC y ETSI relativo a la carga de vehículos eléctricos*

El objetivo de este mandato es revisar las normas existentes y desarrollar nuevas normas a fin de:

- Garantizar la interoperabilidad y conectividad entre el punto de suministro de electricidad y el cargador del vehículo eléctrico, incluyendo el cargador de las baterías extraíbles, para que este cargador se pueda conectar y ser interoperable en todos los estados de la UE.

- Garantizar la interoperabilidad y conectividad entre el cargador de vehículos eléctricos y el vehículo eléctrico y su batería extraíble, de modo tal que sea posible cargar todos tipos de vehículos y sus baterías con el mismo cargador.

- Considerar apropiadamente cualquier tema de carga inteligente.

- Considerar apropiadamente los riesgos de seguridad y la compatibilidad electromagnética de la carga de vehículos eléctricos en el ámbito de la Directiva 2006/95/CE y la Directiva 2004/108/CE.

- c) Mandato 490: De normalización para organismos de normalización europeos para apoyar el despliegue europeo de las Smart Grids.*

El objetivo de este mandato es desarrollar o actualizar un conjunto de normas coherentes con un marco europeo común que integre una variedad de tecnologías informáticas, comunicaciones digitales y arquitecturas eléctricas y los procesos y servicios asociados, que permitan lograr la interoperabilidad y permitir o facilitar la aplicación en Europa de los diferentes servicios de alto nivel de la Smart Grid, esto es:

- Habilidad de la red para integrar a los usuarios con los nuevos requerimientos
- Mejorar la eficiencia en el funcionamiento de red día a día
- Garantizar la seguridad de la red, el sistema de control y calidad del suministro
- Permitir una mejor planificación de la inversión futura red
- Mejorar el funcionamiento del mercado y servicio al cliente

- Ayudar y alentar la participación más fuerte y más directa de los consumidores en el uso y gestión de la energía.

Aunque la construcción, la industria, los electrodomésticos y la domótica están fuera del alcance de este mandato, sus interfaces con la Smart Grids y sus servicios relacionados deben ser tratados bajo este mandato.

2.6.3.1 ESPAÑA

Regulación de las Smart Grids

A partir de la reforma realizada en 1997 con una nueva Ley del Sector Eléctrico, la generación y comercialización de electricidad en España están separadas de la transmisión. Los productores de electricidad pueden realizar ofertas, tanto al mercado mayorista como a los clientes finales a través de contratos bilaterales. La gestión de la red de transmisión y la operación del sistema quedan en manos de la empresa Red Eléctrica de España.

Si bien es cierto, se han realizado modificaciones tecnológicas y regulatorias en el sector eléctrico, se considera que es necesario implementar modificaciones que permitan al sistema tener los beneficios de las redes inteligentes. En este contexto el desarrollo de redes inteligentes en España se regula actualmente por los siguientes cuerpos normativos:

El Real Decreto 809/2006, de 30 de junio establece que a partir del 1 de julio de 2007 los equipos de medida a instalar para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW y los que se sustituyan para los antiguos suministros, deberán permitir la discriminación horaria de las medidas así como la telegestión.

Real Decreto 1110 del 2007, que aprobó el esquema unificado de puntos de medida en el sistema eléctrico, y por la ORDEN ITC /3860/2007, que revisó las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, y que en su Disposición Adicional 1ª establece el plan de sustitución de medidores. De acuerdo con estas disposiciones se estableció que al 1 de enero de 2011, el 30% de los medidores en España para consumos domésticos de capacidad inferior o igual a 15 kW, deben ser medidores que dispongan de discriminación horaria y capacidad de telegestión. El plan de sustitución considera que el 1 de enero de 2013 el número de medidores sustituidos debe alcanzar el 50%; para el 1 de enero del 2016 debe alcanzarse el 70% y para el 1 de enero del 2018 el 100% de los medidores de consumos domésticos debe ser inteligente. Esto representa 28 millones de medidores sustituidos en 10 años.

De acuerdo a análisis realizados en el 2010 por Energía y Sociedad, no se ha realizado un análisis de costo beneficio para el plan de sustitución, el que la norma europea sobre Redes Inteligentes indica debe realizarse; señala, además que para el distribuidor la mejora en costos operativos no justifica el proyecto, y que el éxito del plan debería basarse en incentivar que los consumidores aprovechen las oportunidades de incrementar la eficiencia energética que los nuevos equipos de medida les ofrecen.

Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, en la que se establecen diversas medidas relativas al sector eléctrico coherentes con la apuesta de España por un modelo energético sostenible, se traspone a la regulación nacional el cumplimiento de los objetivos 20-20-20 en el año 2020, establecidos en la Directiva 2009/28/CE, y se

fomentan las actividades de I+D+i¹ y proyectos energéticos tales como el desarrollo de redes inteligentes, la gestión activa de la demanda, el secuestro de carbono y el desarrollo del vehículo eléctrico e híbrido.

Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética, que establece la regulación de los gestores de cargas del sistema como sujetos que desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de los vehículos eléctricos, creándose para el ejercicio de esta actividad un nuevo peaje de acceso supervalle para suministros entre 10 y 15kW, y modificándose asimismo la TUR para incluir esta discriminación horaria supervalle.

Regulación en generación distribuida

En 1985, con la orden ministerial N° 5 de septiembre, se establecen en la legislación eléctrica española disposiciones normativas relativas a la generación distribuida. Luego de ello, se han dictado en los últimos 25 años numerosas disposiciones legales, reglamentarias y normativas sobre dicho tipo de generación, normalmente orientadas a la generación de energías renovables.

En 1997 se aprueba la Ley N° 54 que introduce esquemas de mercado en las actividades de generación y comercialización, manteniendo reguladas las actividades de transporte y distribución. En esta ley se introduce el concepto normativo de generación en régimen especial, para las instalaciones de generación con menos de 50 MW de capacidad y se distinguen dos períodos diferenciados en cuanto al desarrollo y la aplicación de las normas: 1998_2004 y 2004 hasta el presente.

En el primer período indicado, se desarrolla normativamente la ley 54 en lo relativo a las fuentes de generación de energía renovable, residuos y cogeneración, a través del Real Decreto 2818/1998. Para aquellas instalaciones de generación en régimen especial, el RD introdujo una prima o remuneración, diferente para cada tecnología, adicional al precio medio del mercado de generación (o precio del pool). En el caso de las tecnologías eólicas, solar, geotérmica, mareomotriz, de las olas y de rocas calientes y secas, tenían la opción de recibir un precio fijo igual al precio medio esperado del mercado más la mencionada prima.

Entre 1998 y 2003 se desarrollan numerosas normativas que tratan de regular la incorporación de la GD al mercado mayorista. Entre ellas destaca una dictada en 2002, que formaliza una tarifa media de referencia (TMR). Esta metodología sirvió de base para la normativa dictada en 2004, por el Real Decreto 436/2004. Esta establece dos modalidades para la tarificación de la GD:

i) La GD que no acude al mercado, recibe un precio fijo que se expresa como porcentaje de la TMR, el que es diferente para cada tecnología y diferente también según la antigüedad del generador. ii) Los GD que quieran acudir al mercado lo hacen con las mismas obligaciones y derechos que los demás generadores, lo que les implica, por ejemplo, tener que participar en el suministro de servicios complementarios.

¹ Investigación, desarrollo e innovación.

Como remuneración estos GD perciben el precio del mercado más una prima y más un incentivo por participar en el mercado; tanto la prima como el incentivo se expresan como porcentaje de la TMR.

En general el uso de las redes de distribución y de transmisión regional por parte de la GD se basa en que el generador se hace cargo de los mayores costos que origina a la red el adaptar su capacidad para permitir la conexión. Las reglas para la conexión son generalmente establecidas por el propietario de la red.

El desarrollo de la GD en España ha sido muy significativo, sobre todo aquella basada en energías renovables, y ha obligado a adaptar estructuralmente las redes y a enfrentar nuevos retos técnicos y regulatorios. Según algunos estudios, “los beneficios de la generación que se instala cerca de los centros de consumo son muy importantes, pero los impactos que produce esta generación en las redes pueden no ser positivos si la regulación no se adapta y define nuevas reglas que ayuden a solventar los problemas técnicos que se presentan”.

CAPÍTULO 3: TRANSFORMACIÓN DE UNA RED NORMAL EN SMART GRID.

El fin fundamental en una Smart Grid es la optimización del uso de la red actual y de la gestión de todos los usuarios conectados a ella. Consiste en invertir en nuevas tecnologías que permitan usar mejor toda la infraestructura existente y gestionar de manera óptima a todos los usuarios, en vez de invertir más y más en nuevas instalaciones del mismo tipo de las ya existentes.

Es necesario realizar un inventariado de las tecnologías existentes y tener claros los objetivos a los que se pretende llegar gracias a la integración de las nuevas tecnologías para conseguir una Smart Grid.

Los objetivos a conseguir en la Smart Grid se basan en conceptos como:

- La mejora de la operación de red descentralizada y bidireccional.
- La obtención de información en tiempo real de todos los puntos de la red MT y BT necesarios.
- El aumento de una automatización avanzada.
- La implantación de comunicaciones y sistemas asociados.
- Gestión bidireccional de flujos de energía y de datos.
- La incorporación de las energías renovables a través de la generación distribuida integrada y gestionada.
- La integración de almacenamiento para la gestión de la generación y el consumo.
- La creación de nuevos servicios y sistemas de tarifas horarias para el usuario, gestión de toda la información que proporciona la telegestión.
- La mejora de la eficiencia en el uso de la energía por los distintos consumidores y usuarios de la red. Desarrollo de Sistemas de Gestión Activa de la Demanda.
- La gestión de la curva de la demanda, aplanamiento y gestión de las puntas de consumo.
- La gestión e integración de nuevos usuarios: vehículo eléctrico, autoconsumo, virtual power plants, entre otros.
- El análisis de toda la información útil en cada momento.
- El uso de la información de los contadores, los millones de datos que se están obteniendo, sacando el máximo partido para la operación de la red.
- El desarrollo de sistemas de diagnóstico de la red que avisen ante una posible contingencia y evitarla.
- La mejora del mantenimiento predictivo de la red.
- La optimización del uso de la infraestructura actual y de las inversiones futuras.
- La localización exacta de dónde se producen las pérdidas en el sistema: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.
- Controlar problemas de energía reactiva.
- Mejorar problemas de tensiones y calidad de onda suministrada.
- Evitar desequilibrios en las redes.
- Conectar a los nuevos usuarios en los mejores tramos de red.
- Ofrecer más información a las distintas áreas de la empresa.

- Posibilitar el desarrollo de nuevos servicios dentro de la empresa y a los clientes.

Convertir la red eléctrica actual en una verdadera red inteligente es una tarea que demandará mucho tiempo e inversiones. Además, implica una variedad de acciones a realizar que deben ser ordenadas según una secuencia lógica:



Figura 3. 1 Hoja de ruta para la implementación de una red inteligente.

3.1 AUTOMATIZACIÓN DE LA RED

El primer paso para implantar una red inteligente es adecuar el sistema eléctrico actual para hacer frente a las exigencias futuras. Para ello es necesario automatizar todas las subestaciones de distribución y las protecciones, tanto en baja como en media tensión, incluyendo la implementación de esquemas de monitorización a distancia. Hay que conseguir implantar un sistema distribuido formado por multitud de dispositivos conectados en la red de MT y en coordinación con otros sistemas y equipos de BT. Desarrollar dispositivos de control inteligentes, que se sitúen en la cabecera de las líneas de MT en las subestaciones y en los centros de transformación, y coordinen las funciones de monitorización, protección, control y regulación de todos los dispositivos conectados en la red de MT

De la misma forma hay que trabajar en la automatización de la red de Baja Tensión. Es necesaria la implementación de la inteligencia de red en el segmento de baja tensión, esto es, desarrollar un sistema distribuido formado por multitud de dispositivos conectados a la red de BT, gestionados por los elementos inteligentes, situados a nivel de centro de transformación de MT/BT y que coordinen las funciones de monitorización, protección, control y regulación de todos los dispositivos inteligentes situados en la red de BT.

Uno de los objetivos principales que debe perseguir la automatización de la red de distribución es la optimización de la operación del sistema, minimizando las pérdidas de la red y solucionando eventuales situaciones de sobrecarga o contingencias.

La automatización de las subestaciones de baja y media tensión, requieren un análisis previo de la red que incluya un inventario y un estudio de históricos de consumo.

El método de transformación de la red eléctrica en Smart Grid no consiste en construir nuevas redes, sino en mejorar y optimizar las existentes. Este método se basa en añadir e integrar elementos más inteligentes y nuevas comunicaciones y sistemas para mejorar la gestión de la infraestructura eléctrica y optimizar su uso, acercándonos al concepto de Smart Grid, con los beneficios que ello implica. Consecuentemente, es esencial componer una visión lo más exacta posible de la situación inicial de la red eléctrica en la zona de trabajo, tener claro el escenario de partida y calcular la capacidad existente en la red para hacer de la zona un perfecto campo de despliegue real para las tecnologías de gestión energética del futuro, basadas en el uso racional y eficiente de la energía y en la maximización del aprovechamiento de la capacidad de la infraestructura actual.

Adicionalmente, es necesario adecuar las regulaciones del sector eléctrico para preparar el terreno para las siguientes etapas.

3.2 TELEGESTIÓN

La telegestión es un sistema integrado de gestión remota y automática de contadores de electricidad, basada en nuevas tecnologías de información, electrónica y comunicaciones. Se basa en un nuevo contador inteligente (Smart Meter) que sustituye al antiguo equipo de medida.

El Smart Meter es parte de un sistema integrado, que requiere de comunicaciones y sistemas informáticos para su funcionalidad remota, incluyendo los concentradores que son equipos que se instalan en los centros de transformación, además de las comunicaciones y el enlace con los sistemas de la empresa distribuidora.

Para la implantación de la telegestión hay que comenzar definiendo las tecnologías de comunicaciones existentes y las que se van a usar: requisitos técnicos, protocolos y modelos de datos. Además se debe acordar el procedimiento de instalación de contadores y concentradores, asegurando el cumplimiento de requisitos legales de medida y comunicaciones y la interoperabilidad del sistema global. Igualmente es de sumo interés la integración del sistema de telegestión de contadores con el resto de los sistemas implantados en la red de distribución existente y la seguridad del propio sistema.

Este es uno de los aspectos que tiene más impacto visible para el usuario y el sistema en general, y a su vez, el que incorrectamente se asocia con el concepto de red inteligente en sí mismo. Básicamente, se trata de la implantación masiva de medidores inteligentes que permitan no solo la lectura remota de los consumos, sino que también proporcionen al usuario una información en tiempo real sobre su propio consumo.

La implantación de un sistema de telegestión proporciona importantes mejoras en la relación del usuario con la distribuidora eléctrica, además de la lectura remota del consumo. Entre estas mejoras destaca la realización remota de las operaciones de alta, baja, cortes, reconexiones, control de potencia y cambios de tarifa de forma prácticamente inmediata y sin intervención ni del usuario ni del operario de la empresa. Además, la telegestión facilita una lectura exacta y en plazo, y posibilita la programación a distancia de esquemas avanzados de tarifas que permiten una facturación más flexible. En cuanto

a la red eléctrica, la telegestión proporciona información fiable sobre el comportamiento de la red, mejorando de esta forma la toma de decisiones de explotación y la información para avanzar en la eficiencia global del sistema eléctrico. Se puede afirmar que la implantación de la telegestión supone un gran cambio en la relación con el cliente que podrá adquirir un papel más activo en la gestión de su consumo energético al poseer más información sobre dicho consumo.

Si bien esta es una de las acciones “clave” en el camino a la implementación de una red inteligente, ya que establece una comunicación bidireccional entre proveedor y usuario, y proporciona información en tiempo real, no provee ningún tipo de inteligencia al sistema eléctrico. Es un paso fundamental para las siguientes etapas, donde esa información de consumo en tiempo real va a servir para adecuar tarifas, políticas de consumo y gestión del flujo de energía. En esta etapa, también se puede incluir la instalación masiva de medidores sincrofasoriales ('Phasor Measurement Units', PMU) en las redes de media y alta tensión, a fin de prevenir situaciones anómalas o colapsos.

Comunicaciones

El siguiente pilar fundamental necesario para el despliegue de una Smart Grid es la instalación de las tecnologías de información y comunicación necesarias para integrar todos los servicios requeridos por la red inteligente, lo que incluye la definición de requisitos, protocolos, modelos de datos y semánticas de los ficheros de comunicación necesarios para conseguir así la interoperabilidad entre sistemas, elementos y servicios, así como el despliegue de una red de comunicaciones en tiempo real.

El concepto de red inteligente debe apoyarse básicamente en un marco de comunicaciones altamente fiable que sirva para dar soporte a todas las funcionalidades a implementar que dotarán de inteligencia a la red en cualquiera de sus niveles, ya que todas ellas hacen uso de comunicaciones entre distintos sistemas y con la propia red de distribución. Esto implica, por lo tanto, utilizar una nueva infraestructura de comunicaciones con ancho de banda suficiente, baja latencia y alta fiabilidad para todos los servicios necesarios a implementar.

La red de comunicaciones que se implemente sobre la red para transformarla en Smart grid debe buscar el equilibrio de las siguientes propiedades o requisitos SQRA (Security, quality, reliability, availability), por sus siglas en inglés.



Figura 3. 2 Propiedades de una red de comunicaciones para Smart Grid.

3.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La integración de recursos energéticos embebidos en la red de distribución es, sin duda, una de las piezas clave de las Smart Grids y sólo tiene sentido si se enmarca en un concepto de red de distribución automatizada. La conexión de múltiples generadores distribuidos (GD) geográficamente permite equilibrar el consumo allí donde se produce, entre otras ventajas, como el ahorro de costes de generación a gran escala o la reducción de las pérdidas de transporte y distribución de la energía

La incorporación de una gran cantidad de pequeños generadores, principalmente en la red de baja tensión y basados en fuentes de energía renovables (eólica y fotovoltaica), permitirá ampliar la matriz energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Sin embargo, existen desafíos técnicos y regulatorios que es necesario superar para avanzar en este sentido. Por esta razón, la implantación efectiva de sistemas de generación distribuida a nivel usuario se hará realidad en la medida en que las regulaciones se adecuen para permitir al usuario comprar y vender energía en el mercado eléctrico, y que el sistema de distribución en baja tensión se adecue al nuevo esquema, por ejemplo, modificando todo lo relativo a la coordinación de protecciones, entre otros temas.

La conexión de generación distribuida en la red de distribución, presenta un desafío para la operación de la red. Los principales retos a los que se enfrenta el sistema de distribución en este nuevo escenario son:

- Impacto en la regulación de tensión de la red.
La regulación de tensión en la red de distribución actual se basa en una red radial, llevándose a cabo principalmente en el punto de suministro mediante regulación de tomas de transformadores de distribución o compensación de reactiva. La conexión de fuentes de generación distribuidas en el sistema de distribución,

además de reducir la demanda de potencia desde el punto de suministro, puede provocar un aumento en la tensión bajo ciertas circunstancias. Asimismo, el comportamiento de los generadores distribuidos respecto a la potencia reactiva, según el generador suministre o absorba, puede causar elevación o caída en la tensión de la red.

- **Impacto en el equilibrio de tensiones.**
En caso de conexión de pequeños generadores monofásicos es posible que se introduzcan pequeños desequilibrios en la tensión trifásica de la red.
- **Sincronización.**
Es necesario que la conexión de fuentes de generación a la red se haga bajo unas condiciones de sincronismo, que exigen que la diferencia de módulo, fase y frecuencia de la tensión entre el generador y la red no exceda unos límites. En caso de conexión fuera de sincronismo, pueden producirse daños en el generador o la afección a la tensión de la red.
- **Contenido de armónicos.**
Los equipos electrónicos utilizados en los sistemas de generación, especialmente los de origen renovable, pueden introducir armónicos indeseados en la red. Los sistemas fotovoltaicos, debido a su inversor DC/AC, presentan principalmente contribuciones de armónicos de tercer, quinto y séptimo orden.
- **Variabilidad.**
Gran parte de las unidades de generación distribuida plantean la utilización de fuentes de energía renovable, siendo esta una de las ventajas de este escenario. Este planteamiento implica inevitablemente el problema de la intermitencia en la disponibilidad del recurso primario (viento, sol).
- **Impacto de la generación distribuida en el sistema de protección de la red.**
La incorporación de la generación distribuida en la red de distribución implica variaciones en la magnitud y dirección de las corrientes de falla, dependiendo de la ubicación de la falla y los generadores conectados a dicha red en el momento de la misma. Ante una falla en una línea de MT, además de la aportación desde la red de AT, también puede existir aportación desde los generadores distribuidos en la línea de MT según la tecnología empleada, con lo que, desde este punto de vista, la red de distribución pierde el comportamiento radial con el que fue diseñada. Por lo tanto, la aportación de los generadores conectados en la línea de MT en falla puede causar errores en los detectores de falla. Además, en escenarios de alta penetración de unidades de generación distribuida, especialmente aquellas basadas en energías renovables, se plantea el grave problema de la detección de fallas. La tecnología utilizada por este tipo de generadores conlleva el uso de convertidores de potencia. Los convertidores de potencia tienen corrientes de operación limitada, por lo que condicionan la magnitud de la corriente de contribución ante fallas por parte de la GD. El efecto inmediato que trae consigo esta operación controlada de los convertidores de potencia, es que las magnitudes de las corrientes de falla sean próximas a la corriente nominal, por lo que las protecciones que basan su funcionamiento en la magnitud de la corriente, pueden tener problemas para detectar dicha falla. Tal es el caso de las protecciones convencionales de sobreintensidad, cuyo uso predomina en las redes de distribución eléctrica.

Estos problemas brevemente descritos representan algunos de los desafíos que la generación distribuida puede representar para la red de distribución. No obstante, una red de distribución automatizada bajo el paradigma de las Smart Grids es capaz de integrar estos recursos, dando solución a los retos planteados, superando eventuales inconvenientes y maximizando las ventajas que sin duda la generación distribuida debe aportar a la calidad y eficiencia del suministro eléctrico.

El almacenamiento de energía distribuido también se considera un recurso distribuido (DER). La capacidad de almacenar energía permite mejorar la calidad de red y reducir los desequilibrios en la curva de demanda. Asimismo el almacenamiento de energía permite satisfacer la demanda cuando existe un desfase temporal entre la punta de consumo y la punta de generación.

El almacenamiento es otra ventaja fundamental para conseguir el aplanamiento de la curva tan deseado. Hasta ahora el almacenamiento no ha constituido una herramienta real en la operación de las redes, a partir de ahora, gracias al desarrollo de esta tecnología, aparecen muchas opciones de uso que permitirán mejorar dicha operación de la red.

Además de las propias baterías, el sistema de almacenamiento debe contar con dispositivos de control y acoplamiento a la red:

- Sistema de almacenamiento: conjunto de baterías que asociados en serie y paralelo conforman la capacidad total de almacenamiento.
- BMS (Battery Management System): elemento que proporciona el estado de carga de los packs.
- Elemento de conexionado de las baterías: los módulos en paralelo se van a conectar individualmente con seccionamiento-fusibles.
- Convertidor DC-DC: eleva la tensión de las baterías al nivel del bus de continua.
- AFE (Active Front End Converter): convierte la tensión continua del bus en tensión alterna.
- Autómata de instalación: se comunica con el BMS y los convertidores, proporcionando las consignas.

Las ventajas de disponer de recursos distribuidos únicamente son posibles en una red automatizada, con un sistema de control descentralizado y bidireccional que gobierne los flujos de energía para mejorar la calidad, mantenimiento y seguridad del suministro. Estos algoritmos de control se implementan en controladores de red, desarrollos que son posibles gracias a las tecnologías de la información y comunicación.

Esta etapa puede intercambiarse con la segunda, o ejecutarse en paralelo, tal como ocurre en muchos de los proyectos piloto que se desarrollan en el mundo.

3.4 GESTIÓN AVANZADA DE LA DEMANDA

Llegados a este punto, la red eléctrica debería estar fuertemente automatizada, con comunicación bidireccional entre proveedores y usuarios y con sistemas de generación de energía de baja potencia inyectando en la red de baja tensión. El siguiente paso es actuar sobre la demanda a través del concepto de la gestión activa de la demanda, que

incluye acciones como desplazamientos de consumos horarios, reducción de consumo, implantación de tarifas dinámicas con actualización por horas o bandas horarias, etc.

Un sistema avanzado de gestión de la demanda permitirá conocer los consumos en tiempo real, hacer una previsión de demanda para el día posterior, adaptar dicho consumo a la curva de precios estipulada para su optimización, detectar consumos inapropiados, anticiparnos a su facturación mediante herramientas de análisis, planificar el consumo o ajustarlo a un valor objetivo y agregar los consumos de varias sedes.

Para empezar se deben implementar los sistemas que utilicen los Smart Meters. Este dispositivo, participa en las funciones de DER, AMI, y ADA. Las funciones principales a usar para esta cuestión de estos contadores domésticos inteligentes son:

- Tarificación según franjas horarias (AMI).
- Limitación de potencia según contrato (AMI).
- Desconexión por falta de pago (y restablecimiento) (AMI).
- Cuantificación de energía inversa si hay un balance negativo (DER).
- Envío de información hacia la distribuidora (ADA y AMI).
- Medida de calidad de onda (huecos de tensión) (ADA y AMI).

La función principal de estos dispositivos en una Smart Grid, es poner a disposición del usuario la información de sus hábitos de consumo, y provocar un cambio en los mismos de cara a una gestión eficiente de la demanda. Al discriminar horariamente los precios de la electricidad, estadísticamente, se consigue suavizar la diferencia actual entre la punta y el valle. Como se ha apuntado anteriormente, esta medida equivale a tener una capacidad de almacenamiento, pues se incrementa el consumo durante el valle y se reduce en el periodo de punta. Además de desplegar los Smart Meters, como vimos anteriormente, se deben instalar las comunicaciones PLC por la red de BT entre consumidores y concentradores situados en los centros de transformación, así como comunicaciones entre concentrador y los sistemas centrales para poder así tener información en tiempo real para una óptima gestión de la demanda. Se deben tomar medidas que se extiendan desde el alumbrado público a la eficiencia en consumos de PYMES, edificios emblemáticos y usuarios residenciales. De la misma forma se deben implantar sistemas de control y monitorización de alumbrado público y sustitución de luminarias por tecnologías de menor consumo.

En primer lugar, se pueden sustituir las luminarias de algunas zonas de la ciudad por otras de bajo consumo, combinando tecnologías LED y halogenuro con un control individualizado de cada una de ellas, control punto a punto. De este modo, aplicando programas de funcionamiento individuales o por grupos, y calibrando la intensidad de las luces adaptándola a las necesidades de la zona, se reduce el consumo hasta en cinco veces. Los sistemas control punto a punto de luminarias comunicadas permitirán reducir el consumo considerablemente en función de las necesidades de uso. Se pueden instalar soluciones de eficiencia energética en pymes y edificios importantes, de forma que estas empresas reciban información en tiempo real acerca de la energía que están consumiendo, gestionándola de manera inteligente, e interactuando sobre las distintas cargas mediante un sistema de control.

En cuanto a usuarios residenciales, además de los Smart Meters comentados se les pueden instalar kits de eficiencia energética mediante los cuales puedan conocer el consumo total de su hogar y gestionar parte de esa energía. Esta gestión es posible gracias a los dispositivos inteligentes que se instalan en el domicilio, capaces de diferenciar distintos consumos y de ser controlados y programados a distancia, vía Web o mediante aplicación para Smartphone.

En esta cuestión, también entran en juego los vehículos eléctricos, que a esta altura deberían ser un porcentaje no despreciable del parque automotor. Los vehículos eléctricos impactan en las redes inteligentes en dos cuestiones fundamentales. Por un lado, la movilidad de las cargas, y por otro, su capacidad de almacenamiento de energía. La movilidad de los vehículos hace que el consumo se desplace en forma estacional entre distintos puntos de la red eléctrica (por ejemplo, durante las vacaciones y fuera de ellas), sobrecargando secciones de la red en esos desplazamientos. Su capacidad de almacenamiento de energía tiene interés desde el punto de vista de la gestión activa de la demanda, ya que permite almacenar energía en horarios donde el consumo es menor a la generación (bandas horarias denominadas “valle”) y entregarla en horas pico.

3.5 GESTIÓN AVANZADA DE LA ENERGÍA

El último paso de la hoja de ruta es la red eléctrica con un manejo avanzado de la energía. Aquí entran en juego cuestiones como el almacenamiento de energía en grandes volúmenes y largos periodos de tiempo, la bidireccionalidad plena de energía en todos los niveles de tensión y la implementación de esquemas tarifarios no solo dinámicos, sino que estén vinculados a la calidad de la energía consumida. Si bien en todos estos aspectos entran en juego cuestiones tecnológicas, el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía es uno de los más demandantes en este sentido. La cuestión de los esquemas tarifarios dinámicos que también contemplen la calidad de la energía provista es algo que tiene una vinculación directa con los medidores inteligentes y con la medición de calidad de la energía. Teniendo en cuenta la existencia de medidores inteligentes y de dispositivos de medición de calidad de la energía, no sería extraño que este ítem en particular pueda ponerse en práctica mucho antes, integrado en la etapa de gestión activa de la demanda.

3.6 TECNOLOGÍA INTELIGENTE

El Electric Power Research Institute (EPRI) enuncia diferentes tecnologías de carácter inteligentes las cuales forman parte de una red inteligente:

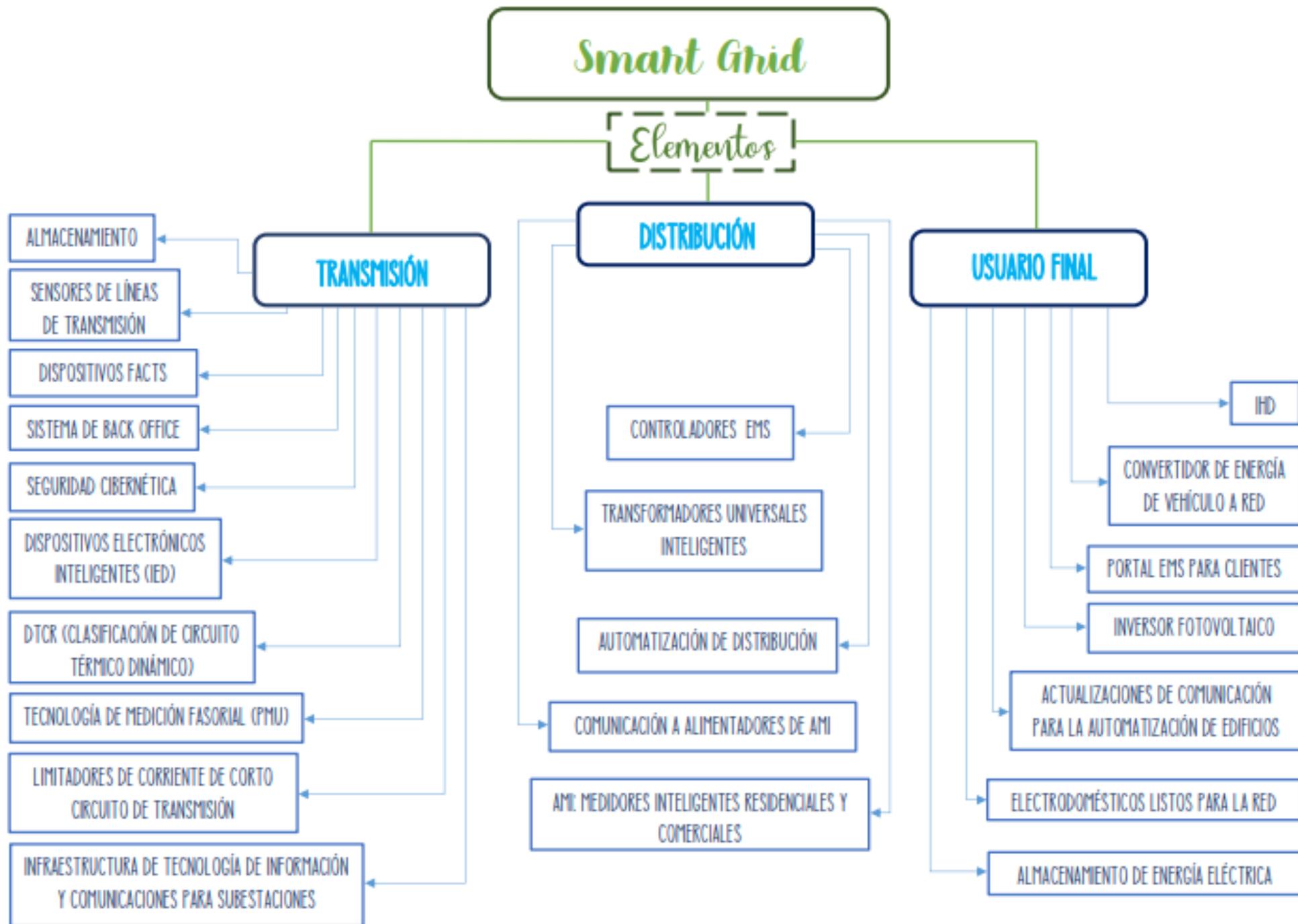


Figura 3. 3 Esquema de elementos que componen una Smart Grid.

3.6.1 TRANSMISIÓN

Almacenamiento

El almacenamiento es una de las principales limitaciones del sistema actual de suministro de electricidad y una de las grandes oportunidades para el desarrollo de Smart Grid en el futuro.

La flexibilidad del almacenamiento de energía ofrece una serie de beneficios para el funcionamiento eficiente y eficaz del sistema de transmisión y generación de electricidad a granel. El almacenamiento de energía mejora el funcionamiento eficiente de la red, reduciendo la congestión en la red en los períodos pico, lo que causa pérdidas en la línea. El almacenamiento de energía también puede reducir la necesidad de construir plantas de energía adicionales para satisfacer situaciones poco comunes de demanda máxima del sistema.

La generación a partir de sistemas de energía renovable a gran escala no sigue de forma natural las necesidades precisas de los usuarios de energía de la misma manera que lo hace el encendido o apagado de una planta de combustibles fósiles. Pero los sistemas de almacenamiento de energía son ideales para hacer coincidir la generación de fuentes renovables con la demanda de energía de los usuarios: los sistemas de almacenamiento pueden absorber el excedente de energía cuando la generación excede la demanda y liberarlo cuando la generación cae por debajo de lo necesario para servir a los usuarios de energía. Sin almacenamiento, el exceso de generación renovable debe "reducirse" y, sin almacenamiento, la escasez de suministros de energía renovable debe satisfacerse con fuentes tradicionales de energía como las plantas de gas natural pico.

Ejemplos:

- **Almacenamiento de energía en aire comprimido:** este tipo de plantas se basa en aprovechar la energía eléctrica sobrante y de bajo costo para comprimir el aire en un almacenamiento subterráneo, y más tarde utilizarlo para alimentar una turbina generadora para alimentar a la red eléctrica durante los periodos de alta demanda energética.

El aire se comprime de forma escalonada, con enfriamientos intermedios, consiguiendo así un buen rendimiento en la etapa de almacenamiento de energía en los períodos en los que la red tiene excedente de energía.

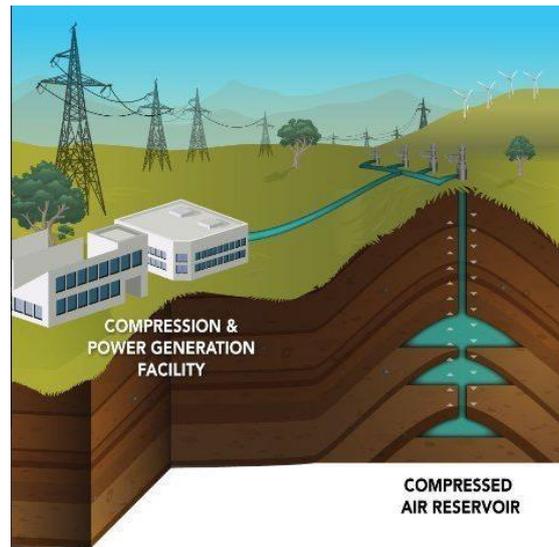


Figura 3. 4 Esquema de una planta de almacenamiento de energía en aire comprimido.

- Hidroeléctrica reversible:** una central hidroeléctrica reversible es una central hidroeléctrica que además de poder transformar la energía potencial del agua en electricidad, tiene la capacidad de hacerlo a la inversa, es decir, aumentar la energía potencial del agua (por ejemplo subiéndola a un embalse) consumiendo para ello energía eléctrica. De esta manera puede utilizarse como un método de almacenamiento de energía (una especie de batería gigante). Están concebidas para satisfacer la demanda energética en horas pico y almacenar energía en horas valle.

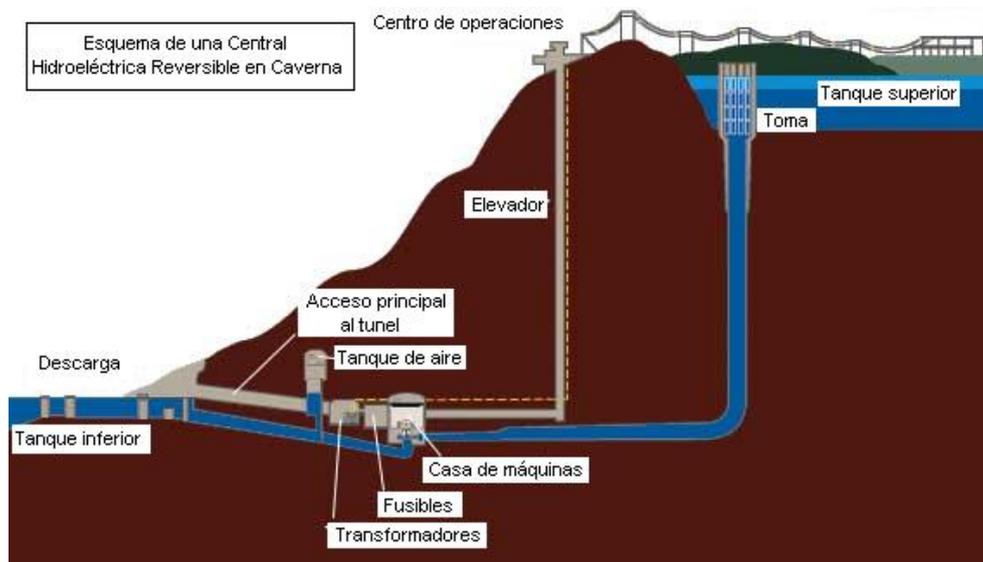


Figura 3. 5 Esquema de central hidroeléctrica reversible.

- Almacenamiento térmico:** a este tipo de sistema de almacenamiento pertenecen una serie de tecnologías que almacenan energía térmica, para luego utilizarla cuando sea necesario. La base de estos sistemas consta de la capacidad latente de

ciertos materiales de absorber, para luego mantener calor durante el tiempo. También se basan en la reversibilidad de las reacciones termoquímicas. La energía térmica es normalmente acumulada por medio de un colector solar, que envía este calor hacia los depósitos de calor. Esta tecnología es denominada “Energía Solar por Concentración” (CSP) y utiliza elementos ópticos en forma de espejos para concentrar la energía solar, convirtiéndola en energía térmica a temperaturas de entre 300-600°C. Esta energía térmica se utiliza para alimentar turbinas, generalmente de vapor o de aire caliente, que producen electricidad. Existen 4 sistemas para captar el calor del sol:

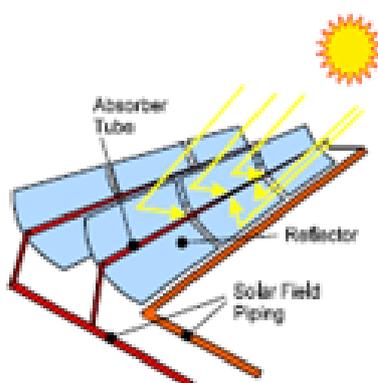


Figura 3. 6 Cilindro parabólico.

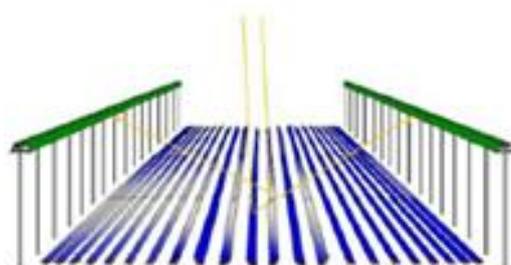


Figura 3. 7 Colectores lineales de Fresnel.

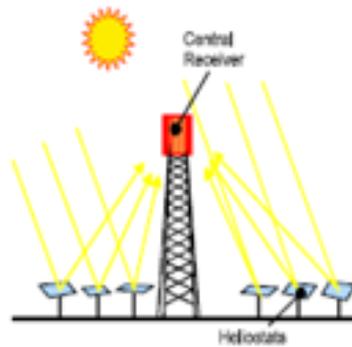


Figura 3. 8 Receptor te torre central.

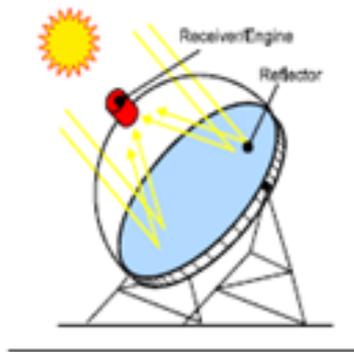


Figura 3. 9 Espejos parabólicos.

Sensores de líneas de transmisión

Smart Grid requerirá una gama más diversa y más amplia de sensores y otros dispositivos electrónicos inteligentes en todo el sistema de energía para monitorear las condiciones en tiempo real.

La arquitectura del sistema de sensores se compone de sensores que adquieren datos de diagnóstico de componentes de interés y de centros de comunicaciones que recopilan los datos de los sensores y los transmiten a un depósito central. Los sensores pueden estar conectados directamente al elemento que se está monitoreando o pueden ubicarse de forma remota, como en el caso de una cámara. Los centros de comunicaciones pueden estar montados en o cerca de torres o pueden estar ubicados en una amplia variedad de plataformas móviles, como aviones tripulados o rastreadores de línea no tripulada o UAV. Los sensores y concentradores pueden operar y ser consultados periódicamente (por ejemplo, a intervalos de minutos, horas, días) o monitoreados continuamente (por ejemplo, una alarma en tiempo real) dependiendo de la aplicación. En cualquier caso, los sensores comunican sus resultados a través de hubs (concentradores) a un repositorio central.

Ejemplos:

- **Sensor de temperatura y corriente de conductor de RF.** Este sensor registra las temperaturas de los conductores de transmisión aéreos y las magnitudes de corriente y transmite de forma inalámbrica la información para aplicaciones de clasificación.



Figura 3. 10 Sensor de corriente de temperatura y corriente de conductor.

- **Sensor de corriente de fuga de RF.** Esta tecnología de sensor mide los niveles de corriente de fuga y proporciona una indicación de cuándo lavar el aislamiento o cuándo existe un alto riesgo de descarga disruptiva.



Figura 3. 11 Sensor de corriente de fuga de RF.

Dispositivos FACTS

Hay una serie de tecnologías de transmisión de CA flexible (FACTS) que son críticas para la Smart Grid. Todos estos incorporan electrónica de potencia y se pueden aplicar al sistema de transmisión. Estos incluyen tanto el control y la operación del sistema de energía como las aplicaciones que eventualmente se extenderán a los propios transformadores.

Los controladores FACTS son el resultado de una combinación de equipos convencionales de compensación, tecnología de punta en electrónica de potencia y de microelectrónica. Estos aspectos sumados al uso de los avances en el área de las comunicaciones, hacen de los dispositivos FACTS equipos que contribuyen a una operación óptima de un sistema eléctrico de potencia.

Los FACTS pueden ser definidos como aquellos sistemas de transmisión en corriente alterna basados en electrónica de potencia, y en otros controladores estáticos, cuyo fin es aumentar la controlabilidad e incrementar la capacidad de transferencia de potencia de un sistema eléctrico de potencia.

Los dispositivos FACTS pueden usarse para control de flujo de energía, control de flujo de bucle, distribución de carga entre corredores paralelos, regulación de voltaje, mejora de la estabilidad transitoria y mitigación de oscilaciones del sistema.

Las ventajas de la tecnología FACTS son las siguientes:

- Aumenta la cantidad de energía que se puede importar a través de las líneas de transmisión existentes.
- Proporciona soporte dinámico de potencia reactiva y control de voltaje.
- Reduce la necesidad de construcción de nuevas líneas de transmisión, condensadores o reactores, que mitigan preocupaciones ambientales y regulatorias, y mejora la estética al reducir la necesidad de construcción de nuevas instalaciones.
- Mejora la estabilidad del sistema.
- Controla el flujo de potencia real y reactiva.
- Mitiga los posibles problemas de resonancia sub-sincrónica.

Ejemplos:

- **Condensador en serie controlado por tiristores (TCSC)**



Figura 3. 12 Condensador serie conectado a la línea de transmisión.

- **Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores (TCFAR)**

- **Condensador estático (STATCON)**



Figura 3. 13 Condensador estático STATCOM.

- **Controlador de flujo de potencia unificado (UPFC).**

Sistema de Back office

Todas las grandes empresas de servicios públicos ya tienen sistemas de back-office empresarial que incluyen sistemas de información geográfica (GIS), gestión de interrupciones y sistemas de gestión de distribución (DMS). Para habilitar Smart Grid, se requerirán características adicionales, incluida una función de datos históricos junto con herramientas analíticas para tomar flujos de datos, comparar y contrastar con patrones históricos y buscar anomalías en los datos.

Prácticamente todos los servicios públicos necesitarán actualizar los sistemas empresariales. Las empresas de servicios públicos medianos y grandes necesitarán sistemas completos propios. Las pequeñas empresas de servicios públicos pueden agregar sus necesidades o utilizar proveedores de servicios.

Seguridad Cibernética

La ciberseguridad es un elemento esencial de la Smart Grid. Es la protección necesaria para garantizar la confidencialidad e integridad de la superposición digital que forma parte de Smart Grid.

La Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC) ha creado ocho normas de infraestructura crítica (CIP). Estos incluyen estándares para Identificación de activos cibernéticos críticos (CIP002) y Controles de administración de seguridad (CIP003), entre otros. El cumplimiento de estos estándares es parte de los costos de Smart Grid.

En la actualidad, las empresas de servicios públicos están considerando la seguridad cibernética como parte de los proyectos de tecnología de la información (TI) para:

Infraestructura de Medición Avanzada

Sistemas de gestión de vehículos eléctricos enchufables (PEV)

Automatización de distribución

Automatización de subestaciones

Actualizaciones de transmisión

Los costos de seguridad cibernética varían según el tamaño de la utilidad. Es probable que los servicios públicos urbanos sean más agresivos en el despliegue de Smart Grid que los servicios públicos suburbanos o rurales.

Ejemplos de servicios que contempla la ciberseguridad:

- **Autenticación y Autorización**
- **Certificación**
- **Seguridad de la red**

Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED)

Los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) abarcan una amplia gama de controladores basados en microprocesadores de equipos de sistemas de energía, como disyuntores, transformadores y bancos de condensadores. Los IED reciben datos de sensores y equipos de potencia, y pueden emitir comandos de control, como disparar interruptores automáticos si detectan anomalías de voltaje, corriente o frecuencia, o subir / bajar los niveles de voltaje para mantener el nivel deseado. Los tipos comunes de IED incluyen dispositivos de relés de protección, controladores de cambiadores de tomas de carga, controladores de disyuntores, interruptores de bancos de condensadores, controladores de reconectores, reguladores de voltaje, protectores de red, relés, etc.

Con la tecnología de microprocesador disponible, una sola unidad IED ahora puede realizar múltiples funciones de protección y control. Un IED típico actual puede realizar de 5 a 12 funciones de protección y de 5 a 8 funciones de control, incluidos controles para dispositivos separados, una función de reenganche automático, función de autocontrol y funciones de comunicación, etc. Puede hacer esto sin comprometer la seguridad de la protección (la función principal de los IED).

Ejemplos:

- **Relés de protección**



Figura 3. 14 Relé de protección.

- **Controladores de bahía**



Figura 3. 15 Controlador de bahía, SIPROTEC 6MD86 de Siemens.

- **Controladores de cambiadores de tomas**

Clasificación de circuito térmico dinámico (DTCR)

La clasificación térmica dinámica de las líneas de transmisión proporciona la capacidad real de transporte de corriente de las líneas aéreas en función de las condiciones de funcionamiento en tiempo real.

DTLR implica que la capacidad de las líneas de transmisión varía dinámicamente según condiciones ambientales. Las condiciones operativas clave que se pueden medir para determinar la capacidad de la línea en tiempo real son:

- Condiciones climáticas, como temperatura ambiente, velocidad del viento, dirección del viento, radiación solar y lluvia;
- Las características de la línea, como carga de la línea, distancia al suelo, pandeo del conductor, tensión y temperatura del conductor.

DTLR permite una capacidad de transmisión adicional sobre la clasificación estática. La tecnología DTLR proporciona flexibilidad al sistema, permitiendo que la red eléctrica cumpla con la carga base y pico al facilitar el acceso a una mayor capacidad de la línea de transmisión.

El aumento de la capacidad de transporte de corriente de las líneas de transmisión obtenida mediante la aplicación de tecnologías DTLR puede proporcionar múltiples beneficios a los sistemas eléctricos.

La clasificación dinámica y el monitoreo en tiempo real de las líneas de transmisión se están convirtiendo en herramientas importantes para mantener la confiabilidad del sistema mientras se optimizan los flujos de energía. Las clasificaciones dinámicas pueden considerarse una alternativa de bajo costo para aumentar la capacidad de transmisión. Las clasificaciones dinámicas son típicamente de 5 a 15% más altas que las clasificaciones estáticas convencionales. La aplicación de clasificaciones dinámicas puede beneficiar la operación del sistema de varias maneras, en particular al aumentar el flujo de energía a través de los corredores de transmisión existentes con inversiones mínimas.

La clasificación dinámica aumenta la funcionalidad de Smart Grid porque implica el monitoreo de datos del sistema en tiempo real que se pueden usar en varias aplicaciones:

- Los monitores en tiempo real proporcionan un flujo continuo de datos a las operaciones del sistema (pandeo de línea, tensión o ambos, velocidad del viento, temperatura del conductor, etc.) que tradicionalmente no están disponibles para los operadores.
- Los datos monitoreados se pueden procesar para detectar tendencias y patrones.
- Los datos monitoreados en tiempo real pueden convertirse en inteligencia predictiva útil para el operador (por ejemplo, temperatura crítica y reducción porcentual de carga necesaria en tiempo real).

Las tecnologías DTLR incluyen tres componentes principales:

- **Dispositivos DTLR que monitorean diversas condiciones de funcionamiento.**
- **Dispositivos de comunicación que reciben y transmiten medidas de datos de campo,**
- **Software que interpreta los datos y cuantifica la capacidad térmica de la línea.**

Tecnología de medición fasorial (PMU)

Las unidades de medida fasorial (PMU) o sincrofasores proporcionan información en tiempo real sobre el desempeño dinámico del sistema de energía. En concreto, toman medidas de ondas eléctricas (voltaje y corriente) en puntos estratégicos del sistema de transmisión 30 veces / segundo. Estas mediciones tienen una marca de tiempo con señales de satélites del sistema de posicionamiento global, que permiten sincronizar y combinar los datos de PMU de diferentes servicios públicos para crear una vista completa del sistema eléctrico más amplio. La instalación generalizada de PMU mejorará la capacidad de la nación para monitorear y administrar la confiabilidad y seguridad de la red en grandes áreas.

La tecnología de sincrofasores ha demostrado el potencial para mejorar los procesos operativos y de planificación de la red. Los recientes esfuerzos de investigación y desarrollo de la industria se han centrado en el desarrollo de una variedad de aplicaciones que incluyen conocimiento de la situación, comportamiento de estabilidad de señales

pequeñas, análisis de eventos, validación de modelos, mejora de la estimación del estado y evaluación de la estabilidad de voltaje en línea.

Las PMU brindan a los operadores del sistema información sobre el estado del sistema de energía con una precisión mucho mayor que los sistemas SCADA convencionales que generalmente toman observaciones cada cuatro segundos. Porque las PMU proporcionan más datos precisos a un ritmo mucho más rápido, proporcionan una evaluación mucho más precisa de las condiciones de funcionamiento y los límites en tiempo real.



Figura 3. 16 Unidad de medición de fasores RES670 2.1 IEC.

Limitadores de corriente de corto circuito de transmisión

El limitador de corriente de cortocircuito (SCCL) es una tecnología que se puede aplicar a los sistemas de suministro de energía de las empresas de servicios públicos para abordar los crecientes problemas asociados con las corrientes de falla. La actual infraestructura de suministro de energía de las empresas de servicios públicos se está acercando a su capacidad máxima y, sin embargo, la demanda continúa creciendo, lo que a su vez conduce a aumentos en la generación. La tensión para entregar la mayor demanda de energía da como resultado un mayor nivel de corrientes de falla. El SCCL basado en electrónica de potencia está diseñado para funcionar con el sistema de servicios públicos actual para abordar este problema. Detecta una corriente de falla y actúa rápidamente para insertar una impedancia en el circuito para limitar la corriente de falla a un nivel aceptable para el funcionamiento normal de los sistemas de protección existentes.

El SCCL incorpora dispositivos avanzados Super GTO (SGTO²) para un sistema más compacto y de mayor rendimiento que incorpora los componentes de control, procesamiento y comunicación más avanzados. Esto le permite funcionar como una parte clave de Smart Grid.

Infraestructura de tecnología de información y comunicaciones para subestaciones

Las subestaciones inteligentes requieren una nueva infraestructura capaz de soportar el nivel más alto de monitoreo, análisis y control de información requerido para las operaciones de Smart Grid, así como la infraestructura de comunicación para soportar la integración completa de las operaciones aguas arriba y aguas abajo.

²Super Gate Turn-Off Thyristor

La subestación del futuro requerirá una interfaz de red de área amplia para recibir y responder a datos de una amplia gama de sensores de línea de transmisión, clasificaciones de circuitos térmicos-dinámicos y unidades de medición fasorial estratégicamente ubicadas. La subestación inteligente debe poder integrar flujos de energía variables de sistemas de energía renovable en tiempo real y mantener un registro histórico o tener acceso a un registro histórico del rendimiento del equipo. Combinada con el monitoreo en tiempo real de los equipos, la subestación inteligente facilitará el mantenimiento predictivo y centrado en la confiabilidad.

La infraestructura de TI central y distribuida podrá coordinar el flujo de inteligencia de equipos críticos, como transformadores de autodiagnóstico, con operaciones posteriores, y podrá diferenciar las fallas normales de las brechas de seguridad. Podrá destilar y transmitir datos críticos de rendimiento y problemas de mantenimiento a los sistemas administrativos.

La subestación inteligente se basará en la plataforma existente. Ya existe una importante base instalada de sensores en las subestaciones, pero todavía hay un ancho de banda limitado que conecta la subestación a la empresa.

Históricamente, el canal de comunicaciones a la subestación se justificaba como parte de la instalación del sistema de gestión de energía (EMS) y los sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA). Una consideración clave para el futuro es que estos sistemas heredados tienen un ancho de banda limitado.

3.6.2 DISTRIBUCIÓN

Controlador EMS para redes de área local (LAN)

Un EMS es un procesador de decisiones que controla el uso de energía dentro del edificio, organiza la respuesta a la participación en la respuesta a la demanda, controla la generación distribuida, la carga y el almacenamiento de vehículos eléctricos e interactúa con los mercados minoristas de electricidad. Un EMS es un dispositivo inteligente que actúa como coordinador de los dispositivos que componen la red de área doméstica. Mantiene ciertas reglas definidas por el usuario para los ajustes de temperatura interior, así como cuando los electrodomésticos y otras cargas domésticas no deben apagarse nunca. Estas reglas pueden basarse en el precio de la electricidad en un momento particular (p. Ej., Cuando excede algún umbral), en las condiciones actuales (p. Ej., La hora del día en que normalmente se espera que funcione un servicio doméstico) o en respuesta a una orden para hacerlo de un agente externo (por ejemplo, una orden de reducción de un proveedor de servicios de reducción).

El EMS es el controlador, toma decisiones basadas en condiciones exigentes vistas a la luz de un conjunto de instrucciones predefinidas, y el HAN es el sistema neuronal que transmite información sobre el estado de los nodos y entrega comandos y verifica su recepción y ejecución. El EMS es un dispositivo electrónico cuya finalidad es gestionar el consumo de electricidad de los hogares mejor de lo que puede hacerlo el hogar en su ausencia. Lograr ese resultado requiere de comprender cómo los miembros del hogar usan y valoran la electricidad, establecer formas para que ellos negocien las diferencias en los sistemas de valores y establecer una función de utilidad doméstica holística que

establezca el valor relativo bajo diferentes estados del sistema y ejecute pre decisiones operativas establecidas.

Las arquitecturas están evolucionando para combinar la Smart Grid con la generación central baja en carbono, las redes de energía local (LEN) y el transporte eléctrico. LEN incluye una combinación de dispositivos de servicio de energía de uso final, generación distribuida, almacenamiento de energía local y funciones integradas de respuesta a la demanda a nivel de edificio, vecindario, campus o comunidad. Estas arquitecturas facilitan una red altamente interactiva basada en una estructura de control jerárquica distribuida que define las interacciones de LEN, los sistemas de distribución y el sistema de energía a granel.

Estas arquitecturas facilitan la inclusión de múltiples fuentes de generación centralizadas conectadas a través de redes de alta tensión. El diseño implica una flexibilidad total para transportar energía a largas distancias para optimizar los recursos de generación y entregar la energía a los centros de carga de la manera más eficiente posible. En particular, estas arquitecturas permiten la inclusión de recursos variables inherentemente menos controlables como el viento, la energía solar y ciertas fuentes de energía cinética al ofrecer una variedad de recursos de equilibrio.

Transformadores universales inteligentes

El transformador universal inteligente (IUT) o transformador de estado sólido, es un reemplazo electrónico de potencia de primera generación de los transformadores de distribución convencionales. Los transformadores de estado sólido son una tecnología prometedora ya que permiten integrar nuevas funciones a la operación y gestión de la red eléctrica, además de tener un volumen y peso reducido en relación a los transformadores convencionales. Así mismo, facilitan la integración y operación de fuentes de energía renovable, al incluir funciones de control, monitoreo y gestión. Todo esto abona al desarrollo y operación de las redes inteligentes. EPRI ha desarrollado una IUT que puede servir como una “Interfaz de red de energía renovable” (REGI). El nuevo concepto incluye una interfaz de energía bidireccional que proporciona integración directa de sistemas fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento y carga de vehículos eléctricos. También incorporará funciones de comando y control para la integración del sistema, la gestión local y la instalación en isla.

REGI se convertirá en un habilitador clave en la estrategia general de desarrollo de Smart Grid. Desempeña un papel transformador al combinar las funciones tradicionales de un transformador de potencia con nuevas capacidades de interfaz. Puede integrar sin problemas tecnologías de energía renovable generalizadas, incluido el almacenamiento de energía, los vehículos eléctricos y la respuesta a la demanda, al tiempo que proporciona una arquitectura que permite el funcionamiento de redes de energía locales confiables. El controlador interactuará con los sistemas de administración de distribución, los sistemas de administración de energía y los sistemas de respuesta a la demanda para optimizar el rendimiento general de la red y mejorar la confiabilidad.

Automatización de distribución

La automatización de la distribución (DA) implica la integración de sistemas SCADA, sensores de distribución avanzados, IED's avanzados y sistemas de comunicación bidireccionales avanzados para optimizar el rendimiento del sistema.

El sistema SCADA recopila e informa los niveles de voltaje, la demanda de corriente, MVA, flujo VAR, estado del equipo, estado operativo y registro de eventos, entre otros, lo que permite a los operadores controlar de forma remota los bancos de condensadores, los disyuntores y la regulación de voltaje. La automatización de la subestación, cuando se combina con interruptores, reconectores y capacitores automatizados, permitirá la funcionalidad completa de Smart Grid.

Esto incluye no solo la construcción de inteligencia en las subestaciones de distribución y en la infraestructura de medición, sino también en los circuitos y componentes de alimentación de distribución que unen estas dos partes esenciales de la red. Esto significa automatizar los interruptores en el sistema de distribución para permitir la reconfiguración automática, automatizar los sistemas de protección y adaptarlos para facilitar la reconfiguración e integración de DER, integrar controladores basados en electrónica de potencia y otras tecnologías para mejorar la confiabilidad y el rendimiento del sistema, y optimizar el rendimiento del sistema a través de voltaje y Control VAR para reducir pérdidas, mejorar la calidad de la energía y facilitar la integración de recursos renovables.

Ejemplos de dispositivos para la automatización de distribución:

- **Relés y reconectores de alimentador de cabecera inteligentes.** Reemplazar los sistemas de protección electromecánicos con relés y reconectores inteligentes basados en microprocesadores son una parte integral del funcionamiento de Smart Grid. Las ventajas incluyen funcionalidad múltiple, incluida la protección instantánea y de sobrecorriente temporal, mayor sensibilidad, mejor coordinación con otros dispositivos y la capacidad de autodiagnóstico.
- **Reconectores inteligentes.** Uso de dispositivos inteligentes de conmutación y protección en alimentadores para permitir el aislamiento de segmentos de alimentadores para mejorar la confiabilidad.
- **Interruptores controlados a distancia.** Los interruptores controlados a distancia contienen inteligencia distribuida y utilizan comunicaciones de igual a igual para realizar acciones sin la necesidad de una intervención de control central a fin de aislar fallas y restaurar la energía rápidamente en caso de una interrupción.
- **Electrónica de potencia, incluidos limitadores de corriente de cortocircuito de distribución.** Los avances en la electrónica de potencia permiten no solo una mayor protección contra fallas, sino también una conversión flexible entre diferentes frecuencias, fases y voltajes, al mismo tiempo que producen un voltaje de CA adecuado para el usuario final.
- **Control de voltaje y VAR en alimentadores.** Los controles de voltaje / VAR son un requisito básico para que todos los alimentadores de distribución mantengan un voltaje

aceptable en todos los puntos a lo largo del alimentador y mantengan un factor de potencia alto. Los esfuerzos de las empresas de distribución para mejorar la eficiencia, reducir la demanda y lograr una mejor utilización de los activos, han indicado la importancia del control y la optimización del voltaje / VAR. Al optimizar el control de voltaje / VAR se pueden lograr grandes eficiencias.

Comunicación a alimentadores de AMI

Las comunicaciones constituyen la columna vertebral fundamental para integrar la demanda de los clientes con las operaciones de los servicios públicos. La información detallada y en tiempo real es clave para gestionar de forma eficaz un sistema tan grande y dinámico como la red eléctrica de distribución. Cada medidor inteligente en la infraestructura de medición avanzada (AMI), debe poder comunicarse con una amplia gama de sistemas de control de usuarios, así como comunicar de manera confiable y segura datos de rendimiento, señales de precios e información del cliente hacia y desde el sistema de retro cargo de una compañía eléctrica.

Entre los medios de comunicación que se utilizan ahora para las aplicaciones AMI se encuentran las redes celulares, la radio con licencia y sin licencia y las comunicaciones de línea eléctrica. Además de los medios, el tipo de red es también una parte importante del diseño de comunicaciones. Las redes utilizadas para aplicaciones de Smart Grid incluyen redes inalámbricas fijas, redes de malla y una combinación de las dos.

AMI: Medidores inteligentes residenciales y comerciales

Una infraestructura de medición avanzada (AMI) implica comunicaciones bidireccionales con medidores inteligentes, bases de datos operativos y de clientes y varios sistemas de gestión de energía. AMI, junto con los nuevos diseños de tarifas, brindará a los consumidores la capacidad de reducir las facturas de electricidad mediante el uso de la electricidad de manera más eficiente, participar en Programas de Respuesta a la Demanda e individualizar el servicio, y brindar a las empresas de servicios públicos la capacidad de operar el sistema eléctrico de manera más sólida.

Los medidores inteligentes son el componente principal de AMI y, en general, la primera tecnología implementada por una empresa eléctrica en un programa de Smart Grid. El sistema AMI más amplio en el que operan los medidores inteligentes involucra la red de comunicación bidireccional para intercambiar señales de uso de energía, precios, restricciones y señales de control operativo.

AMI es una arquitectura de red de bus empresarial común que une todos los sistemas empresariales clave, incluida la gestión de datos de medidores, la atención al cliente, el sistema de respuesta de demanda automática y la gestión de energía. El objetivo es proporcionar una actualización tecnológica altamente segura, resistente y flexible para el negocio principal de las empresas de servicios eléctricos e integrar el uso de la electricidad en la dinámica de Smart Grid. Están involucradas tres funciones básicas:

- Medidores inteligentes capaces de comunicación bidireccional con la red pública, firmware programable de forma remota y, opcionalmente, un interruptor de desconexión de servicio administrable de forma remota. Además de las mediciones de consumo, la funcionalidad del medidor inteligente incluye:

medición de voltaje y alarmas que se pueden integrar con proyectos de automatización de distribución para maximizar los beneficios de CVR, y datos de intervalo para respaldar programas dinámicos de precios y respuesta a la demanda.

- Sistema de comunicaciones altamente seguro (encriptado), redundante y autorreparable, y sistemas de hardware y software relacionados para comunicarse entre medidores inteligentes, equipos de automatización de distribución y subestaciones, sistemas de administración de energía del cliente y aplicaciones de software de cabecera / sistemas de administración de datos de medidores.
- Sistema de administración de datos del medidor capaz de almacenar y organizar datos, lo que permite análisis y procesamiento avanzados, e interconecta las cabeceras AMI con una variedad de otras aplicaciones de software empresarial.

3.6.3 USUARIO FINAL

IHD

Los IHD (pantallas de visualización para el hogar), son dispositivos que presentan información básica sobre el consumo de energía, como el costo de electricidad por hora proyectado en tiempo real y el consumo de electricidad (kWh). Algunos pueden mostrar información adicional, como el costo y el consumo de electricidad durante las últimas 24 horas, el consumo y el costo del mes actual (o incluso del mes anterior), el uso proyectado, la demanda máxima mensual, las emisiones de gases de efecto invernadero y la temperatura exterior. Esta información permite a los usuarios comprender fácilmente el consumo de energía y mejorar la eficiencia energética.



Figura 3. 17 Pantalla de visualización para el hogar.

Convertidor de energía de vehículo a red

Los vehículos eléctricos enchufables (PEV) se definen como cualquier vehículo híbrido con la capacidad de recargar sus baterías de la red, proporcionando parte o toda su conducción a través de medios exclusivamente eléctricos.

Un convertidor de energía de vehículo a red, permite que la energía se devuelva a la red eléctrica desde la batería de un vehículo eléctrico. Con la tecnología de vehículo eléctrico a red, también conocida como automóvil a red, la batería de un automóvil se puede cargar

y descargar en función de diferentes señales, como la producción o el consumo de energía en las cercanías.

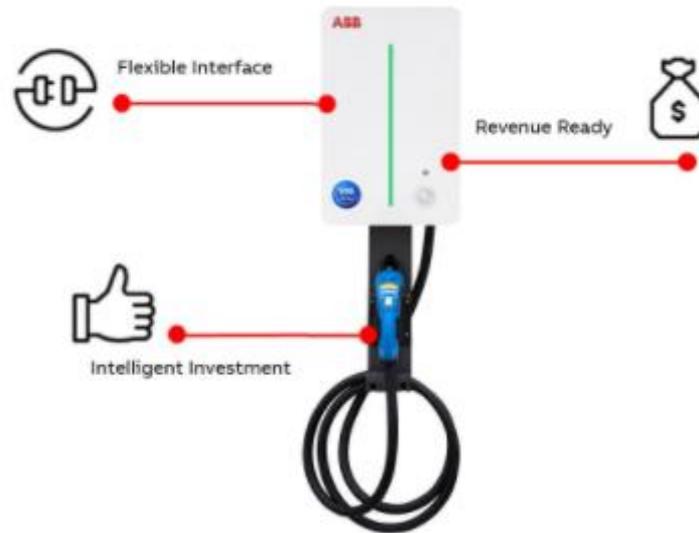


Figura 3. 18 Convertidor de vehículo a red (V2G).

Sistema de gestión de energía (EMS) residencial

Un EMS residencial es un sistema dedicado a la gestión de sistemas, como componentes de edificios o productos y dispositivos. Además, el sistema puede manejar las preferencias y la ocupación del cliente a través de un horario, bajo demanda o automatización de detección de ocupación.

Los portales de gestión de energía en línea ofrecen a los clientes información sobre su uso de energía y la gestión automática de la eficiencia energética. A través de una vista central en una página web, por ejemplo, los clientes pueden acceder a las estadísticas actuales de uso de energía, patrones de uso históricos y la cantidad de emisiones de dióxido de carbono evitadas al utilizar una fuente de energía renovable.

El portal también puede mostrar señales de precios y vincular los patrones de producción y consumo de energía de un cliente en el programa de tarifas de su empresa de servicios públicos

Inversor fotovoltaico

Los inversores son unidades basadas en microprocesadores que se utilizan para transformar corriente continua en corriente alterna que se pueden utilizar para conectar un sistema fotovoltaico (PV) a la red pública.

Hay muchos tipos de inversores:

- **Inversores centrales:** mayor potencia, eficiencia y simplicidad. Tienen la desventaja de que, al ser un solo inversor, y si éste falla, caerá la producción de electricidad de la instalación.
- **Inversores de cadena o string:** a la entrada del inversor se conecta una cadena de paneles conectados en serie de este modo el seguimiento del punto de máxima

potencia es independiente para cada cadena. Tiene la ventaja que permite que no todos los strings tengan la misma orientación o instalaciones dónde hay complicaciones de sombreado, por lo que es muy ventajoso en tejados de viviendas, donde es habitual ese problema.

- **Microinversores:** Similares a los primeros pero se conectan a cada panel o cada dos paneles. Tiene ventajas en caso de sombras en los paneles y que se puede ir ampliando la instalación gradualmente, pero la desventaja de ser más caro. Son los de mayor eficiencia que existen.
- **Inversores híbridos:** Es un tipo de inversor que permite conectar las baterías y el suministro eléctrico (o un grupo electrógeno como un motor diésel), dando prioridad a una de ellas según sea necesario en cada momento. Por lo que pueden funcionar tanto en instalaciones solares con conexión a red, como en instalaciones solares aisladas.



Figura 3. 19 Inversor fotovoltaico.

Electrodomésticos listos para la red

Los dispositivos y listos para la red, que a menudo se denominan "listos para DR", se fabrican con capacidades de respuesta a la demanda (DR) ya integradas. La entrada universal de dispositivos listos para la red en el mercado, que se anticipa que tomará forma en los próximos años, dará lugar a una capacidad omnipresente de respuesta a la demanda.

Ejemplos:

- **Refrigeradora inteligente**
- **Lavadora inteligente**

Almacenamiento de energía eléctrica

El almacenamiento de energía es una tecnología crucial para la integración de fuentes de energía intermitentes, como la eólica y la solar, y para garantizar que haya suficiente energía disponible durante la alta demanda.

Para evitar fluctuaciones eléctricas (apagones) o el corte completo del suministro eléctrico (apagones), se necesita generar exactamente la cantidad correcta de energía, ni más, ni menos: esto se llama equilibrar la red. En momentos de alta demanda de electricidad, la capacidad adicional debe estar disponible de inmediato o la red corre el riesgo de apagarse. Una forma de garantizar un acceso continuo y suficiente a la electricidad es almacenar energía cuando hay un excedente y alimentarla a la red cuando hay una necesidad adicional de electricidad.

El almacenamiento de energía eléctrica (EES) desempeña tres funciones principales: reducir los costos de suministro de electricidad almacenando energía en las horas de menor actividad, mejorar la confiabilidad en momentos de fallas o desastres inesperados y mantener y mejorar la calidad de la energía (frecuencia y voltaje).

Ejemplo:

- **Las baterías de plomo-ácido:** representan la forma más común de almacenamiento de energía eléctrica para los clientes residenciales, comerciales e industriales que desean mantener un sistema de suministro de energía ininterrumpida.

CAPÍTULO 4: RED ELÉCTRICA DE EL SALVADOR

4.1 HISTORIA

A mediados de los años 90, el Banco Mundial (BM) impulsó el Programa de “Asistencia Técnica al Sector de Energía Eléctrica”, como parte del proceso de reforma del sector eléctrico. El primer paso consistió en crear las condiciones jurídicas e institucionales para aprobar en 1996 la Ley General de Electricidad y la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) ente controlador, con funciones de regulación y supervisión en el sector (aprobación de los pliegos tarifarios)

La Ley General de Electricidad (Decreto Legislativo n° 843) y su legislación secundaria fueron promulgadas en 1996 y 1997 respectivamente a través de iniciativas de la Dirección de Energía Eléctrica (DEE) dentro del Ministerio de Economía (MINEC).

El siguiente paso para la reestructuración del sector eléctrico fue la venta propiamente de las generadoras térmicas a base de derivados de petróleo y de las empresas distribuidoras de energía eléctrica que hasta entonces se encontraban bajo el poder del Estado, a través de la Compañía Eléctrica del Río Lempa (CEL).

Junto al nuevo marco legal en el sector eléctrico fue establecida una estructura tarifaria que incluía el precio propiamente dicho de la energía eléctrica en un mercado basado en ofertas de precios de la energía, los costos de atención al cliente y los cargos por el uso de la red a las empresas distribuidoras, en tanto propietarias de la red eléctrica, son responsables de asegurar su eficiencia y calidad necesaria para prestar el servicio en las áreas geográficas donde están operando, y por ende, son responsables del mantenimiento de la red y de la calidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios y usuarias finales.

En 1998 se creó la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) y la Unidad de Transacciones (UT) la cual es la entidad responsable de Operar y Administrar el Sistema Eléctrico en base el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROSTMM).

Entre 1999 y el año 2010, se realizaron reformas con el propósito de fortalecer el mercado eléctrico. De igual manera se vio la necesidad de cambiar el funcionamiento del mercado basado en oferta de precios, a fin de tener mayor transparencia, así como la apertura de un mercado de contratos de largo plazo.

Entre 2003 y 2008 se realizan varias reformas a la LGE y su Reglamento, además de la aprobación de la Ley de Creación del CNE como ente rector en materia de política energética, la Ley de Incentivos Fiscales para las ERNC (Energías Renovables no Convencionales).

En 2007 fue creado el Consejo Nacional de la Energía (CNE) como el ente rector de la política y estrategia energética del país; sin embargo, fue en este gobierno que entró en funcionamiento y comenzó sus operaciones. El CNE elaboró un diagnóstico del sector energético y diseñó la Política Energética Nacional (PEN) 2010 – 2024, que como primera gran medida busca recuperar el papel rector y planificador del Estado.

Es hasta el 2009 que se aprueba el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, (ROBCP) el cual en agosto 2011 entro en operación, estableciendo un nuevo esquema de operación del Mercado Mayorista.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico de El Salvador está compuesto por distintos agentes los cuales conjuntamente integran el Mercado Mayorista de Energía. Estos agentes pueden ser de características públicas o privadas y que tienen funciones específicas en un mercado con reglas bien definidas.

Entre los agentes antes mencionados podemos resaltar:



EMPRESAS GENERADORAS

Las cuales poseen las centrales de producción de energía eléctrica y la comercializan en forma total o parcial.



AGENTE TRANSMISOR

Es la entidad poseedora de instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje. Esta es una sola empresa de figura pública-privada, ya que a este nivel de mercado la competencia no es factible.



EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Son las poseedoras y operadoras de las instalaciones de distribución. Su finalidad es transformar la energía de un nivel de voltaje mayor a uno adecuado para los usuarios finales en sus redes de suministro.



COMERCIALIZADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Estos agentes hacen transacciones de compra venta de energía a nivel regional para satisfacer demandas de algunos otros agentes, como los usuarios finales. Los Comercializadores también están sujetos al Reglamento del Mercado Regional de Electricidad entre los países centroamericanos, así como a la normativa nacional.



OPERADOR DEL MERCADO

Finalmente para que exista una coordinación entre los agentes se requiere la participación de un OPERADOR DEL MERCADO, que ejecuta las acciones necesarias y realiza las conciliaciones económicas que resultan de las transacciones entre agentes.



ENTE REGULADOR

De la misma manera el ENTE REGULADOR tiene las funciones de aplicar normas y reglamentos que establezcan reglas claras para el buen funcionamiento del mercado.

4.2.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO



Figura 4. 1 Estructura del mercado eléctrico en El Salvador.

- *Consejo Nacional de Energía (CNE)*

El Consejo Nacional de Energía (CNE) es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética. Tiene por finalidad el establecimiento de la política y estrategia que promueva el desarrollo eficiente del sector energético.

- *Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)*

La SIGET es una institución autónoma de servicio público, con competencias para la aplicación de leyes y reglamentos que rigen el sector eléctrico, y atribuciones para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones.

- *Unidad de Transacciones (UT)*

La UT, es una sociedad anónima creada en la Ley General de Electricidad (LGE) que tiene por objeto la operación del sistema de transmisión y la operación del mercado mayorista de energía eléctrica.

- *Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CD-MER)*

Este es el organismo encargado de facilitar la interrelación con el resto de organismos que integran el MER. Está conformado por los Ministros de Energía de los países centroamericanos. En El Salvador corresponde al Consejo Nacional de Energía (CNE) representar al país en el CD-MER, a través del Secretario Ejecutivo

- *Ente Operador Regional (EOR)*

El EOR es un organismo encargado de administrar y operar técnica y comercialmente las transacciones de energía en el MER. Es el responsable de asegurar que la operación y el despacho regional de la energía se realice alcanzando niveles adecuados de seguridad, calidad y confianza.

- *Comisión Reguladora de la Interconexión Eléctrica (CRIE)*

La CRIE es el organismo regulador del MER, encargado de aprobar y dictaminar las normativas, establecer sanciones, entre otras funciones.

- *Empresa Propietaria de la Red (EPR)*

La EPR es una empresa privada conformada por entes públicos de cada país, quienes son accionistas propietarios de la línea SIEPAC, con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener dicha línea.

- *Transmisora (ETESAL)*

El propietario y responsable del mantenimiento y expansión del sistema de transmisión es la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL). Toda la red de transmisión salvadoreña, incluyendo las interconexiones con Guatemala y Honduras, son propiedad de ETESAL.



Figura 4. 2 Sistema de transmisión de El Salvador.

- *Generadores*

Para el primer semestre del 2020, los generadores participantes en el mercado mayorista son los siguientes:

EMPRESAS GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO MAYORISTA A ENERO DE 2020

	SOCIEDAD	PLANTA
1	ACAJUTLA ENERGÍA SOLAR I, LTDA. DE C.V.	LOS REMEDIOS:
2	CAPELLA SOLAR, S.A. DE C.V.	ALBIREO I Y ALBIREO II
3	CEMENTO HOLCIM DE EL SALVADOR, S.A. DE C.V.	HOLCIM
4	COMISIÓN EJECUTIVA HIDROELÉCTRICA DEL RÍO LEMPA.	GUAJOYO, 5 DE NOVIEMBRE, CERRÓN GRANDE, 15 DE SEPTIEMBRE:
5	COMPAÑÍA AZUCARERA SALVADOREÑA, S.A. DE C.V. (COGENERADOR).	CENTRAL IZALCO E INGENIO CHAPARRASTIQUE
6	ENERGÍA BOREALIS, S.A. DE C.V.	BOREALIS
7	GENERADORA ELÉCTRICA CENTRAL, S.A. DE C.V.	GECSA
8	HILCASA ENERGY, S.A. DE C.V.	HILCASA
9	INGENIO CENTRAL AZUCARERO JIBOA, S.A. DE C.V. (COGENERADOR).	INJIBOA
10	INGENIO EL ÁNGEL, S.A. DE C.V. (COGENERADOR).	INGENIO EL ÁNGEL
11	INGENIO LA CABAÑA, S.A. DE C.V. (COGENERADOR)	INGENIO LA CABAÑA
12	INVERSIONES ENERGÉTICAS, S.A. DE C.V.	CENTRAL ELÉCTRICA TALNIQUE
13	LAGEO, S.A. DE C.V.	CENTRAL GEOTÉRMICA DE BERLÍN Y CENTRAL GEOTÉRMICA DE AHUACHAPÁN:
14	NEJAPA POWER COMPANY, LLC.	NEJAPA
15	ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.	ACAJUTLA Y SOYAPANGO
16	PROVIDENCIA SOLAR, S.A. DE C.V.	ANTARES
17	PROYECTO LA TRINIDAD, LTDA. DE C.V.	LA TRINIDAD Y MÁRQUEZ
18	TERMOPUERTO, LTDA. DE C.V.	TERMOPUERTO
19	TEXTUFIL, S.A. DE C.V.	TEXTUFIL

Figura 4. 3 Listado de empresas generadoras de energía eléctrica a enero del 2020. Fuente: Boletín de estadísticas eléctricas año 2020, emitido por la SIGET.

- *Distribuidores y comercializadores*

Las distribuidoras son las entidades poseedoras y operadoras de instalaciones, cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje.

Debido a sus características, las empresas de distribución operan en condiciones reguladas de tarifas y calidad de entrega del suministro; no obstante lo anterior, y con base en los principios de la regulación existente en El Salvador, la competencia en la distribución está permitida.

Funciones:

- Comercializar y distribuir energía eléctrica a través de sus redes hacia centros de consumo y usuarios finales.
- Mantener y expandir sus redes de distribución permitiendo el acceso a nuevos usuarios y a generación distribuida.



Figura 4. 4 Zonas de operación de las empresas distribuidoras en El Salvador.

EMPRESA DISTRIBUIDORA	
1	ABRUZZO, S.A. DE C.V.: ABRUZZO
2	COMPAÑÍA DE LUZ ELÉCTRICA DE SANTA ANA Y CÍA. S EN C. DE C.V.: AES-CLESA
3	B&D SERVICIOS TÉCNICOS, S.A. DE C.V.: B&D
4	COMPAÑÍA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE SAN SALVADOR, S.A. DE C.V. : CAESS
5	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL SUR, S.A. DE C.V. : DELSUR
6	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE USULUTÁN, SOCIEDAD DE ECONOMÍA MIXTA.: DEUSEM
7	EMPRESA DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA, S.A. DE C.V. : EDESAL
8	EMPRESA ELÉCTRICA DE ORIENTE, S.A. DE C.V. : EEO

Figura 4. 5 Listado de empresas distribuidoras de energía eléctrica a junio del 2020. Fuente: Boletín de estadísticas eléctricas año 2020, emitido por la SIGET.

EMPRESAS COMERCIALIZADORAS	
4	ALAS DORADAS S.A. DE C.V.
5	CEL - COMERCIALIZADORA
6	COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA PARA AMÉRICA S.A. DE C.V.
7	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A. DE C.V.
8	COMPANÍA DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA S.A. DE C.V.
9	CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE EL SALVADOR, S.A. DE C.V.
10	EDESAL S.A. DE C.V. (COM)
11	EIS POWER S.A. DE C.V.
12	ELECTRIC POWER MARKETS, S.A. DE C.V.
13	ENERGÍA BOREALIS, S.A. DE C.V.
14	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. DE C.V.
15	ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C.V.
16	ENERGIÓN DE CENTROAMÉRICA, S.A. DE C.V.
17	ENERTRADE S.A. DE C.V.
18	EON ENERGY, S.A. DE C.V.
19	EXCELERGY S.A.
20	GENERADORA ELÉCTRICA CENTRAL S.A. DE C.V.
21	GRS COMERCIALIZADORA, S.A. DE C.V.
22	HILCASA ENERGY
23	INE S.A. DE C.V. (COM)
24	INGENIO CHAPARRASTIQUE, S.A. DE C.V.
25	INGENIO LA CABAÑA, S.A. DE C.V.
26	INMOBILIARIA APOPA SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE
27	INTELLERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE
28	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.
29	MAYORISTA DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.
30	MERCADOS ELÉCTRICOS S.A. DE C.V.
31	ORIGEM S.A. DE C.V.
32	SOCIETE D'ENERGIE DU SALVADOR, S. A. DE C. V.
33	TEXTUFIL S.A. DE C.V.
34	COMERCIA INTERNACIONAL EL SALVADOR, S.A. DE C.V.
35	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL SUR, S.A. DE C.V.
36	ENERGÍA BOREALIS, S.A. DE C.V.
37	PACIFIC ENERGY S.A. DE C.V.

Figura 4. 6 Listado de empresas comercializadoras de energía eléctrica, año 2020. Fuente: Boletín de estadísticas eléctricas año 2020, emitido por la SIGET.

GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE AL 30 DE JUNIO DE 2020

SOCIEDAD		PLANTA
GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA		
1	AES NEJAPA GAS, LTDA. DE C.V.	AES MONCAGUA
2	AMERICAN INDUSTRIAL PARK, S.A. DE C.V.	PLANTA FV EL APOLO
		PLANTA FV EL PROGRESO
3	ASOCIO GRUPO ARQUERO-DELFO, S. A. DE C.V.	BARRIO NUEVO I
		BARRIO NUEVO II
		BARRIO NUEVO III
4	BÓSFORO LTDA. DE C.V.	BÓSFORO JIQUILISCO
		BÓSFORO PLANTA EL CARMEN
		BÓSFORO PLANTA GUAZAPA
		BÓSFORO PLANTA GUAZAPA II (APOPA)
		BÓSFORO PLANTA LA UNIÓN
		BÓSFORO PLANTA NEJAPA
		BÓSFORO PLANTA PASAQUINA
		BÓSFORO PLANTA SANTA ANA
		BÓSFORO PLANTA SONSONATE
		BÓSFORO SAN SEBASTIÁN SALITRILLO (SANTA ANA II)
5	CERSA S.A. DE C.V.	MESAS 1
		MESAS 2
6	DISTRIBUIDORA DE AZÚCAR Y DERIVADOS, S.A. DE C.V.	DIZUCAR
7	ECTROPA, S.A. DE C.V.	ECTROPA, S.A. DE C.V.
8	EPOCACI, S.A. DE C.V.	NUEVO GUALCHO
9	F. PEÑA DE MORENO, S.A. DE C.V.	PEÑA MORENO
10	HILCASA ENERGY, S.A. DE C.V.	HILCASA APOPA Y MZ1 - MZ2
		HILCASA ENERGY I (El ángel)

SOCIEDAD		PLANTA
		HILCASA ENERGY II (El ángel)
		HILCASA ENERGY III (El ángel)
		HILCASA INTRADESA 8A 449
		HILCASA INTRADESA 8B 450
		HILCASA INTRADESA IDC 986
		HILCASA INTRADESA OFICINAS
		HILCASA TECHOS 1 Y S4
11	HILOSA POWER SOLUTIONS, S.A. DE C.V.	HILOSA
12	IELOU, S.A. DE C.V.	GD-ES-67KW
13	INDUFOAM ENERGY SUPPLY, S.A. DE C.V.	INDUFOAM ENERGY
14	INVERSIONES Y DESARROLLOS ENERGÉTICOS, S.A. DE C.V.	EL PASEO
		METROCENTRO SANTA ANA
		MULTIPLAZA
		PLANTA FOTOVOLTAICA PARQUEO HOTEL REAL INTERCONTINENTAL
15	MINISTERIO DE AGRICULTURA Y GANADERÍA	MAG-KOIKA
16	POTENZA, S.A. DE C.V.	POTENZA
17	PROVIDENCIA SOLAR, S.A. DE C.V.	SPICA
18	PROYECTO LA TRINIDAD, LTDA. DE C.V.	ALPHA SOLAR I
		ALPHA SOLAR II
		FOTOVOLTAICA SOL DE OPICO
		GRUPO ROCA I
		GRUPO ROCA II
		GRUPO ROCA III
		PVGEN I
		PVGEN II
		PVGEN III
		SUNO POWER I
		SUNO POWER II
		SUNO POWER III
		ZAMBOMBERA I
ZAMBOMBERA II		
ZAMBOMBERA III		
19	SOLAR INTERNACIONAL, S.A. DE C.V.	SOLAR INTERNACIONAL I
		SOLAR INTERNACIONAL II
		SOLAR INTERNACIONAL III
20	SOLARIS ENERGY, S.A. DE C.V.	SOLARIS ENERGY I
		SOLARIS ENERGY II
21	THREE ENERGY CORP.	TOTO S.A. DE C.V.
22	TUSCANIA CORPORATE AND BUSINESS PARK, S.A. DE C.V.	INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES EN TECHO DEL COMPLEJO CORPORATIVO TUSCANIA
23	VIJOSA POWER, LTDA. DE C.V.	MEGA PLANTA VIJOSA
	ZONA FRANCA SAN BARTOLO, S.A. DE C.V.	ZONA FRANCA SAN BARTOLO

SOCIEDAD		PLANTA
GENERACIÓN BIOGÁS		
24	AES NEJAPA GAS, LTDA. DE C.V.	AES NEJAPA GAS
25	AGRÍCOLA GANADERA ONZA, S.A. DE C.V. (ONZA, S.A. DE C.V.)	ONZA, BIODIGESTOR SAN RAMON
26	AGROINDUSTRIAS SAN JULIÁN, S.A. DE C.V. (AGROSANIA, S.A. DE C.V.)	AGROSANIA
GENERACIÓN PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS		
31	COMPAÑÍA ELÉCTRICA CUCUMACAYÁN, S.A. DE C.V.	PCH BULULÚ
		PCH CUCUMACAYÁN
		PCH CUTUMAY CAMONES
		PCH MILINGO
		PCH MILINGO (REPOTENCIACION)
		PCH RIO SUCIO
		PCH RIO SUCIO (REPOTENCIACION)
		PCH SAN LUIS I
		PCH SAN LUIS I (REPOTENCIACION)
		PCH SAN LUIS II
		PCH SONSONATE
32	DE MATHEU Y CIA, S.A. DE C.V.	PLANTA HIDROELÉCTRICA LA CALERA
33	HIDRO JUAYÚA	HIDRO JUAYÚA
34	HIDROELÉCTRICA PAPALOATE S.A. DE C.V.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAPALOATE
35	INDUSTRIAS AGRÍCOLAS VENECIA Y PRUSIA S.A. DE C.V.	PCH VENECIA Y PRUSIA
36	SANEAMIENTO BÁSICO, EDUCACIÓN SANITARIA Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS (SABES)	CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL CALAMBRE
		CENTRAL HIDROELÉCTRICA JUNQUILLO
		CENTRAL HIDROELÉCTRICA MIRACAPA
37	SENSUNAPÁN S.A. DE C.V.	CENTRAL NAHUIZALCO I
38	VELESA ENERGY, S.A. DE C.V.	PCH VELESA ENERGY

Figura 4. 7 Generación distribuida renovable a junio del 2020. Fuente: Boletín de estadísticas eléctricas año 2020, emitido por la SIGET.

4.3 MATRIZ ENERGÉTICA DE EL SALVADOR

A nivel de país, las necesidades de recursos energéticos responden a la dinámica de las sociedades, desde sus actividades cotidianas hasta las económicas; esto lleva a que se configure una matriz energética:

La matriz energética es una representación cuantitativa de la totalidad de energía que utiliza un país, e indica la incidencia relativa de las fuentes de las que procede cada tipo de energía: nuclear, hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica o combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón.

Dada la demanda de determinadas fuentes de recursos energéticos los países moldean una estructura energética en la cual los energéticos presentan diferentes participaciones desde la diversidad de sus fuentes (primarias y secundarias, renovables y no renovables). En ese sentido, la matriz energética convierte en una herramienta que da cuenta del conjunto de relaciones cuantitativas que caracterizan la producción, transferencia y consumo de energía en un territorio (global, nacional, regional, local) en un período determinado.

Para el análisis de la matriz energética resulta útil hacer una distinción entre matriz energética primaria y matriz energética secundaria.

La matriz energética primaria muestra los suministros energéticos que proceden directamente de la naturaleza; es decir, de las fuentes de energía primarias sin que estas sean sometidas a procesos de transformación, para ser utilizados en el consumo final, como la energía solar, energía eólica, leña, residuos agrícolas, etc.; o aquellos que se obtienen a partir de procesos de extracción como el petróleo, el carbón mineral o el gas natural.

Por su parte, la matriz energética secundaria refleja las participaciones de los recursos energéticos que se derivan de procesos de transformación de las fuentes primarias o de fuentes secundarias para ser destinados al consumo final, encontramos aquí los derivados de hidrocarburos, biomasa, electricidad, entre otros

De forma extendida puede hacerse uso de matrices energéticas diferenciadas de acuerdo a la renovación (disponibilidad) de las fuentes, es decir, renovable y no renovable. La primera agrupando los energéticos de naturaleza inagotable, como la biomasa, energía eólica, hidráulica, entre otros. Mientras que la segunda indicando los energéticos que se encuentran en forma limitada en la naturaleza, como los combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón mineral) o bien, aquellos energéticos que se han producido a partir de estos recursos.

El Salvador cuenta con una matriz energética compuesta por los siguientes tipos de recursos:

Biomasa	Bunker	Diesel	Geotérmica	Hidroeléctrica	SFV	Eólico
82.19	17.12	0.00	89.93	95.22	34.90	13.30

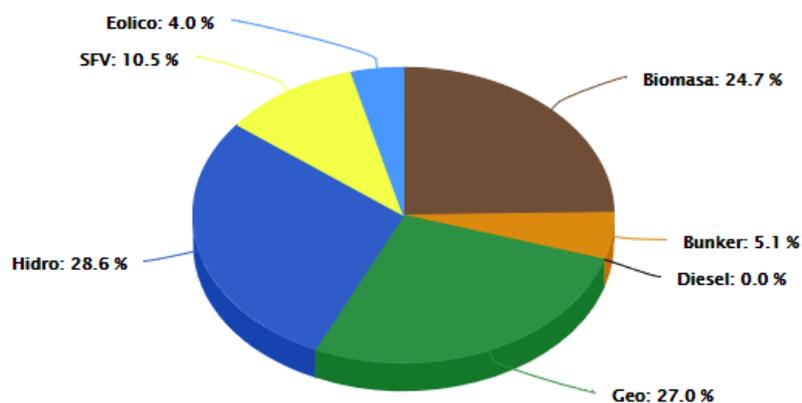


Figura 4. 8 Matriz de generación acumulada 2021 (GWh), última referencia 24-01-2021.³

³ Fuente: <http://estadisticas.cne.gob.sv/>

4.3.1 CAPACIDAD INSTALADA Y CAPACIDAD DISPONIBLE.

La capacidad instalada o potencia instalada, es el nivel de producción máxima que tiene una planta generadora.

El sistema de generación que forma parte del Mercado Mayorista de El Salvador está compuesto por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), quien opera las grandes Centrales Hidroeléctricas; LaGeo, que opera las Centrales Geotérmicas; Orazul Energy El Salvador, Energía Borealis, GECSA, HILCASA Energy, Holcim El Salvador, Inversiones Energéticas, Nejapa Power Company, Termopuerto y Textufil, que operan a base de combustible fósil; CASSA (Central Izalco), Ingenio El Ángel, Ingenio La Cabaña e Ingenio Chaparrastique, cuya generación la realizan utilizando el bagazo de la caña (biomasa), para generar vapor y transformar su energía en electricidad y PROVIDENCIA SOLAR, S.A DE C.V. el primer proyecto de generación Fotovoltaico en el Mercado Mayorista.

GENERADORAS	CAPACIDAD INSTALADA		CAPACIDAD DISPONIBLE	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)
HIDRÁULICA	552.69	27%	552.7	30%
GEOTÉRMICA	204.4	19%	175.0	10%
FÓSIL	757.1	38%	724.2	40%
BIOMASA	293.6	15%	181.7	10%
FOTOVOLTAICO	204.0	10%	194.0	11%
TOTAL	2011.81	100%	1827.6	100%

Tabla 4. 1 Capacidad instalada y disponible por tipo de recursos (MW), a junio del año 2020. Fuente: Boletín estadístico de electricidad año 2020.

La capacidad disponible, es el producto de la capacidad instalada y la eficiencia de la planta. Los diferentes tipos de energía funcionan en diferentes niveles de eficiencia, así que la capacidad instalada no es una buena representación de la producción real. La capacidad disponible, por tanto, es aquella que un generador puede garantizar los 365 días del año durante las horas pico del sistema.

CAPÍTULO 5: REDES INTELIGENTES EN EL SALVADOR

5.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El surgimiento de la generación distribuida ha sido a consecuencia de muchos factores, entre ellos el agotamiento de los recursos convencionales en los emplazamientos con gran potencial de producción (como grandes ríos), por lo que se ha tenido que recurrir a aquellos sitios con menos potencial que se pueda explotar.

Algunos recursos naturales que pueden ser aprovechados (corrientes de agua, corredores de viento) pueden estar ubicados a grandes distancias de las redes de transmisión y poseer un pequeño potencial de generación, por lo que no resulta viable económicamente construir líneas de interconexión a alta tensión. Dado que las redes de distribución tienen mayor penetración geográfica puede ser factible aprovechar los recursos para producir pequeñas cantidades de energía, inyectándola directamente a una red de distribución.

La generación distribuida ha ido aumentando su presencia en las redes a medida que crece la industria y el comercio, especialmente por la necesidad de los consumidores de mantener los equipos en funcionamiento cuando falla el suministro de la red de distribución.

La generación distribuida evoluciona la manera en la que se produce la energía disminuyendo el uso de las energías convencionales y potenciando el desarrollo y utilización de las energías renovables. La filosofía principal se basa en que los ciudadanos compartan la energía renovable que producen transformando el sistema energético en un sistema distribuido en el que la energía se genera mediante pequeñas instalaciones renovables repartidas por toda la ciudad.

De entre las numerosas ventajas que tiene la generación distribuida se pueden destacar:

- Aumenta la utilización de energías renovables y disminuye las emisiones de CO₂.
- Se reducen las pérdidas en la red eléctrica por acercar los centros de generación a los puntos de consumo.
- Mejora la calidad y fiabilidad del sistema eléctrico al existir fuentes de generación repartidas por todo el territorio y aumenta la fiabilidad del sistema frente a fallos.
- Disminución de los costes económicos del sistema debido a su aumento de eficiencia por basarse en un sistema distribuido en lugar de centralizado.
- Permite optimizar la demanda eléctrica y mejora el servicio tanto en áreas alejadas de la red como en áreas en las que la red esté sobresaturada.

A continuación se presenta un esquema que nos permite visualizar con claridad en qué consiste la generación distribuida:

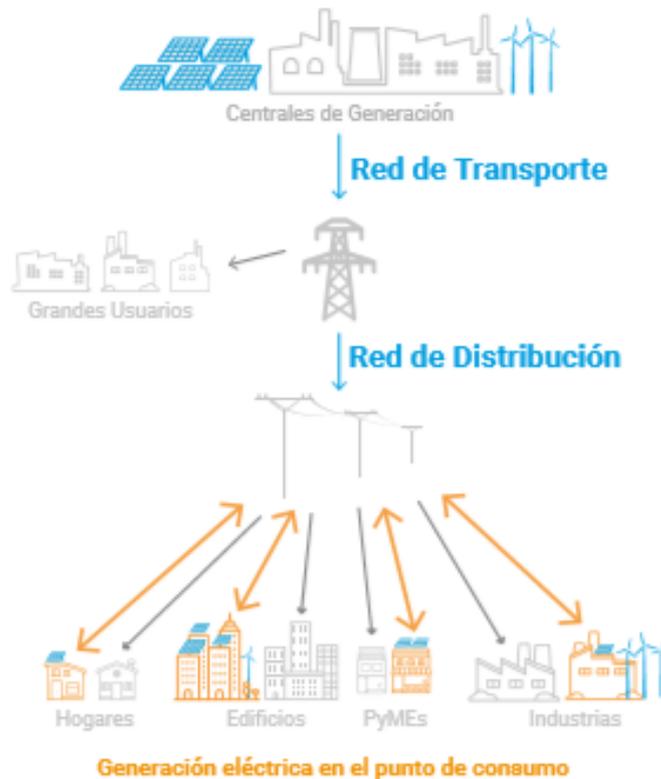


Figura 5. 1 Aplicación de la generación distribuida en la red de distribución.

La implementación de un sistema con generación distribuida en la red eléctrica de un país, debe de contar con una previa y adecuada planificación, un buen diseño y un estudio geográfico detallado con el propósito de lograr una ubicación estratégica de la inyección de la energía a la red de distribución, de lo contrario el sistema podría provocar problemas tales como:

- Aumento de las pérdidas en el sistema que provoca mayores costes de explotación de la red para la empresa distribuidora.
- Propagación de armónicos y otros tipos de perturbaciones.
- Aparición de huecos de tensión.
- Sobretensiones.
- Funcionamiento en isla de sectores de la red.
- Efectos contrarios sobre el comportamiento inicialmente previsto en los flujos de potencia.
- Entre otros

Para evitar algunos de estos problemas y obtener el máximo de beneficios técnicos y económicos de la generación distribuida se requiere tener en cuenta las características específicas de los sistemas de generación distribuida a utilizar, el porcentaje de penetración en la potencia de la red, la tecnología y topologías a emplear, así como determinar el tamaño y ubicación óptimos dependiente de varios factores.

5.1.1 VENTAJAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

A pesar de que el autoconsumo disminuye el ingreso debido a la facturación de los usuarios, la generación distribuida presenta para la distribución mejoras de diversa índole. Entre ellas:

- Reducción de pérdidas técnicas en las redes de baja y media tensión.
- Mejora de los perfiles de tensión en baja tensión.
- Reducción de las posibilidades de sobrecarga de redes durante el pico diurno;
- Ahorro energético y reducción directa del pico diurno.
- En el caso de manejo racional de demanda y/o de almacenamiento, reducción del pico nocturno.

Pero a la vez presenta desafíos técnicos, entre ellos:

- Establecer protocolos de conexión de los equipos de generación distribuida a la red.
- Seguridad de los clientes, operarios y de la red en general.
- Definir capacidad de inyección por subestación.
- Estandarización de equipos e inversores.
- Pronósticos de demanda y meteorológicos.
- Protecciones y mediciones, así como también, el manejo de la acumulación.
- Asimismo, marcos regulatorios que implican políticas y medidas en cuanto a mecanismos de reconocimiento de la generación inyectada estableciendo escalones de potencia para los generadores,
- Estímulos fiscales o arancelarios, y acceso a créditos en toda la cadena productiva involucrada.

5.1.2 EQUIPO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El equipo de generación distribuida está compuesto por un generador de fuente renovable y un equipo de acople a la red, por ejemplo, paneles solares y un inversor de conexión a red, respectivamente. A continuación se observa un esquema básico de lo antes mencionado:

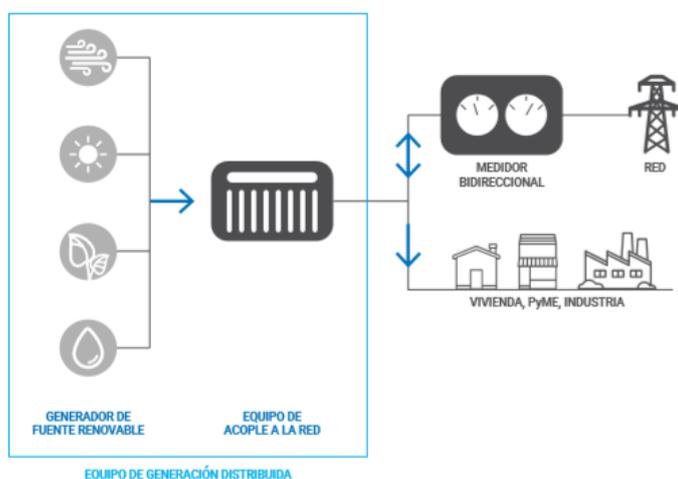


Figura 5. 2 Equipo para la generación distribuida.

La medición de energía eléctrica se realiza a través de un medidor bidireccional. Un único medidor registra el consumo de energía del usuario y la energía inyectada a la red. Al finalizar cada período de medición, se registran los valores de consumo e inyección a la red y se valorizan por separado.

5.1.3 TECNOLOGÍAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Hay distintos tipos de GD desde el punto de vista tecnológico y constructivo. A continuación se indican algunas de las diferentes tecnologías y sistemas que se emplean en las instalaciones de generación distribuida y que se pueden dividir en dos grupos:

Tecnologías tradicionales:

- Turbina de gas.
- Micro-turbina.
- Motores alternativos.

Tecnologías no tradicionales:

- Eólica.
- Mini-hidráulica.
- Solar térmica.
- Solar Fotovoltaica.
- Geotérmica.
- Mareomotriz.
- Pilas de combustible.
- Sistemas que aprovechan la biomasa como combustible mediante la gasificación.

5.1.4 APLICACIONES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Los aspectos más importantes que caracterizan a este tipo de generación eléctrica son los siguientes:

- Utilización de fuentes de energía renovables. La energía renovable se define como inagotable, tales como el calor y la luz del sol, la fuerza del viento, la materia orgánica (biomasa), las corrientes de agua, la energía de los mares y océanos y el calor geotérmico. Debido a que la energía que se consume principalmente en nuestro planeta es de carácter fósil, el uso de energías renovables en sistemas de generación eléctrica cobra especial importancia, ya que, especialmente, provoca una reducción de la emisión de gases contaminantes a la atmósfera.
- Sistemas modulares. La mayoría de los sistemas de GD son modulares, lo que permite una serie de ventajas como la simplicidad en la instalación y montaje, la flexibilidad en el funcionamiento, ofrece facilidades en el mantenimiento y la reparación, etc.
- Producción por cogeneración. Las turbinas de gas, los motores de combustión interna, sistemas que utilizan la gasificación de la biomasa, así como las pilas de combustible, son apropiados para la producción simultánea de calor y electricidad (CHP).

5.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SALVADOR

Se le denomina Generación Distribuida a aquella que se encuentra conectada a la red de distribución y que además no participa en el Mercado Mayorista de Electricidad. Dichas plantas no superan los 20MW de capacidad instalada y en su totalidad son de tecnologías renovables (solar fotovoltaica en techo y en suelo, biogás y pequeñas centrales hidroeléctricas).

Según la regulación salvadoreña, se tiene 3 tipos de generación distribuida:

- a) GDR: Generador que toda su energía la inyecta directamente a la red de distribución y su fin principal es comercializar la energía producida
- b) APR: Auto Productor Renovable, usuario final que posee una planta de generación renovable y comercializa sus excedentes de energía, mediante un contrato de largo plazo con el distribuidor, el cual fue adjudicado en una convocatoria.
- c) UPR: Usuario Productor Renovable, usuario que posee una planta de generación renovable, con el único objetivo de abastecer su propia demanda. No comercializa su energía, según norma se establecen parámetros de diseño para cumplir el objetivo de auto abastecimiento.

5.2.1 REGULACIÓN

En El Salvador se han realizado diversos esfuerzos para la inclusión de las energías renovables dentro de la matriz energética:



Figura 5. 3 Esfuerzos en El Salvador para la inclusión de las energías renovables en la matriz energética.

5.2.1.1 POLÍTICA ENERGÉTICA

Dentro de la política energética de El Salvador, se contemplan seis lineamientos estratégicos que ayudan a la preparación del sector para introducir al sistema nacional, el uso efectivo de las energías renovables. Cada uno de estos lineamientos tiene objetivos específicos que se complementan entre sí:

- **Diversificación de la matriz energética y fomento a las fuentes renovables de energía.**

Objetivo:

.Impulsar la diversificación de la matriz energética nacional, mediante la incorporación de nuevos combustibles y promoviendo el uso de fuentes de energía renovables, en los subsectores electricidad e hidrocarburos, reduciendo progresivamente la dependencia del petróleo y sus derivados.

- **Fortalecimiento de la institucionalidad del sector energético y protección al usuario.**

Objetivos:

.Recuperar el papel del Estado en el desarrollo del sector energético, fortaleciendo el marco institucional y legal que promueva, oriente y regule el desarrollo del mismo, superando los vacíos y debilidades existentes que impiden la protección legal de las personas usuarias de estos servicios.

.Fortalecer el funcionamiento del Consejo Nacional de Energía y desarrollar el papel estratégico que debe cumplir en función del desarrollo energético del país.

- **Promoción de una cultura de eficiencia y ahorro energético.**

Objetivo:

.Promover el ahorro y uso adecuado de los recursos energéticos, incentivando el uso de tecnologías más eficientes en el sector público, el comercio, la industria, los servicios y el hogar, así como en el sector transporte, a través de normativas, incentivos y promoción educativa del ahorro energético, buscando disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.

- **Ampliación de cobertura y tarifas sociales preferentes.**

Objetivos:

.Propiciar el acceso a las diferentes formas de energía a toda la población, priorizando en las zonas rurales de difícil acceso y de menores Índices de Desarrollo Humano con la inversión en sistemas alternativos y renovables.

.Garantizar la focalización de los subsidios, particularmente los dirigidos al consumo doméstico de las familias de escasos recursos.

- **Innovación y desarrollo tecnológico.**

Objetivo:

.Impulsar la investigación y desarrollo de tecnologías energéticas, especialmente las tecnologías limpias, con participación de universidades, centros de investigación, la empresa privada, organismos Internacionales y otros grupos, fomentando el intercambio y la transferencia de tecnología y conocimiento con diferentes países de América Latina y el Mundo, con el fin de proporcionar soluciones reales e innovadoras a la problemática del sector energético y contribuir con el desarrollo sostenible del país en dicho sector.

- **Integración Energética Regional.**

Objetivo:

.Impulsar y apoyar la integración de los mercados energéticos, a fin de disponer de fuentes energéticas diversificadas y a menor costo.

5.2.1.2 MARCO REGULATORIO

Para promover e impulsar con más fuerza la implementación de las energías renovables, se realizaron las siguientes reformas a la ley:

Reformas al reglamento de la ley general de electricidad

- Establecimiento de prioridad de despacho para la generación con base en fuentes de energías renovables.
- Sin compromiso de garantizar potencia firme y contratos no estandarizados de suministro.
- Licitaciones por tecnología para la contratación a largo plazo de renovables nuevos para participar en el Mercado Mayorista y generación distribuida.
- Contratos de largo plazo para auto productores que inyecten sus excedentes a la red de la distribuidora, en bloques reservados para Auto-productores Renovables (APR).

Reforma a la ley de Incentivos Fiscales para la promoción de proyectos de generación de energía con base en recursos renovables.

Exención de Derechos Arancelarios

Plazo de exención: los diez primeros años

Materia de exención: Pago de Derechos Arancelarios de Importación de Maquinaria, equipo, materiales e insumos.

Destino que deben tener los bienes: exclusivamente para labores de pre-inversión y de inversión en la construcción de las obras de las centrales, líneas de sub-trasmisión para transporte de energía desde la central de generación hasta la redes de transmisión y/o distribución eléctrica.

La exención del pago de los Derechos Arancelarios a que se refiere el inciso anterior aplica a proyectos de energías renovables de cualquier capacidad, la cual deberá ser solicitada al Ministerio de hacienda, previa certificación de la SIGET.

Exención del Pago del ISR

La exención del pago del Impuesto sobre la renta se concederá:

- a) Por un periodo de cinco (5) años en el caso de los proyectos mayores a 10 megavatios (MW).
- b) Por periodo de diez (10) años en el caso de proyectos de menos de 10 Megavatios MW.

En ambos casos aplicará a partir de la entrada en operación comercial del proyecto.

Exención del IVA

Para los efectos de la deducción de los correspondientes créditos fiscales contenidos en el Art. 65 de la Ley de Impuestos a la Transferencia de Bienes Muebles y a la Prestación de Servicios, respecto a proyectos de instalación o ampliación de centrales para la generación de energía eléctrica, utilizando para ello fuentes renovables de energía, se podrá hacer la deducción a que se refiere dicha normativa tratándose de las labores de pre-inversión y las labores de inversión en las construcciones de las obras necesarias e integrantes del proceso de generación de energía eléctrica.

5.2.1.3 NORMAS Y PROCEDIMIENTOS

Para el cumplimiento de las leyes reformadas, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), estableció diferentes normas y procedimientos con el objetivo de establecer lineamientos para actividades referentes a la adjudicación y ejecución de proyectos de generación de energía basados en energías renovables

- Norma de contratos de largo plazo.
- Procedimiento de adjudicación de usuarios auto-productores renovables.
- Adecuación de ROBCP
- Categorización Ambiental para proyectos de EERR

5.2.1.4 ESTUDIO DE IMPACTO A LA RED

Ante la iniciativa por la inclusión de las energías renovables a la red eléctrica nacional, es importante realizar estudios que permitan evaluar el impacto que estas puedan tener en la red.

Para la realización de estos estudios, se desarrollaron diversas evaluaciones que permitieron abordar la problemática desde distintos puntos de vista, de manera de contemplar todos los aspectos que tienen influencia cuando se incorpora ERNC en un sistema eléctrico de potencia. Las evaluaciones incluyeron:

- ESTUDIOS ELÉCTRICOS: Contemplando las evaluaciones de:

Flujos de Carga: Que permiten evaluar el funcionamiento del sistema eléctrico de potencia en estado estacionario, con la incorporación de los distintos proyectos de ERNC, y verificar el funcionamiento satisfactorio del sistema en condiciones de red completa y con alguna instalación fuera de servicio (N y N-1 respectivamente).

Estudios de Estabilidad Transitoria: Que permiten analizar el comportamiento de la red ante la ocurrencia de fallas, verificando el aporte de reserva rodante primaria de las máquinas generadoras.

- ANÁLISIS PROBABILÍSTICOS DE LA RESERVA OPERATIVA RODANTE (ROR): Que permiten evaluar la magnitud de la ROR que es necesaria disponer para compensar las variaciones de generación y demanda. Con la incorporación de ERNC (como la Generación Solar y Eólica), se introducen nuevas variables aleatorias al problema planteado, ya que la dispersión en la magnitud de esta generación (debidas al origen aleatorio del recurso primario utilizado), deberá ser

compensada, al igual que las variaciones de la demanda, por generación de tipo convencional.

5.2.1.5 PROCESOS DE LICITACIÓN

Impulso de procesos de licitación para contrato de nueva energía con el fin de diversificar la matriz energética.

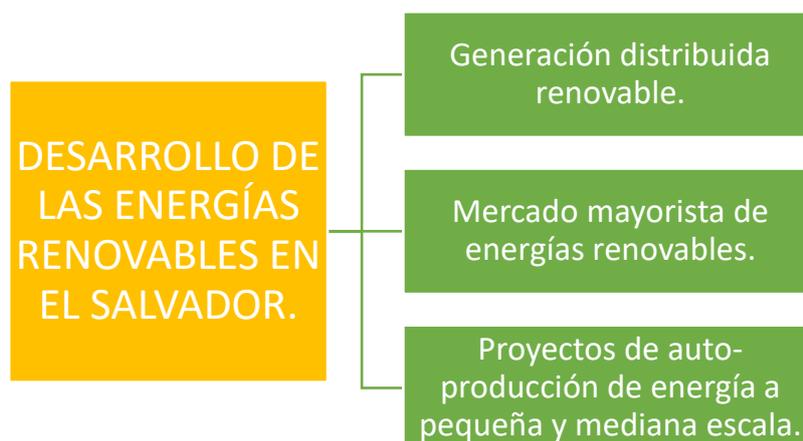


Figura 5. 4 Áreas de desarrollo de las energías renovables en El Salvador.

Generación distribuida renovable

Dentro de la generación distribuida renovable se realizan procesos de licitación, a continuación se muestra uno de ellos:

Proceso de Libre concurrencia para contratos de largo plazo de 15 MW de energías renovables no convencionales distribuida.

La potencia total a licitar se distribuyó de la siguiente manera:

Potencia por tecnología	Máxima capacidad por proyecto	Fecha Máxima de inicio de suministro	Duración del contrato
6 MW Fotovoltaico	Menor o igual a 400 kW	12 meses después de la firma del contrato	15 años
4 MW PCH	Menor o igual a 500 kW	24 meses después de la obtención de la concesión	15 años
4 MW Biodigestores	Menor o igual a 1 MW	18 meses después de la firma del contrato	15 años

Figura 5. 5 Distribución de potencia a licitar para el proceso de libre concurrencia para contratos de largo plazo de 15 MW de energías renovables no convencionales distribuida.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 86-B del RLGE, en la licitación se debe reservar un bloque de potencia por un total de 1.0 MW el cual será asignado a usuarios auto-productores residenciales con tecnología fotovoltaica, para los cuales es pertinente que la capacidad máxima instalada por proyecto a contratar, sea de 5 kW.

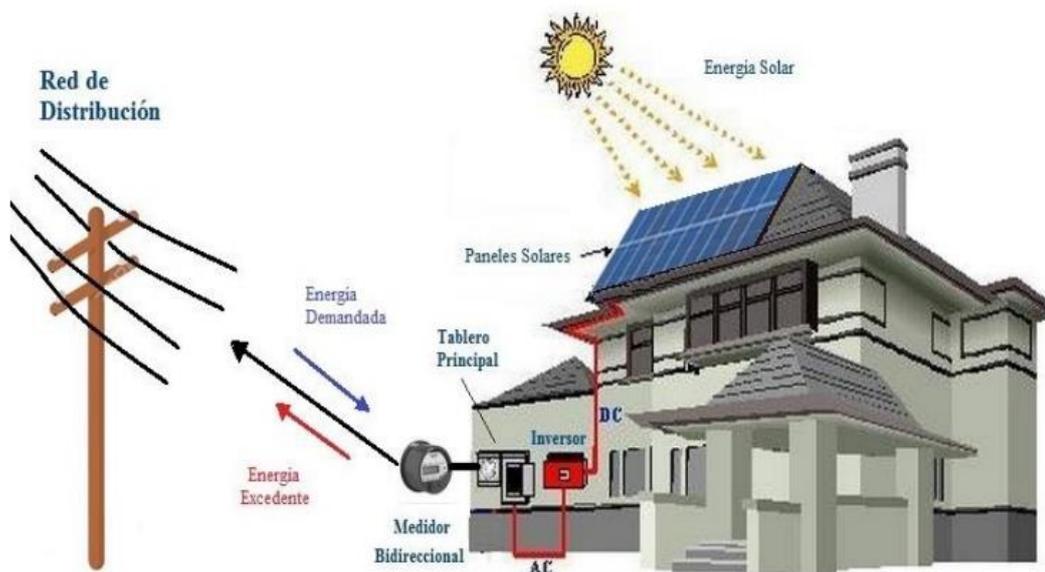


Figura 5. 6 Auto-productores de energías renovables.

5.2.2 PENETRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE.

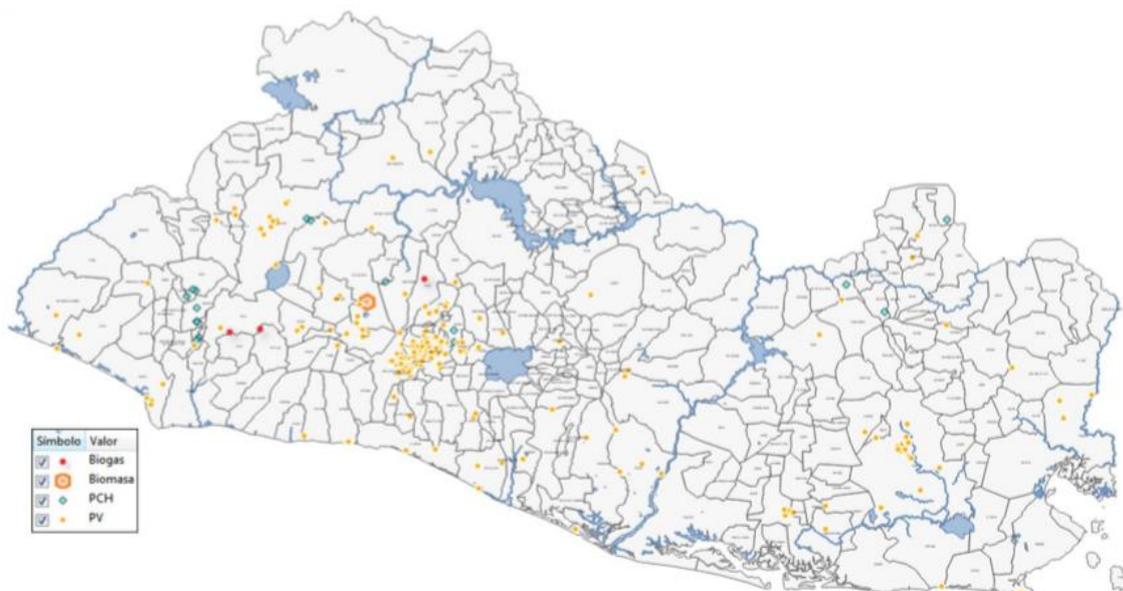


Figura 5. 7 Mapa de penetración de la generación distribuida en El Salvador. Fuente: Generación distribuida en El Salvador, SIGET – Electricidad, mayo 2019.

Perspectivas de Fomento mayor penetración de GDR

Dadas las limitaciones territoriales de El Salvador, la GDR es la opción técnica – económica viable para la diversificación de la matriz energética y la búsqueda de un precio razonable de la energía confiable, resiliente y sostenible en el largo plazo, se deben generar condiciones para que a través de este tipo de generación se pueda garantizar el acceso a poblaciones de escasos recursos económicos y mejorar su calidad de vida.

Retos Legales y Regulatorios

Se debe establecer una tarifa específica para los que poseen generación para su abastecimiento que permita al distribuidor garantizar la sostenibilidad del negocio de distribución y al usuario tener a disposición una potencia y/o voltaje firme las 24 horas de todos los días.

Se debe regular las características técnicas para garantizar la calidad del suministro (regulación de voltaje, FP, armónicas, etc.)

5.2.3 INICIATIVAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE EL SALVADOR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REDES INTELIGENTES.

En El Salvador las empresas distribuidoras han iniciado a enfrentar diversos desafíos técnicos para innovar sus redes eléctricas y brindar a sus usuarios una mejor calidad del servicio.

DELSUR

En julio del 2015, DELSUR realizó el lanzamiento de la primera “red eléctrica inteligente de Centroamérica”, con la adquisición e implementación de los sistemas OMS⁴ y DMS⁵, con el objetivo de incrementar la calidad del servicio que brinda a los usuarios, además de optimizar la operación y solución de necesidades en tiempo real.

El Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS por sus siglas en inglés), permite la integración con el SCADA y consolida un sistema robusto que aporta eficiencia a las gestiones de incidentes y maniobras sobre la red eléctrica en tiempo real, mientras que el Sistema de Gestión de Distribución Eléctrica (DMS, en inglés), añade herramientas avanzadas que incorporan a dicha plataforma capacidades predictivas.

Gracias a esta integración de sistemas, el acceso a la información es inmediato, pues ante una falla que se encuentre en proceso de atención o que haya sido previamente detectada por el sistema SCADA, el OMS brindará datos específicos sobre el estado de la falla, la ubicación geográfica, los equipos de mantenimiento más cercanos, el tiempo previsto para su resolución y otros detalles de suma importancia para realizar una administración eficiente y oportuna de equipos, herramientas y recursos. Ante una condición de falla, el sistema analiza y propone las acciones que permiten restaurar el servicio en el menor tiempo y afectar la menor cantidad de clientes posibles.

A partir del 2018, DELSUR invierte para la masificación de medidores que permitan leer a distancia la cantidad de energía exacta que cada quién demanda y que este vaya al sistema de facturación, además que los usuarios puedan saber exactamente la cantidad de electricidad que consumen y puedan modificar sus hábitos si lo desean. Este equipo también permite el corte y reconexión remota. Estas iniciativas, ayudan a crear una red inteligente capaz de monitorear el flujo de la energía, prevenir y corregir problemas para mejorar la atención a los usuarios finales.

⁴ OMS: Outage Management System (Sistema de gestión de interrupciones).

⁵ DMS: Distribution Management System (Sistema de gestión de distribución eléctrica).

AES

AES impulsa la digitalización de los servicios de distribución eléctrica en El Salvador:

Durante el 2019, AES invirtió más de 2.2 millones de dólares, en proyectos que impulsan la modernización de sus estándares operativos y comerciales, para beneficiar a los 1.4 millones de clientes que sirven sus cuatro empresas distribuidoras de energía: CAESS, CLESA, EEO y DEUSEM. Algunos de estos proyectos son:

- Implementación de nuevas tecnologías de redes y medidores inteligentes para modernizar la red de distribución eléctrica del país. En total fueron ocho proyectos que han beneficiado a 1,200 clientes en los municipios de Soyapango y Ciudad Delgado en San Salvador; Acajutla y Nahuizalco en Sonsonate; y en la ciudad de Ahuachapán.
- Innovación de procesos de inspección de la red de distribución a través del uso de drones, con el objetivo de mantener un servicio de energía constante a sus clientes e identificar las zonas en donde deben ejecutarse trabajos de poda.
A estas iniciativas, se suman dos herramientas digitales para agilizar las gestiones comerciales de los clientes de las distribuidoras: La aplicación “Móvil AES” y las “Oficinas de Autogestión”.
- AES El Salvador certificó a 252 técnicos de las empresas distribuidoras de energía CAESS, CLESA, EEO y DEUSEM en la implementación de nuevas tecnologías de redes y medidores inteligentes para modernizar la red de distribución eléctrica del país.

EEO construye red inteligente en San Miguel (Octubre, 2020)

- AES El Salvador, a través de su empresa EEO, invirtió US\$ 45,000 en la construcción de una red de distribución eléctrica inteligente en la Colonia Milagro de La Paz, en San Miguel. Esta nueva red permite el monitoreo en tiempo real del suministro de energía, para beneficiar a 92 clientes con un servicio óptimo y seguro. Como parte de esta nueva red inteligente, la empresa distribuidora instaló 92 medidores inteligentes.

AES construye red inteligente en Acajutla (Enero, 2021)

- La moderna infraestructura eléctrica llevará a más de 330 clientes un servicio de energía continuo y seguro por medio del monitoreo en tiempo real del suministro eléctrico. Además, como parte de la red inteligente, AES se encuentra trabajando en el desarrollo de soluciones informáticas que permitirán a los clientes conocer la información en tiempo real sobre su consumo eléctrico y tomar decisiones para ahorrar energía o utilizarla de forma eficiente.

AES invierte cerca de US\$1 millón para impulsar la electromovilidad (Mayo, 2021)

- AES El Salvador anuncia la sustitución progresiva de los vehículos de combustión de su flota urbana por automóviles eléctricos de última generación, como parte de su estrategia por la sostenibilidad; asimismo, cuenta con una red de electrolineras para la carga baterías de vehículos eléctricos. AES detalló que a finales de 2021 habrá invertido más de un millón de dólares para implementar la electromovilidad

en sus empresas distribuidoras CAESS, CLESA, EEO y DEUSEM, consolidando una flota de 14 vehículos eléctricos y 18 estaciones de carga, estas últimas al servicio de su operación y de usuarios externos.

AES instala primera red 100% inteligente (Julio, 2021)

- Con una inversión de US\$ 300 mil dólares, AES El Salvador, por medio de su empresa AES CAESS, instaló en la Colonia Escalón, del municipio de San Salvador, la primera red 100% inteligente del país. La nueva red forma parte del proyecto piloto “Automatización de Redes Inteligentes”, el cual tiene como objetivo introducir innovaciones tecnológicas para aumentar la fiabilidad y calidad del suministro de energía. Con la puesta en marcha del proyecto piloto de red inteligente, AES apuesta por el futuro de la distribución eléctrica de El Salvador, con más tecnología y automatización para llevar un servicio de clase mundial a sus 1.5 millones de clientes.

AES y Grupo NSV inauguran electrolinera en Texaco La Skina (Agosto 2021)

- A la fecha, AES ha instalado cinco cargadores eléctricos en sus oficinas comerciales y planteles técnicos, y recientemente uno en las oficinas del Ministerio de Medioambiente y Recursos Naturales (MARN), y otro en la gasolinera Texaco La Skina.
- Al final de 2021, la empresa de energía habrá instalado 19 estaciones de carga en lugares estratégicos de acceso público como: oficinas de gobierno, centros comerciales, bancos, agencias distribuidoras de vehículos y gasolineras.

AES brinda charla sobre electromovilidad a estudiantes (Octubre 2021)

- Recientemente, AES El Salvador compartió con estudiantes de bachillerato del Instituto Técnico Ricaldone una charla sobre movilidad sostenible. Con esta iniciativa, la empresa busca que los jóvenes despierten su interés profesional en áreas técnicas especializadas en esta tecnología, impulsando así el futuro de la energía en el país.

5.2.4 NORMATIVA INTERNACIONAL APLICABLE A EL SALVADOR

En El Salvador se han desarrollado ciertas normativas y esfuerzos que contribuyen a la modernización de la red (Figura 5. 3), sin embargo, para convertir la red completamente a una red inteligente se requiere del desarrollo de nuevas políticas, normativas, incentivos y estudios, que incluyan elementos que se acoplen y favorezcan a la red y a sus usuarios.

En la sección 2.6, observamos algunas normativas y regulaciones internacionales que permiten la implementación de una red inteligente en diferentes partes del mundo. Estas regulaciones pueden servir de modelo adaptable para El Salvador.

Para realizar los cambios en la red, es necesario enfocarse en el marco regulatorio:

- **Replantear las políticas existentes y enfocar los objetivos en el desarrollo paulatino de una Smart Grid.**

Para ello es importante tener claros los objetivos que se quieren lograr con el planteamiento de la política, por ejemplo:

Apoyar la modernización del sistema de transmisión y distribución para mantener una infraestructura eléctrica confiable y segura que pueda satisfacer el crecimiento de la demanda y lograr:

- Mejorar la confiabilidad, seguridad y eficiencia de la red mediante la utilización de información digital y nuevas tecnología de control.
- Optimizar de forma dinámica las operaciones y los recursos de la red, con plena ciberseguridad.
- Dar seguimiento a los proyectos de despliegue e integración de recursos distribuidos y generación, incluidos los recursos renovables.
- Desarrollar e incorporar la respuesta a la demanda.
- Incentivar el despliegue de tecnologías inteligentes para la medición, las comunicaciones y la automatización de la distribución.
- Integrar electrodomésticos inteligentes y dispositivos de consumo.
- Implementar tecnologías avanzadas de almacenamiento de electricidad y reducción de picos, incluidos los vehículos eléctricos e híbridos enchufables.
- Suministrar información de consumo y opciones de control al consumidor final.
- Desarrollar estándares de comunicación e interoperabilidad de aparatos y equipos conectados a la red.

Observamos que el enfoque del ejemplo anterior está orientado específicamente a las Smart Grids. Un enfoque similar a éste en la política e integrado paulatinamente, puede dar inicio a un verdadero cambio en la red del país.

- **Crear un marco regulatorio que respalde las nuevas políticas y abarque el cumplimiento de los objetivos planteados.**

A partir de las nuevas políticas, se deberán hacer reformas a la ley que permitan todos estos cambios. Las reformas en la regulación deberán incluir aspectos como:

- Inclusión de medidores inteligentes.
- Introducción de tarifas variables.
- Instalación de tecnología inteligente.
- Incentivos fiscales y créditos.

Al igual que el cambio en las políticas, estos cambios en la ley deberán hacerse paulatinamente y en coherencia con los objetivos planteados.

Las tarifas variables es uno de los puntos más importantes, ya que hace que la demanda tenga una participación activa. Este tema es uno de los primeros que se debería de discutir para hacer los cambios necesarios en los “TÉRMINOS Y CONDICIONES GENERALES AL CONSUMIDOR FINAL”.

- **Establecer nuevas normas y procedimiento para garantizar el cumplimiento de las leyes reformadas.**

Al reformar las leyes, se ve la necesidad de modificar las normas y procedimientos existentes. Por ejemplo, al crear una ley que permita la instalación de medidores inteligentes, es necesario modificar la “NORMA TÉCNICA DE CONEXIONES Y RECONEXIONES ELÉCTRICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN”, ya que dicha norma no incluye la instalación de medidores inteligentes, de igual manera pasaría con cada uno de los dispositivos inteligentes que se conectarían a la red de distribución o transmisión, y que no se encuentran contemplados en las normas existentes.

CAPÍTULO 6: SIMULACIÓN DE SMART GRID

Existen en el mercado diversidad de softwares para el análisis de sistemas de potencia, tales como: ETAP, POWER FACTORY (DIGSILENT), NEPLAN, PSCAD, SKM, CYME, SPARD, entre otros. Estos permiten analizar redes de forma tradicional realizando flujos de carga, análisis de cortocircuito, respuesta en frecuencia, confiabilidad, entre otros estudios.

Power Factory nos ofrece además, diferentes aplicaciones para redes inteligentes, entre ellas están:

CONFIGURACIÓN ÓPTIMA EN PUNTOS DE SECCIONAMIENTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Esta configuración, consiste en aprovechar el potencial de los sistemas de automatización de la red para poder reconfigurar la tipología de la red en tiempo real y ajustar los puntos de seccionamiento en función de la cantidad de usuarios conectados a la red, de tal manera que se puedan reducir las pérdidas y mejorar el perfil de tensiones.

Esto se puede aplicar no solo cuando la red funcione con normalidad, si no también es útil en caso de fallas e incidencias, ya que reduce el tiempo de interrupción, evita congestiones y se consigue una autogestión óptima.

A continuación se realiza un ejemplo de esta configuración en una red de distribución. La red posee 4 subestaciones principales, 862 subestaciones secundarias o centros de distribución, 4329 buses y 950 cargas de media tensión cuyo modelo incluye transformador MT/BT, distribuidas en 75 líneas de alimentación principales. Además tiene definido 121 posibles caminos o anillos para operar las líneas de alimentación principales. El sistema cuenta con tres generadores, modelados como generadores estáticos y tres sistemas de almacenamiento energético de 3MVAR conectados a la subestación.

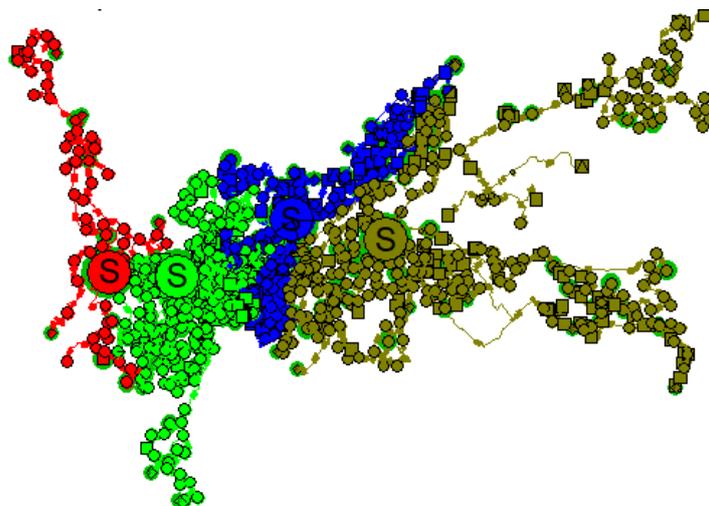


Figura 6. 1 Red de distribución en Power Factory.

Para iniciar con el ejemplo, identificamos los puntos de seccionamiento junto con los alimentadores conectados a él, para ello presionamos el botón “Backbone calculation” en la barra de herramientas:

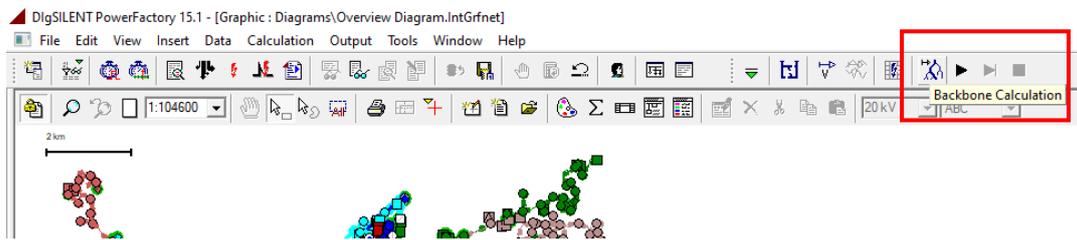


Figura 6. 2 Identificación del botón “Backbone Calculation” en la barra de herramientas de DIGSILENT Power Factory.

Al presionar el botón aparecerá la siguiente ventana y verificamos que en la sección “Generate backbones” esté seleccionada la opción “for all feeders”, con la que el programa hará la identificación de todos los puntos de seccionamiento de la red tomando en cuenta todos los alimentadores principales.

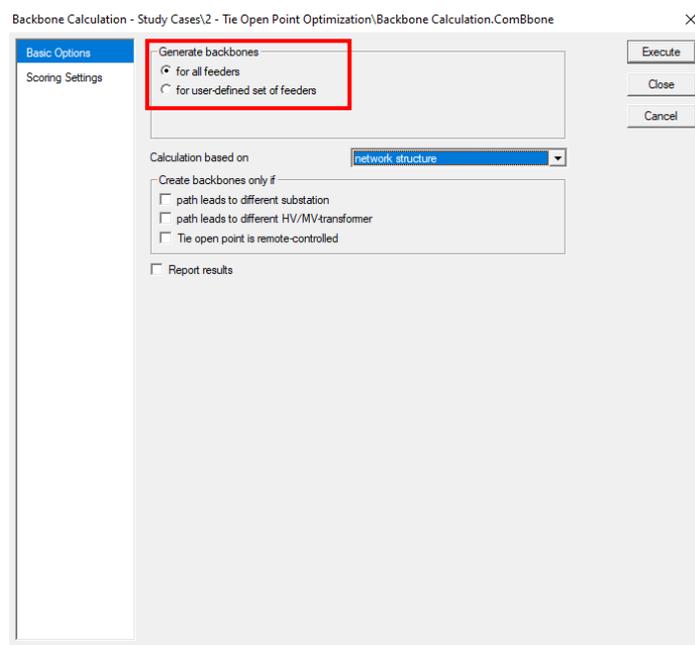


Figura 6. 3 Ventana de Backbone Calculation.

Ejecutamos y veremos en la ventana de salida que el programa ha realizado el cálculo correspondiente:

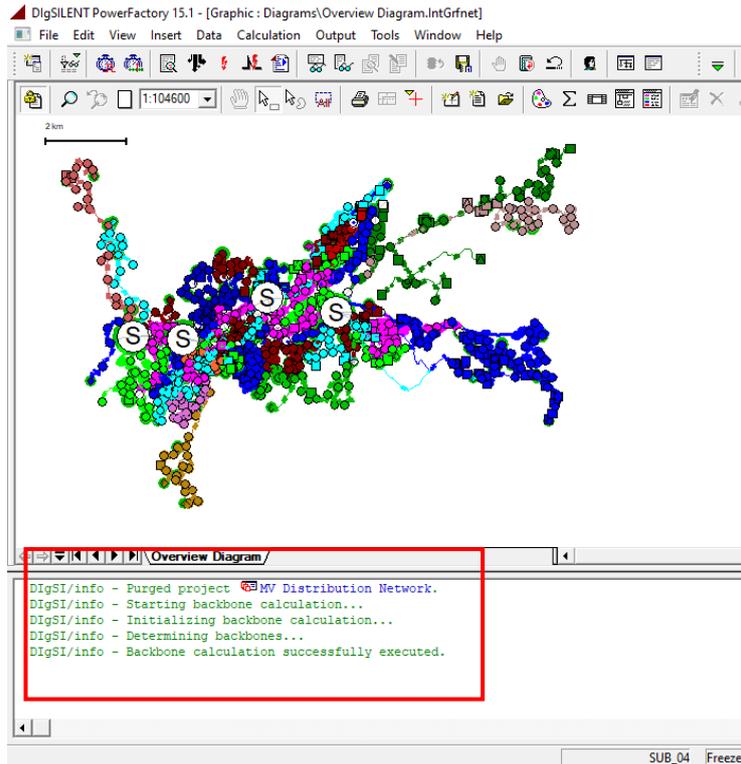


Figura 6. 4 Ventana de salida de DIGSILENT Power Factory.

Luego, en la barra de herramientas nos vamos a la opción “Edit revelant objects for calculation” y se desplegará una pestaña en donde presionaremos el boton Backbone para visualizar los puntos de seccionamiento que ha identificado el programa.

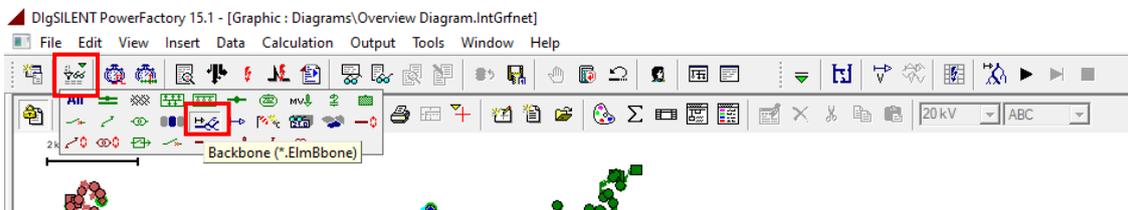


Figura 6. 5 Botón “Edit revelant objects for calculation” en la barra de herramientas de DIGSILENT Power Factory.

Al hacer clic en el botón Backbone, se abrirá la siguiente ventana:

Name	In Folder	Object modified	Object modified by	Out of Service	Start ElmFeeder	End ElmFeeder, Elm Tem	Tie Open Point ElmCoup, StaSwitch	Order	M
FD_04_FD_12_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_04	FD_12	SW_0347		
FD_04_FD_21_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_04	FD_21	SW_0461		
FD_06_FD_31_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_06	FD_31	SW_0864		
FD_07_FD_32_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_07	FD_32	SW_0866		
FD_08_FD_29_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_08	FD_29	SW_0520		
FD_08_FD_30_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_08	FD_30	SW_0971		
FD_10_FD_21_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_10	FD_21	SW_0464		
FD_12_FD_04_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_12	FD_04	SW_0347		
FD_13_FD_37_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_13	FD_37	SW_0624		
FD_15_FD_21_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_15	FD_21	SW_0267		
FD_16_FD_19_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_16	FD_19	SW_0587		
FD_16_FD_27_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_16	FD_27	SW_0284		
FD_17_FD_35_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_17	FD_35	SW_0893		
FD_18_FD_37_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_18	FD_37	SW_0806		
FD_19_FD_16_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_19	FD_16	SW_0587		

Figura 6. 6 Ventana “Object Filter” de DIGSILENT Power Factory.

Veremos un listado de los puntos de seccionamiento identificados por el programa y seleccionamos uno para realizar el ejemplo. En este caso, se escogió el punto enmarcado en color rojo:

Object Filter: *.ElmBbone

Name	In Folder
FD_04_FD_12_01	Backbones
FD_04_FD_21_01	Backbones
FD_06_FD_31_01	Backbones
FD_07_FD_32_01	Backbones
FD_08_FD_29_01	Backbones
FD_08_FD_30_01	Backbones
FD_10_FD_21_01	Backbones
FD_12_FD_04_01	Backbones
FD_13_FD_37_01	Backbones
FD_15_FD_21_01	Backbones
FD_16_FD_19_01	Backbones
FD_16_FD_27_01	Backbones
FD_17_FD_35_01	Backbones
FD_18_FD_37_01	Backbones
FD_19_FD_16_01	Backbones
FD_20_FD_34_01	Backbones
FD_21_FD_04_01	Backbones
FD_21_FD_10_01	Backbones
FD_21_FD_15_01	Backbones
FD_26_FD_35_01	Backbones
FD_26_FD_50_01	Backbones
FD_27_FD_16_01	Backbones
FD_29_FD_08_01	Backbones
FD_30_FD_08_01	Backbones
FD_31_FD_06_01	Backbones
FD_32_FD_07_01	Backbones
FD_33_FD_34_01	Backbones
FD_34_FD_20_01	Backbones
FD_34_FD_33_01	Backbones
FD_34_FD_59_01	Backbones
FD_34_FD_60_01	Backbones
FD_35_FD_17_01	Backbones
FD_35_FD_26_01	Backbones
FD_37_FD_13_01	Backbones
FD_37_FD_18_01	Backbones
FD_40_FD_58_01	Backbones
FD_41_FD_58_01	Backbones
FD_48_FD_58_01	Backbones
FD_49_FD_58_01	Backbones
FD_49_FD_63_01	Backbones
FD_50_FD_26_01	Backbones
FD_55_FD_59_01	Backbones
FD_56_FD_57_01	Backbones
FD_56_FD_68_01	Backbones
FD_57_FD_56_01	Backbones
FD_58_FD_40_01	Backbones
FD_58_FD_41_01	Backbones
FD_58_FD_48_01	Backbones
FD_58_FD_49_01	Backbones
FD_58_FD_71_01	Backbones
FD_59_FD_34_01	Backbones
FD_59_FD_55_01	Backbones
FD_59_FD_69_01	Backbones
FD_60_FD_34_01	Backbones
FD_61_FD_73_01	Backbones
FD_62_FD_75_01	Backbones
FD_63_FD_49_01	Backbones
FD_68_FD_56_01	Backbones
FD_69_FD_59_01	Backbones
FD_71_FD_58_01	Backbones
FD_73_FD_61_01	Backbones
FD_75_FD_62_01	Backbones

Figura 6. 7 Puntos de seccionamiento identificados en la red de distribución. Enmarcado en color rojo, el punto seleccionado para el ejemplo.

Rastreamos el punto haciendo clic derecho y seleccionando la opción “Mark in Graphic”:

Object Filter: *.ElmBbone

Name	In Folder	Object modified	Object modified by	Out of Service	Start ElmFeeder	End ElmFeeder,ElmTerm	Tie Open Point ElmCoup,StaSwitch	Order
FD_59_FD_69_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_59	FD_69	SW_2150	1
FD_60_FD_34_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_60	FD_34	SW_1937	2
FD_61_FD_73_01	Backbones	1/2021 14:23:44	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_61	FD_73	SW_2284	3
FD_62_FD_75_01	Backbones	1/2021 14:23	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_62	FD_75	SW_1923	4
FD_63_FD_49_01	Backbones	1/2021 14:23	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_63	FD_49	SW_2261	5
FD_68_FD_56_01	Backbones	1/2021 14:23	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_68	FD_56	SW_2043	6
FD_69_FD_59_01	Backbones	1/2021 14:23	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_69	FD_59	SW_2150	7
FD_71_FD_58_01	Backbones	1/2021 14:23	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_71	FD_58	SW_2193	8
FD_73_FD_61_01	Backbones	1/2021 14:23	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_73	FD_61	SW_2284	9
FD_75_FD_62_01	Backbones	1/2021 14:23	Familia Vides	<input type="checkbox"/>	FD_75	FD_62	SW_1923	10

Figura 6. 8 Rastreo de punto de seccionamiento en el diagrama.

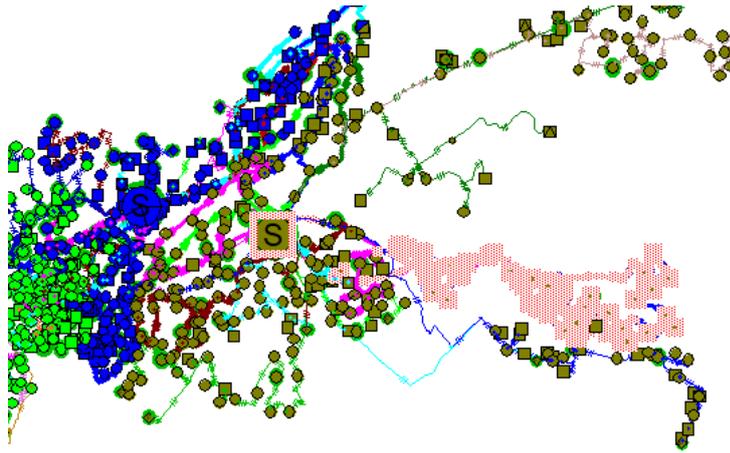


Figura 6. 9 Rastreo de punto de seccionamiento en el circuito de distribución.

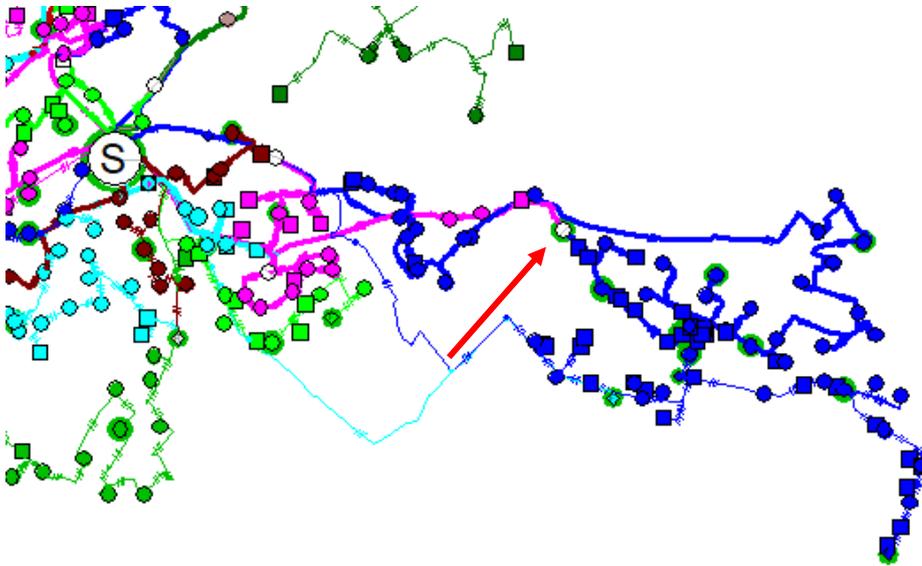


Figura 6. 10 Punto de seccionamiento a optimizar mediante Power Factory.

Después de identificar el punto a optimizar, nos vamos a la barra de herramientas y presionamos el botón “Tie Open Point Optimisation”:

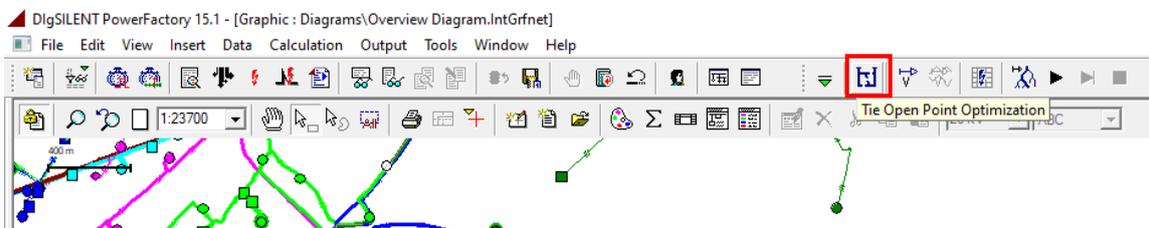


Figura 6. 11 Identificación de botón “Tie Open Point Optimisation” en la barra de herramientas de DIGSILENT Power Factory.

Al presionar el botón aparecerá la siguiente ventana:

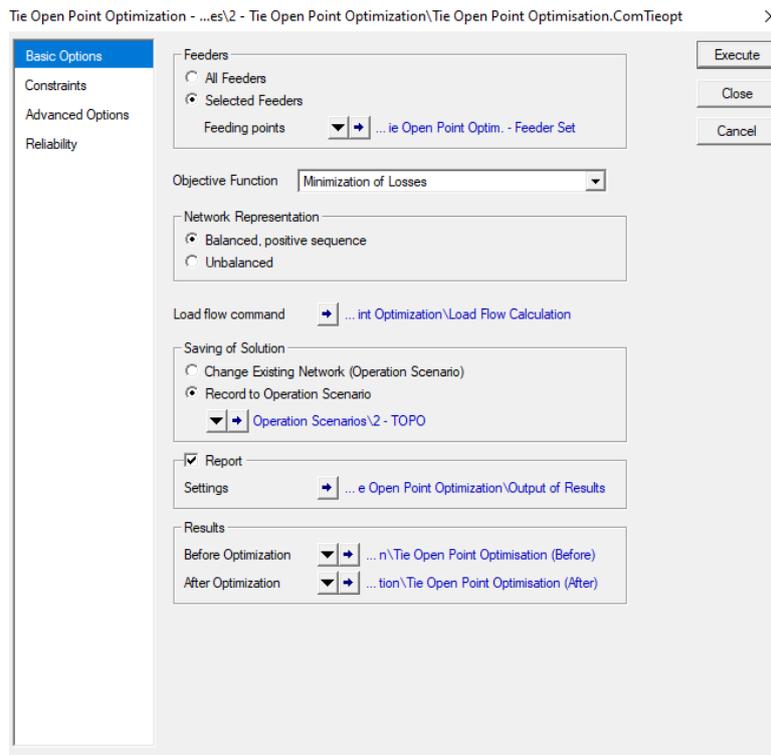


Figura 6. 12 Ventana “Tie Open Point Optimitation” de DIGSILENT Power Factory.

Dentro de esta ventana, en la sección “Feeders” seleccionaremos los alimentadores involucrados en el punto de seccionamiento a optimizar de forma manual, escogiendo la opción “Selected feeders”:

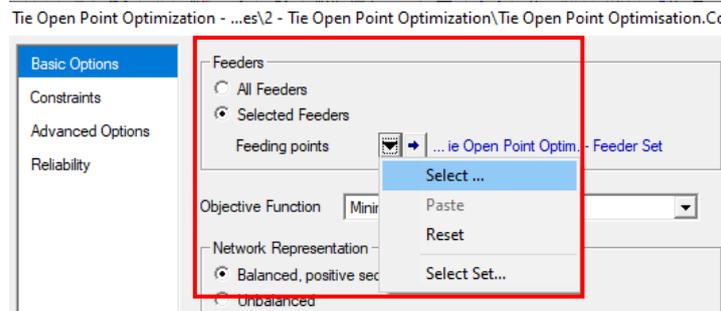


Figura 6. 13 Configuración de sección “Feeders”.

A continuación nos aparecerá la ventana con todos los alimentadores y seleccionaremos, en este caso, el alimentador 61 y el 73 que son los que están involucrados en el punto de seccionamiento que escogimos anteriormente:

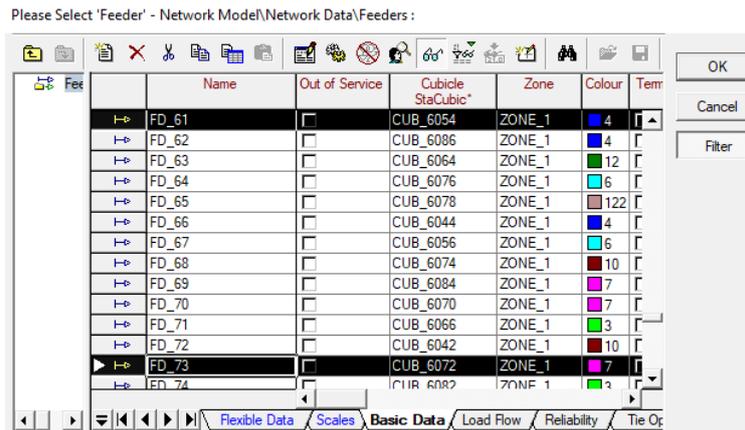


Figura 6. 14 Selección de alimentadores para la optimización del punto de seccionamiento.

En las siguientes secciones seleccionamos nuestro objetivo, que es minimizar las pérdidas, seleccionamos una red balanceada y la manera en que deseamos visualizar los resultados. Finalmente lo ejecutamos.

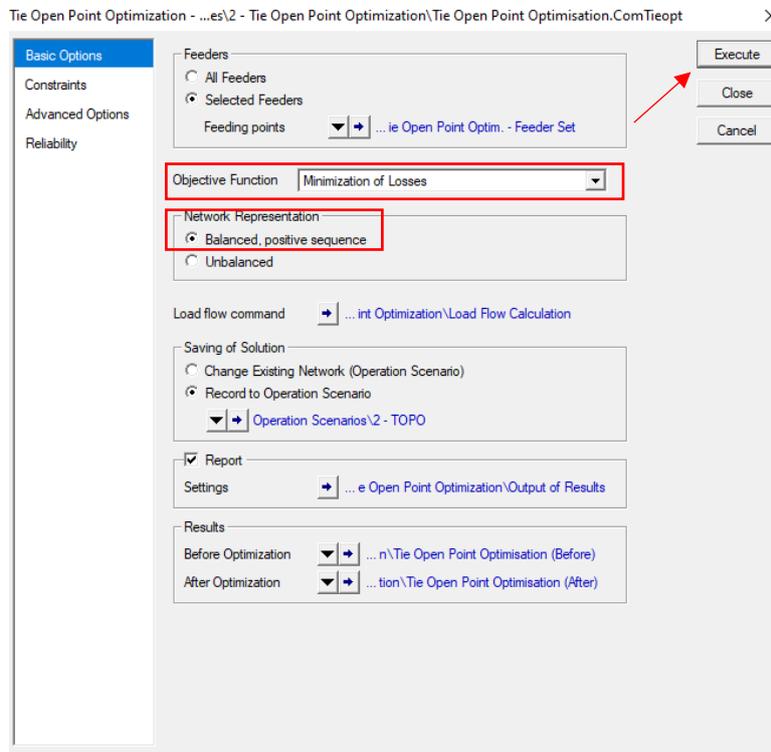


Figura 6. 15 Configuración de la ventana "Tie Open Point Optimizacion".

Al ejecutar la optimización en Power Factory, el punto de seccionamiento es trasladado del lugar donde señala la flecha roja al lugar donde señala la flecha amarilla en la siguiente figura.

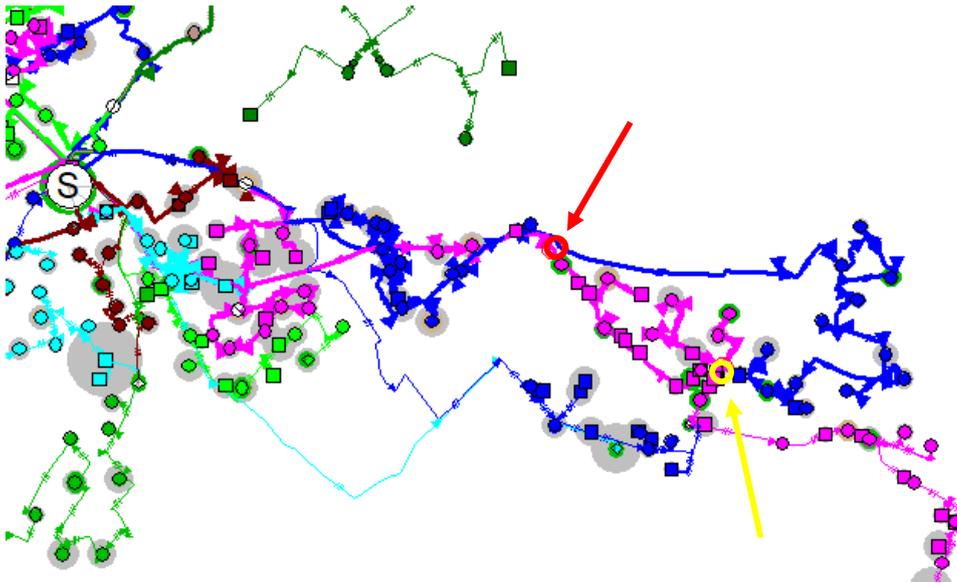


Figura 6. 16 Cambio del punto de seccionamiento tras realizar la optimización en Power Factory.

Además, Power Factory calcula las pérdidas antes y después de la optimización y genera los siguientes datos:

Tie Open Point Optimization							
Study Case: 2 - Tie Open Point Optimization				Annex: / 5			
Feeders Results							
Feeder	Losses [MW]	Total Load [MW]	Number of Customers [-]	Max.Voltage Drop [%]	Max.Voltage Rise [%]	Minimum Voltage [p.u.]	Maximum Voltage [p.u.]
FD_61							
Before Optimization	0.412857	11.105908	1438.000000	5.225425	0.000000	0.943788	0.989320
Tie Open Point Optimization							
Study Case: 2 - Tie Open Point Optimization				Annex: / 6			
Feeders Results							
Feeder	Losses [MW]	Total Load [MW]	Number of Customers [-]	Max.Voltage Drop [%]	Max.Voltage Rise [%]	Minimum Voltage [p.u.]	Maximum Voltage [p.u.]
After Optimization	0.078545	5.494000	966.000000	1.354373	0.000000	0.985836	0.996335
Tie Open Point Optimization							
Study Case: 2 - Tie Open Point Optimization				Annex: / 6			
Feeders Results							
Feeder	Losses [MW]	Total Load [MW]	Number of Customers [-]	Max.Voltage Drop [%]	Max.Voltage Rise [%]	Minimum Voltage [p.u.]	Maximum Voltage [p.u.]
Difference	-0.334312	-5.611908	-472.000000	-3.871052	0.000000	0.042048	0.007016

Figura 6. 17 Resultado de la optimización en el alimentador número 61.

Tie Open Point Optimization								
Study Case: 2 - Tie Open Point Optimization						Annex: / 6		
Feeders Results								
Feeder	Losses	Total Load	Number of Customers	Max.Voltage Drop	Max.Voltage Rise	Minimum Voltage	Maximum Voltage	
	[MW]	[MW]	[-]	[%]	[%]	[p.u.]	[p.u.]	
FD_73								
Before Optimization	0.005010	1.052993	41.000000	0.085478	0.000000	1.013258	1.013953	
□								
Tie Open Point Optimization								
Study Case: 2 - Tie Open Point Optimization						Annex: / 9		
Feeders Results								
Feeder	Losses	Total Load	Number of Customers	Max.Voltage Drop	Max.Voltage Rise	Minimum Voltage	Maximum Voltage	
	[MW]	[MW]	[-]	[%]	[%]	[p.u.]	[p.u.]	
After Optimization	0.113785	6.664983	513.000000	2.210952	0.000000	0.991268	1.012250	
□								
Tie Open Point Optimization								
Study Case: 2 - Tie Open Point Optimization						Annex: / 9		
Feeders Results								
Feeder	Losses	Total Load	Number of Customers	Max.Voltage Drop	Max.Voltage Rise	Minimum Voltage	Maximum Voltage	
	[MW]	[MW]	[-]	[%]	[%]	[p.u.]	[p.u.]	
Difference	0.108775	5.611990	472.000000	2.125474	0.000000	-0.021989	-0.001703	

Figura 6. 18 Resultado de la optimización en el alimentador número 73.

Tie Open Point Optimization								
Study Case: 2 - Tie Open Point Optimization					Annex: / 12			
Feeder Results								
Feeder	Losses	Total Load	Number of Customers	Max.Voltage Drop	Max.Voltage Rise	Minimum Voltage	Maximum Voltage	
	[MW]	[MW]	[-]	[%]	[%]	[p.u.]	[p.u.]	
Before Optimization	0.417867	12.158901	1479.000000	0.085478	0.000000	1.013258	0.989320	
□								
Tie Open Point Optimization								
Study Case: 2 - Tie Open Point Optimization					Annex: / 12			
Feeder Results								
Feeder	Losses	Total Load	Number of Customers	Max.Voltage Drop	Max.Voltage Rise	Minimum Voltage	Maximum Voltage	
	[MW]	[MW]	[-]	[%]	[%]	[p.u.]	[p.u.]	
After Optimization	0.192330	12.158983	1479.000000	2.210952	0.000000	0.991268	0.996335	
□								
Tie Open Point Optimization								
Study Case: 2 - Tie Open Point Optimization					Annex: / 12			
Feeder Results								
Feeder	Losses	Total Load	Number of Customers	Max.Voltage Drop	Max.Voltage Rise	Minimum Voltage	Maximum Voltage	
	[MW]	[MW]	[-]	[%]	[%]	[p.u.]	[p.u.]	
Difference	-0.225537	0.000082	0.000000	2.125474	0.000000	-0.021989	0.007016	
□								
Tie Open Point Optimization								
Study Case: 2 - Tie Open Point Optimization					Annex: / 12			
Feeder Results								
Feeder	Losses	Total Load	Number of Customers	Max.Voltage Drop	Max.Voltage Rise	Minimum Voltage	Maximum Voltage	
	[MW]	[MW]	[-]	[%]	[%]	[p.u.]	[p.u.]	
Difference [%]	-53.973421	0.000673	0.000000	2486.565643	100.000000	-2.170172	0.709129	

Figura 6. 19 Resumen de resultados de la optimización en los alimentadores.

Como podemos observar, después de la optimización se consigue una notable disminución de las pérdidas.

Vemos también que el programa reparte a los usuarios, reduciendo los clientes conectados en el alimentador 61 y aumentando los del alimentador 73, con este arreglo vemos que se reducen las pérdidas en el alimentador 61 y aumentan en el alimentador 73, sin embargo el balance total de las pérdidas es positivo.

Por otro lado, vemos también que lógicamente hay un aumento de carga en el alimentador 73, por lo que también habrá un aumento en la caída de tensión del alimentador, que en este caso según los resultados es de un 2.2%, sin embargo la nueva caída de tensión que presenta el alimentador 73, se encuentra dentro de los índices de operación normal.

En cuanto a la caída de tensión del alimentador 61, se nota una disminución pasando de un 5.2% a un 1.3% después de la optimización, por lo que inferimos que dicha optimización garantiza a los usuarios un mejor perfil de tensiones y una mejora de la calidad del servicio.

CAPÍTULO 7: PROTOCOLOS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES

A principios de 1980 el desarrollo de redes originó desorden en muchos sentidos. Se produjo un enorme crecimiento en la cantidad y tamaño de las redes. A medida que las empresas tomaron conciencia de las ventajas de usar tecnologías de conexión, las redes se agregaban o expandían a casi la misma velocidad a la que se introducían las nuevas tecnologías de red.

Para mediados de 1980, estas empresas comenzaron a sufrir las consecuencias de la rápida expansión, ya que las redes que utilizaban diferentes especificaciones e implementaciones, no podían intercambiar información.

La importancia del nuevo modelo de redes eléctricas radica en la optimización del recurso energético, maximizando el rendimiento de la red y reduciendo el consumo, permitiendo a las operadoras gestionar con eficiencia el sistema y a los usuarios hacer un uso racional de la misma, para generar un negocio inteligente en el que todas las partes ganan.

Entre los principales objetivos de la Smart Grid se encuentra el empleo de un modelo de intercambio de información entre los diferentes dispositivos que componen la red, añadiéndoles capacidades de monitorización, análisis, control y comunicación al sistema. Esto permitirá a las operadoras tomar acertadas y rápidas decisiones en base a los datos, para así mejorar la eficiencia y optimizar procesos y costos.

Esto se presenta como un reto al tener que impulsar las mejoras de la integración de los sistemas de control a los diferentes entes que surgen dentro de la Smart Grid, incrementando los beneficios a través de nuevas aplicaciones y disolviendo las fronteras que aún existan por modelos de control y automatización antiguos.

Desde este punto de vista, la masificación de tecnologías basadas en conmutación de paquetes, en la pila de los protocolos TCP/IP⁶ y las redes Ethernet dentro de las subestaciones ha cambiado el modelo existente en los sistemas de automatización, donde las comunicaciones inicialmente estaban limitadas por la capacidad del canal y posteriormente por los protocolos de cada fabricante, que impedían la interoperabilidad debido a la inexistencia de un estándar.

Actualmente existen grupos de trabajo a nivel internacional que han generado diversos protocolos, regulados por el comité técnico TC57 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), para estandarizar las comunicaciones en el sistema eléctrico

⁶ El conjunto de protocolos TCP/IP es uno de los más utilizados en servicios de red. Hacen referencia a dos protocolos:

TCP (Protocolo de Control de Transmisión): se encarga de crear “conexiones” entre sí para que se cree un flujo de datos. Este proceso garantiza que los datos sean entregados en destino sin errores y en el mismo orden en el que salieron. También se utiliza para distinguir diferentes aplicaciones en un mismo dispositivo. IP (Protocolo de Internet): se encarga del envío y recepción de datos en bloques. El envío lo hace siempre por la mejor ruta pero sin garantizar que llegue a alcanzar el destino.

Este conjunto de protocolos se utiliza para resolver la transmisión de datos que se genera en una red ya sea de forma interna o externa. La unión de estos protocolos se realiza para asegurar que la información llegue siempre por la mejor ruta y de forma correcta al destino.

mediante el desarrollo de modelos de datos e interfaces genéricos y utilizando protocolos de comunicación ya existentes, como el TCP/IP.

Algunos de los más destacados en este sentido son:

- **IEC60870-5**
- **IEC60870-6**
- **IEC61970 e IEC61968**
- **IEC61334**
- **IEC62325**
- **IEC62351**
- **IEC61850**

INTERCAMBIABILIDAD E INTEROPERABILIDAD

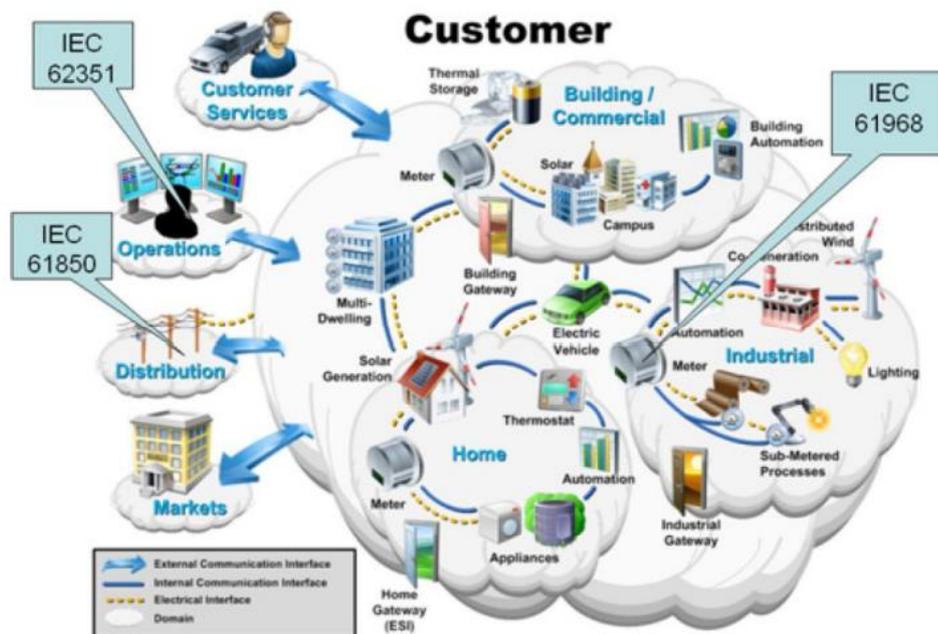


Figura 7. 1 Estructura de comunicación que muestra la intercambiabilidad e interoperabilidad en la Smart grid.

Por otro lado, el organismo de estandarización IEEE ha aprobado un proyecto presentado con el título de "IEEE 2030 Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS) and End-Use Applications and Loads (P-2030)".

El objetivo de IEEE para 2030 es proporcionar a través de un proceso de estándares abierto el conocimiento básico para definir la interoperabilidad en el contexto de una "Red Eléctrica Inteligente", incluido el funcionamiento de los sistemas de alimentación eléctrica con las aplicaciones y dispositivos de uso final, como medidores de electricidad inteligentes.

7.1 NORMA IEC60870-5

La norma IEC 60870-5 fue producida por la Comisión de Electrotécnica Internacional (IEC) y publicada progresivamente desde el año 1988; este protocolo es público y está dedicado exclusivamente al monitoreo, telecontrol y comunicaciones relacionadas a los sistemas SCADA, generalmente es utilizado a nivel del sector eléctrico como son subestaciones y centrales de generación.

7.2 NORMA IEC60870-6

También conocido como ICCP (inter-control center communications protocol), es un protocolo específico para definir el intercambio de datos sobre redes WAN⁷ entre centros de control de servicios y centros de control regionales.

7.3 NORMAS IEC61970 E IEC61968

Los estándares IEC61970 e IEC61968, proponen un modelo de información común, el CIM (Common Information Model), cuyo objetivo es permitir a las aplicaciones software intercambiar información sobre la configuración y el estado de la red eléctrica.

El estándar que define los paquetes básicos del CIM es el IEC 61970-301, el cual se centra en las necesidades de la **transmisión** de electricidad, donde se incluyen aplicaciones relacionadas con los sistemas de gestión, planificación y optimización de energía (sistemas SCADA).

Los estándares IEC 61968 amplían el CIM para satisfacer las necesidades de la **distribución** eléctrica, donde se incluyen aplicaciones relacionadas con:

- Sistema de gestión de la distribución.
- Sistema de gestión de incidencias.
- Planificación, medición y gestión del trabajo.
- Sistemas de información geográfica.
- Gestión de activos.
- Sistemas de información al cliente.
- Planificación de recursos empresariales.

⁷ WAN (Wide Area Network): Es la red de más alto nivel, cubre áreas más amplias e integran por lo general varias redes de menor tamaño. Recopila datos e información procedentes de la NAN (Neighbor Area Network) y se encarga de transmitirlos recorriendo largas distancias, a compañías eléctricas, estaciones de distribución de energía, subestaciones, redes de distribución y centros de control.

7.4 NORMA IEC61334

Para comunicaciones sobre líneas de distribución PLC⁸ (Power line Communication). Estándar original DLMS⁹ para la automatización de la distribución. }

Los PLC proporcionan una plataforma de comunicaciones bidireccional capaz de entregar datos en tiempo real a una variedad de aplicaciones de servicios públicos, lo que permite a los servicios públicos identificar e incluso predecir fallas de equipos. La mayor idoneidad para los PLC es para el lado de distribución de la red, que también es la parte de la red que sufrirá la mayoría de las transformaciones en la transición a la smart grid, ya que asumirá un papel "activo" en el apoyo a las micro-redes, generación distribuida (DG) y dentro de la red de distribución.

7.5 NORMA IEC62325

Define una nueva interfaz entre utilidades locales y el mercado energético liberalizado.

7.6 NORMA IEC62351

Para definir perfiles de seguridad a utilizar en todos los anteriores a nivel TCP/MMS/61850. Los diferentes objetivos de seguridad de este estándar incluyen la autenticación de la transferencia de datos a través de firmas digitales, asegurando solo acceso autenticado, prevención de escuchas ilegales, prevención de reproducción y suplantación de identidad y detección de intrusiones.

7.7 NORMA IEC61850

Es un protocolo de aplicación usado para automatización de subestaciones eléctricas (buses de estación y proceso) y comunicación entre sus IED's (Intelligent Electronic Devices).

La norma IEC 61850 se creó con el objetivo de definir un estándar internacional para la comunicación entre los equipos de protección, control y medida dentro de una subestación automatizada. Cabe destacar que no se trata solo de un protocolo de telecontrol, si no que el estándar abarca todos los aspectos necesarios para diseñar, operar y mantener una subestación en lo relativo a control y protección. Es decir, la norma no sólo define los protocolos de comunicaciones, también especifica la arquitectura, configuración, modelos de datos, requisitos eléctricos y medioambientales y los mecanismos de test de conformidad y calidad.

⁸ PLC son las siglas que corresponden a Power Line Communications, es decir, la transmisión a alta velocidad de datos a través de las líneas eléctricas existentes. Aunque el uso de las líneas eléctricas como un medio de comunicación de banda ancha es un descubrimiento relativamente reciente, éstas han sido largamente usadas por las empresas eléctricas para proporcionar servicios de banda estrecha tales como control de las subestaciones eléctricas y, más recientemente, AMR (Automatic Meter Reading o Lectura Remota de Medidores)

⁹ DLMS/COSEM es un conjunto de estándares que especifica un protocolo de comunicación bidireccional y un modelo de interfaz para la conexión con smart meters de cualquier tipo de energía: electricidad, gas, agua o calor. Fue desarrollado en 1997 y proporciona un medio para la comunicación con smart meters a través de un intercambio de datos estandarizados.

La norma IEC61850 es un estándar internacional, surgido de la necesidad de unificación de protocolos, tanto estandarizados (IEC 60870-5-101 y 104, Modbus, DNP, etc.), como los protocolos propietarios, con el fin de conseguir interoperabilidad entre fabricantes. Gracias a ello, el control de las subestaciones se hace independiente de los fabricantes, pudiendo interconectar y sustituir dispositivos pertenecientes a diferentes fabricantes. Esta característica permite un mayor avance en el ámbito de la automatización de subestaciones y en la aparición de nuevas funcionalidades que no habían podido implementarse o requerían una inversión muy elevada, ya que el diseño de la subestación ya no queda sujeto a las soluciones propuestas por cada fabricante.

Esta norma introduce una nueva filosofía, definiendo un modelo de datos orientado a objetos y funciones. El modelo de datos permite dividir la subestación en funciones básicas mediante la introducción del concepto de nodo lógico, y en unidades simples de información, de manera que se racionaliza enormemente la base de datos de las instalaciones y mantiene la estructura más simple y manejable.

El nuevo modelo de datos otorga también, una importante característica a la norma que es la capacidad de **auto-descripción** de los elementos de la subestación a nivel de control y protección. Esta característica potencia los procedimientos de ingeniería y mantenimiento.

La norma tiene la capacidad de definir la configuración de una subestación de forma conjunta y normalizada, en archivos SCD, un lenguaje basado en XML. Esta característica simplifica la ingeniería y facilita su configuración y puesta en marcha.

Otra novedad que presenta la norma respecto a los sistemas tradicionales es la introducción de una red de área local (LAN) en la subestación. Las funciones de control y protección, antes implementadas a través de la conexión de elementos mediante canal de cable de cobre, se realizan ahora a través de una red LAN, lo que conlleva una considerable reducción del cableado dentro de la subestación. Esta reducción supone tanto un ahorro en conexiones y en hilo de cobre como un ahorro en costes de mantenimiento.

Otro beneficio de la introducción de la red LAN en la subestación es que aporte un enorme grado de escalabilidad. La capacidad de la red se prevé para el caso peor y no es necesario aumentarla si se desea ampliar la instalación. Una misma conexión física equivale a un número muy elevado de las antiguas conexiones físicas cableadas, de manera que se puede ampliar el volumen de información en el sistema tanto dentro como se desee sin necesidad de modificar infraestructura.

En resumen, la norma IEC61850 aporta los siguientes beneficios:

- Interoperabilidad entre fabricantes mediante la unificación de protocolos
- Mejora de la escalabilidad de la instalación.
- Simplificación de la ingeniería
- Racionalización de la información
- Reducción del cableado sustituyéndolo por una red LAN.
- Facilidad de configuración y puesta en marcha.
- Reducción de los costes de mantenimiento.

Las ventajas que presenta la introducción del estándar IEC61850 son muchas, además, aunque la norma fue detallada para la comunicación dentro de la subestación, su uso se ha extendido para las comunicaciones fuera de ésta:

- Comunicación entre subestaciones para funciones de protección o en el caso de protecciones interconectadas.
- Funciones de telecontrol mediante la comunicación entre las subestaciones y los centros de control.

Además se han realizado extensiones de la norma para su aplicación en plantas hidroeléctricas (IEC61850-7-410), parques eólicos y generación distribuida (IEC61850-7-420 para gestión general de sistemas de generación distribuida, sistemas fotovoltaicos, pilas de combustibles, grupos electrógenos y generación combinada de calor y electricidad).

CAPÍTULO 8: ESTIMACIÓN DE COSTOS DE UNA SMART GRID.

Un correcto análisis de costos – beneficios de proyectos Smart Grids es aún difícil de implementar debido a que los impactos de los proyectos van más allá de aquellos que pueden ser cuantificados. Adicionalmente, los costos vinculados con las redes inteligentes pueden ser difíciles de estimar, debido a las siguientes razones:

- Con frecuencia implican la integración de tecnología digital. Los activos de transporte y distribución, virtualmente integrados, tienen distintas tasas de falla y vida útil que la mayoría de las tecnologías de redes actuales. Estas tasas de falla y de reemplazo deben ser estimadas.
- La obsolescencia de la tecnología digital es rápida. Los cada vez más complejos sistemas de información y comunicación hacen que los componentes de Smart Grids sean obsoletos o inoperables con respecto a los sistemas de tecnología de información y comunicación (TIC) antes del final de su vida. Por lo tanto, los costos razonables de reemplazo deben ser estimados.
- Las mejoras en tecnología Smart Grid y las disminuciones proyectadas en sus costos se producen a un ritmo mayor que en las tecnologías convencionales.
- Incertidumbre en el rendimiento. Muchas de las tecnologías Smart Grids son relativamente nuevas y no probadas. Si su desempeño es marginal o se degrada de forma inesperada con el tiempo, el plan de negocios completo para la tecnología podría debilitarse.
- Los costos de los componentes de Smart Grids están declinando rápidamente. Mientras estas tecnologías maduran y los volúmenes de producción aumentan, los costos marginales de las tecnologías de redes inteligentes tiene el potencial de disminuir rápidamente.

En Estados Unidos, el EPRI en 2010, realizó un estudio completo sobre estimación de costos de Smart Grids. El estudio buscó ser una base para la estimación de los costos y beneficios de proyectos piloto individuales. La metodología propuesta por el EPRI provee un marco conceptual para la evaluación de beneficios económicos, medioambientales, de confiabilidad y de seguridad desde distintas perspectivas (utilities, consumidores y sociedad). Su logro es la identificación de beneficios directamente cuantificables y otros en términos cualitativos.

De acuerdo al EPRI, los beneficios sociales de las redes inteligentes pueden ser indirectos y difíciles de cuantificar, pero no pueden pasarse por alto. Los beneficios enumerados en el estudio son:

1. Beneficios generales:

- Mejora de la calidad y la confiabilidad: Smart Grids provee una oferta confiable con menores y más breves cortes, energía más limpia y sistemas con auto respuesta a través del uso de información digital, controles automáticos y mayor autonomía.
- Beneficios de seguridad y ciberseguridad. La Smart Grid se monitorea a sí misma continuamente para detectar situaciones inseguras o que podrían restar valor a su

alta confiabilidad y operación segura. Todos los sistemas y operaciones incluyen una mayor seguridad cibernética, incluida la supervisión de la planta física, la seguridad cibernética y la protección de la privacidad de todos los usuarios y clientes.

- Eficiencia energética: Smart Grids es más eficiente, provee un uso reducido de la energía, disminuyendo el pico de la demanda, reduciendo pérdidas, y brindando a los usuarios mecanismos para reducir su consumo.
- Medio ambiente: Smart Grids permite reducir la emisión de gases contaminantes reduciendo generación de fuentes ineficientes, apoyando fuentes renovables y permitiendo el reemplazo de vehículos a gasolina por vehículos eléctricos.
- Beneficios financieros directos. Smart Grids permite obtener beneficios económicos directos, reduciendo los costos operacionales. Además, los usuarios disponen de opciones tarifarias y acceso a información sobre su consumo. Los empresarios pueden acceder a tecnologías en la generación, distribución, almacenamiento y coordinación.

2. Beneficios para las partes:

- Consumidores: pueden mejorar su consumo a través de la oferta en tiempo real de electricidad. Los precios variables proveen incentivos para que los usuarios instalen su propia infraestructura Smart Grids.
- Utilities: pueden proveer energía más confiable, particularmente en situaciones de emergencia, a través del manejo más efectivo de sus costos.
- Sociedad. Los beneficios para la sociedad derivan de energía más confiable a partir de usuarios más sensibles a cortes eléctricos. Las energías renovables permiten el incremento en la eficiencia, y los vehículos eléctricos permitirán reducir los costos ambientales.

Un beneficio para cualquiera de estas partes a su vez puede beneficiar a las otras. Aquellos beneficios que reducen los costos de los servicios públicos, permiten precios más bajos a los usuarios. La reducción de los costos y la disminución de las necesidades de infraestructura, aumenta el valor de la electricidad para los consumidores. La reducción de los costos aumenta la actividad económica que beneficia a toda la sociedad.

8.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS SEGÚN ESTUDIO EPRI.

Para realizar una estimación cuantitativa preliminar del nivel de inversión necesario durante los próximos 20 años para habilitar el sistema de suministro de energía previsto en los Estados Unidos, EPRI trata los costos de transmisión, distribución y los relacionados con el cliente por separado. Esto se debe a diferencias fundamentales en la naturaleza de las partes de transmisión y distribución del sistema de suministro de energía.

8.1.1 TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES

Para estimar la inversión necesaria en el sistema de transmisión, EPRI utilizó un enfoque de arriba hacia abajo para los segmentos de inversión de crecimiento de carga y corregir deficiencias, mientras que utilizó un enfoque de abajo hacia arriba para estimar los elementos necesarios para crear una red inteligente.

Para estimar los costos de inversión en las líneas de transmisión y subestaciones, EPRI registro la cantidad de subestaciones y las millas de líneas de transmisión existentes. De igual manera se estimó, en base a estudios previos, la cantidad de subestaciones necesarias tanto para la nueva carga como para la acomodación de energías renovables.

Voltaje (kV)	Millas
230 AC	85,048
345 AC	59,767
500 AC	32,870
765 AC	4,715
250 – 500 CC	3,307
Millas totales	184,707

Tabla 8. 1 Millas de línea de transmisión en Estados Unidos. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

Subestaciones	Número
Subestaciones existentes	58,027
Nuevas subestaciones para adaptarse al crecimiento de la carga (2030)	8,423
Nuevas subestaciones para acomodar renovables (2030)	700
Distribución	
Número de alimentadores existentes	464,216
Nuevos alimentadores para adaptarse al crecimiento de la carga (2030)	67,384

Tabla 8. 2 Número de subestaciones y alimentadores. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

Según EPRI, los componentes centrales del costo de la parte de transmisión y subestación de la red inteligente son los siguientes:

- Sensores de línea de transmisión que incluyen clasificación de circuito térmico dinámico.
- Almacenamiento para servicios mayoristas de transmisión a granel.
- Dispositivos FACTS y terminales HVDC.
- Limitadores de corriente de cortocircuito.
- Infraestructura de comunicaciones para soportar líneas de transmisión y subestaciones.
- Infraestructura de subestación central para TI.
- La seguridad cibernética.
- Dispositivos electrónicos inteligentes (IED).
- Tecnología de medición fasorial para monitoreo de áreas amplias.
- Sistema de back-office empresarial, que incluye GIS, gestión de interrupciones y gestión de distribución.
- Otras mejoras del sistema que se supone que evolucionarán naturalmente, incluyen:

- Más rapidez que la simulación en tiempo real.
- Herramientas de pronóstico y modelado de carga mejoradas.
- Evaluación probabilística de vulnerabilidad.
- Visualización mejorada.

Las actualizaciones de la subestación habilitarán una serie de funciones nuevas que incluyen, entre otras:

- Operaciones de emergencia mejoradas.
- Automatización de subestaciones.
- Mantenimiento predictivo y centrado en la confiabilidad.

8.1.1.1 CLASIFICACIÓN DE CIRCUITO TÉRMICO DINÁMICO (DTCR)

Tecnología	Unidades totales	Unidades	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Clasificación de circuito térmico dinámico	11,340	Unidades DTCR/ por cada 7.5 millas de línea	10,000	20,000	113.4-226.8

Tabla 8. 3 Costo de la clasificación del circuito térmico dinámico. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.2 SENSORES Y DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Sensores de línea de transmisión	58,027	Número de subestaciones existentes	50*	50,000	100,000	1,451-2,901
Sensores de línea de transmisión	8,423	Número de subestaciones nuevas	100	50,000	100,000	421-842

*Asume que el 50% de las subestaciones tendrán sensores parcialmente implementados.

Tabla 8. 4 Costo de sensores para líneas de transmisión. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.3 LIMITADORES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO (SCCL)

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Limitadores de corriente de corto circuito de transmisión	58,027	Número de subestaciones	2	500,000	500,000	580.3-580.3

Tabla 8. 5 Costo de limitadores de corriente de corto circuito de transmisión. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.4 SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (FACTS)

Dispositivos FACTS	Número de unidades	Costo por unidad		Costo total	
		Bajo	Alto	Bajo	Alto
STATCOM & UPFC	20	35,000,000	45,000,000	700,000,000	900,000,000
TCSC	100	10,000,000	12,000,000	1,000,000,000	1,200,000,000
Terminales HVDC	60	22,500,000	27,500,000	1,350,000,000	1,650,000,000
Transformadores electrónicos de potencia	25	40,000,000	40,000,000	1,000,000,000	1,000,000,000
Controladores geomagnéticos	25	5,000,000	7,000,000	125,000,000	175,000,000
Costos totales FACTS				4,175,000,000	4,925,000,000

Tabla 8. 6 Costos de dispositivos FACTS. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.5 ALMACENAMIENTO

Tecnología	Unidades totales	Unidades	Costo por unidad (bajo \$)	Costo por unidad (alto \$)	Costos totales (Bajo-Alto) \$M
Almacenamiento para transmisión a granel de servicios mayoristas sin regulación.	5,800,000	kW	810	1045	4,698-6,061
Almacenamiento para transmisión a granel de servicios mayoristas con regulación.	2,800,000	kW	810	1045	2,268-2,926

Tabla 8. 7 Costos de tecnologías de almacenamiento de energía. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.6 INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES E INFORMÁTICA PARA TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo - Alto) \$M
Infraestructura central de subestaciones para TI ¹⁰ : subestaciones inteligentes	58,027	Número de subestaciones	80	500,000	500,000	2,321-3,481
Infraestructura de comunicaciones para soportar líneas de transmisión y subestaciones.	58,027	Número de subestaciones	80	14,400	14,400	668.5-668.5

¹⁰ IT: Tecnología de información

Infraestructura total de TI y comunicaciones para subestaciones existentes.						2,989.5-4,149.5
Infraestructura central de subestaciones para TI: subestaciones inteligentes	8,423	Número de nuevas subestaciones	100	50,000	75,000	421-632
Infraestructura de comunicaciones para soportar líneas de transmisión y subestaciones.	8,423	Número de nuevas subestaciones	100	14,400	14,400	121-121
Infraestructura total de TI y comunicaciones para nuevas subestaciones.						542-753

Tabla 8. 8 Costo de comunicaciones e infraestructura de TI para transmisión y subestaciones. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.7 DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED)

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Electrónica y sensores inteligentes	58,027	Número de subestaciones existentes	80	110,000	110,000	5,106-5,106
Dispositivos electrónicos inteligentes (IED): relés y sensores	8,423	Número de nuevas subestaciones	100	50,000	75,000	927-927

Tabla 8. 9 Costos de dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.8 TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN FASORIAL

Tecnología	Unidades totales	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Unidades de medida fasorial (PMU)	1,250	100	125,000	125,000	156-156

Tabla 8. 10 Costo de tecnología de medición fasorial. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.9 LA SEGURIDAD CIBERNÉTICA

Hay muy poca información disponible sobre los costos reales de seguridad cibernética. Para hacer estimaciones, EPRI entrevistó a proveedores de TI que se especializan en seguridad cibernética. Como resultado, se desarrollaron estas estimaciones:

	Costo cibernético inicial \$K / utilidad*	Costo cibernético continuo \$K / año
Pequeño	100	10
Mediano	400	40
Grande	2,200	200
*a renovar cada 10 años.		

Tabla 8. 11 Estimaciones de los costos cibernéticos por tamaño de la empresa. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

Para clasificar las empresas de servicios públicos en pequeñas, medianas y grandes, el equipo primero identificó las empresas de servicios públicos propiedad de los inversores (IOU), las cooperativas eléctricas rurales (Co-ops), las empresas de servicios públicos municipales (Munis) y las agencias de energía. Para estimar el número de empresas de servicios públicos que necesitarían tomar medidas para realizar inversiones para asegurar sus actividades de tecnología de la información cibernética relacionadas con las redes inteligentes, el equipo del proyecto utilizó el Directorio de productores y distribuidores de energía eléctrica de 2010 de Platt (Platts, 2009).

Platts estima que hay un total de 342 servicios públicos propiedad de inversores (pagarés). Esto incluye 60 sociedades de cartera, 29 empresas de transmisión y varias otras empresas de generación de servicios y mayoristas. Platts estimó 893 cooperativas eléctricas rurales (cooperativas), incluidas entidades de distribución y generación y transmisión (G&T). Los datos de Platts para los servicios públicos municipales (munis) se dividen en dos categorías: una son los servicios públicos municipales y locales; el segundo es el conjunto de servicios públicos del gobierno federal, estatal y de distrito en los EE. UU.

Tipo	Total #	Pequeño		Mediano		Grande	
		%	#	%	#	%	#
IOU	342	0	-	25	86	75	256
Co-op	893	50	446	40	357	10	90
Muni	2,118	50	1,059	45	953	5	106
Total	3,353		1,505		1,396		452

Tabla 8. 12 Desglose de tipos de servicios públicos. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

Tamaño	Número	Inversión cibernética \$M 2010-2030		Coste cibernético continuo \$M 2010-2030	
		Por servicio público cada 10 años	Total	Por servicio público por año	Total
Pequeño	1,505	.10	301.5	.01	30.1
Mediano	1,396	.40	1,116.8	.04	111.7
Grande	452	2.20	1,988.8	.20	108.8
Total	3,353		3,407.1		322.6

Tabla 8. 13 Costos de seguridad cibernética. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.10 SISTEMAS DE BACK-OFFICE EMPRESARIAL

Tamaño de utilidad	Número	Inversión back-office \$M 2010-2030. Cada 10 años.	
		Por utilidad	Total
Pequeño	1,505	1,000	3,010
Mediano	1,396	4,000	11,168
Grande	452	20,000	18,080
Total	3,353		32,258

Tabla 8. 14 Costo de los sistemas de back office empresarial. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.11 MANTENIMIENTO CONTINUO INCREMENTAL DEL SISTEMA

El equipo del proyecto estimó que las PMU y los sensores instalados en las líneas de transmisión y subestaciones causarían un mantenimiento incremental adicional de \$50,000 por subestación.

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Mantenimiento continuo incremental	58,027	Número de subestaciones existentes	50	50,000/año	50,000/año	15,232-15,232
Mantenimiento continuo incremental	8,423	Número de subestaciones nuevas para satisfacer el crecimiento de la carga	100	50,000/año	50,000/año	4,422-4,422
Mantenimiento continuo incremental	700	Número de nuevas subestaciones para acomodar energías renovables	100	50,000/año	50,000/año	368-368

Tabla 8. 15 Mantenimiento incremental de la red inteligente. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.12 IMPACTOS EN LOS OPERADORES DEL SISTEMA

Los operadores de sistemas independientes (ISO), los operadores de sistemas de transmisión (TSO) y otros operadores independientes (aquí denominados ISO) están realizando inversiones en una infraestructura de comunicaciones cada vez más sólida, así como en una capacidad analítica y de pronóstico mejorada.

Los costos de las mejoras al sistema de una ISO para responder a los cambios en las aplicaciones son muy difíciles de estimar. Cada ISO se encuentra en una fase de desarrollo diferente. Cada uno varía según la naturaleza proyectada y la penetración de los recursos distribuidos y según el alcance de otros participantes del mercado.

EPRI entrevistó a ejecutivos de varios ISO, con el fin de establecer estimaciones de los costos que se producirán en un ISO a fin de acomodar la funcionalidad requerida para lograr los objetivos de Smart Grid. Sus estimaciones informales variaron, pero en general incluían cinco o seis empleados a tiempo completo (\$ 2.4 millones por año) y al menos varios millones de dólares anuales en software. Para una ISO, esto totalizó el 10% de su presupuesto anual o \$ 12 millones por año.

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Red inteligente ISO	10	Mercados regionales	100	12/año	12/año	2,400-2,400

Tabla 8. 16 Costo de alinear los ISO con las redes inteligentes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.1.13 RESUMEN DE COSTOS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES

Se estima que el costo acumulado para llevar el sistema de transmisión y subestaciones de la nación a los niveles de rendimiento requeridos para la operación de Smart Grid costará entre \$ 6,312 y \$ 7,280 millones para 2030, como se muestra a continuación.

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Clasificación de circuito térmico dinámico	11,340	Unidades DTCR/ por cada 7.5 millas de línea	100	10,000	20,000	113.4- 226.8
Sensores de subestación y línea de transmisión	58,027	Número de subestaciones existentes	50	50,000	100,000	1,451- 2,901
Limitadores de corriente de cortocircuito de transmisión	58,017	Número de subestaciones	2	500,000	500,000	580.3- 580.3
Almacenamiento para transmisión a granel de servicios mayoristas sin regulación.	5,800,000	kW	100	810	1,045	4,698- 6,061
Almacenamiento para transmisión a granel de servicios mayoristas con regulación.	2,800,000	kW	100	810	1,045	2,268- 2,926
Dispositivos FACTS	330		100			4,175- 4,925
Comunicaciones: infraestructura central para subestaciones inteligentes	58,027	Número de subestaciones	80	50,000	75,000	2,321- 3,481
Comunicaciones a subestaciones	58,027	Número de subestaciones	80	1,200	1,200	668.5- 668.5
Unidades de medida fasorial(PMU)	1,250		100	125,000	125,000	156-156
Dispositivos electrónicos inteligentes (IED) – sensores y relés	58,027	Número de subestaciones	80	110,000	150,000	5,106- 6,963
Seguridad cibernética- En toda la empresa	1,454	Número de utilidades	100	100,000 *	2,200,00 0*	3,729.2- 3,729.2**
Sistema de back office empresarial- GIS, gestión de interrupciones, gestión de distribución.	1,454	Número de utilidades	100	1,000,00 0*	20,000,0 00*	32,258- 32,258

Red inteligente ISO	10	Mercados regionales	100	12,000,000/año	12,000,000/año	2,400-2,400
Mantenimiento continuo incremental del sistema***	58,027	Número de subestaciones	50	50,000/año	50,000/año	15,232-15,232
Total						75,157-82,509

* Varía según tamaño.
** Incluye costo anual.
*** Los costos de mantenimiento continuo adicionales se incluyen en los componentes de costos individuales.

Tabla 8. 17 Costos de transmisión y subestación de la red inteligente. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

Esto no incluye inversiones relacionadas para satisfacer el crecimiento de la carga, dicha estimación se muestra a continuación.

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Sensores de subestación y línea de transmisión	8,423	Número de subestaciones nuevas	100	50,000	100,000	421-631.7
Comunicaciones: infraestructura central para subestaciones inteligentes	8,423	Número de subestaciones	100	50,000	75,000	421-632
Sistema de transmisión y comunicaciones a subestaciones	8,423	Número de subestaciones	100	14,400	14,400	121-121
Dispositivos electrónicos inteligentes (IED) – sensores y relés	58,027	Número de subestaciones	80	110,000	150,000	927-1,264
Mantenimiento continuo incremental del sistema	8,423	Número de subestaciones	100	50,000	50,000	4,422-4,422
Total						6,312-7,280

Tabla 8. 18 El costo de transmisión y subestación de la red inteligente para satisfacer el crecimiento de la carga. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Comunicaciones: infraestructura central para subestaciones inteligentes	700	Número de subestaciones	100	50,000	75,000	35-53
Sistema de transmisión y comunicaciones a subestaciones	700	Número de subestaciones	100	14,400	14,400	10-10

Unidades de medida fasorial	700		100	125,000	125,00	88-88
Dispositivos electrónicos inteligentes (IED) – sensores y relés	700	Número de subestaciones	100	110,000	150,000	77-105
Mantenimiento continuo incremental del sistema	700	Número de subestaciones	100	50,000/año	50,000/año	368-368
Total						577-623

Tabla 8. 19 Costos de transmisión y subestación de redes inteligentes para satisfacer las energías renovables. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

Costo de actualizar el sistema existente (\$M)		
	Bajo	Alto
Transmisión y subestaciones	75,157	82,509
Costo para integrar la funcionalidad de la red inteligente mientras se adapta el crecimiento de la carga		
	Bajo	Alto
Transmisión y subestaciones	6,312	7,281
Costo para integrar la funcionalidad de la red inteligente al mismo tiempo que se adaptan las energías renovables a gran escala		
	Bajo	Alto
Transmisión y subestaciones	577	623
Total	82,046	90,413

Tabla 8. 20 Costos totales de transmisión y subestación de la red inteligente. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.2 DISTRIBUCIÓN

Las inversiones en Smart Grid en el sistema de distribución implican comunicaciones de ancho de banda alto más amplias a todas las subestaciones, dispositivos electrónicos inteligentes (IED) que proporcionan sistemas de control y protección adaptables, monitoreo completo del sistema de distribución que se integra con sistemas de gestión de activos más grandes, inteligencia distribuida colaborativa, incluyendo el intercambio dinámico de recursos computacionales de todos los dispositivos electrónicos inteligentes y comando y control distribuidos para mitigar eventos de calidad de energía y mejorar la confiabilidad y el rendimiento del sistema.

Los componentes de costo clave para la parte de distribución de la Smart Grid son los siguientes:

- Comunicaciones entre todos los dispositivos digitales en el sistema de distribución, incluidos los alimentadores para AMI y los circuitos inteligentes distribuidos
- Automatización de la distribución
- Automatización de circuitos de alimentación
- Transformadores universales inteligentes
- Infraestructura de medición avanzada (AMI)

- Controladores locales en edificios, en micro redes o en sistemas de distribución para redes de área local.

8.1.2.1 COMUNICACIONES

Las comunicaciones constituyen la columna vertebral fundamental para integrar la demanda de los clientes con las operaciones de los servicios públicos. La información detallada y en tiempo real es clave para gestionar de forma eficaz un sistema tan grande y dinámico como la red eléctrica de distribución. Cada medidor inteligente en la infraestructura de medición avanzada (AMI), debe poder comunicarse con una amplia gama de sistemas de control de usuarios, así como comunicar de manera confiable y segura datos de rendimiento, señales de precios e información del cliente hacia y desde el sistema de retro cargo de una compañía eléctrica.

Entre los medios de comunicación que se utilizan ahora para las aplicaciones AMI se encuentran las redes celulares, la radio con licencia y sin licencia y las comunicaciones de línea eléctrica. Además de los medios, el tipo de red es también una parte importante del diseño de comunicaciones. Las redes utilizadas para aplicaciones de Smart Grid incluyen redes inalámbricas fijas, redes de malla y una combinación de las dos.

Se estimó que las comunicaciones a los alimentadores de AMI y los circuitos inteligentes de distribución costaban alrededor de 20.000 dólares por alimentador, y se instalarían completamente en el 80% de los alimentadores existentes y el 100% de los nuevos alimentadores para 2030, por un costo total de casi 9.000 millones de dólares.

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Comunicación a alimentadores existentes para AMI y circuitos inteligentes de distribución	464,216	Número de alimentadores	80	20,000	20,000	7,427
Comunicación a nuevos alimentadores para AMI y circuitos inteligentes de distribución	67,384	Número de alimentadores	100	20,000	20,000	1,348

Tabla 8. 21 Costo de la comunicación a los alimentadores para AMI. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.2.2 AUTOMATIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Automatización de distribución	464,216	Número de alimentadores existentes	55	Varía	Varía	124,134- 177,008
Automatización de distribución	67,384	Número de alimentadores nuevos	100	308,000	308,000	20,754- 20,754

Tabla 8. 22 Costo de la automatización de la distribución. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.2.3 TRANSFORMADORES UNIVERSALES INTELIGENTES

Tecnología	Unidades totales	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Transformador universal inteligente con almacenamiento	1,500,000	Varía	37,500	100,000	12,563- 12,688
Transformador universal inteligente con inversor fotovoltaico	1,500,000	Varía	7,500	50,000	12,437- 12,937
Total	3,000,000	Varía			25,000- 25,625

Tabla 8. 23 Costo de los transformadores universales inteligentes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.2.4 INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Infraestructura de medición avanzada (AMI) contadores residenciales	1,239,499,16 6	Número de clientes	80	70	140	7,437- 13,387
Instalación de medidores residenciales	1,239,499,16 6	Número de clientes	80	7	12	694-1,487
Infraestructura de medición avanzada (AMI) Medidores comerciales e industriales	18,170,886	Número de clientes	100	120	500	2,240- 9,284
Instalación de medidores comerciales e industriales	18,170,886	Número de clientes	100	20	65	354-1,184
Otros costos AMI	142,121,652	Número de clientes	83	Varía	Varía	1,062- 2,949
Mantenimiento continuo del sistema	142,121,652	Número de clientes	83	3/año	11/año	3,716- 13,624
Costo total AMI	164,982,450	Número de clientes	83			15,513- 41,915

Tabla 8. 24 Costo de la infraestructura de medición avanzada (AMI) para los clientes existentes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Infraestructura de medición avanzada (AMI) contadores residenciales	19,978,760	Número de clientes	80	70	140	1,498- 2,697

Instalación de medidores residenciales	19,978,760	Número de clientes	80	7	12	140-300
Infraestructura de medición avanzada (AMI) Medidores comerciales e industriales	2,800,932	Número de clientes	100	120	500	360-1,493
Instalación de medidores comerciales e industriales	2,800,932	Número de clientes	100	20	65	59-190
Otros costos AMI	22,907,634	Número de clientes	100	Varía	Varía	586-1,523
Mantenimiento continuo del sistema	22,907,634	Número de clientes	100	3/año	11/año	722-2,646
Costo total AMI	22,907,634	Número de clientes	100			3,365-8,850

Tabla 8. 25 Costo de la infraestructura de medición avanzada (AMI) para nuevos clientes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.2.5 CONTROLADORES PARA LA RED ENERGÉTICA LOCAL

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total (Bajo – Alto) \$M
Controladores EMS para redes de área local (LEN) en el sistema existente.	464,216	Número de alimentadores	10	50,000	100,000	2,321-4,642
Controladores EMS para redes de área local (LEN) en alimentadores nuevos.	67,384	Número de alimentadores	25	50,000	100,000	842-1,685

Tabla 8. 26 Costo de los controladores para habilitar las redes de energía locales. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.2.6 RESUMEN DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El costo acumulado para llevar el sistema de distribución eléctrica a los niveles de tecnología requeridos para la red inteligente se estima en \$ 167 a \$ 249 mil millones para 2030.

Grupo de tecnología	Costos totales \$M	
	Bajo	Alto
Automatización de distribución	124,134	177,008
Transformadores universales inteligentes	25,000	25,625
Infraestructura de medición avanzada	15,513	41,915
Controladores LEN	2,321	4,642
Total	166,968	249,190

Tabla 8. 27 Costos de las redes inteligentes para actualizar el sistema de distribución existente. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

Grupo de tecnología	Costos totales \$M	
	Bajo	Alto
Automatización de distribución	38,948	54,059
Transformadores universales inteligentes	25,000	25,625
Infraestructura de medición avanzada	3,365	8,850
Controladores LEN	842	1,685
Total	68,155	90,219

Tabla 8. 28 Costos de redes inteligentes para que el sistema de distribución cumpla con el crecimiento de la carga. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

Costo de actualizar el sistema existente (\$M)		
	Bajo	Alto
Distribución	164,647	249,190
Costo para integrar la funcionalidad de la red inteligente mientras se adapta el crecimiento de la carga		
	Bajo	Alto
Distribución	67,313	90,219
Total	231,960	339,409

Tabla 8. 29 Costos totales de distribución de redes inteligentes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.1.3 CLIENTE

Componentes de costos de la red inteligente: tecnologías de consumidor / cliente

A continuación se muestran los componentes clave para el cliente en una Smart Grid:

- Inversor integrado para adopción fotovoltaica.
- Panel y portal de EMS para consumidores.
- Pantallas en casa.
- Aparatos y dispositivos listos para la red.
- Convertidores de potencia bidireccionales de vehículo a red.
- Almacenamiento residencial para respaldo.
- Almacenamiento industrial y comercial para la calidad de la energía.
- Automatización de edificios comerciales.

Estos son costos que deben ser asumidos por la sociedad y pagados directamente, agrupados con otros bienes y servicios o incluidos de otro modo por la empresa en su costo de servicio. Al igual que las otras tecnologías, estas son fundamentales para lograr la visión de una red inteligente.

El costo de llevar la interfaz de cliente de la infraestructura eléctrica a los niveles de rendimiento de Smart Grid para que pueda soportar una amplia gama de servicios al cliente, que van desde dispositivos listos para DR hasta carga V2G, se estima en \$ 24 a \$ 44 mil millones, como se muestra en Tabla 7-11. Este costo no incluye la considerable inversión que realizará el cliente en electrodomésticos, PHEV, equipos HVAC y similares.

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Inversor fotovoltaico integrado	10,000	kW de fotovoltaica distribuida	100	800	1,000	8.0-10.0
Sistema de gestión de energía del consumidor	143,928,676		10	150	300	2,159-4,318
Pantallas caseras	143,928,676		20	50	100	1,439-2,878
Electrodomésticos listos para la red	143,928,676		40	10	20	222-443
Convertidor de energía de vehículo a red	30,000,000	Número de vehículos	50	300	500	4,500-7,500
Actualizaciones de comunicación para la automatización de edificios	20,178,151	Número de edificios	5	5,000	20,000	5,045-20,180
Almacenamiento industrial y comercial para respaldo	1,800,000	kW	100	2,300	2,400	4,140-4,534
Almacenamiento residencial para respaldo	2,800,000	kW	100	2,200	2,400	6,160-6,720
Mantenimiento continuo del sistema						
Costo total de cliente						23,672-46,368
Asignado a clientes existentes						20,386-39,932
Asignado a nuevos clientes						3,286-6,436

Tabla 8. 30 Costos de redes inteligentes para los clientes. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

8.2 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA SMART GRID EN EL SALVADOR.

Para la estimación de costos de una Smart grid en El Salvador, tomaremos como base el estudio anterior y obtendremos un resultado aproximado de los costos básicos necesarios para la implementación de una Smart Grid.

8.2.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de El Salvador, cuenta con 41 líneas de transmisión a 115 kV, con una longitud total de 1,072.48 kms, y cuatro líneas a 230 kV dos de ellas para

interconectarse con Guatemala y Honduras, y dos líneas de refuerzos internos, con una longitud total de 287 kms, y 4 tramos de la línea SIEPAC¹¹.

Voltaje (kV)	Número de líneas	Kilómetros
115	41	1,073.82
230	4	287
Total		1,360.82

Tabla 8. 31 Kilómetros de línea de transmisión en El Salvador. Fuente: ETESAL.

Subestaciones	Número
Subestaciones existentes	28
Alimentadores	84*

*Se consideraron 3 alimentadores por subestación.

Tabla 8. 32 Número de subestaciones y alimentadores en El Salvador.

Número de clientes, El Salvador:

CLASIFICACIÓN TARIFARIA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
TOTAL NACIONAL						
CLASIFICACIÓN TARIFARIA						
BAJA TENSIÓN						
I- PEQUEÑAS DEMANDAS (0 < kW < 10)						
1.1.- RESIDENCIAL						
RESIDENCIAL CONSUMO ≥ 0 Y ≤ 49 kWh	603,026	598,622	574,571	531,613	530,502	569,917
RESIDENCIAL CONSUMO ≥ 50 Y ≤ 99 kWh	596,438	600,085	596,042	552,317	534,345	558,953
RESIDENCIAL CONSUMO ≥ 100 Y ≤ 199 kWh	380,364	383,585	403,880	461,855	471,164	435,964
RESIDENCIAL CONSUMO ≥ 200 Y ≤ 300 kWh	81,961	82,055	87,735	108,262	115,643	102,275
RESIDENCIAL CONSUMO ≥ 301 kWh	65,720	67,007	73,130	83,716	87,397	73,212
TOTAL RESIDENCIAL	1727,509	1731,354	1735,358	1737,763	1739,051	1740,321
1.2.- PEQUEÑAS DEMANDAS (GENERAL)	126,969	127,320	127,644	127,756	127,792	127,848
1.3.- PEQUEÑAS DEMANDAS (ALUMBRADO PÚBLICO)	2,522	2,520	2,521	2,525	2,526	2,524
1.4.- SERVICIOS ESPECIALES	4	4	4	4	4	4
TOTAL ABONADOS PEQUEÑAS DEMANDAS	1857,004	1861,198	1865,527	1868,048	1869,373	1870,697
II-MEDIANAS DEMANDAS (10 < kW < 50)						
2.1.- MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO SIN MEDICIÓN DE POTENCIA	0	0	0	0	0	0
2.2.- MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO CON MEDICIÓN DE POTENCIA	753	752	752	751	754	748
2.3.- CON MEDIDOR HORARIO	1,540	1,553	1,562	1,568	1,568	1,566
2.4.- SERVICIOS ESPECIALES (RAYOS X)	9	9	9	9	9	10
TOTAL ABONADOS MEDIANAS DEMANDAS - BAJA TENSIÓN	2,302	2,314	2,323	2,328	2,331	2,324
III- GRANDES DEMANDAS (> 50 kW)						
3.1.- CON MEDIDOR HORARIO	111	115	115	114	113	113
3.2.- CON MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO	0	0	0	0	0	0
3.3.- SERVICIOS ESPECIALES	0	0	0	0	0	0
TOTAL ABONADOS GRANDES DEMANDAS - BAJA TENSIÓN	111	115	115	114	113	113
TOTAL ABONADOS - BAJA TENSIÓN	1859,417	1863,627	1867,965	1870,490	1871,817	1873,134
MEDIA TENSIÓN						
II-MEDIANAS DEMANDAS (10 < kW < 50)						
2.1.- MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO SIN MEDICIÓN DE POTENCIA	0	0	0	0	0	0
2.2.- MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO CON MEDICIÓN DE POTENCIA	1,683	1,687	1,687	1,687	1,685	1,681
2.3.- CON MEDICIÓN HORARIA	5,485	5,494	5,501	5,502	5,506	5,511
2.4.- SERVICIOS ESPECIALES (RAYOS X)	21	21	21	22	22	22
TOTAL ABONADOS - MEDIANAS DEMANDAS - MEDIA TENSIÓN	7,189	7,202	7,209	7,211	7,213	7,214
III- GRANDES DEMANDAS (> 50 kW)						
3.1.- CON MEDIDOR HORARIO	4,208	4,212	4,222	4,228	4,228	4,226
3.2.- CON MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO	0	0	0	0	0	0
3.3.- SERVICIOS ESPECIALES	0	0	0	0	0	0
TOTAL ABONADOS GRANDES DEMANDAS - MEDIA TENSIÓN	4,208	4,212	4,222	4,228	4,228	4,226
TOTAL ABONADOS - MEDIA TENSIÓN	11,397	11,414	11,431	11,439	11,441	11,440
IV- SERVICIOS ESPECIALES PROV.POR CONSTRUCCIÓN	157	154	160	160	166	163
TOTAL CLIENTES NACIONAL	1870,971	1875,195	1879,556	1882,089	1883,424	1884,737

Figura 8. 1 Número de clientes en El Salvador según clasificación tarifaria. Fuente: Boletín de estadísticas eléctricas del primer semestre 2020, SIGET.

¹¹ Fuente: <http://etesal.website/>

8.2.1.1 CLASIFICACIÓN DE CIRCUITO TÉRMICO DINÁMICO (DTCR)

Una preocupación en la implementación de DTLR es la identificación de líneas de transmisión adecuadas. Las líneas pueden ser seleccionadas para el uso de DTLR en función de sus niveles de carga típicos, ya que muchos dispositivos DTLR directos no pueden medir datos con precisión cuando las líneas de transmisión tienen poca carga. Por lo tanto, la clasificación dinámica no parece ser útil para líneas de transmisión con poca carga, excepto durante contingencias. Otra opción es seleccionar líneas de transmisión con altos problemas de restricciones históricas. En particular, las líneas pueden seleccionarse entre líneas frecuentemente congestionadas, ya que las limitaciones de gestión pueden requerir una mayor capacidad.

Identificación de tramos críticos

La temperatura del conductor varía a lo largo de la línea debido principalmente a variaciones espaciales del viento. La ampacidad de la línea de transmisión está determinada por el segmento de línea que recibe el menor enfriamiento. Este tramo de línea se denomina tramo crítico. Pueden existir varios tramos críticos en una línea de transmisión. Por lo tanto, determinar dónde y cuántos dispositivos se requieren para monitorear todos los tramos de línea cruciales es un desafío para la implementación del sistema DTLR. La velocidad efectiva del viento en cada tramo de línea es la consideración principal para instalar dispositivos de monitoreo en la línea de transmisión. Para ubicar los sensores en línea, se debe considerar la longitud de la línea, la orientación de la línea de transmisión, la distancia entre las secciones de la línea y la protección. La experiencia con los dispositivos de control de hundimiento muestra que un dispositivo cada **3 km** es generalmente un buen valor que debe adaptarse según las condiciones del terreno. Ocorrió se dio cuenta de que, debido a la volatilidad del viento a lo largo de la línea, las ubicaciones de los tramos críticos no son estáticas. Por lo tanto, podría ser necesario monitorear toda la línea eléctrica.¹²

Tecnología	Unidades totales	Unidades	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto)
Clasificación de circuito térmico dinámico	454	Unidades DTCR/ por cada 3 km de línea	10,000	20,000	4,540,000-9,080,000

Tabla 8. 33 Estimación de costo de la clasificación del circuito térmico dinámico en El Salvador.

8.2.1.2 SENSORES Y DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto)
Sensores de línea de transmisión	28	Número de subestaciones existentes	100	50,000	100,000	1,400,000-2,800,000

Tabla 8. 34 Costo estimado de sensores para líneas de transmisión en El Salvador.

¹² Karimi S., Musilek P. y Knight A.(2018). Dynamic thermal rating of transmission lines: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 600-612.

8.2.1.3 LIMITADORES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO (SCCL)

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto)
Limitadores de corriente de corto circuito de transmisión	28	Número de subestaciones	100	500,000	500,000	14,000,000-14,000,000

Tabla 8. 35 Costo estimado de limitadores de corriente de corto circuito de transmisión en El Salvador.

8.2.1.4 SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (FACTS)

Dispositivos FACTS	Número de unidades	Costo por unidad		Costo total	
		Bajo	Alto	Bajo	Alto
STATCOM & UPFC	5	35,000,000	45,000,000	175,000,000	225,000,000
TCSC	25	10,000,000	12,000,000	250,000,000	300,000,000
Terminales HVDC	15	22,500,000	27,500,000	337,500,000	412,500,000
Transformadores electrónicos de potencia	6	40,000,000	40,000,000	240,000,000	240,000,000
Controladores geomagnéticos	6	5,000,000	7,000,000	30,000,000	42,000,000
Costos totales FACTS				1,032,500,000	1,219,500,000

Tabla 8. 36 Costo estimado de dispositivos FACTS en El Salvador.

El número de unidades de cada elemento se estimó como el 25% del total de unidades con respecto al dato de Estados Unidos.

8.2.1.5 ALMACENAMIENTO

Para el cálculo del almacenamiento se requiere los kW instalados en el país. Según la Tabla 4. 1, la capacidad instalada en El Salvador es de 2,012 MW, por lo que:

Tecnología	Unidades totales	Unidades	Costo por unidad (bajo \$)	Costo por unidad (alto \$)	Costos totales (Bajo-Alto) \$M
Almacenamiento para transmisión a granel	2,012,000	kW	810	1045	1,630-2,103

Tabla 8. 37 Costo estimado de tecnologías de almacenamiento de energía en El Salvador.

8.2.1.6 INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES E INFORMÁTICA PARA TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Infraestructura central de subestaciones para TI:	28	Número de subestaciones	100	500,000	500,000	14-14

subestaciones inteligentes						
Infraestructura de comunicaciones para soportar líneas de transmisión y subestaciones.	28	Número de subestaciones	100	14,400	14,400	0.4-0.4
Infraestructura total de TI y comunicaciones para subestaciones existentes.						89.7-124.5*
* 3% con respecto al costo total de Estados Unidos						
TOTAL						104.1-138.9

Tabla 8. 38 Costo estimado de comunicaciones e infraestructura de TI para transmisión y subestaciones en El Salvador.

8.2.1.7 DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED)

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Electrónica y sensores inteligentes	28	Número de subestaciones existentes	100	110,000	110,000	3.08-3.08

Tabla 8. 39 Costo estimado de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en El Salvador.

8.2.1.8 TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN FASORIAL

La solución al problema de ubicación de unidades se basa en metodologías para la observabilidad óptima de unidades de medición fasorial. Las mismas que se pueden clasificar en dos categorías: optimización matemática y optimización heurística.

Los métodos de optimización matemática son técnicas que se usan en el proceso de resolver un problema, es decir consiste en maximizar o minimizar una función modelada, que estando sujeta a distintas restricciones permitirá la obtención del mejor resultado para el problema planteado. Uno de los métodos es la programación entera lineal.

La programación entera lineal permite resolver problemas de optimización con un número de ecuaciones enteras que coincide con el número de variables del sistema, mientras que la función objetivo la compone todas las variables y las restricciones al ser lineales entonces se habla de programación entera lineal.

De acuerdo a lo expuesto en “The PMU Placement Problem”, las Unidades de Medición Fasorial se colocan en un mínimo de **20% a 30%** del total de barras del sistema analizado para lograr observabilidad completa del sistema de transmisión, debido a la capacidad de una PMU para observar barras vecinas.¹³

¹³ Oswaldo, P. & Danny, T. (2015). *Ubicación óptima de unidades de medición fasorial en sistemas de transmisión* (Tesis de pregrado). Universidad politécnica salesiana, Quito.

Tecnología	Unidades totales	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Unidades de medida fasorial (PMU)	6-9	100	125,000	125,000	0.75-1.13 - 0.75-1.13

Tabla 8. 40 Estimación de costo de tecnología de medición fasorial en El Salvador.

8.2.1.9 LA SEGURIDAD CIBERNÉTICA

	Costo cibernético inicial \$K / utilidad*	Costo cibernético continuo \$K / año
Pequeño	100	10
Mediano	400	40
Grande	2,200	200

*a renovar cada 10 años.

Tabla 8. 41 Estimaciones de los costos cibernéticos por tamaño de la empresa. Fuente: Estimación de costos y beneficios de la red inteligente (EPRI).

En El Salvador solo hay una empresa encargada de la transmisión de energía eléctrica (ETESAL), por lo que se consideró como categoría grande.

Tamaño	Número	Inversión cibernética \$M		Coste cibernético continuo \$M	
		Por servicio público cada 10 años	Total	Por servicio público por año	Total
Grande	1	2.20	2.2	.20	0.2
Total	1		2.2		0.2

Tabla 8. 42 Estimación de costos de seguridad cibernética en El Salvador.

8.2.1.10 SISTEMAS DE BACK-OFFICE EMPRESARIAL

Tamaño de utilidad	Número	Inversión back-office \$M. Cada 10 años.	
		Por utilidad	Total
Grande	1	20,000	20,000
Total	1		20,000

Tabla 8. 43 Costo estimado de los sistemas de back office empresarial en El Salvador.

8.2.1.11 MANTENIMIENTO CONTINUO INCREMENTAL DEL SISTEMA

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Mantenimiento continuo incremental	28	Número de subestaciones existentes	100	50,000/año	50,000/año	1.4-1.4

Tabla 8. 44 Costo estimado de mantenimiento incremental de la red inteligente en El Salvador.

8.2.1.12 IMPACTOS EN LOS OPERADORES DEL SISTEMA

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Red inteligente ISO	5	Mercados regionales	100	12/año	12/año	60-60

Tabla 8. 45 Costo estimado de alinear los ISO con las redes inteligentes en El Salvador.

8.2.1.13 RESUMEN DE COSTOS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES

Se estima que el costo acumulado para llevar el sistema de transmisión y subestaciones de la nación a los niveles de rendimiento requeridos para la operación de Smart Grid costará entre \$ 2,872 y \$ 3,576 millones, como se muestra a continuación.

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Clasificación de circuito térmico dinámico	454	Unidades DTCR/ por cada 3 km de línea	100	10,000	20,000	4.54-9.08
Sensores de subestación y línea de transmisión	28	Número de subestaciones existentes	100	50,000	100,000	1.4-2.8
Limitadores de corriente de cortocircuito de transmisión	28	Número de subestaciones	100	500,000	500,000	14-14
Almacenamiento para transmisión a granel	2,012,000	kW	100	810	1,045	1,630- 2,103
Dispositivos FACTS			100			1,033- 1,220
Comunicaciones e infraestructura de TI para transmisión y subestaciones.	28	Número de subestaciones	100			104.1- 138.9
Unidades de medida fasorial(PMU)	6-9		100	125,000	125,000	0.75-1.13 – 0.75- 1.13
Dispositivos electrónicos inteligentes (IED) – sensores y relés	28	Número de subestaciones	100	110,000	110,000	3.08-3.08
Seguridad cibernética- En toda la empresa	1	Número de utilidades	100	200,000 *	2,200,000 *	0.2-2.20**
Sistema de back office empresarial- GIS, gestión de interrupciones, gestión de distribución.	1	Número de utilidades	100	20,000,000,000* 00,000*	20,000,000,000* 00,000*	20-20
Red inteligente ISO	5	Mercados regionales	100	12,000,000/año	12,000,000/año	60-60

Mantenimiento continuo incremental del sistema	28	Número de subestaciones	100	50,000/año	50,000/año	1.4-1.4
Total						2,872-3,576
* Varía según tamaño. ** Incluye costo anual.						

Tabla 8. 46 Costos estimados de transmisión y subestación de la red inteligente en El Salvador.

Esto no incluye inversiones relacionadas para satisfacer el crecimiento de la carga.

8.2.2 DISTRIBUCIÓN

8.2.2.1 COMUNICACIONES

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Comunicación a alimentadores existentes para AMI y circuitos inteligentes de distribución	84	Número de alimentadores	100	20,000	20,000	1.68

Tabla 8. 47 Costo estimado de la comunicación a los alimentadores para AMI en El Salvador.

8.2.2.2 AUTOMATIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Automatización de distribución	84	Número de alimentadores existentes	100	308,000	308,000	26 – 26

Tabla 8. 48 Costo estimado de la automatización de la distribución en El Salvador.

8.2.2.3 TRANSFORMADORES UNIVERSALES INTELIGENTES

Tecnología	Unidades totales	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Transformador universal inteligente con almacenamiento	225,000	Varía	37,500	100,000	8,438-22,500
Transformador universal inteligente con inversor fotovoltaico	225,000	Varía	7,500	50,000	1,688-11,250
Total	450,000	Varía			10,126-33,750

Tabla 8. 49 Costo estimado de los transformadores universales inteligentes en El Salvador.

El número de unidades de cada elemento se estimó como el 15% del total de unidades con respecto al dato de Estados Unidos.

8.2.2.4 INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Infraestructura de medición avanzada (AMI) contadores en baja tensión	1,873,134	Número de clientes	100	70	140	131.12-262.24
Instalación de medidores en baja tensión	1,873,134	Número de clientes	100	7	12	13.11-22.48
Infraestructura de medición avanzada (AMI) Medidores en media tensión	11,440	Número de clientes	100	120	500	1.37-5.72
Instalación de medidores en media tensión	11,440	Número de clientes	100	20	65	0.23-0.74
Otros costos AMI	1,884,737	Número de clientes	100	7	21	13.19-39.58
Mantenimiento continuo del sistema	1,884,737	Número de clientes	100	3/año	11/año	5.65-20.73
Costo total AMI						167.67-351.49

Tabla 8. 50 Costo estimado de la infraestructura de medición avanzada (AMI) para los clientes existentes en El Salvador.

8.2.2.5 CONTROLADORES PARA LA RED ENERGÉTICA LOCAL

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Controladores EMS para redes de área local (LEN) en el sistema existente.	84	Número de alimentadores	100	50,000	100,000	4.2-8.4

Tabla 8. 51 Costo estimado de los controladores para habilitar las redes de energía locales en El Salvador.

8.2.2.6 RESUMEN DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El costo acumulado para llevar el sistema de distribución eléctrica a los niveles de tecnología requeridos para la red inteligente se estima en \$ 10 a \$ 34 mil millones:

Grupo de tecnología	Costos totales \$M	
	Bajo	Alto
Automatización de distribución	26	26
Transformadores universales inteligentes	10,126	33,750
Infraestructura de medición avanzada	167.67	351.49
Controladores LEN	4.2	8.4
Total	10,324	34,136

Tabla 8. 52 Costos aproximados de las redes inteligentes para actualizar el sistema de distribución existente en El Salvador.

8.2.3 CLIENTE

Para el cálculo de los costos para el cliente, que se ven a continuación, se estimaron las unidades de cada elemento en base al porcentaje de clientes existentes en El Salvador con respecto al de Estados Unidos, que representa el 1.15%.

USA #clientes: 164,982,450 (100%) **El Salvador, #clientes:** 1,884,737 (1.15%)

Tecnología	Unidades totales	Unidades	% Unidades totales	Costo/ unidad (bajo \$)	Costo/ unidad (alto \$)	Costo total(Bajo – Alto) \$M
Inversor fotovoltaico integrado	115	kW de fotovoltaica distribuida	100	800	1,000	0.1-0.12
Sistema de gestión de energía del consumidor	1,655,180		10	150	300	24.83-49.66
Actualizaciones de comunicación para la automatización de edificios	232,049	Número de edificios	5	5,000	20,000	58.01-232.05
Almacenamiento industrial y comercial para respaldo	20,700	kW	100	2,300	2,400	47.61-49.68
Almacenamiento residencial para respaldo	32,200	kW	100	2,200	2,400	70.84-77.28
Costo total de cliente						201.39-408.79

Tabla 8. 53 Costos estimados de redes inteligentes para los clientes en El Salvador.

El costo total acumulado para llevar todo el sistema eléctrico a los niveles de tecnología requeridos para una red inteligente se estima entre 13 y 38 mil millones de dólares:

	Costos totales \$M	
	Bajo	Alto
Transmisión y subestación	2,872	3,576
Distribución	10,324	34,136
Cliente	201.39	408.79
Total	13,398	38,121

Tabla 8. 54 Resumen de costos totales para la implementación de una red inteligente en El Salvador.

Nota: podemos encontrar la descripción de cada uno de los elementos que se tomaron en cuenta para el cálculo de los costos en el **CAPÍTULO 3, sección 3.6 TECNOLOGÍA INTELIGENTE.**

CONCLUSIONES

Con base a la investigación anterior:

- Podemos ver que la implementación de una Smart Grid proporciona fiabilidad, seguridad y calidad del suministro de energía gracias a las tecnologías que utiliza, por lo que se estima como una buena solución a la mejora de la eficiencia de la red.
- Además, sabemos que uno de los elementos que componen una Smart Grid es la generación distribuida proveniente de fuentes renovables, por lo que la implementación de este modelo de red se considera una solución a la reducción del impacto ambiental del sistema eléctrico.
- Por otro lado, observamos que en El Salvador existen iniciativas para la inclusión de energías renovables a través de la política energética actual, sin embargo para la implementación de una Smart Grid, estas políticas deben cambiar y junto con ellas se deben realizar modificaciones a la regulación existente y crear normas que incluyan todos los aspectos necesarios para la implementación del nuevo modelo de red.
- Power Factory es una herramienta muy completa que nos permite hacer análisis de una red eléctrica inteligente. Según lo investigado, observamos que podemos realizar análisis como la optimización de puntos de seccionamiento en una red de distribución en tiempo real.
- Con respecto a la aplicación realizada en la simulación (optimización de puntos de seccionamiento de la red), observamos que los elementos como los dispositivos electrónicos inteligentes (IED), los medidores inteligentes y todos los dispositivos que aportan automatización a la red, juegan un papel muy importante ya que dichos dispositivos recopilan y comunican la información de los parámetros de la red en tiempo real al centro de control, y es utilizada para reconfigurar la red en tiempo real garantizando la calidad de suministro y la eficiencia de la red.
- Los dispositivos inteligentes que se integran para transformar la red en una Smart Grid están basados en electrónica de potencia, estos elementos aportan eficiencia a la red ya que tienen una capacidad de respuesta mucho más rápida que los dispositivos mecánicos y electromecánicos instalados actualmente, sin embargo los dispositivos basados en electrónica de potencia inyectan a la red perturbaciones que requieren de la instalación de dispositivos extras que lo contrarresten.
- Finalmente se realizó una estimación de costos de aplicación, la cual dio como resultado un monto aproximado de 35,000 millones de dólares en distribución para El Salvador. Esta estimación podría variar, ya que los costos no incluyen el transporte del equipo detallado.

RECOMENDACIONES

- Las Smart Grid aportan sostenibilidad a la red eléctrica y es una clara solución a la reducción del impacto ambiental del sistema eléctrico, por lo que se sugiere su implementación de manera gradual y tomando en cuenta todos los aspectos claves para un buen despliegue, tales como la creación o modificación de una regulación que incluya aspectos para la implementación de las tecnologías que requiere una Smart Grid (infraestructura de medición avanzada, recursos energéticos distribuidos y automatización de la distribución avanzada).
- Luego de adaptar la regulación para la implementación de una Smart Grid, se recomienda evaluar el punto de partida de la red e introducir los elementos que la red necesita para una completa automatización de las subestaciones y líneas de distribución, seguido de la implementación masiva de medidores inteligentes y dispositivos de telegestión que permitan el control y comunicación de parámetros de la red en tiempo real.
- Por otra parte, es necesario tomar en cuenta la generación distribuida existente en el país, adaptarla a los cambios de la red e incluir, estratégicamente, más recursos distribuidos a la red.
- La red experimentará diferentes cambios que van a incidir directamente en el usuario final, por lo que es fundamental realizar un plan estratégico que incluya acciones que informen, eduquen y capaciten al usuario final sobre todos los cambios que se realizaran a la red y los beneficios que se obtendrán a partir de ello.
- Finalmente se recomienda realizar una gestión activa de la demanda, es decir, proporcionar al cliente de toda la información que necesita para gestionar su energía de la forma que más le convenga, permitiéndole ahorrar energía.

REFERENCIAS

De la Rubia, J.L. (2011). *Estudio sobre el estado actual de las "Smart Grids"* (Tesis de pregrado). Universidad Carlos III de Madrid, Leganés.

Liaño, P.F. (2017). *Diseño e implementación de un simulador del sector residencial de una Smart Grid* (Tesis de pregrado). Universidad politécnica de Madrid, Madrid.

López, J.C. (2016). *Estudio de la situación actual de las Smart Grids* (Tesis de pregrado). Universidad de Cantabria, España.

Gómez, V.A., Hernández, C. y Rivas, E. (2018). Visión general, características y funcionalidades de la red eléctrica inteligente (Smart Grid). *Información Tecnológica*. 29(2), 89-102.

Douglass D. A., Lawry D. C., Edrisz A. A., Bascom E. C. (2000). Dynamic Thermal Ratings Realize Circuit Load Limits. *IEEE Computer Applications in Power*. 38-44.

Uriarte I., Barboza N., Martínez D., Medina P. Infraestructura de comunicaciones para habilitar la red eléctrica inteligente de México. (2020) *Universidad Autónoma de Baja California, Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Tecnología*. 141-156.

Donato, P. (2016). La evolución de las redes eléctricas inteligentes: presente y futuro. *Ingeniería Eléctrica*. 40-45.

Carillo, S. (2015). *Objetivos y metodología para establecer una smart grid* (Tesis doctoral). Universidad de Málaga, Málaga.

Saldarriaga S. D., López J. M., Muñoz N. (2020) *IEEE Latin America Transactions*, 18(10), 1715-1723.

Orkestra. (2019). Las redes inteligentes y el papel del distribuidor de energía eléctrica. Recuperado de <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/redes-inteligentes.pdf>

Comisión nacional de energía. (2012). Revisión de mecanismos de tarificación de implementaciones de Smart Grid. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/10/201212-REVISI%C3%93N-DE-MECANISMOS-DE-TARIFICACI%C3%93N-DE-IMPLEMENTACIONES-DE-SMARTGRID.pdf>

ZummaRatings. Informe del sector eléctrico de El Salvador. Recuperado de <http://www.zummaratings.com/SectorElectricoSV.pdf>

Consejo Nacional de Energía (2010). Política energética nacional de El Salvador 2010 -2024. Recuperado de <http://energiasrenovables.cne.gob.sv/downloads/1.PolticaNacionaldeEnergia20102024.pdf>

Consejo Nacional de Energía. (2016). Integración de proyectos fotovoltaicos a la red eléctrica de El Salvador. Recuperado de <http://www.proesa.gob.sv>.

Energy Policy Act of 2005. Public Law 109-58, AUG. 8, 2005.

Energy Independence 7nd Security Act of 2005. Public Law 110-140, DEC. 19, 2007.

EPRI. (2011). Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid. Recuperado de https://smartgrid.gov/files/documents/Estimating_Costs_Benefits_Smart_Grid_Preliminary_Estimate_In_201103.pdf