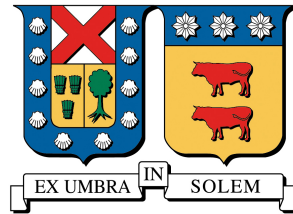


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA

VALPARAÍSO - CHILE



“ELECTRÓNICA DE POTENCIA EN REDES
ELÉCTRICAS INTELIGENTES Y EVALUACIÓN
DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO”

BÁRBARA SALAZAR SEPÚLVEDA

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRÓNICO CON MENCIÓN EN ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA: MARCELO PERÉZ

PROFESOR CORREFERENTE: CÉSAR SILVA

MARZO - 2013

Agradecimientos

Este es el cierre del proceso de seis años, que ya en el fin de la etapa parecen cortos, pero sin la compañía de mi familia y amigos hubiese sido imposible.

En primer lugar, agradezco a mi padres que siempre quisieron que yo fuese una profesional y por ello siempre me apoyaron. A mi padre que me contuvo hasta cuando la beca se volvía más un estrés que un alivio y a mi madre, que siempre tuvo una palabra y gesto de cariño.

A mi hermano, con el que conviví cinco años de la vida universitaria, que no fueron sencillos, pero tenerme conmigo siempre se sintió cálido y más feliz. Siempre me apoyaste y respondiste mis dudas informáticas, te quiero mucho hermano.

A los amigos que me entregó la universidad. Los que dejó el paso por plan común, que fueron industriales, civiles, químicos e informáticos, y los que conocí a partir de segundo año, en electrónica. Espero que BIT Ingeniería o Smartgroup no desaparezcan con el paso del tiempo.

A mis amigas de la infancia, con las que se comparten las dificultades universitarias, María Elisa Estela, Fernanda Pérez, Vivian Jara y Claudia Sallorenzo. Mención honrosa a esta última, quien resolvió mis dudas legislativas, y así me ayudó a entender la importancia de cada documento.

A Alvaro Coronado, por escucharme cada vez que no podía aguantar la carga académica y levantarme cada una de esas veces el ánimo. Pero sobre todo, por hacer mucho más felices mis últimos tres años.

Por último, a mi profesor guía, Marcelo Pérez, por sus constantes sugerencias, correcciones y consejos, pero sobretodo por ser tan amable y hacer muy ameno el trabajo.

*A mi amor incondicional,
mi familia.*

Abstract

The objective of this paper is to define the features of the smart grid and the viability of it on the Chilean electric system.

The origin of these intelligent technologies answers to the growing need for electric energy, which rises much faster than the resources. The new technologies look for satisfying the need of reliability and capacity of the supply, as well as efficiency of it.

The gathering of information is based on articles and IEEE' magazines, as well as the Chilean magazine "Revista Electricidad", government websites both foreign and national, CDEC-SING, CDEC-SIC and finally, several conference presentations and companies documents obtained from Internet.

First off, the traditional grid is defined, with the identification of the major issues that have this scheme and why is necessary the evolution towards the smart grid. Afterwards, the general features of the Smart grid are described along with a model-architecture that allows to depict this electric grid. With both structures explained, it continues to define differences between them, from equipment employed to operation modes, in signals as well as assets.

This work describes technologies about smart grid like power electronic, energy storage, sensors, management and control system, and communication standards. The power electronic includes equipment of power transformers and energy transmission. The energy storage is in charge of accumulating energy in different forms, from popular batteries to other like pumped storage, compressed air energy storage (CAES), and so on. The sensors are all units or systems that allow to take current and voltage measurements. The management and control system uses sensors for generate a picture in real time of the system and to condition decisions. The communication standards define the protocols for transmitting data and to communicate different measurement instruments.

The smart grids are present in many projects around the world, principally in United States and Europe. The biggest investors in this area are United States and Italy, which have the projects "Energy Smart Florida" and "Telegestore", respectively. These schemes are not unique in these countries, only the most representative work, and both are exhibited in this paper.

Regarding to the Chilean electric system, some questions like what problem have the system and how better would it be with intelligent technologies, are developed. The main issues that Chile has are limited transmission capacity and at political level there is a weak regularization, in which the State has a minimum participation facing private companies. Finally, there are some works in progress and intelligent technologies in operation, among which are highlighted "Smartcity Santiago" and "Proyecto de Ley Carretera Eléctrica".

Resumen

Este es un trabajo que tiene como objetivos definir las características de la red eléctrica inteligente y la viabilidad de esta en el sistema eléctrico chileno.

El origen de estas nuevas tecnologías inteligentes responden a la creciente necesidad energética, que crece mucho más rápido de lo que lo hacen los recursos. Con estas tecnologías se busca satisfacer la necesidad de confiabilidad y capacidad de suministro, así como la eficiencia del mismo.

Se ha realizado un levantamiento de información de papers y revistas del IEEE, así como la Revista Electricidad chilena, sitios gubernamentales extranjeros y nacionales, CDEC-SING y CDEC-SIC, al mismo tiempo se han obtenido documentos de conferencias o empresas particulares desde Internet.

Inicialmente se define la red tradicional, identificando los principales problemas que presenta este esquema y el por qué es necesaria la evolución hacia la red inteligente. Posteriormente se describen las características generales de la Smart Grid, con una arquitectura tipo con la que se permite describir los grandes rasgos de esta red. Con ambas estructuras descritas, se procede a definir las diferencias entre ambas, desde los equipos utilizados hasta modos de operación, tanto de señales como de activos financieros.

Se describen las tecnologías de la red inteligente, electrónica de potencia, almacenamiento energético, sensores, sistemas de gestión y control, y estándares de comunicación. La electrónica de potencia abarca los equipos de transformación y transmisión de la energía. El almacenamiento energético, tal como su nombre lo indica se encarga de acumular energía en diversas formas, desde las populares baterías a otras como bombeo hidráulico, almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES), entre otras. Los sensores por su parte son todas las unidades o sistemas que permiten tomar mediciones de corriente y voltaje, y transmitirlas a otras unidades similares. El sistema de gestión y control, utiliza las mediciones obtenidas por los sensores para generar una imagen en tiempo real del sistema y con esto condicionar las decisiones. Los estándares de comunicación definen los protocolos por los cuales se deben transmitir los datos y comunicar los diferentes instrumentos de medición.

Las redes inteligentes están presentes en múltiples proyectos a lo largo de todo el mundo, concentrándose su desarrollo en Estados Unidos y Europa. Los más grandes inversionistas en esta área son Estados Unidos e Italia, los cuales tienen los proyectos “Energy Smart Florida” y “Telegestore”, respectivamente. Cabe destacar que estos no son los únicos proyectos de estos países, sino los más representativos y de los que se hace muestra en este trabajo.

Con respecto al sistema eléctrico chileno, se desarrollan las preguntas de qué problema tiene el sistema y el cómo mejora con la inserción de las tecnologías inteligentes. Si bien los principales problemas de Chile son su capacidad de transmisión, a nivel político hay una regularización deficiente en la cual el Estado tiene una participación mínima frente a las compañías privadas. Se presentan trabajos en desarrollo y tecnologías inteligentes en operación, los que más destacan son “Smartcity Santiago”, que como una Smartcity representa una demostración de la factibilidad de estas redes inteligentes y el Proyecto de Ley Carretera Eléctrica.

Glosario

AC	Alternating Current
ACHEE	Agencia Chilena de Eficiencia Energética
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMM	Automatic Meter Management
AMR	Automatic Meter Reading
API	Application Program Interface
ATM	Asynchronous Transfer Mode
BESS	Battery Energy Storage System
BPM	Business Process Management
BV	Blocking Voltage
CA	Contingency analysis
CAES	Almacenamiento de energía por aire comprimido
CC	Centro de Control
CDC	Centro de Despacho y Control del CDEC
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CIM	Common Information Model
CNE	Comisión Nacional de Energía
COSEM	Companion Specification for Energy Metering
CSC	Current Source Converter
CT	Transformador de Corriente
Cu	Cobre
DA	Distribution Automation
DC	Direct Current
DESD	Distributed Energy Storage Device
DGI	Distributed Grid Intelligence
DLC	Distribution Line Communication
DMS	Distribution Management Systems
DO	Dirección de Operación del CDEC
DOE	Department of Energy
DP	Dirección de Peajes del CDEC
DPF	Distribution Power Flow
DR	Demand Response
DRER	Distributed Renewable Energy Resource
DRM	Demand Response Management
DTS	Dispatcher Training Simulator
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga

EDAG	Esquema de Desconexión Automática de Generación
EDL	Electric Double Layer
EMF	Electromagnetic Field
EMS	Energy Management Systems
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica
ERAG	Esquema de Reducción Automática de Generación
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ESA	Electrical Storage Association
ESF	Energy Smart Florida
EV	Electric Vehicle
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
FDIR	Fault Detection, Isolation and service Restoration
FECF	Factor de Eficiencia de Control de Frecuencia
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FFD	Full Function Device
FID	Fault Isolation Device
FPL	Florida Power & Light Company
FREEDM	Future Renewable Electric Energy Delivery and Management
FTU	Feeder Terminal Unit
GHG	Green-House Gases
GIS	Geographic Information System
GPRS	General Packet Service
GPS	Sistema de Posición Global
GSM	Global System for Mobile communication
HAN	Home Area Network
HEC	Home Energy Controller
HVDC	High Voltage Direct Current
IED	Intelligent Electronic Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IFM	Gestión Inteligente de Fallas
IP	Internet Protocol
IVVC	Integrates Voltage/Var Control
LAN	Local Area Network
LE	Load Estimation
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
LM	Load Modeling
LV	Low Voltage
LVRT	Low-Voltage Ride Through
MDM	Meter Data Management system
ME	Ministerio de Energía
MV	Medium Voltage
NAN	Neighbourhood Area Network
NaS	Sulfuro de Sodio
NIST	United States National Institute of Standards and Technology
OCP	Open Communication Protocol
OMS	Outage Management System
ONR	Optimal Network Reconfiguration
PCM	Pulse Code Modulation
PDA	Personal Digital Assistant
PDC	Phasor Data Concentrator

PEBB	Power Electronic Building Blocks
PEMFC	Proton Exchange Membrane
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PLC	Power Line Communication
PMU	Phasor Measurement Unit
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory
PPEE	Programa País de Eficiencia Energética
PV	Photovoltaics
QoS	Quality of Service
RAS	Remedial Action Schemes
RFD	Reduced Function Device
ROW	Right Of Way
RPC	Relay Protection Coordination
RPS	Renewable Portafolio Standards
RTU	Remote Terminal Unit
SCA	Short-Circuit Analysis
SCADA	Control de Supervisión y Adquisición de Datos
SDC	Smart Device Controller
SI	Sistema Interconectado
SIC	Sistema Interconectado Central
SiC	Carburo de Silicio
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SITR	Sistema de Información de Tiempo Real
SMT	Synchronized Measurement Technology
SOA	Service Oriented Architecture
SOM	Switch Order Management
SPS	Special Protection Schemes
SST	Transformador de Estado Sólido
SyCs	Seguridad y Calidad de Servicio
TCP	Transmission Control Protocol
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TETRA	TrasEuropean Trunked Radio
TP	Topology Processor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
TT/PP	Transformadores de Potencia
UMTS	Universal Mobile Telecommunications Systems
UPFC	Unified Power Flow Controller
VSC	Voltage Source Converter
WAMPAC	Wide Area Monitoring, Protection, and Control
WAMS	Wide Area Measurement System
WAN	Wide Area Network
WASA	Wide Area Situational Awareness
WiMax	Worldwide Interoperability for Microwave Access
WLAN	Wireless Local Area Network
WPAN	Wireless Public Area Network

Índice general

1. Introducción	1
2. Red Inteligente	2
2.1. Esquema tradicional	2
2.1.1. Secciones de la red tradicional	2
2.1.2. Equipos utilizados en una red tradicional	4
2.1.3. Principales problemas-necesidad de cambio	7
2.2. Esquema Inteligente	9
2.2.1. Definición	9
2.2.2. Estructura y características	9
2.2.3. Ventajas y desventajas comparativas	13
2.2.4. Modos de operación	14
2.2.5. Componentes generales de la red	15
2.2.6. Aplicaciones	16
2.3. Diferencias entre Redes tradicionales y Redes inteligentes	17
3. Tecnologías en Redes inteligentes	19
3.1. Electrónica de potencia	19
3.1.1. FACTS	19
3.1.2. Power Electronic Building Blocks	22
3.1.3. Transformadores de estado sólido	23
3.1.4. Transmisión vía HVDC	25
3.1.4.1. Topologías básicas	26
3.1.5. Dispositivos electrónicos inteligentes	27
3.2. Almacenamiento de energía	27
3.2.1. Bombeo hidráulico	30
3.2.2. Almacenamiento de energía por aire comprimido	31
3.2.3. Baterías de Sulfuro de Sodio	32
3.2.4. Baterías de flujo	32
3.2.5. Baterías de Litio	34
3.2.6. Batería de plomo-ácido	35
3.2.7. Baterías de níquel- cadmio	35
3.2.8. Almacenamiento de energía en volante de inercia	35
3.2.9. Condensadores electroquímicos	36
3.2.10. Almacenamiento térmico	37
3.2.11. Almacenamiento de Hidrógeno	37
3.3. Sensores	38

3.3.1.	Synchronized Measurement Technology (SMT)	38
3.3.2.	Phasor Measurement Unit	39
3.3.3.	Wide Area Measurement System	40
3.3.4.	Unidades Terminales Remotas	41
3.4.	Sistemas de gestión y control	42
3.4.1.	Requerimientos de Gestión de sistema de distribución	42
3.4.2.	Sistema de base de datos de mediciones	43
3.4.3.	Smart Business Integration	44
3.4.4.	Future Renewable Electric Energy Delivery and Management (FREEDM)	44
3.4.5.	Control de Supervisión y Adquisición de Datos	50
3.4.6.	Special Protection Schemes	52
3.4.7.	GridStat	52
3.4.8.	Whirlpool Smart Device Network	55
3.5.	Estándares de Comunicación	56
3.5.1.	Características básicas	56
3.5.2.	Redes de comunicación	58
3.5.3.	Tecnologías de comunicación	59
3.5.4.	Estándares para intercambio de información	60
3.5.5.	Redes de interconexión	61
3.5.6.	Protocolos	62
3.5.7.	Whirlpool Integrated Services Environment	63
4.	Redes inteligentes en el mundo	64
4.1.	Clasificación de proyectos	64
4.2.	Proyecto “Energy Smart Florida”	65
4.2.1.	Objetivos	66
4.2.2.	Funciones	66
4.2.3.	Beneficios	67
4.2.4.	Equipamiento	68
4.2.5.	Comunicación	72
4.3.	Proyecto “Telegestore”	72
4.3.1.	Objetivos	74
4.3.2.	Funciones	74
4.3.3.	Beneficios	75
4.3.4.	Equipamiento	75
4.3.5.	Comunicación	77
5.	Redes inteligentes en Chile	80
5.1.	Estructura y normativa vigente	80
5.1.1.	Estructura sistema eléctrico	80
5.1.1.1.	Tipo de producción energética	82
5.1.2.	Patrones de consumo	82
5.1.2.1.	Generación SIC	83
5.1.2.2.	Generación SING	83
5.1.2.3.	Consumo residencial	84
5.1.2.4.	Tipo de generación en el SING	85
5.1.3.	Normas	86
5.1.3.1.	Decreto con Fuerza de Ley N°4/2007 Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción	87

5.1.3.2.	Resolución Exenta N° 85/2009 Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción	88
5.1.4.	Principales problemas	92
5.1.4.1.	Problemas de gestión y regularización	92
5.1.4.2.	Fallas en el Sistema Eléctrico	94
5.2.	Análisis de requerimientos	96
5.2.1.	Evolución de la red eléctrica nacional	96
5.2.1.1.	Pérdidas energéticas	96
5.2.1.2.	Mayor capacidad del sistema de transmisión	96
5.2.1.3.	Generación distribuida y almacenamiento energético	97
5.2.1.4.	Visualización de la red y Control de fallas	97
5.2.1.5.	Control del consumo	97
5.2.2.	Estudio de Factibilidad	97
5.2.2.1.	Smartcity Santiago	98
5.2.2.2.	Almacenamiento de Energía en Baterías	98
5.2.2.3.	Tarifa Horaria Residencial de Chilectra	99
5.2.2.4.	Proyecto de Ley Carretera Eléctrica	100
6.	Conclusiones	101

Índice de figuras

2.1. Red Tradicional. Fuente [1]	3
2.2. Red tradicional. Fuente [9]	6
2.3. Generación de energía proyectada al 2020. Fuente [14]	8
2.4. Red inteligente. Fuente [9]	10
2.5. Capas tecnológicas red inteligente. Fuente [9]	10
2.6. Componentes red eléctrica inteligente, Fuente [2]	15
3.1. Topologías estructuras de compensadores. Fuente [21]	20
3.2. Topologías compensadores en serie basado en tiristores. Fuente [21]	21
3.3. Topologías UPFC. Fuente [21]	22
3.4. Topologías IPFC. Fuente [21]	22
3.5. Comparación de diferentes semiconductores en densidad de potencia y frecuencia de conmutación	23
3.6. Comparación transformador convencional y de estado sólido. Fuente [22]	24
3.7. Costo comparativo entre transmisión AC y DC. Fuente [24]	25
3.8. Transmisión AC: Tres líneas 500 kV. Capacidad Total: 3000 a 4500 MW. Fuente [24]	26
3.9. Transmisión DC: Una línea bipolar ± 500 kV. Capacidad Total: 3000 MW. Fuente [24]	26
3.10. Sistema HVDC basado en tecnologías VSC construido con IGBT's. Fuente [25]	26
3.11. Sistema HVDC basado en tecnología CSC, construido con Tiristores. Fuente [25]	27
3.12. Comparación diferentes sistemas de almacenamiento. Fuente [26]	28
3.13. Rendimiento de diferentes baterías. Fuente [26]	29
3.14. Planta típica de Bombeo hidráulico. Fuente [26]	30
3.15. Diagrama avanzado CAES. Fuente [26]	31
3.16. Baterías de sulfuro de sodio. Fuente [26]	32
3.17. Esquema baterías de flujo. Fuente [26]	33
3.18. Sistema de baterías de flujo de 500kW. Fuente [26]	33
3.19. Sistema de baterías Litio-Titanio de 1000 kW. Fuente [26]	34
3.20. Un flywheel de alta velocidad de 100 kWh. Fuente [26]	36
3.21. Esquema Electrolizador-PEMFC. Fuente [27]	38
3.22. Topología de conexión PMU. Fuente [21]	40
3.23. Diagrama esquemático de esquema de protección de respaldo basado en WAMS. Fuente [29]	41
3.24. FREEDM. Fuente [23]	46
3.25. 15-kV FID que usa 3.3 kV IGBT. Fuente [23]	47
3.26. Capas de control. Fuente [23]	48
3.27. Algoritmo de consenso. Fuente [23]	50
3.28. Sistema SCADA en una red eléctrica. Fuente [13]	51
3.29. Modelo esquemático Management Plane y Data Plane. Fuente [30]	53
3.30. Sistema de Control y Monitoreo basado en GridStat. Fuente [30]	54

3.31. Arquitectura de comunicación WSDN. Fuente [13]	55
3.32. Modelo de sistema de comunicación simple punto a punto. Fuente [21]	57
3.33. Subestación de canal compartido. Fuente [21]	58
3.34. Arquictura básica de medición avanzada ANSI C12.22. Fuente [21]	60
3.35. Estructura de datos en IEC 61850. Fuente [21]	61
3.36. Protocolo de comunicación WSDN. Fuente [13]	63
4.1. Zona de desarrollo del proyecto. Fuente [32]	65
4.2. Esquemático Smart Energy Florida. Fuente [32]	66
4.3. Centro de Rendimiento y Diagnóstico de Energy Smart Florida (ESF). Fuente [33]	67
4.4. Medidor inteligente. Fuente [33]	68
4.5. Cuenta histórica. Fuente [33]	69
4.6. Consumo por mes. Fuente [33]	70
4.7. Consumo por mes. Fuente [33]	70
4.8. Relé SEL-241. Fuente [34]	71
4.9. PDC SEL-3373. Fuente [34]	71
4.10. Mapa inversiones según proyecto en Europa. Fuente [38]	73
4.11. Infraestructura técnica. Fuente [37]	74
4.12. Medidor monofásico. Fuente [37]	75
4.13. Medidor polifásico directo. Fuente [37]	75
4.14. Medidor polifásico indirecto. Fuente [37]	75
4.15. LV data Concentrator. Fuente [37]	76
4.16. Módulo GSM/GPRS. Fuente [37]	76
4.17. Comunicación PLC. Fuente [37]	77
4.18. Arquitectura del sistema. Fuente [37]	78
4.19. Arquitectura AMI. Fuente [37]	79
5.1. Estructura Sistema Eléctrico Nacional. Fuente [41]	81
5.2. Patrón de consumo diario promedio en SIC según temporada del año . Fuente propia	83
5.3. Patrón de consumo diario promedio en SING según temporada del año. Fuente propia	84
5.4. Patrón de consumo residencial área Chilectra. Fuente [45]	84
5.5. Distribución Energética Hora 1, tramo verano. Fuente propia	85
5.6. Distribución Energética Hora 9, tramo verano. Fuente propia	85
5.7. Distribución Energética Hora 17, tramo verano. Fuente propia	85
5.8. Distribución Energética Hora 23, tramo verano. Fuente propia	85
5.9. Distribución Energética Hora 1, tramo invierno. Fuente propia	86
5.10. Distribución Energética Hora 9, tramo invierno. Fuente propia	86
5.11. Distribución Energética Hora 17, tramo invierno. Fuente propia	86
5.12. Distribución Energética Hora 23, tramo invierno. Fuente propia	86
5.13. Pérdidas energéticas. Fuente [46]	92
5.14. Evolución costo marginal SIC y SING. Fuente [47]	93
5.15. Módulo de batería de litio de 2MW. Fuente [52]	99
5.16. Cuadro Tarifario de la “Tarifa Horaria Residencial”. Fuente [45]	99

Índice de cuadros

2.1. Componentes característicos red eléctrica inteligente	12
2.2. Diferencias entre red eléctrica tradicional e inteligente	18
3.1. Diferencias entre Convertidor fuente de voltaje y Convertidor fuente de corriente	27
3.2. Componentes sistema de energía	56
3.3. Tecnologías usadas en diferentes subredes	59
3.4. Factores importantes para asignar un protocolo de comunicación	63
5.1. Descripción principales sistemas eléctricos chilenos	82
5.2. Comparación de fuentes energéticas más comunes en el sistema eléctrico chileno	82
5.3. Rango de muestras de patrones de consumo diario	83
5.4. Fallas más recientes del SIC, año 2012	95

Capítulo 1

Introducción

En este trabajo se presentan las características de una red eléctrica inteligente, no sin antes exponer las características de la red eléctrica tradicional. Con la definición de ambos conceptos se pueden establecer las diferencias de ambos sistemas.

Las redes eléctricas inteligentes son parte importante de las temáticas de conferencias, congresos y cada revista de electricidad en el mundo. El problema es que nadie describe cabalmente que es una red eléctrica inteligente, ni se han definido estándares suficientes que las sustenten. De este modo este trabajo pretende definir los conceptos clave e identificar las tecnologías de estos nuevos sistemas.

Las tecnologías de las redes inteligentes se seccionan en electrónica de potencia, almacenamiento energético, sensores, sistemas de gestión y control, y estándares de comunicación. En cada una de estas secciones se describen las tecnologías existentes mayoritariamente en distintos papers científicos, revistas y sitios webs gubernamentales extranjeros dedicados al tema, entre otros.

Los proyectos de redes eléctricas inteligentes a nivel internacional son muchísimos, concentrados en Europa y Estados Unidos. En este estudio se muestran 2 proyectos representativos, que corresponden a las más altas inversiones en esta tecnología inteligente.

Se expone la situación del sector eléctrico chileno, los entes que la regulan así como las mismas leyes que respaldan dicho funcionamiento. Se ilustran los patrones de consumo de todo el sistema interconectado y a nivel residencial, por tanto se hacen muestras del SING y SIC. El principal objetivo de este trabajo es determinar las soluciones a los cuellos de botella que afectan al sistema y que se pueden ver mejorados con la inserción de tecnologías inteligentes, esto se desarrolla en un análisis de requerimientos. Finalmente se exponen las escuetas tecnologías inteligentes ya insertas en el país.

Capítulo 2

Red Inteligente

Actualmente hay una creciente necesidad energética, la cual crece más rápido de lo que lo hacen los recursos y las fuentes de generación que explotan los mismos. Para suministrar este crecimiento sostenido de requerimiento energético es imperativo realizar un desarrollo eficiente de la red y al mismo tiempo incorporar redes eléctricas no convencionales al sistema actual. No sólo basta con mejoras de los sistemas, también es necesario empoderar al usuario, para que pueda conocer cuanto cuesta la energía y así se desarrollen programas para aplanar los patrones de consumo, con el fin de que el sistema no sea sobredimensionado para los tiempos de peak.

Las necesidades antes mencionadas son implementadas con tecnologías de Redes Eléctricas inteligentes, lo que conlleva mejoras a nivel de calidad y monitoreo del sistema. Estas nuevas redes permiten trabajar con altas tecnologías en electrónica de potencia, sensores, sistemas de gestión y comunicación. A nivel mundial, estudios de proyección de las necesidades energéticas para el 2020, sostienen un gran incremento en el consumo, que requiere incorporar tecnologías alternativas y de alta eficiencia para hacer el sistema eléctrico viable.

2.1. Esquema tradicional

El esquema tradicional es una estructura electro-mecánica que conecta los distintos componentes de distribución y transmisión. La red tradicional está basada en requerimientos de los años 1950, cuyo principal objetivo es encender luminaria y máquinas rotatorias.

Esta arquitectura tradicional carece de comunicación entre la red y el usuario, la conexión entre los puntos posee un flujo unidireccional de la energía. A su vez la energía se genera en plantas centralizadas, que son las que alimentan toda la red [1]. Las restricciones de este esquema tienen relación con un limitado control sobre el flujo de energía [2].

2.1.1. Secciones de la red tradicional

La red tradicional esta compuesta por 5 secciones [3,4], esta composición se ilustra en la Figura 2.1 y se enumeran a continuación.

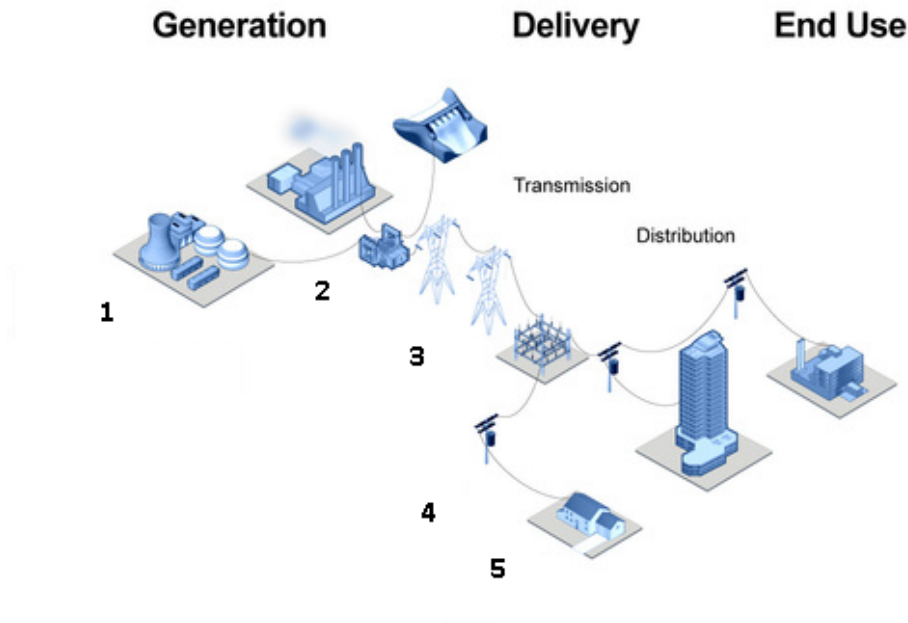


Figura 2.1: Red Tradicional. Fuente [1]

1. Plantas de generación

Las plantas de generación corresponden a centrales que generan grandes cantidades de energía. Estas están normalmente ubicadas cercanas a las fuentes de energía y alejadas de lugares muy habitados. Esta ubicación se encuentra regulada según las leyes de cada país, al igual que el sistema de venta de energía que utilizan.

Se encuentran a su vez centrales de uso localizado para satisfacer las necesidades locales, las cuales se denominan centrales de generación distribuida. Los tipos de centrales son diversas, desde las más comunes, hidroeléctricas, nucleares y térmicas, hasta las no convencionales como parques fotovoltaicos, parques eólicos, centrales de biomasa, entre otras.

2. Subestación de transmisión (elevadora)

Las subestaciones conectan las plantas de generación con la red de transporte, su función es conectar dos o más circuitos y a su vez elevar la tensión entrante a valores muy altos, con el objetivo de transportarla. La tensión de entrada a la subestación (primario) se encuentra típicamente entre $\{3,36\}$ [kV] y la tensión de salida (secundario) es condicionado por la línea de transporte, variando entre $\{66,110,220,380,500\}$ [kV].

3. Red de transporte

Corresponde al medio físico para el transporte para la energía eléctrica, conecta la subestación elevadora con la subestación cercana a los consumidores. Este medio está compuesto por líneas que transportan alta tensión del orden de $\{66,110,220,380,500\}$ [kV].

Este transporte se realiza en señales alternas mayoritariamente, pero también se encuentra transporte continuo en los cuales se utiliza tecnología de corriente continua de alta tensión (HVDC).

4. Subestación de distribución (reductora)

Esta subestación es una central reductora de la tensión, la cual disminuye el voltaje proveniente de la red de transporte para poder entregarlo a los consumidores. Estas construcciones se encuentran cercanas

a los lugares más habitados.

La tensión de entrada a la subestación (primario) varia entre $\{66,110,220,380,500\}$ [kV] y la tensión de salida (secundario) es condicionado por las líneas de distribución, variando entre $\{6,30\}$ [kV].

5. Consumidores

Los consumidores son típicamente divididos en domésticos, industriales, comerciales y algunos organismos gubernamentales. Sus divisiones hacen relación con el tipo de energía, el nivel de tensión, y el tipo de contrato de pago que tienen. Estas políticas son fijadas por cada país.

Cada participante esta limitado al proveedor que se le otorga y no tiene elección.

El sistema eléctrico está organizado a través de un sistema interconectado de redes regionales, las cuales se determinan de forma natural por la geografía de cada país.

Este sistema carece de flexibilidad, ya que la comunicación entre proveedores y consumidores es unidireccional y el proveedor queda determinado por la ubicación geográfica de la vivienda del cliente. A su vez no hay confiabilidad sobre la calidad de la energía, como consecuencia de la escasa presencia de sensores en el sistema. La ausencia de sensores y el poco control sobre la red la vuelve vulnerable a fallas y apagones. Así mismo las decisiones de emergencia que surgen siguen la burocracia de un comité, el cual se comunica vía telefónica [2].

Se observa que los consumidores demandan un ambiente limpio y electricidad confiable a un bajo costo. La inversión y el desarrollo de las energías limpias no previenen una disminución del consumo, frente a las formas de energía actuales. Pero una optimización del consumo y la demanda puede conducir a un mayor aprovechamiento de la misma energía y su consecuente disminución en la cuenta de electricidad [5].

La red tradicional hace uso de formas de energía de quema de combustibles que generan gran cantidad de emanaciones de CO_2 , como consecuencia de la escasa integración de las energías renovables no convencionales. Algunas conexiones de fuentes renovables perjudican la estabilidad dinámica del sistema de transmisión al ser conectadas, de este modo un gran porcentaje de energía renovable alimentando el sistema genera considerables problemas al producirse su desconexión a causa de una tolerancia a fallas deficiente [6]. A su vez las cargas no lineales presentes en el sistema eléctrico introducen componentes armónicas a la red que contaminan a la misma, esto es a causa de los equipos que tienen procesos de conmutación, como son los convertidores de potencia [7].

2.1.2. Equipos utilizados en una red tradicional

El control del sistema eléctrico actual se hace mediante un “Sistema de Gestión para el Sistema de Distribución (DMS)”, el cual tiene una serie de componentes para proteger y modelar la red. En un comienzo, DMS, eran extensiones simples de el sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA), conectando desde el sistema de transmisión al de distribución.

El principal problema de estos sistemas, es que se desarrollan varias interfaces y estructuras que corresponden a diferentes modelos de la red y que deben manejarse en la sala de control por los operarios. Por tanto, se observa un riesgo evidente, la experiencia de los operarios es clave en la seguridad del sistema.

A continuación se detallan los equipos utilizados en una red tradicional para monitorear y controlar. [8]

1. **Detección de falla, aislamiento y servicio de restauración (FDIR):** Sistema utilizado para detectar fallas en secciones de alimentación, basado en mediciones remotas desde una unidad alimentadora terminal (FTU). Esta tecnología aísla rápidamente la falla en la sección del alimentador. Las ventajas que presenta es una reducción en el tiempo de restauración de varias horas a pocos minutos, mejorando la confiabilidad y calidad del servicio de distribución.

2. **Control Integrado de Tensión/VAR (IVVC)** : Tiene tres objetivos básicos. El primero es reducir las pérdidas de la red de alimentación, energizando y desenergizando los bancos de condensadores. El segundo objetivo, hace referencia a asegurar un perfil óptimo de tensión, el cual debe mantenerse en el alimentador durante condiciones de operación normales y por último, reducir los peak de carga. Este último objetivo, se realiza a través de la reducción del voltaje del alimentador por control de posiciones de toma del transformador.
3. **El procesador de topología (TP: Topology Processor)**: Es un sistema que trabaja offline, determina así la topología de la red de distribución y conectividad. Esta información se presenta colorizando un display, la que al mismo tiempo se entrega de forma precisa a la red para otras aplicaciones DMS.
4. **Distribución del flujo de energía (DPF)**: Soluciona el desbalance de flujo de cargas en el sistema trifásico, para operación malla y radial.
Esta función es un núcleo del DMS, sus resultados son utilizados para análisis en FDIR e IVVC.
5. **Modelo de carga/Estimación de carga (LM/LE)**: Este módulo utiliza la información de la red de distribución, para estimar la distribución del consumo en la misma red.
Es sumamente importante para el DMS, debido a que si sus modelos o valores de carga no son suficientemente precisos, todos los resultados para la aplicación serán inútiles.
6. **Reconfiguración de red óptima (ONR)**: Módulo que recomienda operaciones de conmutación para reconfigurar la red de distribución. Sus objetivos son minimizar las pérdidas de energía, mantener óptimos los perfiles de tensión y hacer un balance de las condiciones de carga, esto último se realiza entre los transformadores de subestaciones, alimentadores de distribución y las fases de la red.
7. **Análisis de contingencia (CA)**: Este componente analiza potenciales cambios y escenarios de fallas, que afectan a los clientes o impactan la seguridad operacional.
El objetivo de este, es utilizar sus resultados para cambiar condiciones de operación o configuraciones de la red, y conseguir así minimizar los cortes a los clientes, y por consiguiente, maximizar la confiabilidad.
8. **Administración de ordenes de cambio (SOM: Switch Order Management)**: Esta herramienta fue diseñada para los operadores del sistema, se caracteriza por ser en tiempo real y proporcionar un análisis avanzado. Con este trabajo se consigue una mejor administración sobre todos los escenarios de cambio.
9. **Análisis de cortocircuito (SCA)**: El SCA se encarga de desarrollar condiciones hipotéticas de falla, sobre las cuales calcula los cortocircuitos de corriente y de esta forma evalúa el impacto de las fallas en la red.
Su objetivo es verificar la configuración de protección de relé y la configuración de operación, con el fin de mejorar la precisión de ambos, y por consiguiente la configuración de la red.
10. **Coordinación de relé de protección (RPC)**: Esta función administra y verifica la configuración del relé para los alimentadores de distribución bajo diferentes condiciones de operación y reconfiguraciones de la red.
11. **Locación óptima capacitores/Locación óptima reguladores de tensión**: Su tarea es determinar la ubicación óptima para los bancos de condensadores y reguladores de tensión dentro de la red de distribución.
El objetivo de esta optimización es conseguir un control más efectivo de feedervars y del perfil de tensión.
12. **Simulador de entrenamiento para despacho (DTS)**: Es un simulador de los efectos de operaciones bajo condiciones normales y anormales, así como de los cambios de escenario antes de ser aplicados.

Los fines son ayudar a los operarios a evaluar el impacto de un plan de operación y simular condiciones de expansión del sistema de distribución.

Si nos referimos ahora, al comportamiento de la red eléctrica, se encuentran ciertas características claves. Un modelo simplificado se ilustra en la Figura 2.2.

En la red tradicional se encuentran 6 premisas esenciales [9]. Primero se tienen componentes básicos, que corresponden a líneas, conmutadores, transformadores con carga en cambiadores de toma, condensadores conmutables, en segundo lugar los conductores son mudos y no controlables, en tercer lugar no se puede reaccionar rápidamente, en cuarto lugar al presentarse una interrupción de la red de transmisión o distribución implica interrupción del servicio, debido a que no hay almacenamiento de energía, en quinto lugar se reacciona pasivamente a los cambios en la demanda con un control centralizado, y por último, la red eléctrica solo puede reaccionar a los cambios por un balance continuo de la salida de las centrales eléctricas.

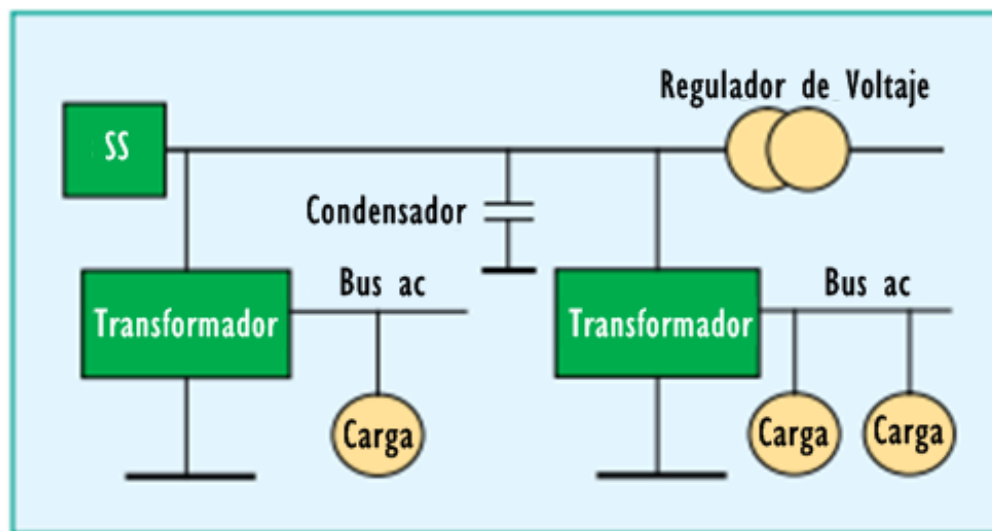


Figura 2.2: Red tradicional. Fuente [9]

Los componentes que destacan en la Figura 2.2 son los reguladores de tensión, bancos de condensadores y el tipo de transmisión, corriente alterna (AC). Se detalla su función a continuación,

- Reguladores de tensión: Compensan las caídas de tensión en el alimentador y mantienen la tensión de alimentación entre rangos aceptables en el punto de servicio.
- Bancos de capacitores conmutables: Proveen potencia reactiva cerca de las cargas y reducen el flujo de potencia reactiva en el alimentador y las pérdidas de energía.
- Transmisión AC: la transmisión independiente del tipo de carga o distancia, se caracteriza por ser AC.

Se pueden incluir servicios auxiliares para ayudar al balance del sistema y proporcionar mayor capacidad, tales como los que se describen a continuación [10],

- **Regulación de frecuencia:** Este servicio proporciona segundo por segundo una variación en la salida para satisfacer la demanda instantánea y mantener la frecuencia del sistema y los flujos del “área de

control” para otras áreas con tolerancia.

- **Reserva en giro (Spinning reserve):** Esta unidad resuelve el problema de conseguir suficiente capacidad de generación en línea. Por tanto, áreas de control típicamente llevan tanta reserva en giro como el generador más grande disponible.
- **Despacho y balance de energía en tiempo real:** Este mercado especializado en “incrementos y decrementos” se reinicia cada 5 o 10 minutos. Varios generadores tienen programación de horas establecidas en mercados con horas y días de antelación. El problema es que estas programaciones son artificialmente planas por hora.
No es una herramienta útil en la actualidad, por las pronunciadas curvas de ofertas diferenciadas y la demanda inelástica, se generan grandes diferencias de precios entre peak y peak.

2.1.3. Principales problemas-necesidad de cambio

Los problemas cualitativos que se presentan en la red corresponden a pérdidas y casos concretos de ineficiencia. A lo largo de la línea de transmisión se pierde electricidad (8 %), así también en la generación de la energía (50 %). Sucede a su vez que los peaks de demanda representan un 5 % del tiempo de funcionamiento de la red, y existe generación sólo para dichos tiempos que representa un 20 % de la capacidad instalada. Los cortes de energía y perturbaciones que tienen su origen en el sistema de distribución representan un 90 % de las fallas del sistema [9, 11–13].

Existen problemas de falta de control adecuado y de capacidad, y procesos insuficientes. La falta de control es consecuencia de que el sistema es esencialmente una tubería de un único camino, donde la fuente no tiene información en tiempo real acerca de los parámetros del servicio de los puntos terminales. Debido a que no se trabaja en tiempo real, se considera que el sistema SCADA no es suficiente. Por otra parte el sobredimensionamiento de la red para resistir los máximos peak de demanda, generan que el sistema no realice un uso pleno de los recursos. Con los márgenes de seguridad agotados, cualquier imprevisto que surge en demanda o anomalías a través de la red de distribución causa fallas que pueden desencadenar apagones. A la insuficiencia de recursos se suma el aumento sostenido de la demanda (Ver Figura 2.3), en contraste con la capacidad para generar y entregar energía que se incrementa a una velocidad mucho más lenta. Debido a esto se ha presentado una penetración incremental de las energías renovables en el sistema actual, pero estas incrementan la incerteza en los suministros, por su variabilidad, y al mismo tiempo, agregan estrés a la infraestructura existente debido a las ubicaciones geográficas lejanas. A si mismo, la capacidad de las líneas de transmisión limita la integración de las energía renovables no convencionales, porque se proyectan para funcionar en máxima generación en todas sus fuentes, de forma simultánea. Se ilustra en la Figura 2.3 el consumo proyectado para el año 2020. Se puede observar en esta gráfica que se proyecta un incremento de 75 % para el consumo eléctrico mundial. Esto representa una obligación del sistema para incorporar las nuevas formas de energía, como las energías renovables no convencionales (ERNNC).

Los objetivos de la Normas de Cartera Renovables (RPS) es hacer que la generación eólica y solar sea un fuente que deba ser utilizada, de este modo eliminar todos los incentivos de los operadores. El despacho limitado y la naturaleza intermitente de la generación eólica y solar requiere que los operadores de la red eléctrica suministren servicios auxiliares adicionales. Con la ausencia de almacenamiento de energía, es inevitable que la capacidad peak de un generador remoto y el factor de capacidad promedio de transmisión no coincidan.

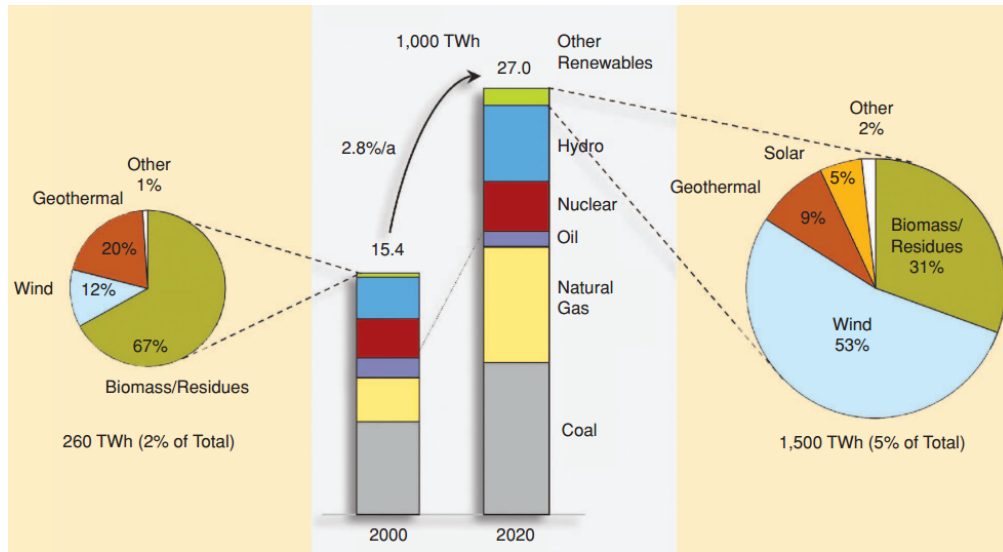


Figura 2.3: Generación de energía proyectada al 2020. Fuente [14]

En otro contexto, pero igual de importante, son exigencias de servicio y problemas de regularización y medioambientales. La sociedad necesita y demanda suministros de energía de alta calidad y alta disponibilidad. Pero sin reglas, no se consigue calidad, debido a que se desata una desregularización energética de comercialización en las mallas eléctricas de energía, regionales, lo que hace presentar un escenario de flujo de potencia e incertidumbre para el cual el sistema no fue diseñado. Un sistema mal diseñado es vulnerable a ataques terroristas o amenazas en los activos de la red de energía, lo cual introduce aún más incerteza.

Se requiere un crecimiento sustentable y una minimización del impacto ambiental vía la conservación de la energía, incrementando la eficiencia energética, reduciendo los peak de demanda y maximizando el uso de energía renovable. Este punto se ve favorecido por el aumento del precio de los combustibles primarios: petróleo, gas natural y carbón, lo que hace prever una impulso para las ERNC.

En un futuro el sistema eléctrico necesitará generación distribuida, capacidad de almacenamiento de energía y posteriormente la conexión de vehículos eléctricos. Nuevos patrones de flujo requieren cambios en las estrategias de control y protección, mejorar la automatización de la distribución y capacidades de la microgrid, administración de la tensión y la potencia reactiva, y el cumplimiento general de la infraestructura de distribución. Los protocolos de interconexión deben ser fuertemente estandarizados y amplios, para hacer frente a grandes niveles de control de factor de potencia y low-voltage ride through (LVRT) necesarios para mitigar cualquier problema de estabilidad transiente. Las redes eléctricas de transmisión requieren flexibilidad adicional, para que coincidan con los recursos disponibles, para manejar los cuellos de botella y la congestión, para suministrar tanto eficiencia técnica como económica, construir infraestructura con un costo razonable y, mejorar la confiabilidad y seguridad del suministro.

A comienzos del siglo 21, las tendencias de desarrollo para aparatos y sistemas de alta tensión habían alcanzado más o menos sus límites técnicos y económicos para reducción de costos y mejorar la confiabilidad. Actualmente la innovación está siendo impulsada por eficiencia de la energía eléctrica, de este modo la red eléctrica está incrementando su importancia. Este avance en el foco del desarrollo más la incorporación de inteligencia en la red eléctrica de transmisión ha creado el nuevo término conocido como “Smart Grid”. [12,14,15]

2.2. Esquema Inteligente

El esquema de la red Inteligente se caracteriza por ser una mejora de la red tradicional. Representa una mejora técnica, funcional y práctica. Este sistema inteligente pretende aumentar la capacidad energética, sin crear nuevas centrales de generación, haciendo eficientes los procesos y por tanto, reduciendo las pérdidas. Esta red permite al usuario volverse participante activo del sistema que lo ha relegado desde su existencia a sólo conocer su consumo en una factura cada fin de mes.

En esta sección se describe el concepto de red inteligente, se da a conocer su estructura básica y sus características, así como las ventajas y desventajas comparativas que tiene con la red tradicional. Por último se describen los fundamentos de operación, que respaldan el funcionamiento de este tipo de red.

2.2.1. Definición

La red eléctrica inteligente tiene múltiples nombres, tales como “Smart Grid”, “Intelligent Grid”, “Modern Grid”, “Future Grid”, entre otras. Corresponde a un sistema eléctrico de transmisión y distribución que trabaja con un conjunto de tecnologías, conceptos y enfoques. Es una red altamente integrada, en la cual los procesos de negociación, objetivos y necesidades de todas las partes interesadas son soportadas por un eficiente intercambio de datos, servicios y transacciones. Esta red no se define sólo por los equipos que tiene, sino por los procesos que logra realizar.

Esta red se caracteriza por tener la habilidad de trabajar con diferentes formas de generación de energía, alto empleo de sensores y sistemas de control que permiten una auto-reparación, predicción de fallas inminentes y toma de acciones correctivas. En beneficios económicos, presenta una minimización de los costos operacionales y de mantención, optimización de los activos y permite empoderar a los consumidores para ajustar su energía usada y consecuentemente reducir costos.

La red inteligente no es un remplazo a la red tradicional, es una gran mejora que permite la coexistencia.

Se tienen 2 definiciones desarrolladas, por el Joint US-China Cooperation on Clean Energy y el “The North American Energy Standards Boards”.

El organismo Chino la define como,

“Refiere a un sistema eléctrico de transmisión y distribución que incorpora elementos de la red tradicional y de vanguardia energética, sensores sofisticados y tecnología de monitoreo, tecnología de información y comunicación para proveer un mejor rendimiento de la red y dar soporte al gran rango de servicios adicionales para los consumidores. Una Smart Grid no se define por que tecnología incorpora, pero si porque puede hacer.”

Por otro lado la asociación estadounidense ha desarrollado una definición para una característica clave de la red inteligente, esta corresponde a la respuesta a la demanda,

“Cambios en la demanda de electricidad para sus patrones de consumo normal, en respuesta a cambios en el precio de la electricidad o a incentivos diseñados para inducir a una disminución del uso de la electricidad en tiempo de potenciales peaks de carga, periodos de alto costo, o cuando la confiabilidad del sistema está en peligro.” [9, 11, 13].

2.2.2. Estructura y características

Un modelo simplista de la estructura de la red inteligente se ilustra en la Figura 2.4, este muestra los tipos de transmisión que soporta, AC y corriente continua (DC), la incorporación de almacenadores y un bloque tecnológico llamado Módulo inteligente de Integración (SIM: Smart Integration Module). [9]

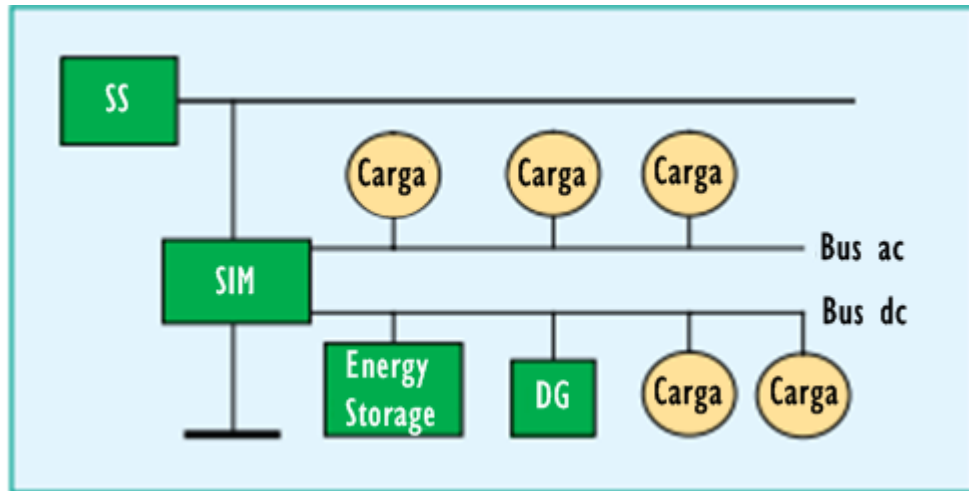


Figura 2.4: Red inteligente. Fuente [9]

Las características que destacan en la estructura de red inteligente es la arquitectura más robusta y funciones que permiten un mayor control de la red. Dentro de la arquitectura, destaca la conexión a la red-alimentador, bus AC para cargas AC, bus DC para cargas DC con una respectiva conexión de los almacenadores de energía y generación distribuida. Las funciones que surgen con esta topología son reguladores de tensión en estado estacionario y transiente, compensación rápida de potencia real y reactiva, detección de averías, fallas de limitación de corriente y aislamiento, control autónomo distribuido inteligente para control de escala de tiempo pequeña, coordinación y optimización para control a escalas de tiempo grande. En específico, los reguladores de tensión proporcionan la capacidad de asegurar los suministros de energía de alta calidad a todos los puntos de conexión, manteniendo optimizados los niveles de tensión y compensando para bajas de tensión como dips, swells y flickers.

La red inteligente, analizada como un componente tecnológico análogo al cuerpo humano se puede definir en 4 capas (Ver Figura 2.5). Esta descripción denota la inteligencia del sistema,

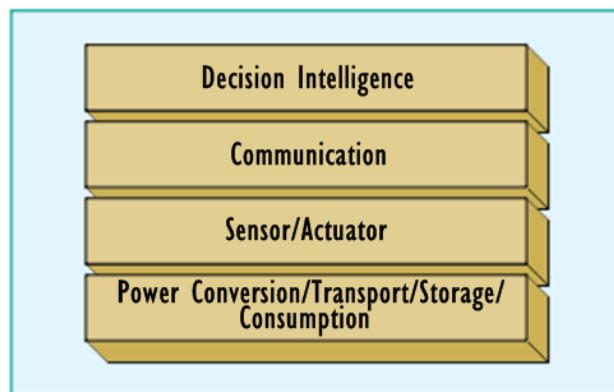


Figura 2.5: Capas tecnológicas red inteligente. Fuente [9]

La inteligencia de la Smart Grid está en la última capa “Inteligencia de decisión”, es en esta donde se

encuentran los programas computacionales que se ejecutan en los relés, dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), sistemas de automatización de subestaciones, centros de control y back offices de empresas. Estos sistemas procesan la información recibida de los sensores o de la comunicación y los sistemas TI, así pueden proveer directivas de control o procesos de decisión para el soporte de empresas.

En la Tabla 2.1, se listan algunas características de este sistema inteligente, [9, 14, 16].

Las empresas del servicio eléctrico tienen como prioridad los requerimientos para RPS, límites en los gases de efecto invernadero (GHG), la “Respuesta a la Demanda” (DR) y las medidas de conservación de energía.

La Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) establece que la “Respuesta a la Demanda” puede proveer presión a la competencia para reducir los precios de la energía a la ventas mayoristas, incrementar la conciencia del uso energético, proveer más eficiencia en los mercados de operación, reducir el poder del mercado, mejora la confiabilidad, y una combinación de nuevas tecnologías, puede dar soporte al uso de fuentes de energías renovables, generación distribuida y medición avanzada. Esto mejora la operación económica, acercando el precio del mercado al valor que le dan los clientes a la energía. [12]

Todas estas características traen beneficios económicos para los proveedores de energía y para los consumidores finales. Un estudio del Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) es determinante en el ahorro económico que produce el uso Smart Grid, si la tecnología inteligente se emplea a lo largo de todo Estados Unidos, ahorra US\$120 billones de inversiones en infraestructura, lo cual desplaza a 30 plantas generadores de energía por quema de carbón.

El objetivo de la transición se logra a través de la aplicación de una combinación de las tecnologías existentes y las emergentes para la eficiencia energética, integración de las energías renovables, respuesta a la demanda, monitoreo y control de área amplia, auto-sanación, HVDC, sistemas de transmisión flexibles AC, entre otros. La “Smart Grid” es una red más dinámica en configuración y condiciones de operación, presentará oportunidades para optimización, pero también muchos desafíos tecnológicos. La interoperabilidad y la seguridad son esenciales para asegurar una comunicación en todos lados entre los sistemas y diferentes medio y topologías, y dar soporte plug-and-play para dispositivos que puede ser auto configurados cuando ellos se conectan a la red.

Múltiples razones frenan el uso de medidores inteligentes y dispositivos inteligentes programable, tales como la falta de tecnología disponible, la necesidad de un trabajo integrado de todas las partes para una comunicación exitosa en dos sentidos y un control remoto, el que sea utilizado por los consumidores, y los incentivos en algunos países, como Estados Unidos, para vender más energía y no menos. Este último punto es gravísimo, pues afecta directamente la eficiencia energética. [9, 16]

Componente	Objetivo
Se ajusta todos los tipos de generación de energía y opciones de almacenamiento	Eficiencia
Detección de intrusión y medidas correctoras	Ciberseguridad
Equipo de monitoreo y sistema de diagnóstico	Administración de recursos
Monitoreo de área ancha, protección y control	Control
Sistemas en línea de identificación de eventos y alarmas	Seguridad y confiabilidad
Monitoreo de oscilaciones de energía y amortiguación	Estabilidad
Optimización de tensión y potencia reactiva	Eficiencia energética y reducción de la demanda
Detección de vulnerabilidad por colapso de tensión	Seguridad
Detección y restauración autónoma de cortes	Auto-sanación
Balance de carga inteligente y reconfiguración de los alimentadores	Eficiencia energética
Autoajuste y adaptación de relés	Protección
Sistemas de gestión de energía para usuario final	Participación del consumidor y eficiencia
Compensaciones dinámicas de potencia, usando almacenadores de energía e inversores fuente de voltaje	Eficiencia y estabilidad
Precios definidos por periodos de tiempos	Participación del consumidor y eficiencia
Disminución de costos por realizar redes eléctricas inteligentes, medición inteligente y precios inteligentes	Administración de recursos
Respuesta a la demanda	Confiabilidad
Reducción futura estimada del consumo entre 7-11 %	Eficiencia
Medición de calidad de energía	Confiabilidad
Igualdad de condiciones y regulación	Administración de recursos
Avances técnicos con simulaciones en tiempo real, capacidad de visualización de alta resolución que puede determinar vulnerabilidades en el sistema de energía antes de un evento o corte	Confiabilidad
Movilización de reservas de la red eléctrica ante monitoreo de sobrecargas	Administración de recursos
Acumulación y análisis de los volúmenes de información operacional para determinar sistemáticamente la vida útil restante del equipamiento instalado, permitiendo priorizar actividades de mantención	Administración de recursos y confiabilidad
Sistema de comunicación bidireccional	Infraestructura de medición avanzada

Tabla 2.1: Componentes característicos red eléctrica inteligente

2.2.3. Ventajas y desventajas comparativas

Las soluciones que presentan los sistemas no-inteligentes (tradicionales) para suplir la falta de suministro, como causa de malas proyecciones o mínima capacidad, consiste en crear nuevas plantas de energía, nuevas líneas de transmisión, subestaciones y equipamiento asociado. Esta solución es compleja, requiere extensa tramitación y altos costos, a diferencia de las redes inteligentes, que plantean mejoras e integración de diferentes formas de suministro, así como ERNC y generación distribuida [17].

Las redes actuales carecen de confiabilidad, son inflexibles y no controlables, se puede aproximar a una red mecánica, debido a que es más unión de componentes que un control de los mismos. En esta el tiempo llamado real, en el que se observa el funcionamiento de la red, es de alrededor de 20 [s], lo que claramente no califica como un sistema seguro, ni permite detener los problemas que pueden causar fallas en el sistema. Por el contrario su competencia (redes inteligentes) presenta un control continuo y una visión completa de la red, que permite manejar fallas y no contaminar los siguientes eslabones de la cadena [18].

El operador del sistema actual debe tener suficiente exceso de capacidad en línea o disponible rápidamente en caso de fallas, por otra parte la tecnología inteligente tiene reservas que pueden provenir de sistemas eléctricos de potencia, pequeños generadores distribuidos y sistemas de almacenamiento de energía.

Ventajas redes inteligentes [12]

1. Reduce los peaks de cargas y genera márgenes de reserva.
2. Elimina costos asociados a nuevas infraestructuras (nuevas plantas, líneas, etc).
3. Disminuye pérdidas en las líneas de transmisión y distribución junto con los costos de operación y mantención.
4. Habilita cargas de otros sistemas para participar en la red.
5. Puede observar los problemas antes de que afecten al servicio, con un alto monitoreo, rápidas comunicaciones y retroalimentación de las operaciones de control.
6. Provee una visualización avanzada para mejorar la habilidad de supervisión del sistema.
7. Proporciona suministro para la conexión de los vehículos eléctricos, el cual sin capacidad de reserva, capacidad de monitoreo ni automatización no es viable.

Desventajas redes inteligentes [12, 16]

1. Tiene un problema de interferencia magnética latente, se presenta por la modulación por pulso en los convertidores electrónicos de potencia. Esto radica en la rápida conmutación de estos componentes. El rápido y extenso desarrollo de los semiconductores de potencia, los que están en constante cambio, tiene su lado negativo.
La principal fuente del problema de EMC es el la gran variación $\frac{dv}{dt}$ y $\frac{di}{dt}$ por las formas casi cuadradas de las señales, resultantes de la conmutación en los convertidores.
Este tipo de problemática debe estar regularizado por un nivel de inmunidad y un nivel de compatibilidad.
2. Al trasladarse de una red normal a una inteligente, lo que se hace es obtener una gran cantidad de datos, con esto se genera una explosión de los mismos por la lectura de diversos sensores.
A modo de ejemplo en una empresa del servicio público pasa de almacenar datos en línea de un tamaño de 20[TB] a almacenar un volumen de entre 200 y 800 [TB], al emplear lecturas de los sensores cada 5 minutos.

3. Se presentan problemas de seguridad referentes a la comunicación y protección de estos datos. Esto requiere redes IP con complejas configuraciones para evitar virus, suplantaciones de identidad, entre otros. En el peor de los casos se puede filtrar a la red información que no se desee tales como las actividades que se realizan en una casa, por los distintos sensores para los diferentes equipos.
4. La conexión de los vehículos eléctricos aumentará y generara desbalance, lo que degrada la calidad de la energía, incrementa los problemas por armónicas y tensión, aumento de pérdida en las líneas. Esto podría dañar los equipos de los clientes y de las empresas eléctricas.
5. La mayoría de los gerentes, planificadores e ingenieros en la industria suelen trabajar en forma incremental y por un camino predecible. Tienen costumbre de trabajar en una estructura de una única línea.
6. Los cambios a una red con medidores inteligentes requiere diseños flexibles, agilidad e improvisación, lo que es atípico en proyectos tradicionales.
7. Requiere un desarrollo e implementación de tecnologías de información, por tanto tiene 7 desafíos para esta que extienden en años el estudio del proyecto. De este modo se generan dentro del mismo nuevas desventajas,
 - a) El tiempo de finalización no está bien establecido, por tanto no permite un desarrollo técnico y especificaciones de negocio
 - b) Muchos de los requerimientos son incrementales con respecto a las capacidades existentes.
 - c) Son muchos más procesos que una red tradicional, por tanto se necesita un plan de implementación aprobado por todas las partes interesadas
 - d) Las modificaciones que se hagan pueden tener impactos negativos en las operaciones existentes, aunque deben diseñarse para no hacerlo.
 - e) Las interfaces con usuarios y sistemas externos, requieren trabajar sobre problemas de ciberseguridad e integración.
 - f) Los estándares técnicos para las red eléctrica inteligente son limitantes y no hay prácticas de negocios establecidas.
 - g) Alto costo de implementación

2.2.4. Modos de operación

Si bien los diversos componentes de la inteligencia de la red se conectan de una misma forma para su operación, esta puede variar según que tan participativos son los proveedores entre los mismos. De esta manera se encuentran tres modos: Stand Alone, Microgrid y Cluster.

- Stand-Alone: El productor de energía es desconectado de la red eléctrica y suministra a una sola carga
- Microgrid: Varios productores, sistemas de almacenamiento y cargas son conectadas juntas y tratan de operar en una isla controlada que puede interactuar con la red eléctrica principal y con otras islas.
- Cluster: Varios productores distribuidos a través de la red eléctrica principal tratan de operar en forma conjunta, formando un productor virtual con alta potencia acumulada que puede aceptar señales de control del operador del sistema de energía eléctrica.

2.2.5. Componentes generales de la red

Una de las formas en que se relacionan los distintos componentes de la red eléctrica inteligente se ilustra en la Figura 2.6. Se caracteriza por el flujo bidireccional de información y/o energía entre los componentes.

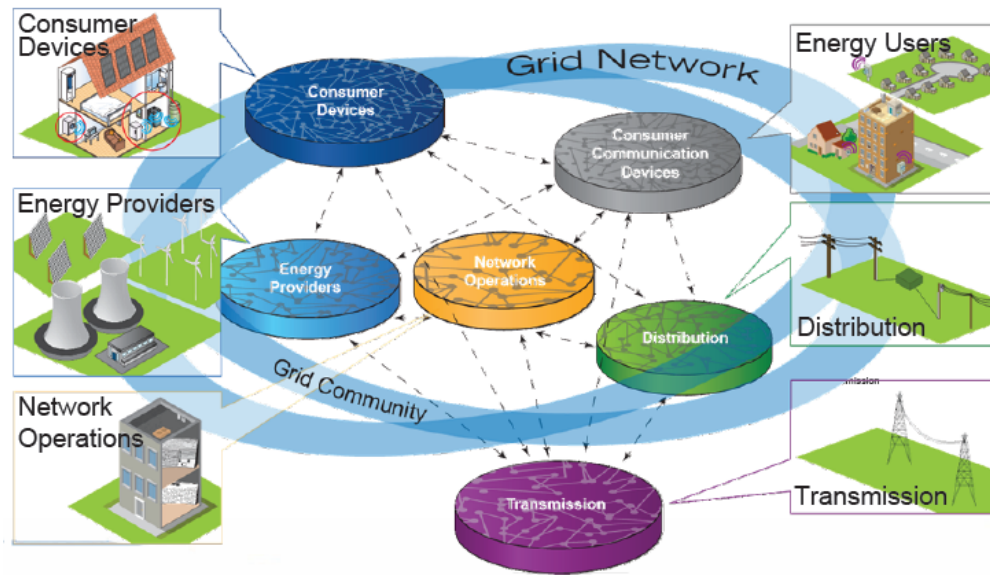


Figura 2.6: Componentes red eléctrica inteligente, Fuente [2]

Los componentes generales de la red eléctrica inteligente se describen a continuación [2, 9, 19],

- **Dispositivos de consumidores (Consumer Devices):** Corresponde a dispositivos que pueden hacer mediciones y toman decisiones de como utilizar la energía según los precios que reciben.
- **Proveedores de energía (Energy Providers):**
 Refiere a un conjunto de proveedores de distintas formas de energía, tales como centrales generadoras, generación distribuida, fuentes de energías renovables, almacenadores de energía. Esta amplia gama de fuentes se presentan con el fin de proporcionar la forma más económica de energía.
 La red inteligente dará soporte no sólo a plantas de energía centralizadas, de gran escala y granjas energéticas, sino también a fuentes de energía distribuidas de escala residencial dispersas, con el objetivo de permitir una integración de las energías renovables.
 Los almacenadores de energía se pueden utilizar para amortiguar el impacto de cambios de cargas repentinas y fluctuaciones de la generación solar y eólica, para desplazar el consumo de energía fuera de las horas peak, de esta forma proporcionando un balance de energía, seguimiento a la carga, y compensación dinámica de potencia real y reactiva. Corresponden a equipos tales como: bancos de baterías, flywheels (volantes de inercia), supercapacitores y sistemas de aire comprimido.
- **Operaciones de red (Network Operations):**
 Estas operaciones desarrollan la comunicación con las distintas fuentes que participan en la red y envían información, tal como el precio, a todos los integrantes de la misma. El objetivo es manejar información en tiempo real y predecir que va a ocurrir, de esta forma desarrollar estrategias de control óptimas.
 La infraestructura de comunicación es un componente decisivo que conecta todos los elementos dis-

tribuidos de la red, permitiendo intercambio de información y por lo tanto hacer a la red eléctrica verdaderamente inteligente.

Los sistemas de gestión de energía monitorean el consumo residencial, de edificios de oficinas y centros comerciales. El fin de esto es conocer los patrones de consumo para determinar ciclos de carga y descarga de los equipos que más demandan energía, tales como vehículos eléctricos tipo plug-in, lavadora, secadora.

La tecnología de sistema de transmisión flexible AC (FACTS) permitirá a los operadores del sistema dirigir los flujos de energía por los caminos más eficientes y encontrar la mejor mezcla de producción de energía y horario.

Las redes de comunicación existentes pertenecen a empresas de servicios eléctricos u operadores de la red eléctrica. Estas redes son a menudo basadas en conexiones de fibra óptica que son instaladas en paralelo a la red de alto voltaje, y conecta subestaciones primarias, grandes centrales y salas de control. Las tecnologías son basadas en tecnologías sobre Internet.

El principal desafío es la interconexión de los niveles de tensión bajos y medios, las posibilidades para solucionar este problema son mediante el uso de redes de telecomunicaciones públicas, redes inalámbricas o sistemas de comunicación sobre líneas de tensión.

- **Usuarios de la energía (Energy Users):**

Se requiere un medidor en cada casa o puede existir sistemas en la que una única casa tenga medidor que sea aprovechado por las construcciones cercanas. La carga que estos utilizan se emplea y controla basándose en la información que recibe y la misma provee.

- **Distribución (Distribution):**

La red de distribución continuamente modela el uso del sistema, de esta forma es más capaz de manejar y corregir problemas con el fin de proveer un servicio confiable.

La generación distribuida y almacenadores de energía proporcionan diversidad de energía, reducen la demanda por plantas de energía de combustibles fósiles, e incrementan la redundancia de suministro y la confiabilidad del sistema. La distribución de producción de energía por fuentes renovables también incrementa la confiabilidad de la red refiriéndose a perturbaciones generalizadas.

- **Transmisión (Transmission)**

La transmisión monitorea los recursos y los ajusta con el fin de garantizar la entrega continua de energía, el gran cambio es la incorporación de transmisión continua. Las transmisiones HVDC unen las fuentes de energía limpia y renovable que se encuentran remotas o en lugares de generación fuera de la costa, con la red eléctrica de energía principal.

Una arquitectura de red eléctrica híbrida, AC/DC, para sistemas de distribución hace a la misma más flexible y confiable.

Es posible con esta topología de interacción administrar un flujo de energía bidireccional y controlado. Al mismo tiempo un control completo de la potencia reactiva, que se basa en el uso de una estructura de conversión de energía bidireccional, adoptando tecnología de modulación por ancho de pulso (PWM) y algoritmos de control propios.

2.2.6. Aplicaciones

Se consideran ciertas aplicaciones básicas del sistema, que refieren a respuesta a la demanda, control y funcionamiento híbrido, así como servicios auxiliares. [12]

- **Respuesta a la demanda**

Esta componente es la causante de las tarifas dinámicas del consumo eléctrico las cuales se desarrollan con una infraestructura de medición avanzada. Se administra la demanda de recursos energéticos y la integración de la demanda con los mercados de energía de venta al por mayor.

Con esta funcionalidad el operador del sistema puede monitorear, y también directa o indirectamente a través de los precios manejar la demanda.

De este modo se avanza de una red eléctrica con seguimiento de carga tradicional hacia la estrategia de Load-Shaping. En esta última la demanda de recursos se gestiona para cumplir con la generación disponible y la capacidad de enviar energía en cualquier momento.

- **Control de Supervisión y Adquisición de Datos**

Es utilizado ampliamente para monitoreo remoto y control a altos niveles de distribución de la red eléctrica. Existen estándares avanzados como IEC 61850 para automatización de subestaciones.

- **Medición inteligente**

Recupera los valores de medidores, genera perfiles de carga, monitoreo local de la calidad de la energía y la conmutación remota de cargas. Esta aplicación demanda permanente conexión a la red de comunicación.

- **Sistema de control de energía híbrida**

Las energías renovables son a menudo acopladas con otros mecanismos para mejorar la conducción de energía, que refiere a la capacidad de proporcionar esta. Los otros mecanismos pueden ser: baterías, flywheels y generadores diésel, entre otros.

El control de supervisión se basa en lógica difusa, que está siendo aplicada para el problema de decidir cuándo se almacena energía en el sistema auxiliar o cuando se extrae energía de los almacenadores.

- **Servicios auxiliares**

Son definidos por el IEEE standard 1547.3 como aquellos que son proporcionados por los sistemas de generación distribuida de energía interconectado al sistema eléctrico de energía.

Estos contribuyen a un enfoque sistemático para la gestión del nuevo sistema de energía caracterizado por una fuerte afluencia de fuentes de distribución.

- **Aprovechamiento de la nube digital**

Emplear la web, la nube, permite la integración de múltiples datos y capacidades, diversas fuentes para ofrecer diversas aplicación sobre la Web. Estas aplicaciones son alojadas en centros de datos que ofrecen capacidades computacionales extensibles para proporcionar la escalabilidad y seguridad que necesitan para muchas de las emergentes nuevas aplicaciones, sin un mayor impacto en los sistemas heredados.

2.3. Diferencias entre Redes tradicionales y Redes inteligentes

Las diferencias radican desde evidentes nuevos equipos incorporados al sistema hasta mejoras de funciones/herramientas/dispositivos ya existentes. [8]

Red tradicional	Red Inteligente
Electromecánica	Digital
camino unidireccional de flujo de energía	camino bidireccional de flujo de energía
Estructura jerárquica	Red interconectada
Control limitado y con supervisión deficiente	Se puede monitorear y controlar la generación, y los puntos de consumo.
Generación centralizada	Generación distribuida
Métodos LM/LE del DMS tradicional	Métodos LM/LE requiere enlazar DMS y DRM
Generación de energía según carga de demanda	Gestión de Respuesta a la Demanda
Información con retraso	Información en tiempo real
Los clientes consumen energía	Los clientes pueden generar y enviar electricidad a la red, además de consumir
Consumidores desinformados y sin participación	Consumidores informados
Restauración manual	Auto-restauración
Fallas y apagones	Adaptación y aislamiento
Poca importancia a los problemas de calidad de energía	Calidad de energía es una prioridad
Pequeña integración de información operacional	Gran cantidad de adquisición de datos
Enfoque en proteger los activos luego de una falla	Enfoque en prevenir y minimizar el impacto de las fallas a los consumidores
Revisión manual	Revisión remota
Mantenciones periódicas	Condición de mantenimiento predictivo
Se impulsa a nivel de gobierno alta venta de energía	Se prefiere la eficiencia energética

Tabla 2.2: Diferencias entre red eléctrica tradicional e inteligente

La industria de desarrollo de sistema ha estado evolucionando desde diseños monolíticos para impulsar la flexibilidad y economías en desarrollo de sistemas y operaciones.

También se han cambiado reglas de mercado, procedimientos de solución, entre otros requisitos. Estas variaciones están definidas en un documento denominado Market Redesign Technology Upgrade (MRTU), este pretende diferenciar las redes inteligentes de las redes tradicionales.

Capítulo 3

Tecnologías en Redes inteligentes

Las tecnologías en redes inteligentes se pueden clasificar en 5 grandes grupos: Electrónica de potencia, almacenamiento energético, sensores, sistemas de gestión y estándares de comunicación. Las características que otorgan estos equipos son a grandes rasgos, flexibilidad, capacidad, visión y gestión. Las tecnologías están en constante desarrollo y estudio, debido a la implementación reciente de las redes inteligentes. La falta de estándares, en cuanto a arquitecturas, topologías y comunicación, facilita la existencia de muchas soluciones para el mismo problema. Esta dificultad se observa mucho en el área de comunicación, sistemas diseñados íntegramente sin incorporación de terceros.

Es necesario indicar que la incorporación de estas tecnologías inteligentes a los proyectos aumenta su tiempo de desarrollo, pero asegura la confiabilidad sistema.

3.1. Electrónica de potencia

Las tecnologías de electrónica de potencia, representan aplicaciones de dispositivos electrónicos, para transformar y controlar voltaje y corriente de niveles significativos. Los componentes que se presentan son FACTS, Power Electronic Building Blocks (PEBB), SST, HVDC y dispositivos electrónicos inteligentes. Los FACTS se caracterizan por robustecer el sistema de corriente alterna, mejorando la controlabilidad e incrementando la capacidad de potencia. Los PEBBs son unidades para trabajar con convertidores. Los SST representan la evolución de los transformadores tradicionales, diferenciados por una mayor densidad de potencia. Los sistemas HVDC corresponden a transmisión de alta tensión con corriente continua. Por último, los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) representan unidades que procesan señales y tienen interfaz de comunicación.

3.1.1. FACTS

El FACTS está compuesto por equipos de electrónica de potencia y otros, proporciona control de uno o varios parámetros del sistema de transmisión AC para mejorar la controlabilidad e incrementar la capacidad de transferir potencia en la red.

El control de FACTS basado en unidad de medición de fasores (PMU) puede potencialmente ser implementado como un control efectivo de área amplia para cumplir con mitigar las oscilaciones subsíncronas.

Los dispositivos distribuidos FACTS son pequeños en tamaño y menos costoso que los dispositivos tradicionales FACTS. [20]

Compensadores shunt de potencia reactiva

Estos dispositivos controlan la tensión en un nodo por medio de inyección o absorción de potencia reactiva. Adicionalmente al control de tensión en estado estacionario, estos dispositivos son usados para mitigar variaciones de las dinámicas de tensión causadas por cambio de línea, rechazo de carga, fallas u otras perturbaciones.

Los compensadores de potencia reactiva se han vuelto esenciales para cumplir los requerimientos de el Grid Code, organismo que define los requerimientos técnicos mínimos y operacionales para conectar una planta de generación a la red. [21]

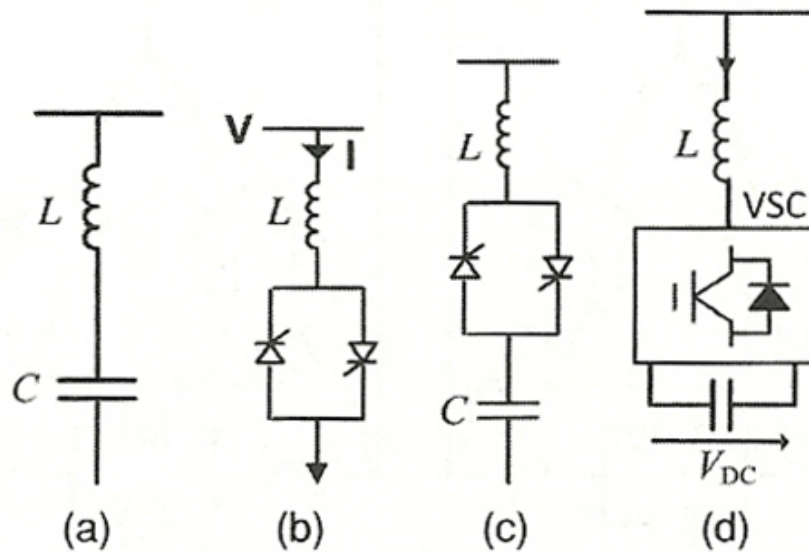


Figura 3.1: Topologías estructuras de compensadores. Fuente [21]

Los condensadores fijos proporcionan una reactancia shunt capacitiva. Un inductor puede ser conectado en serie a un condensador fijo para formar un filtro de armónicas (Ver Figura 3.1.a)

1. TCR: Thyristor Controlled Reactor

La potencia reactiva de salida en este dispositivo es proporcional al cuadrado de la tensión de línea dividida por la impedancia reactiva. Este último parámetro resulta ser variable.

Los elementos básicos son un inductor en serie con un tiristor bidireccional (2 unidades en sentido contrario), cada tiristor conduce medio ciclo de forma alternada de la frecuencia suministrada. Esta topología se ilustra en la Figura 3.1.b

2. TSC: Thyristor Switched Capacitor

Este dispositivo tiene igual relación potencia reactiva de salida que el TCR, y a su vez, la impedancia reactiva resulta variable.

Los elementos básicos son un capacitor en serie con tiristor bidireccional y un pequeño inductor. El

propósito de este inductor es limitar los transientes de conmutación, para amortiguar las corrientes de entrada y para ser un filtro de las armónicas que llegan del sistema de potencia. Esta topología se ilustra en la Figura 3.1.c

3. **STATCOM** Este equipo corresponde a un convertidor fuente de voltaje cuyo lado DC es conectado a un condensador y cuyo lado AC es conectado a la red eléctrica a través de un transformador con alta reactancia o un transformador con un inductor en serie conectado. Este último caso se ilustra en la Figura 3.1.d

Compensadores basados en VSC

Estos compensadores de potencia reactiva en serie basado en tiristores son encontrados en el sistema de energía. Estos equipos confían en su sistema de control para evitar resonancias y asegurar la estabilidad del sistema energético. [21]

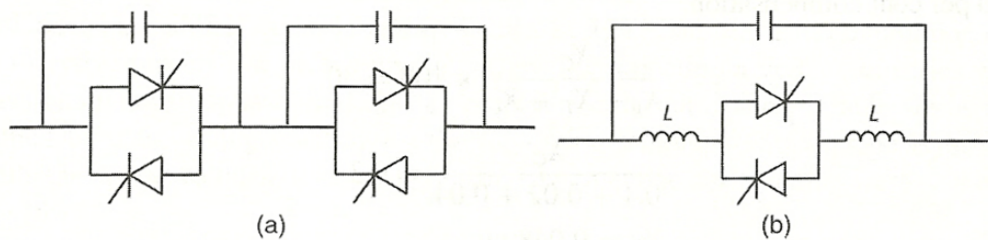


Figura 3.2: Topologías compensadores en serie basado en tiristores. Fuente [21]

1. TSSC: Thyristor Switched Series Capacitor

Los tiristores están conduciendo completamente o bloqueando completamente un número de medios ciclos como determina el sistema de control. El TSSC solo permite la inserción de capacitancia para ser controlada en escalones discretos. La topología se ilustra en la Figura 3.2.a .

2. TCSC: Thyristor Controlled Series Capacitor

Es un condensador en paralelo con el tiristor controlado por inductor. El efecto de el esquema en paralelo es formar una impedancia en serie continua y rápidamente variable. La topología se ilustra en la Figura 3.2.b .

Compensadores serie y paralelo

Son compensadores que hacen uso los convertidores de fuente de voltaje para formar diferentes topologías. [21]

1. **UPFC: Unified Power Flow Controller** Es un convertidor AC/AC que cambia los parámetros del circuito: la tensión de línea final, el ángulo de fase entre las 2 barras y la reactancia aparente de la línea. Los componentes son 2 convertidores AC/DC, que operan con un DC link común. Un convertidor es conectado en serie y el otro es conectado en shunt con la línea de transmisión. La topología se ilustra en la Figura 3.3.

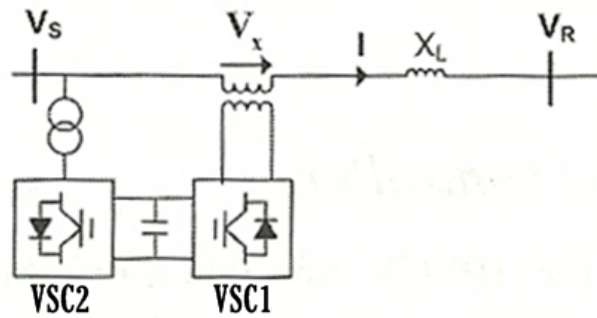


Figura 3.3: Topologías UPFC. Fuente [21]

2. **IPFC: Interline Power Flow Controller** Esta topología conecta un número de convertidores fuente de voltaje (VSC) en serie a diferentes líneas. La parte DC es conectada en paralelo como se ilustra en 3.4. Esto permite a la potencia ser transferida de una línea a otra a través de estos links en serie.

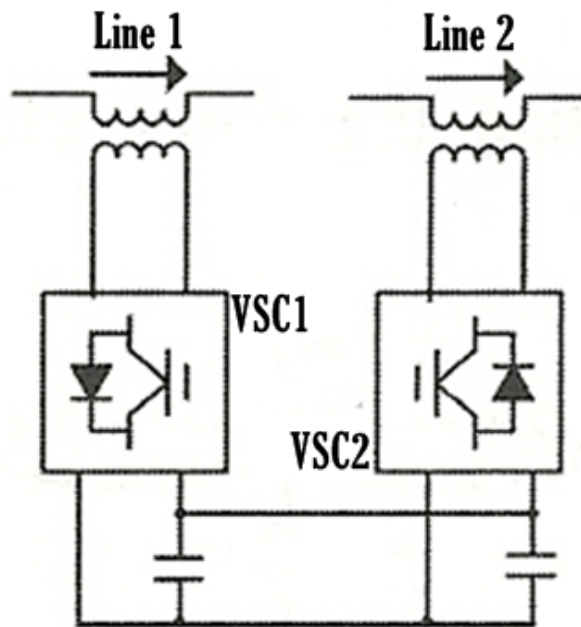


Figura 3.4: Topologías IPFC. Fuente [21]

3.1.2. Power Electronic Building Blocks

Son bloques diseñados para formar estructuras complejas de convertidor, para cumplir demandas en términos de alta densidad de potencia, alta confiabilidad y operación flexible.

Esta tecnología habilitadora es necesaria para optimizar la transmisión mecánica, debido a que el sistema de control se desarrolla para el sistema completo, y no para dos sistemas independientes. De este

modo optimiza el flujo de energía y el flujo de modelos de información sobre redes de comunicación.

Este bloque se desarrolla con el objetivo de lograr máxima eficiencia global para generación de energía, consumo de energía e incluso almacenamiento de energía. [19]

3.1.3. Transformadores de estado sólido

El transformador de estado sólido, es mucho más que un transformador, también es un limitador de corriente de falla, un compensador de potencia reactiva y un restaurador de baja tensión. La clave del SST es lograr una reducción de tamaño y peso con respecto al transformador convencional mediante el aumento de la frecuencia de operación del convertidor DC-DC, de modo que el tamaño y peso de los componentes pasivos sea muy reducido. Como consecuencia de estas ventajas los semiconductores de Silicio se presentan como una limitante para su desarrollo.

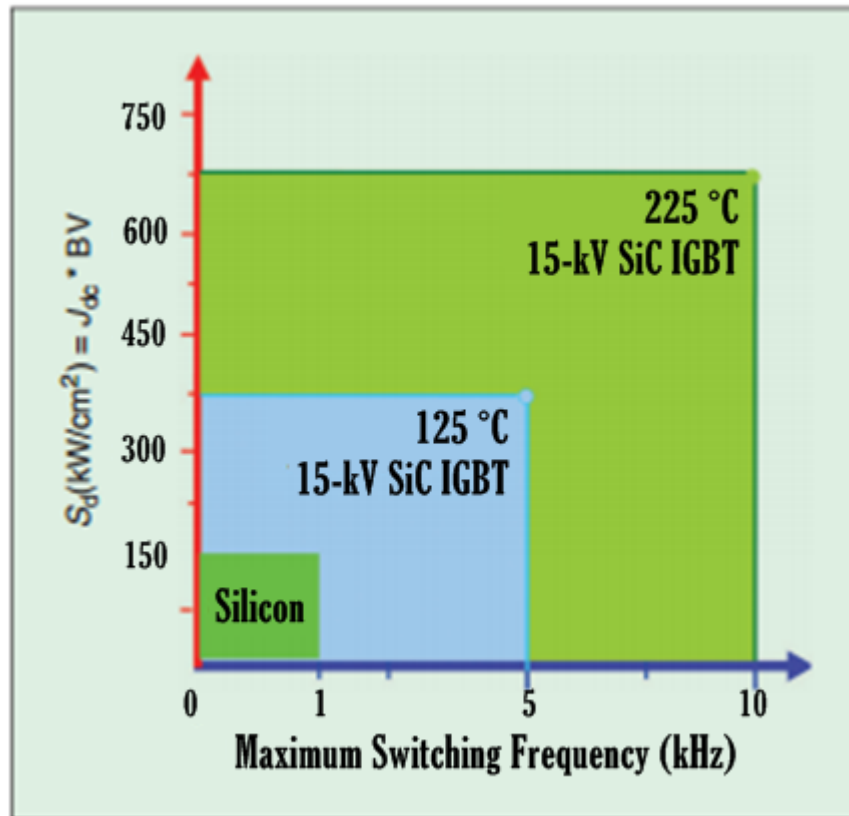


Figura 3.5: Comparación de diferentes semiconductores en densidad de potencia y frecuencia de conmutación

Tecnologías de semiconductores basadas en silicio alcanzaron límites físicos para el manejo de potencia y la capacidad de frecuencia de conmutación. Aunque los equipos de alta tensión pueden lograr una gran capacidad de manejo de potencia incrementando el manejo de corriente a más de 1.5 kA, su capacidad de tensión es típicamente por debajo de 6.5 kV y la frecuencia de conmutación es normalmente menor a 1 kHz. Al mismo tiempo no se pueden utilizar a temperaturas mayores a 125°C.

Frente al problema de los semiconductores de Silicio, surgen los de Carburo de Silicio (SiC). Los dispositivos SiC pueden conducir 3 veces más potencia que los tradicionales de silicio, pueden conmutar varias veces más rápido, y tienen una mayor densidad de corriente (J_{dc}). Estas son características especialmente necesarias para conversión avanzada de potencia y aplicaciones militares. La implementación de estos semiconductores reduce el tamaño y peso de los sistemas electrónicos de potencia. El material de carburo de silicio es la alternativa post-silicio más prometedora para lograr estos objetivos por sus propiedades superiores.

En la Figura 3.5 se observa una comparación entre los semiconductores de silicio y los de carburo de silicio, este último es analizado con diferentes temperaturas máximas (125°C y 225°C). Se observa que a mayor temperatura la capacidad S_d y la frecuencia de conmutación máxima del semiconductor SiC prácticamente se duplica. El factor S_d representa la capacidad para manejar densidad de potencia, y es el resultante de la multiplicación entre J_{dc} y el bloqueo de tensión Blocking Voltage (BV).

SST basado en semiconductores SiC

En la Figura 3.6 se ilustra una comparación entre un transformador tradicional y uno de estado sólido, este último con semiconductores de 10kV SiC tipo MOSFET. Ambos tienen igual potencia, 2.7 MVA, pero la diferencia radica en el volumen que ocupan estos equipos. Se puede observar que el SST es 3 veces más pequeño que el transformador convencional.

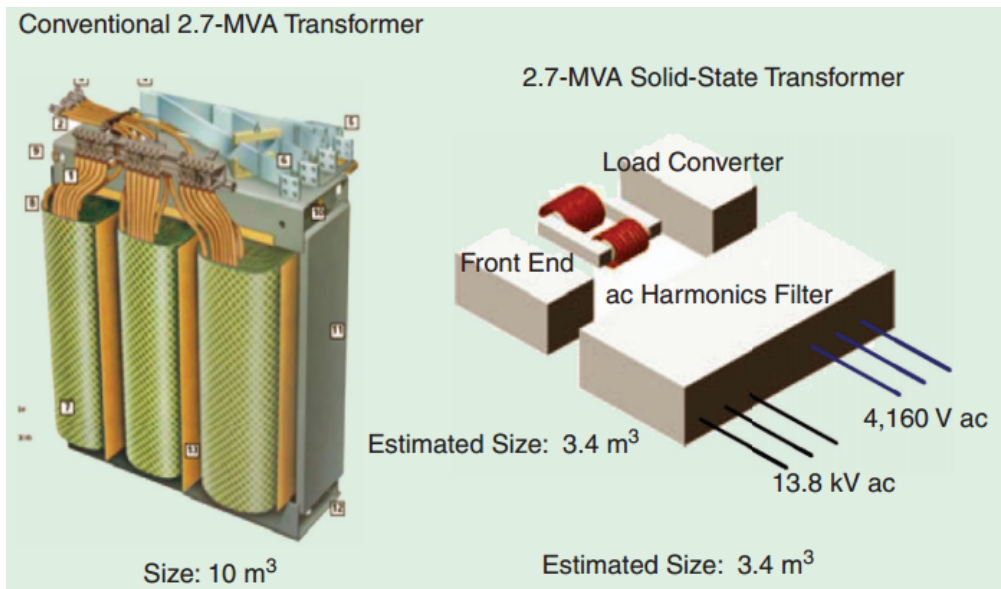


Figura 3.6: Comparación transformador convencional y de estado sólido. Fuente [22]

Las ventajas que consigue el SST además de los aumentos de capacidad antes mencionados, hay una reducción en uno de los materiales que es el cobre (Cu), mayor flexibilidad y puede operar con factor de potencia unitario. Debido a su peso reducido, se logran facilidades de instalación y fabricación.

Los desafíos de un diseño de SST y su implementación se centran en la reducción de las pérdidas electrónicas por conmutación usando tecnologías de conmutación a cero voltaje y/o cero corriente. La flexibilidad de diseño del SST se contrasta con el alto costo de los convertidores de potencia conmutados electrónicamente. [22, 23]

3.1.4. Transmisión vía HVDC

La transmisión HVDC corresponde a una transferencia DC de energía, la cual es un esquema alternativo a la transmisión AC. Estos sistemas pueden trabajar con convertidores fuentes de voltaje o convertidores fuentes de corriente, estos último se han desarrollado más en el último tiempo. Su principal característica es la viabilidad a largas distancias, lo que lo hace una alternativa más económica que la construcción de una nueva planta AC.

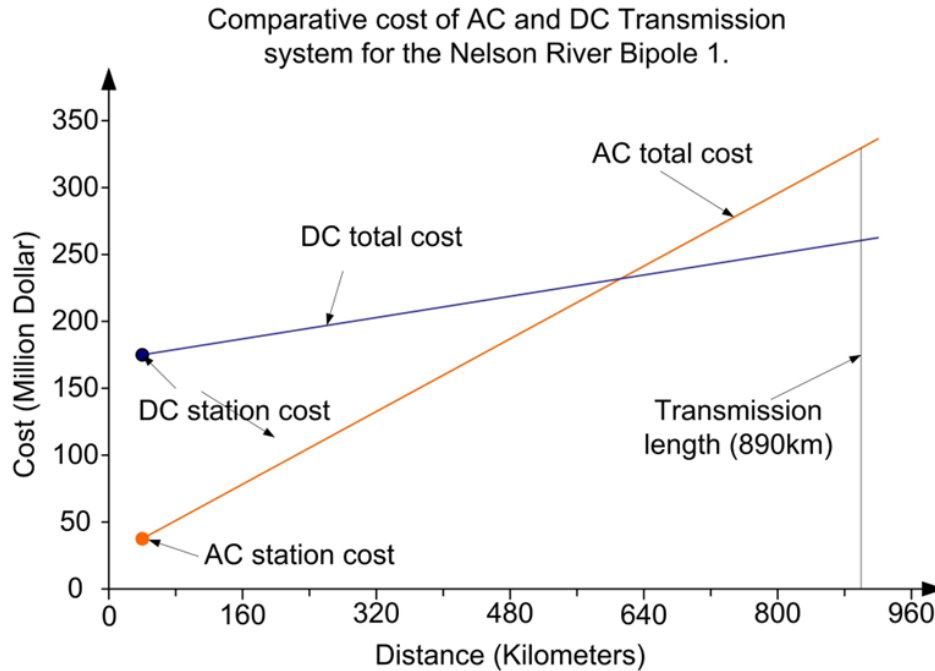


Figura 3.7: Costo comparativo entre transmisión AC y DC. Fuente [24]

Este sistema tiene gran cantidad de ventajas, tales como: [19]

- Rentable económicamente para largas distancias y/o en el mar. En esta última alternativa se emplean cables submarinos (Ver Figura 3.7)
- No hay pérdidas por efecto skin, a diferencia de la energía AC
- Se reducen las pérdidas resistivas en los cables
- Se requiere menor franja de servidumbre para transportar energía (Ver Figura 3.8, 3.9), en misma cantidad que AC. Las restricciones ROW pueden ser menores.
- Se conecta a sistemas AC asíncronos, ofreciendo control de la potencia intercambiada entre las dos áreas
- La potencia de corto circuito no incrementa al emplear HVDC versus la instalación de otra planta AC
- Permite economías de escala, oferta más amplia de plantas de generación y reducción de la reserva de capacidad

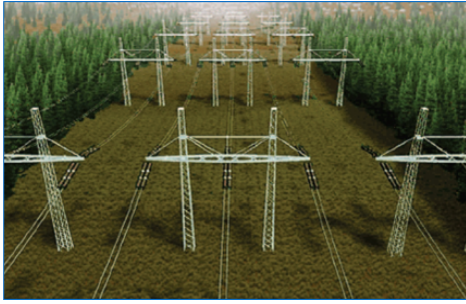


Figura 3.8: Transmisión AC: Tres líneas 500 kV. Capacidad Total: 3000 a 4500 MW. Fuente [24]

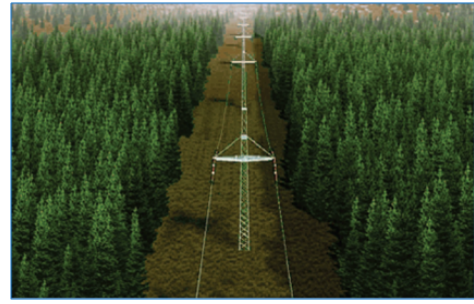


Figura 3.9: Transmisión DC: Una línea bipolar ± 500 kV. Capacidad Total: 3000 MW. Fuente [24]

Con respecto a las energías renovables, esta tecnología permite conectar diversas fuentes renovables, debido a su ventaja comparativa en grandes distancias, las cuales normalmente se encuentran en lugares alejados de sistemas de transmisión existentes.

Los tipos de transmisión por HVDC son 4, que se diferencian según el retorno y su polaridad. Se encuentra el monopolar con retorno por tierra, monopolar con retorno metálico, bipolar y homopolar con retorno a tierra.

3.1.4.1. Topologías básicas

Como se ha mencionado, HVDC trabaja con convertidores fuentes de voltaje y fuentes de corriente, las topologías básicas de VSC y convertidor fuente de corriente (CSC) se ilustran en las figuras 3.10 y 3.11.

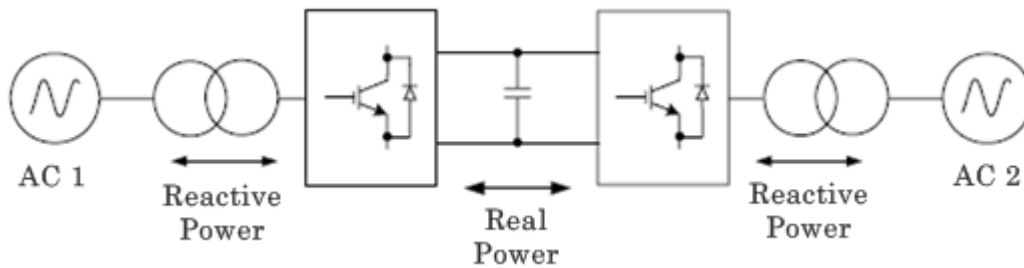


Figura 3.10: Sistema HVDC basado en tecnologías VSC construido con IGBT's. Fuente [25]

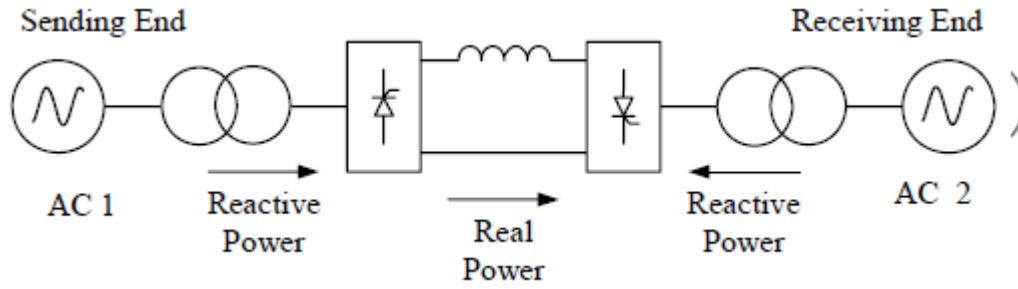


Figura 3.11: Sistema HVDC basado en tecnología CSC, construido con Tiristores. Fuente [25]

Diferencias entre VSC y CSC

Las diferencias radican según el convertidor que se emplea, que determinan su capacidad y limitaciones. Las características que distinguen a cada unidad se ilustran en la tabla 3.1.

Atributo	Fuentes de voltaje	Fuente de corriente
Tecnología convertidor	Válvula de IGBT's	Válvula de tiristores
Máxima potencia [MW]	1200 (bajo tierra) y 2400 (sobre tierra)	6400
Demanda potencia reactiva	0 %	50 % potencia transferida
Pérdidas típicas	4-6 %	2.5-2.5 %
Dispositivo para almacenar energía	Condensador	Inductor
Redes pasivas o débiles	Funciona	No funciona
Filtros AC (Eliminar armónicas)	Pequeños	Grandes
Relación tamaño	1	4
Tiempo de montaje	24 Meses	36 Meses

Tabla 3.1: Diferencias entre Convertidor fuente de voltaje y Convertidor fuente de corriente

3.1.5. Dispositivos electrónicos inteligentes

El nombre de dispositivos electrónicos inteligentes describe un rango de dispositivos que realiza una o más funciones de protección, medición, grabación y control de fallas. Un IED consiste en una unidad que procesa señales, un microprocesador con dispositivos de entrada y salida, y una interfaz de comunicación. Las interfaces de comunicación EIA 232/ EIA 483, Ethernet, Modbus y DNP3 están disponibles en muchos IEDs. [21]

3.2. Almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía a gran escala son la solución para responder a la demanda con sistemas de respaldo de energía, lo cual reduce los costos del sistema eléctrico. Estas tecnologías han estado presente desde hace muchos años, la industria ha tenido sistemas de bombeo hidráulico, baterías tradicionales de plomo-ácido, y el potencial de los sistemas de almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES), aunque sólo recientemente una serie de tecnologías emergentes ha entrado en el mercado comercial. [10] A nivel comercial, las compañías Beacon Power y AES Corporation son los pioneros en estas aplicaciones.

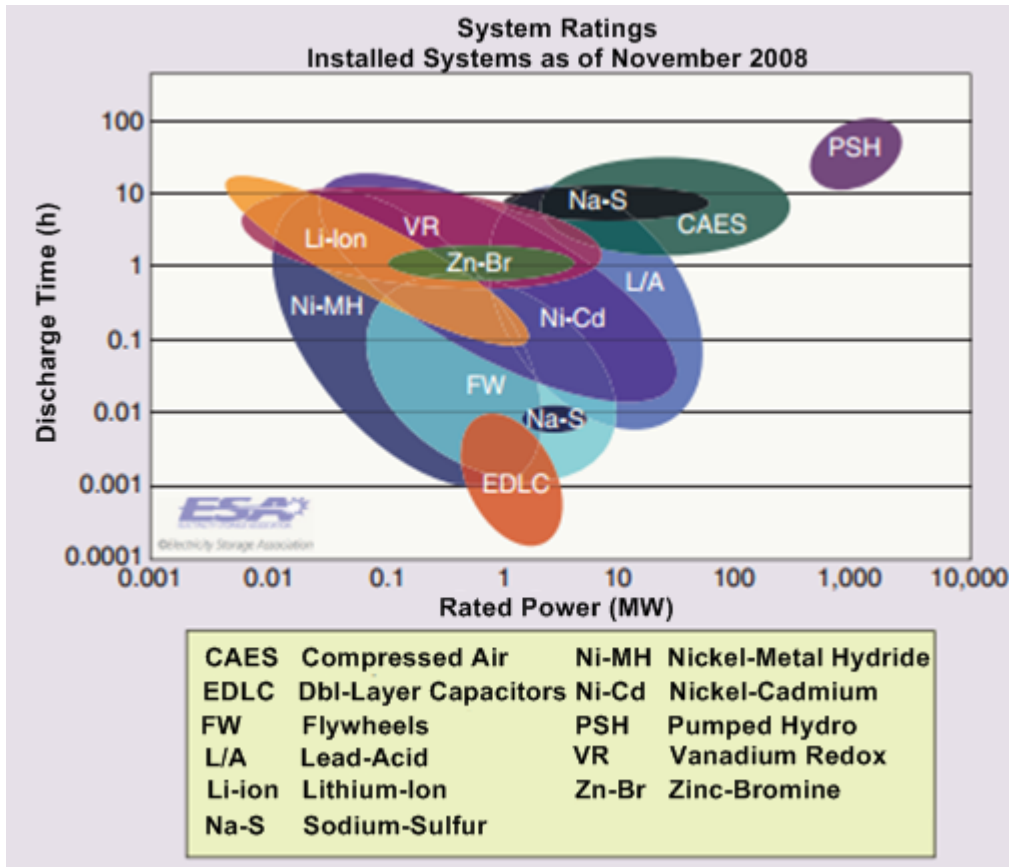


Figura 3.12: Comparación diferentes sistemas de almacenamiento. Fuente [26]

El concepto de almacenamiento de energía, presenta una serie de aspectos que lo favorecen, tales como [10]

1. Reducción de emisiones debido a que el almacenamiento de energía puede evitar la necesidad de generación fósil, igualando la producción de fuentes renovables.
2. Respuesta rápida para velocidades de cargas y descargas de dispositivos
3. El número de ciclos de carga y descarga de los dispositivos de almacenamiento de energía es altísimo. Algunos equipos con estas características son la baterías avanzadas como ion-litio o baterías de flujo.
4. Permite la penetración acelerada de los vehículos plug-in eléctricos híbridos (PHEV) y los vehículos eléctricos (EV)
5. Los dispositivos avanzados de almacenamiento son transportables.
6. Es una herramienta necesaria para desarrollar la red eléctrica inteligente.
7. Permite un mercado activo y competitivo, en el que los operadores comerciales de almacenamiento de energía se benefician.
8. Arbitraje de energía o alivio de la congestión, mediante un mejor ajuste

9. En regiones aisladas como Islas, donde la fuente energética es principalmente renovable, se tienen altos costos de energía. En este sistema la implementación de almacenamiento de energía resulta económica.

Las energías renovables son usualmente acopladas con otras fuentes para mejorar la robustez contra cortes intermitentes. Los sistemas de energía híbridos son esenciales para las instalaciones remotas fuera de la red. Los enfoques populares incluyen el uso de generadores accionados por combustibles fósiles (diésel), baterías, flywheels, supercapacitores y sistemas de aire comprimido [19].

La Asociación de Almacenamiento Eléctrica (ESA), ha desarrollado un cuadro comparativo de tiempos de descarga y energía almacenada por diferentes tipos de dispositivos de almacenamiento. Este cuadro se ilustra en la Figura 3.12, en el Eje X se tiene la potencia que son capaces de entregar, y en el Eje Y el tiempo de descarga, que refleja la duración de su suministro [26].

El almacenamiento de energía en baterías han sido primeramente conducidas para el uso de consumidores y herramientas eléctricas. En los últimos 10 años se han desarrollado tecnologías de baterías para la red eléctrica. Ha ayudado a realizar potenciales aplicaciones para las compañías eléctrica más eficientes y costo-efectivas usando la electrónica de potencia. Las baterías son de plomo-ácido, níquel-hierro, níquel-cadmio, níquel-hidruro metálico y de ion de litio. En la práctica las baterías son utilizadas en la red eléctrica alterna, con sistemas de conversión de energía confiables (PCSs) se convierte la energía DC a AC. Estos dispositivos existen y tienen muchos años de experiencia, lo que hace una amplia gama de tecnologías de baterías viables. Una gran variedad de tipos de baterías son utilizadas en las aplicaciones de red y en sistemas fotovoltaicos remotos, así como en DC Link de sistemas eólicos. En la Figura 3.13 se ilustra el desarrollo de las baterías a través de los años, las cuales al mismo tiempo han aumentado su densidad energética.

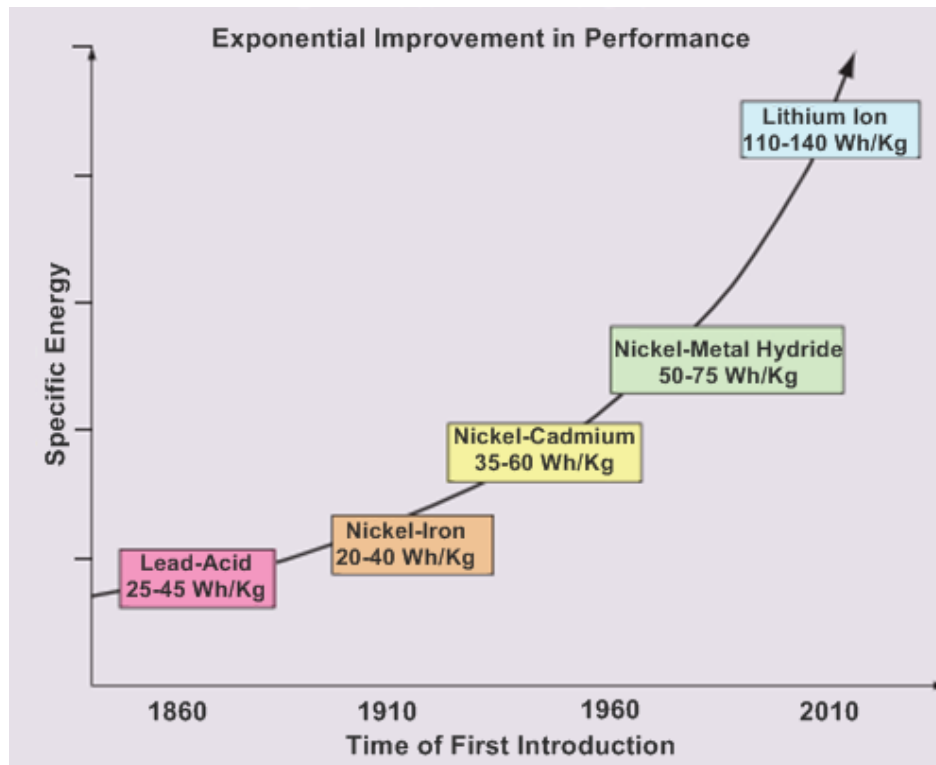


Figura 3.13: Rendimiento de diferentes baterías. Fuente [26]

A continuación, se tiene una lista con los principales sistemas de almacenamiento de energía que se encuentran desarrollados en el mundo. [19, 26]

3.2.1. Bombeo hidráulico

Una planta de bombeo hidráulico (Ver Figura 3.14) consiste en 2 embalses interconectados, túneles que transmiten agua desde un embalse a otro, válvulas, maquinaria hidráulica, un motor-generador, transformadores, una estación de transmisión de maniobras (subestación transformadora) y una conexión de transmisión. La cantidad de electricidad almacenada es proporcional al volumen total de agua y la diferencia de altura entre los embalses. De este modo, almacenando 1000 MWh se requieren 300 m de diferencia y 1.4 millones de m^3 de agua.

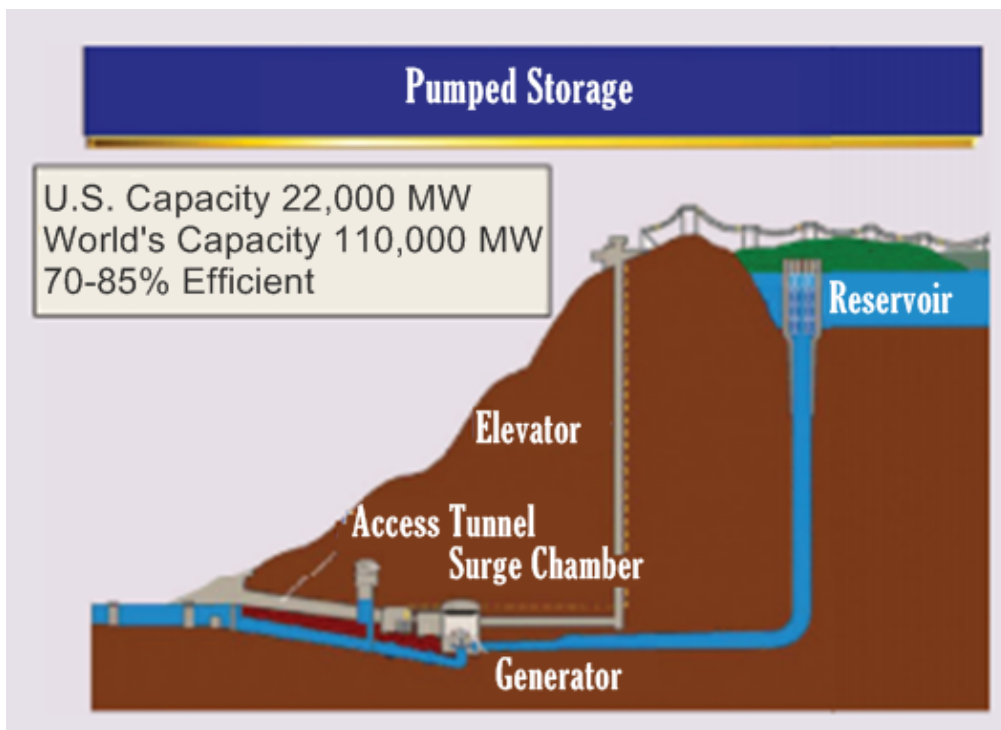


Figura 3.14: Planta típica de Bombeo hidráulico. Fuente [26]

Esta tecnología se ha desarrollado desde 1852, realizándose varias modificaciones y mejoras a la misma para conseguir los equipos actuales. El objetivo original de estas plantas era proporcionar una carga base fuera de línea para las grandes plantas de carbón y nucleares, para optimizar el rendimiento y proveer energía en las horas peak cada día. Se ha llevado a cabo un desarrollo en tecnología y materiales, para mejorar la eficiencia general, reducir los problemas de la puesta en marcha y permitir la construcción de grandes unidades. Así mismo se realiza un avance en diseño de velocidad variable.

Actualmente se puede proporcionar regulación de frecuencia en el modo de generación y en el modo de bombeo. Además del objetivo inicial, se ha expandido su trabajo para proveer funciones de servicios auxiliares.

3.2.2. Almacenamiento de energía por aire comprimido

CAES corresponde a una central de turbina de gas, esta consume 40 % menos del gas usado en una turbina de gas de ciclo combinado y 60 % menos del gas de una turbina de ciclo único, con esto produce la misma cantidad de potencia eléctrica de salida.

La energía se genera mezclando aire comprimido a la entrada de combustible de la turbina. Se comprime aire durante los periodos de baja demanda cuando los precios de la energía son muy bajos, la producción de la planta puede producir electricidad durante periodos peak a costos más bajos, que lo que se logra en las turbinas de gas convencionales en modo stand-alone.

Las necesidades de terrenos que requiere este sistema son apropiadas formaciones geológicas subterráneas, tales como minas, cavernas de sal o pozos de gas agotados.

Las plantas existentes usan un diseño integrado de turbomaquinaria bastante compleja con una combinación de motor-generador y componentes personalizados.

Las ventajas que presenta es que tiene larga vida útil y bajo impacto medioambiental. Esto lo transforma en un buen candidato para soluciones de energía renovable a largo plazo. Las desventajas es que el sistema es complejo, lo cual es una limitante, esto puede hacer la solución impracticable para pequeños sistemas de energía con fuentes distribuidas.

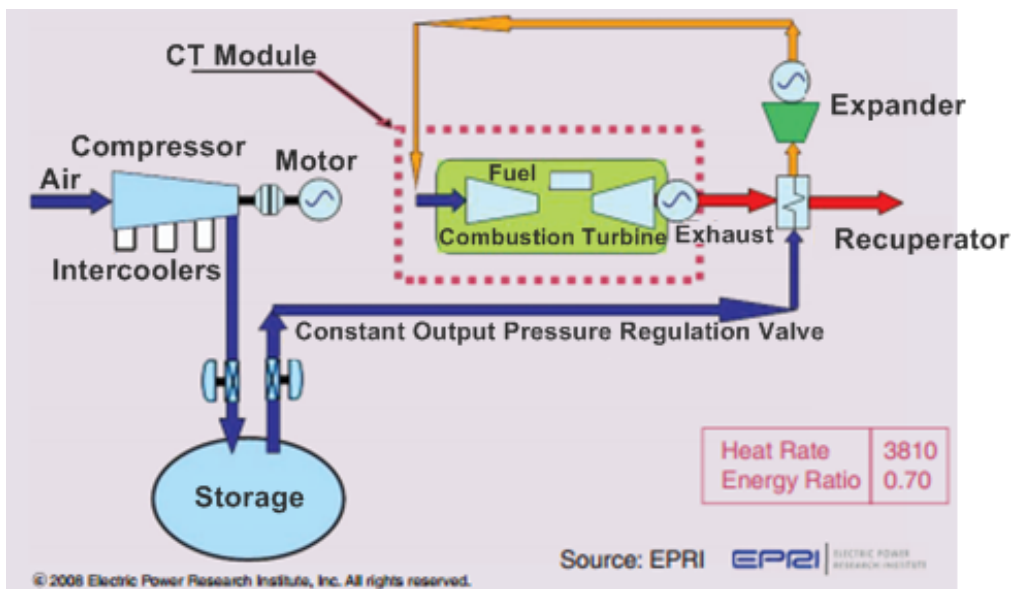


Figura 3.15: Diagrama avanzado CAES. Fuente [26]

El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) tiene un programa avanzado de diseño de CAES sobre un sistema sencillo usando tecnología de turbinas avanzadas. (Ver Figura 3.15). Este diagrama está pensado para plantas en rango de 150-400 MW con depósitos subterráneos de almacenamiento de hasta 10 horas de aire comprimido a una presión de 1500 lbf/in^2 . La planta más grande en Estados Unidos tiene un valor de 800 MW. Para alternativas superficiales, EPRI está estudiándolas, con almacenamiento de aire a alta presión en un conjunto de largas tuberías. Esta tiene como objetivo sistemas de 15 MW para 2 horas.

3.2.3. Baterías de Sulfuro de Sodio

Estas baterías son un sistema de alta temperatura que consiste de un electrodo positivo de azufre líquido y un electrodo negativo de sodio fundido separados por un electrolito sólido de tubo cerámico de beta alúmina.

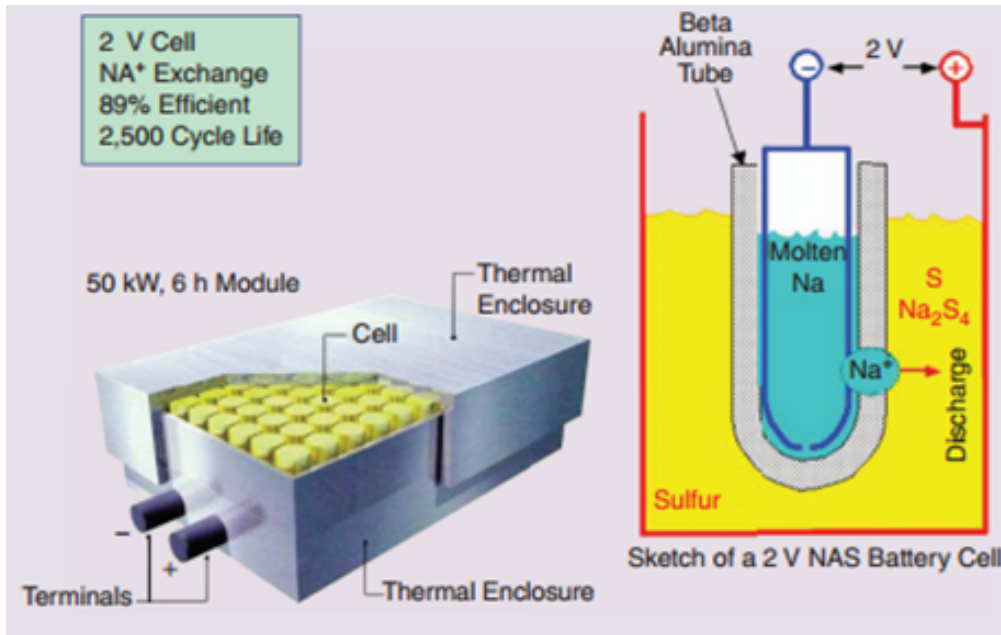


Figura 3.16: Baterías de sulfuro de sodio. Fuente [26]

El electrolito permite que solo iones positivos de sodio lo atraviesen, y se combinan con el sulfuro para formar polisulfuros de sodio. Durante la descarga, los iones positivos de sodio fluyen a través del electrolito y los electrones fluyen en el circuito externo de la batería, produciendo cerca de 2 Volts.

La batería opera a una temperatura cercana a los 300°C , tienen una eficiencia del 89 % y una duración de descarga de 6 horas en una base diaria.

Se utiliza preferentemente, en aplicaciones de gran escala, en Japón. En este país hay 190 sistemas de baterías operativas, con una capacidad total de 270 MW y con almacenamiento de energía de 6 horas para la neutralización de los peak diarios. La instalación más grande de una batería NaS es de 34 MW, un sistema de 245 MWh para la estabilización de energía eólica en el norte de Japón. La batería podrá permitir una salida de 51MW en granja eólica que estará con 100 % disponibilidad de energía durante los periodos de peak.

3.2.4. Baterías de flujo

Estas baterías emplean electrolito líquido que fluye a través de una pila de celdas con intercambio de iones a través de una membrana microporosa para generar una carga eléctrica. Distintos tipos de soluciones químicas se están desarrollando.

Una ventaja es que tienen la capacidad para escalar los sistemas, independiente en términos de potencia y energía. Más pilas de celdas permiten incrementar la potencia, con la consecuencia que un mayor volumen

de electrolitos se traduce en más tiempo de ejecución. Otra ventaja es que su construcción está basada en componentes plásticos en las pilas del reactor, tuberías y trances para sostener los electrolitos, de esta manera la batería son livianas en peso y tienen larga vida útil.

■ *Batería de Zinc-Bromo*

Estas baterías funcionan con una solución de sal de bromuro de zinc disuelta en agua y almacenada en 2 tanques. La batería es cargada o descarga, bombeando el electrolito a través de una celda del reactor. Durante el ciclo de carga, el zinc metálico proveniente de la solución de electrolito se ubica en la superficie del electrodo negativo de la celda del reactor. El bromuro es convertido en bromo en la superficie positiva del electrodo en la celda reactor y luego es almacenado en el otro tanque electrolítico como un líquido aceitoso seguro químicamente complejo. Durante el ciclo de descarga, el proceso es reverso a la carga, el Zinc metálico planteado en el electrodo negativo es disuelto en la solución electrolítica y disponible para un nuevo ciclo.

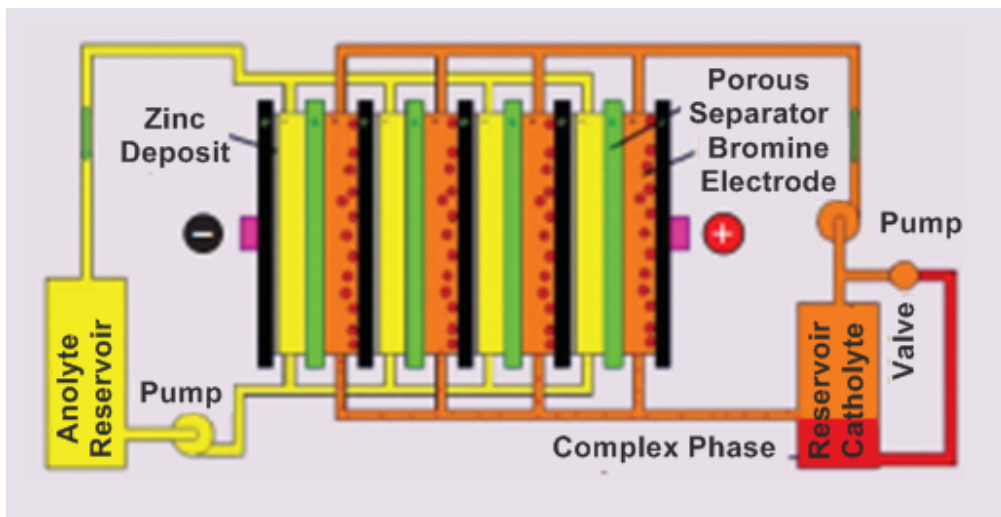


Figura 3.17: Esquema baterías de flujo. Fuente [26]



Figura 3.18: Sistema de baterías de flujo de 500kW. Fuente [26]

- *Batería Redox de vanadio*

Durante los ciclos de carga y descarga, iones positivos de hidrógeno son intercambiados entre 2 tanques de electrolito a través de una membrana de polímero permeable a los iones de Hidrógeno. Trabaja a niveles de temperatura ambiente, puede ser usada en cualquier ciclo de trabajo y no tiene características de autodescarga. Se utilizan diferentes construcciones modulares para crear diferentes sistemas de potencia y tiempos de duración.

3.2.5. Baterías de Litio

Corresponde a la tecnología de baterías más ampliamente utilizada en las aplicaciones hoy en día. Se encuentra en diferentes tamaños y formas, permitiendo a la batería llenar el espacio disponible de manera eficiente, como en celulares o computadores portátiles. Son livianas en peso y tienen la mayor densidad de potencia de todas las baterías comerciales en el mercado en la base de por unidad de volumen.

Hay algunos problemas de seguridad, que para las aplicaciones PHEV están desarrollando sistemas de gestión de celdas más sofisticados para mejorar este problema y el rendimiento. Estas baterías parecen tener una oportunidad mayor en el mercado de servicios auxiliares en las aplicaciones de compañías de energía.

Hay 2 diseños de baterías de litio que están empezando a ser usadas en aplicaciones de alta potencia de suministro eléctrico que son de Litio-Titanio y Litio fosfato de Hierro.

- *Litio-titanio*

Este sistema es un diseño muy estable con capacidad de carga rápida y buen rendimiento a bajas temperaturas. Estas baterías pueden ser descargadas al 0% y parecen tener una vida relativamente larga. Utiliza manganeso en el cátodo y titanio en los ánodos.



Figura 3.19: Sistema de baterías Litio-Titanio de 1000 kW. Fuente [26]

- *Litio Fosfato de hierro*

Estas baterías usan cátodos de fosfato de hierro. Esta es una nueva y segura tecnología. En este sistema es mucho más difícil liberar oxígeno del electrodo, lo cual reduce el riesgo de incendio en las celdas de las baterías.

3.2.6. Batería de plomo-ácido

Estas son las baterías más antiguas y por tanto más maduras que las otras tecnologías. Hay una extensa variedad de aplicaciones, incluyendo arranque de autos y sistemas UPS, estas baterías tienen el costo más bajo entre todas las tecnologías. Para fuentes de energía de respaldo en grandes plantas de energía, las baterías de plomo-ácido están todavía siendo usadas como fuentes de “black start” en caso de emergencias.

Tienen una vida útil larga y bajos costos, son ideales para bajos ciclos de trabajo. Por la alta producción de esta tecnología, tiene una oportunidad tremenda de expansión si es que su vida útil se puede extender en aplicaciones cíclicas.

El problema de las baterías de plomo-ácido es que fallan debido a la sulfatación de la placa negativa que aumenta a medida que aumenta el número de ciclo. Si se agrega carbono a este electrodo negativo se puede incrementar los ciclos. Así mismo tiene una limitación de impacto ambiental. Si se agrega 40 % de carbono activado a la composición del electrodo negativo la vida de la batería aumenta, mejorando hasta 2000 ciclos, lo que representa 3-4 veces por sobre los diseños actuales. Con la mejora en la vida útil y los bajos costos podría liderar el desarrollo de almacenadores de energía.

3.2.7. Baterías de níquel- cadmio

Estas baterías tienen una reputación como resistentes y durables fuentes almacenadoras de energía con una buena capacidad de ciclo de trabajo y un amplio rango de descarga.

Han sido aplicadas en una variedad de aplicaciones de energía de reserva y fueron escogidas para proporcionar la “Reserva giratoria” en un proyecto de transmisión en Alaska. El proyecto de Alaska tiene 26 MW en baterías de este tipo que duran 15 minutos, lo cual representa la más grande batería en una aplicación de una compañía eléctrica en Norteamérica.

Las baterías son todavía usadas en aplicaciones de compañías eléctricas, para la rampa de potencia de control de velocidad para suavizar la variabilidad de energía en granjas eólicas en áreas con redes eléctricas débiles.

3.2.8. Almacenamiento de energía en volante de inercia

Estos equipos pueden trabajar a baja velocidad o alta velocidad, dependiendo de la masa. Han sido utilizado durante mucho tiempo para aplicaciones espaciales y también son considerados para aplicaciones power-smoothing. Funcionan girando una masa pesada en el final del eje de un motor eléctrico o generador para proporcionar un “ride-through” de energía durante pequeñas caídas de tensión o cortes. La energía que pueden ser almacenadas cinéticamente en un volante de inercia es una función del cuadrado de la velocidad rotacional. Altas velocidades de traducen en altas densidades de energía almacenada. La energía se utiliza al ocurrir bajas de tensión del tipo dips.

Volantes de inercia de acero de baja velocidad (8000 r/min) han sido utilizados como sustitutos de baterías en el mercado de UPS por muchos años. Tiempos más largos de almacenamiento a altos niveles de potencia requieren cambios significativos en el diseño del volante de inercia y elección de materiales.

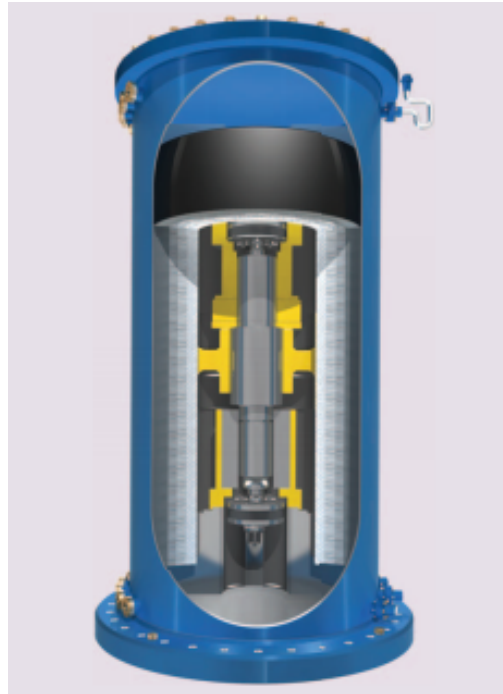


Figura 3.20: Un flywheel de alta velocidad de 100 kWh. Fuente [26]

En la Figura 3.20, se observa un sistema moderno utilizado en las aplicaciones de compañías energéticas, consiste en un cilindro giratorio masivo. El Cilindro se pondera con la mayor parte de la masa situada en el borde exterior para incrementar el momento de inercia y maximizar el aumento de energía almacenada. Esta pieza es considerada el estator de un motor-generador. La velocidad de operación típica es sobre las 60000 r/min. La energía que se entrega depende del rango de velocidad del volante. A modo de ejemplo, con un rango de velocidad 3:1, el equipo puede entregar más de 90 % de la energía almacenada a una carga externa.

En la actualidad sistemas de volante de alta velocidad nominal 1000 kW (15 min) o más grandes están siendo desplegados en la red de Estados Unidos para el uso de regulación de frecuencias.

Sus limitaciones corresponden a especificaciones de potencia de la máquina eléctrica, electrónica de potencia asociada y el ruido audible que genera.

3.2.9. Condensadores electroquímicos

Corresponde a los llamados “Supercapacitores”, tienen aspecto y rendimiento similar a las baterías de litio. Ellos almacenan energía en 2 series de condensadores de doble capa eléctrica (EDL), la cual se forma entre cada uno de los electrodos y los iones de electrolito.

El área de la superficie extremadamente grande hace que la capacitancia y la densidad de energía de estos dispositivos sean miles de veces más grandes que las de los condensadores electrolíticos convencionales.

Los electrodos son a menudo hechos con material de carbón poroso y el electrolito es acuoso u orgánico.

Sus ventajas son que tienen una capacidad de cargarse y descargarse rápidamente, lo que vuelve un buen candidato para proporcionar potencia instantánea o ayudar a integrar otras fuentes, tiene bajo impacto medioambiental y alta densidad de potencia.

Su desventaja es que para más de 3 supercapacitores se requiere control de balance de tensión.

3.2.10. Almacenamiento térmico

Los dispositivos de almacenamiento térmico pueden ser desplegados a nivel residencial o comercial. Aunque se concentra en pequeñas aplicaciones, en Europa hay un sistema de este tipo muy grande propuesto, con más de 10.000 MWh.

- *Sistema modular de almacenamiento de hielo*

Puede generar hielo durante los periodos de baja demanda para que los sistemas de aire acondicionado funcionen por varias horas cada día durante las horas peak de carga en la tarde.

- *Sistema modular de almacenamiento de calor*

Puede capturar energía eléctrica durante los periodos de baja demanda y usar la energía almacenada para almacenar calor en disipadores de calor cerámicos para entregar energía durante periodos de altos peak de demanda en el invierno.

3.2.11. Almacenamiento de Hidrógeno

El hidrógeno se almacena, para posteriormente ser empleado en celdas de combustible y generar energía mediante una reacción electroquímica.

Se deben tener al menos 2 fuentes de hidrógeno, para asegurar la confiabilidad del sistema. La primera es tener tanques de gas comprimido, lo cual requiere un constante chequeo de su presión. La segunda alternativa es emplear un electrolizador.

El electrolizador es utilizado para obtener hidrógeno, este equipo consume energía de la red y agua, para generar hidrógeno y oxígeno. Un electrolizador a alta presión genera a su vez hidrógeno a alta presión con alta eficiencia, debido a que no hay etapas de compresión. Hay variados tipos de celdas de combustible, Alcalina, Oxido sólido y membrana de intercambio de protones (PEMFC). En la Figura 3.21 se ilustra la relación entre el Electrolizador y el PEMFC, los cuales funcionan en forma alterna, y en el sistema propuesto en la Figura dependen de un switch electrónico. Es PEMFC la celda que emerge como la tecnología más prometedora, para remplazar los combustibles fósiles.

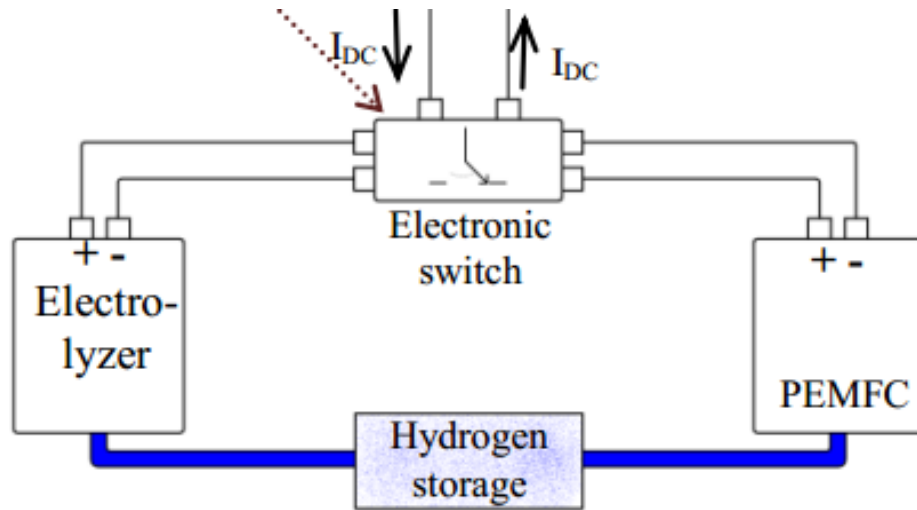


Figura 3.21: Esquema Electrolizador-PEMFC. Fuente [27]

La desventaja de las celdas es que la tensión no es constante debido a que varía con la corriente que se toma de esta. Es por esto que el empleo de convertidores de potencia es esencial para hacer la conexión entre la celda y la red eléctrica. [27, 28]

Esta tecnología está en desarrollo principalmente en el área de transporte.

3.3. Sensores

Los sensores son unidades de medición que han estado presente en las redes eléctricas tradicionales, pero no fue hasta las redes inteligentes que se volvieron parte fundamental del proceso.

Se presentan unidades tales como SMT, PMUs, WAMS, unidades terminales remotas (RTUs). La primera unidad permite mediciones sincronizadas en el tiempo. Las PMUs permiten mediciones de tensión, corriente y cantidades derivadas, entre otras. Los sistemas WAMS representan un sistema que coordina unidades PMUs dispersas y recopila su información. Por su parte, las unidades RTUs representan el nexo comunicacional entre los sensores y los sistemas de monitoreo, como SCADA.

3.3.1. Synchronized Measurement Technology (SMT)

Las ventajas de las tecnologías de medición sincronizada son que permite que mediciones de locaciones extensamente dispersas pueden ser sincronizadas con respecto a una posición global del sistema (GPS), el ángulo de fase de la tensión puede ser medido directamente y, la precisión y velocidad de las aplicaciones del sistema de gestión de energía (EMS) se incrementa varias veces. [29]

Una problemática que presenta esta tecnología, es que si aumenta el número de dispositivos basados en SMT instalados en el sistema de energía, la red de comunicación será cada vez más congestionada. Dos enfoques existen para hacer frente al problema anterior: incrementar el ancho de banda de la red de comunicación y reducir el volumen de información transmitida, utilizando técnicas de compresión de datos y/o transmitir solo la información importante.

A continuación se da un listado de las aplicaciones de esta tecnología,

- Visualización en tiempo real de los sistema de potencia
- Diseño de un sistema de alerta avanzado
- Análisis de las causas de un apagón total o parcial
- Análisis post-perturbaciones
- Evaluación comparativa, validación y ajuste fino de los modelos del sistema
- Mejora en la estimación de estado
- Gestión de congestión en tiempo real
- Análisis de estabilidad y mejora en tiempo real angular y de tensión
- Mejora de amortiguaciones en oscilaciones entre áreas
- Diseño de un sistema de protección adaptativo

3.3.2. Phasor Measurement Unit

La PMU es el dispositivo basado en SMT más usado en aplicaciones de sistemas de potencia. Son utilizados para recopilar mediciones de la red eléctrica precisas, de tensión AC y corrientes de alta velocidad. Cada una de estas mediciones tiene fecha y hora, según una referencia de tiempo común. La referencia utiliza una señal del sistema de posición global (GPS) y consigue una precisión de $1\mu s$. Estas unidades tienen estándares prescritos por la IEEE, el correspondiente es C37.118-2005.

Un gran número de vendedores ofrecen 2 tipos de equipos, solo medición de fasores (standalone PMUs) o con una protección adicional de relés (PMUs integrados).

Estos equipos recopilan datos varias veces en cada ciclo, son implementados para ayudar al desarrollo de una imagen de red más detallada de sus dinámicas, para sistemas de planificación, control y análisis post-incidentes.

El objetivo de las unidades instaladas, es eventualmente realizar una transición desde sistema de medición convencional SCADA a un sistema de medición más avanzado. Este último podría utilizar mediciones sincronizadas desde locaciones geográficas distantes e incrementar el conocimiento de la situación por monitoreo extenso del sistema de potencia en tiempo real.

Las unidades PMUs se caracterizan por tener medición de tensión AC, corriente, frecuencia y cantidades derivadas de estos, como componentes de potencia, indicadores de calidad de energía, entre otros. Al mismo tiempo, las PMUs permiten el monitoreo de estados de aparatos en subestaciones, estimación de estado con estimador de mínimos cuadrados. Estas unidades son usadas en gran cantidad, para lograr la observabilidad del sistema y lo bueno es que tienen un costo reducido. Con el empleo de PMUs, se consigue una de las fuentes de datos más ricas, WAMS.

La información que proporcionan las unidades PMU es almacenada en Concentradores de datos de fasores (PDC). Estos últimos envían la información recopilada a un súper PDC donde hay aplicaciones de software para visualización de datos, almacenamientos de datos y una base de datos central y para la integración de EMS, SCADA y Wide Area Application Systems. Este es uno de los modos de conexión que se puede establecer entre los sistemas de monitoreo y las unidades, se ilustra en la Figura 3.22. [21]

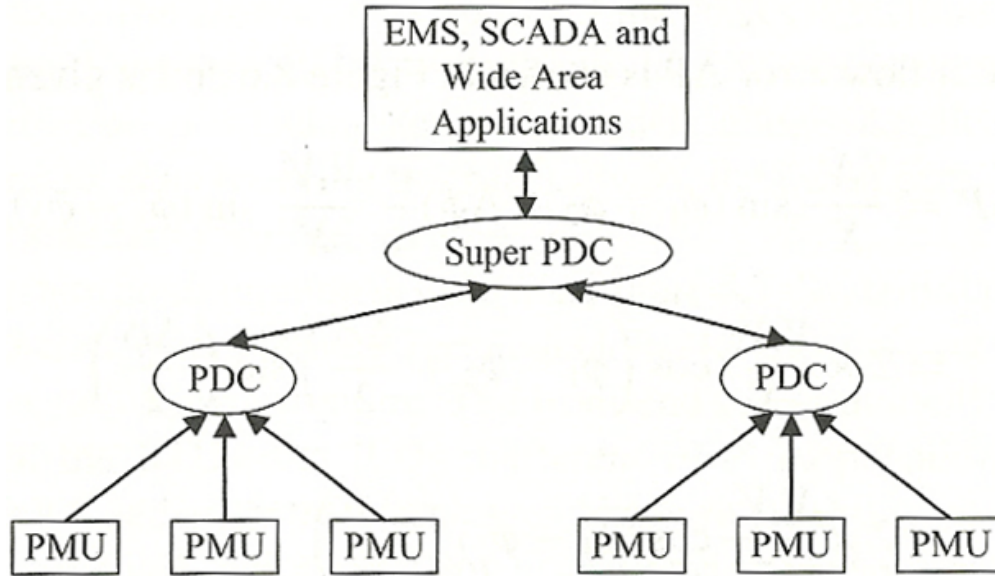


Figura 3.22: Topología de conexión PMU. Fuente [21]

El problema de la implementación de PMUs es el aumento de información, que la red con los requerimientos de calidad del servicio (QoS) no está en posición de recibir. [20, 29, 30]

3.3.3. Wide Area Measurement System

Este sistema utiliza una red central que consiste en unidades de medición de fasores (PMUs) dispersas a través del sistema de transmisión. Las unidades Phasor Data Concentrators recopilan la información que se genera y el sistema maestro SCADA se encuentra en la instalación de control central.

La ventaja del WAMS es que puede proporcionar una plataforma para adquisición de datos sincrónica, intercambio y análisis, es como una foto del sistema entero que puede ser actualizada cada 20-50 ms.

Se presenta un esquema de respaldo en la Figura 3.23, para este el tiempo de espera que presenta hace posible adquirir y manejar con los datos sincrónicos del sistema de potencia. Un sistema de protección de respaldo integrado basado en WAMS con protección principal basada en datos hace una metodología prometedora para proteger sistemas de abastecimiento de energía contra apagones. [20, 29]

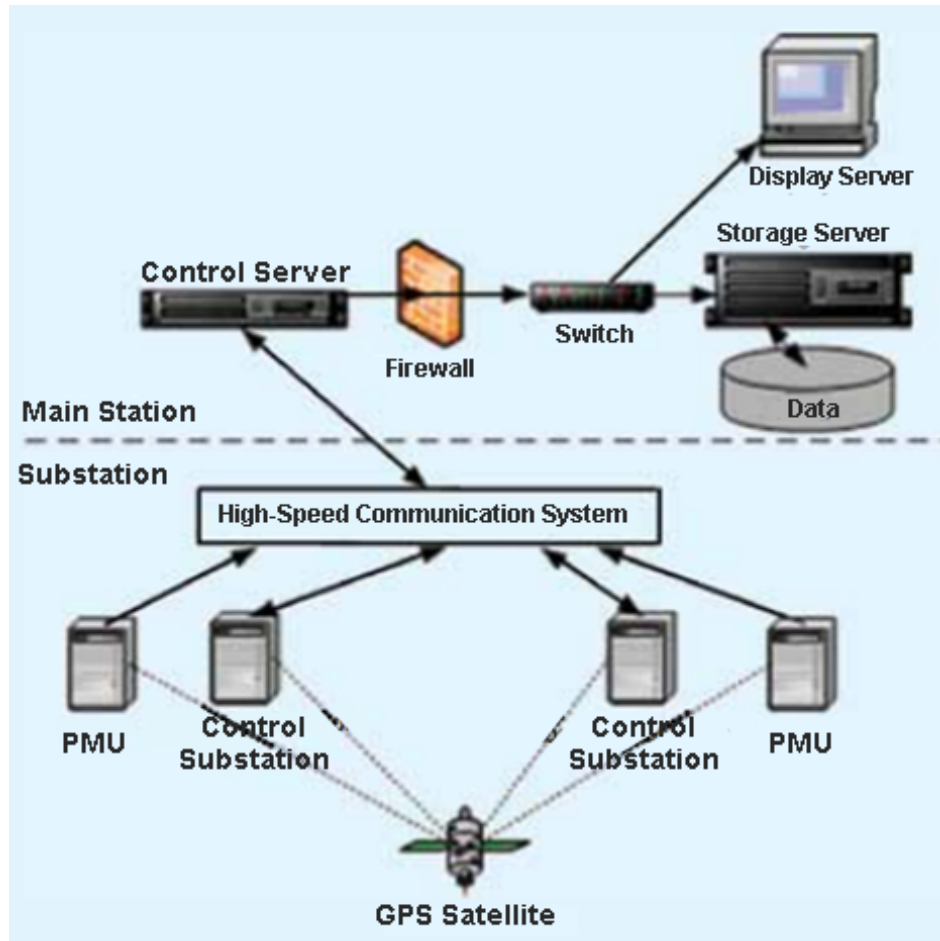


Figura 3.23: Diagrama esquemático de esquema de protección de respaldo basado en WAMS. Fuente [29]

3.3.4. Unidades Terminales Remotas

El sistema de distribución SCADA adquiere datos, mediciones y estados, de la red de distribución a través de unidades terminales remotas. Esta información es recibida por una RTU situada en una subestación, desde las RTUs situadas en otras partes de la red de distribución. Las RTU de campo actúan como una interfaz entre los sensores en el campo y las RTU de estación. Las principales funciones de las RTU de campo son: monitorear las señales de los sensores análogos y digitales, las señales de los actuadores, y convertir señales análogas provenientes de los sensores y actuadores en señales digitales.

Los RTUs modernos, basados en microprocesadores, son capaces de funciones de control, adicionalmente al procesamiento de datos y comunicación. Funciones tales como: fijar parámetros de monitoreo y tiempo de muestreo, ejecutar leyes de control, enviar acciones de control a los circuitos finales, activa alarmas de llamada y desarrollar funciones de comunicación.

3.4. Sistemas de gestión y control

Los sistemas de gestión y control son empleados para administrar la adquisición de datos obtenidos de los diversos sensores distribuidos. Estos se caracterizan por tener capacidad de supervisión y ejecución de control, de este modo requiere una comunicación bidireccional con los componentes que la integran. Existen aplicaciones a nivel de sistema eléctrico y a nivel de hogar, este último con el fin de conseguir una disminución de costos. Uno de los sistemas de red eléctrica más conocidos es SCADA, el cual es utilizado en redes eléctricas tradicionales, pero con la falencia de que las mediciones que obtiene no son en tiempo real.

Se pretende en esta sección, indicar los requerimiento para la administración de un sistema, así como ilustrar diversos modelos de gestión. No existen estándares de topologías, pero si arquitecturas modelos que dan origen a diversos sistemas como los que se muestran en esta sección.

3.4.1. Requerimientos de Gestión de sistema de distribución

Tiene una serie de requerimientos de equipos y mejoras en sistemas, tales como las que se listan a continuación, [8]

1. Monitoreo, control y adquisición de datos aumentará hacia abajo de la red a los polos de transformadores de distribución y quizás incluso a clientes individuales, esto por: Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), Gestión de Respuesta a la Demanda (DRM) y red de área doméstica (HAN).
2. Más campo de información, implica un incremento en la eficiencia de operaciones y provee más datos para otras aplicaciones de la red inteligente.
3. Integración, interfaces, estándares y sistemas abiertos serán una necesidad.
4. DMS tiene que ser diseñada de forma tal de que resulta sencillo añadir e integrarse al sistema
5. La base de datos debe ser flexible a implementar nuevas aplicaciones.
6. Por ejemplo: Las aplicaciones podrían permitir actualizaciones incrementales de la gestión de distribución. Partiendo con SCADA, luego añadiendo una aplicación IVVC con mínimo esfuerzo de integración.
7. Las tecnologías inteligentes permitirían desarrollar aplicaciones como un sistema geográfico de información (GIS), un sistema de gestión de cortes (OMS) o sistema de gestión de datos de medidores (MDM)
8. FDIR requerirá optimización de lazo cerrado, circuito paralelo y configuraciones radiales. Características adiciones tales como: reconfiguración de alimentador multinivel, estrategias de restauración multiobjetivo y visión de futuro en la red de carga de validación.
9. IVVC incluirá mejoras operacionales y de activos. Tales como identificar fallas en los bancos de capacitores y seguimiento de los mismos, cambiador de tomas y operación regulada. Estas mejoras son con el objetivo de proveer estadísticas para optimizar los bancos de capacitores y regular su locación en la red. Los IVVC regionales incluyen optimización operación y basada en costo.
10. LM/LE serán significativamente cambiados cuando el comportamiento de los consumidores no se pueda predecir.
11. TP, DPF, ONR, CA, SCA y RPC, necesitaran incluir modelos y análisis monofase y trifásicos. Estos deberán ser extendidos hasta los clientes. Generación distribuida, micro-grids y generación de clientes añaden muchos desafíos para protección, operación y mantención de la red de distribución.

12. Bases de datos e intercambio de información: Necesitará integrar la base de datos geográfica y la de red en un avanzado DMS. Estos modelos deben proporcionar representación monofásica y trifásica, para las aplicaciones. Se supone que cualquier cambio en la información geográfica sea actualizada automáticamente en el modelo de la red en la base de datos y el diagrama de usuarios.
13. Es necesario filtrar la información y visualización, esto ayudaría a un rápido análisis de las condiciones de la red y mejorar los procesos de toma de decisiones. Por ejemplo, se podría visualizar magnitud de las tensiones, monitorear y tener alarma de desviaciones de los niveles de tensiones nominales o la línea de carga relacionada con la capacidad.
14. La integración con la empresa es muy importante. El avanzado DMS necesitará interfaz y compartir información con numerosas aplicaciones.
15. Comunicación debe ser extensa para cubrir sobre el sistema de distribución y obtener información operacional desde los puntos de entrega al cliente.
16. La integración con la empresa ayuda a mejorar la gestión de cortes y la implementación IVVC.
17. Se requerirá mejoras en la seguridad para el campo de las comunicaciones, interfaces de aplicación y acceso de los usuarios. Esto incluirá servidores de seguridad de datos. El protocolo de comunicación basado en IP se observa ventajoso.

Un sistema DR tiene una gran cantidad de requisitos para una implementación exitosa, estos corresponden a [16],

1. Un sistema eficiente para registrar e identificar los participantes
2. Un conjunto de protocolos estándares para enviar, recibir, verificar y reconocer señales entre participantes.
3. Un conjunto de estándares de protocolos para aceptar, rechazar o modificar señales de notificación para reducción de demanda.
4. Un conjunto de estándares de protocolos de incentivos ofrecidos a los participantes de programas DR.
5. Un conjunto de estándares de protocolos para seguimiento de señales de notificaciones enviadas, recibidas, aceptas, rechazadas por el mantenimiento de registros, la liquidación, facturación, auditorías y sistemas back office.
6. Un entorno altamente seguro y libre de errores, para todo lo que se desarrolle en tiempo real y con gran velocidad.

3.4.2. Sistema de base de datos de mediciones

El núcleo de un sistema de gestión de datos de medición es una base de datos. Esta típicamente proporciona servicios como, adquisición de datos, validación, ajuste, almacenamiento y cálculo, con el objetivo de proporcionar mejor información para los clientes del servicio y propósitos de operación del sistema, como facturación, estimación de la demanda y respuesta a la demanda.

Una base de datos para un sistema de gestión de datos de medición también proporciona funciones como conexión/desconexión de medidores remota, estatus de verificación de la energía, suministrar verificación de restauración de lectura por encargo de medidores inteligentes. [21]

3.4.3. Smart Business Integration

La industria eléctrica no varía sus tarifas con la velocidad de la industria aérea o telefónica, por el contrario tarda meses. Una integración de negocios inteligente (Smart business Integration) es la metodología a incorporar en una estructura flexible que pueda ser sensible a los cambios del entorno y necesidades de los consumidores. Para desarrollar esta integración es necesario [16],

1. Definir los productos y servicios básicos que los consumidores necesitan a un nivel conceptual
2. Identificar los procesos de negocios que puede apoyar y entregar estos productos y servicios.
3. Análisis de los procesos de negocios en un conjunto de servicios de alto nivel de abstracción mayor al que se hace hoy.
4. Proveer la infraestructura necesaria para integrar estos servicios en un camino flexible según las buenas prácticas en un arquitectura orientada al servicio (SOA: Service Oriented Architecture).
5. Comprar o construir aplicaciones para la entrega de los servicios deseados en un camino dinámico y flexible.
6. Especificar y construir interfaces flexibles para reducir la transferencia de datos entre diferentes aplicaciones haciendo seguras las interfaces que no están estrechamente unidas con las aplicaciones.
7. Administrar los procesos de negocios fin-a-fin con un Gestor de Procesos Empresariales (BPM)
8. Simplificar la unión entre aplicaciones y minimizar el acoplamiento a través de una arquitectura de integración de aplicaciones empresariales
9. Usar las tecnologías inteligentes para procesos complejos para analizar eventos a medida que se producen y usar el conocimiento obtenido para modificar automáticamente el proceso de negocios dinámico.

3.4.4. Future Renewable Electric Energy Delivery and Management (FREEDM)

El FREEDM es un sistema que permite compartir energía de manera flexible, es propuesto para consumidores en un sistema residencial de distribución, trabaja bajo la visión de “Energy Internet”. El sistema FREEDM interactúa con clientes residenciales e industriales.

Los problemas sobre los que trabaja el sistema son los mayores factores que contribuyen a la incerteza de energía. Uno de estos es la inseguridad de energía que se presenta, debido a que la mayor cantidad de petróleo importado proviene de regiones políticamente volátiles. Otro de los factores preocupantes es que se usan en su mayoría recursos fósiles, los que presentan una naturaleza no renovable. Y otro de los pilares, es el preocupante incremento del calentamiento global generado por la emisión de CO_2 proveniente de la combustión de estos combustibles.

En la propuesta del sistema los usuarios tienen control de sus necesidades energéticas con pequeños y modulares DRERs. Para optimizar el uso de energía, DESDs pueden ser usados como complemento para DRERs. Los clientes pueden ver el exceso de energía generada de vuelta a la red basado en un software de gestión de energía inteligente disponible en el sistema que analiza la información de los precios y la disponibilidad de todos DRERs y DESDs en el sistema.

La nueva infraestructura de entrega de energía es llamada el Sistema FREEDM. [23]

Elementos clave del Sistema FREEDM

Hay 3 tecnologías clave para el desarrollo del sistema: La interfaz de conexión plug-and-play, un router de información que dirija la información al lugar correcto y un sistema operativo de estándar abierto.

- Interfaz Plug & Play:

Tiene un bus de 400 V DC y un bus convencional de 120 V AC. Esta interfaz tiene un estándar de comunicación abierto, puede instantáneamente reconocer cualquier dispositivo tan pronto como es conectado. El protocolo de comunicación debe poder describir cargas, dispositivos de almacenamiento de energía y unidades generadoras.

- Energy Router

Este router es un dispositivo IEM que conecta al bus de 12 kV AC de distribución y soporta los buses regulados de 120 V AC y 400 V DC. Este reconoce y administra todos los dispositivos conectados a los buses de baja tensión AC y DC. La gestión incluye monitoreo de estado y recolección de información de todos los dispositivos, así como proporcionar referencias de control para cada dispositivo. Estas últimas pueden ser digitales (ON/OFF) o análogas (potencia ajustable o tensión). Por ejemplo, para el DESD este comando puede ser tasa de carga o descarga, mientras que para el DRER puede adaptarse a la fuente. El IEM puede desconectar el sistema fotovoltaico (PV) cuando la demanda local o la capacidad del DESD es menor que la salida del PV durante el modo de casa aislada, también proporciona funciones tales como regulación de baja tensión AC y tensión DC, respuesta a fallas.

- Sistema operativo con estándar abierto:

Este sistema se llama DGI (Distributed Grid Intelligence), está embebido en todos los dispositivos IEM y utiliza la red de comunicación para coordinar la gestión del sistema con otros routers de energía.

Un diagrama conceptual del sistema FREEDM se muestra en la Figura 3.24. En este la unidad de gestión inteligente de fallas (IFM) es empleada para aislar fallas potenciales en el circuito primario de 12 kV y proporcionar la capacidad de reconfiguración y calidad de energía ininterrumpida al usuario. Las IEMs y las IFMs se pueden comunicar con las otras unidades a través de una red RSC.

El sistema FREEDM será conectado al sistema de subtransmisión 69 kV a través de una subestación de alta potencia IEM. Los usuarios industriales requieren un servicio trifásico de 480 V, conectado por un IEM de media potencia. (25-500 kVA)

El sistema FREEDM tiene un bus AC que le permite coexistir con la infraestructura de energía eléctrica tradicional. Hay problemas mínimos relacionados con la subida y bajada de tensión de los circuitos. Si los equipos tradicional no se conectan por IEMs seguirán trabajando, pero tendrían falta de inteligencia y control que esta unidad provee.

El FREEDM puede manejar el consumo de energía y priorizar las cargas. Este sistema consulta y adapta las nuevas cargas, DESDs o DRERS conectadas al sistema.

Para ajustar la amplia difusión de energías renovables y la generación alternativa de energía, se requiere de capacidad adicional de almacenamiento de energía es requerido. Esto podría solucionarse con la introducción de vehículos eléctricos plug-in que podrían satisfacer esta necesidad por sus baterías de almacenamiento de energía en exceso de 10 kWh, un 20 % de descarga de las baterías podría mantener fácilmente la operación con carga crítica por una hora o más.

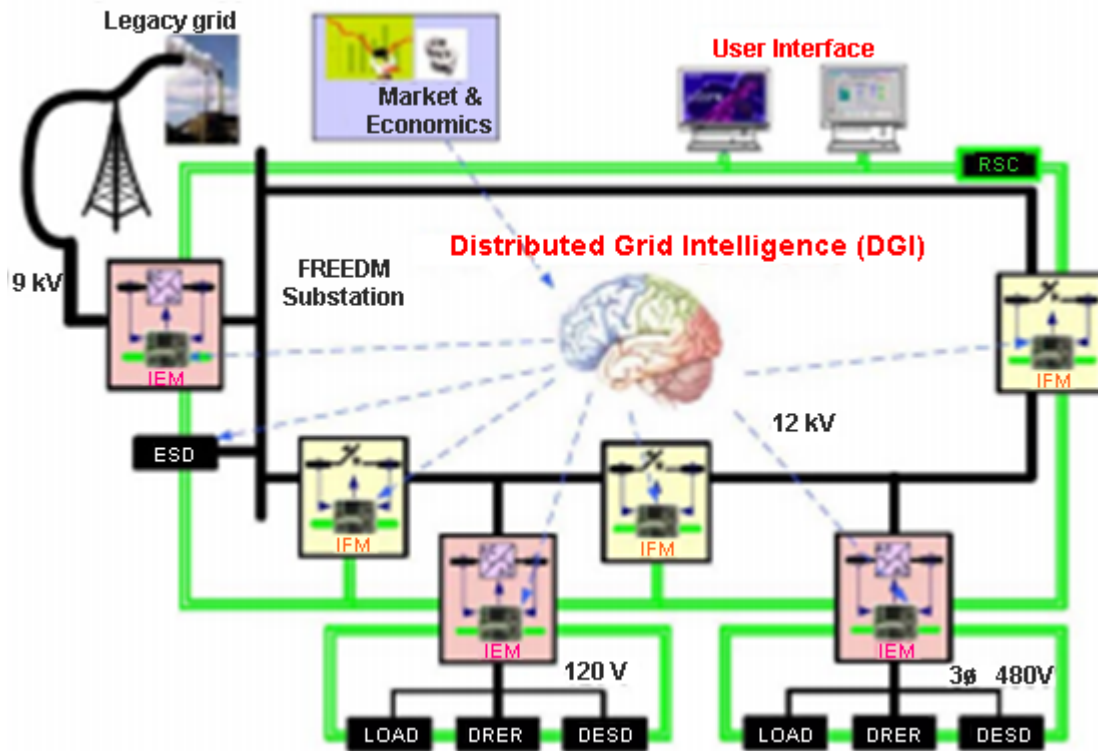


Figura 3.24: FREEDM. Fuente [23]

El concepto FREEDM puede realizarse si tecnologías similares a un sistema de computador son usando para la capacidad de comunicación digital y electrónica de potencia de alta tensión y alta frecuencia. Los desafíos son relacionados con la confiabilidad y seguridad del sistema público, así como para lograr alta tensión y alta frecuencia se deben desarrollar nuevas tecnologías de electrónica de potencia en materiales de SiC y GaN. Estas últimas tecnologías son necesarias por las limitaciones de los semiconductores de Silicio.

Dispositivo de aislación de fallas (FID)

Un FID de estado sólido es otro dispositivo clave para el sistema FREEDM, porque facilita una rápida aislación de fallas. En el sistema se requiere protección rápida y precisa, y reconfiguración, esto se logra con software y comunicación avanzada embebida en el FID, resultado un nodo IFM.

Cada nodo IFM de esta puede comunicarse con otros nodos del mismo tipo y con nodos IEM para implementar las funciones IFM. La función primaria esta última unidad es identificar y aislar fallas para luego volver a conectar cuando sea apropiado.

Pequeñas interrupciones en el flujo de potencia durante corto circuitos en el sistema de distribución AC pueden conducir a perturbaciones significativas en cargas críticas. El sistema FREEDM elimina estas perturbaciones usando una interfaz de carga controlada activamente y una repuesta mucho más rápida IFM para aislar la sección con falla.

La nueva generación FID dependerá de la tecnología de alta corriente SiC con considerablemente menos

pérdidas y menor tamaño que las unidades FIDs actuales basadas en silicio. La capacidad de alta temperatura de SiC permite también la reducción del tamaño de FID para la instalación en buses de 12 kV. Un prototipo de 15-kV FID que usa 3.3 kV IGBT en serie se ilustra en la Figura 3.25.

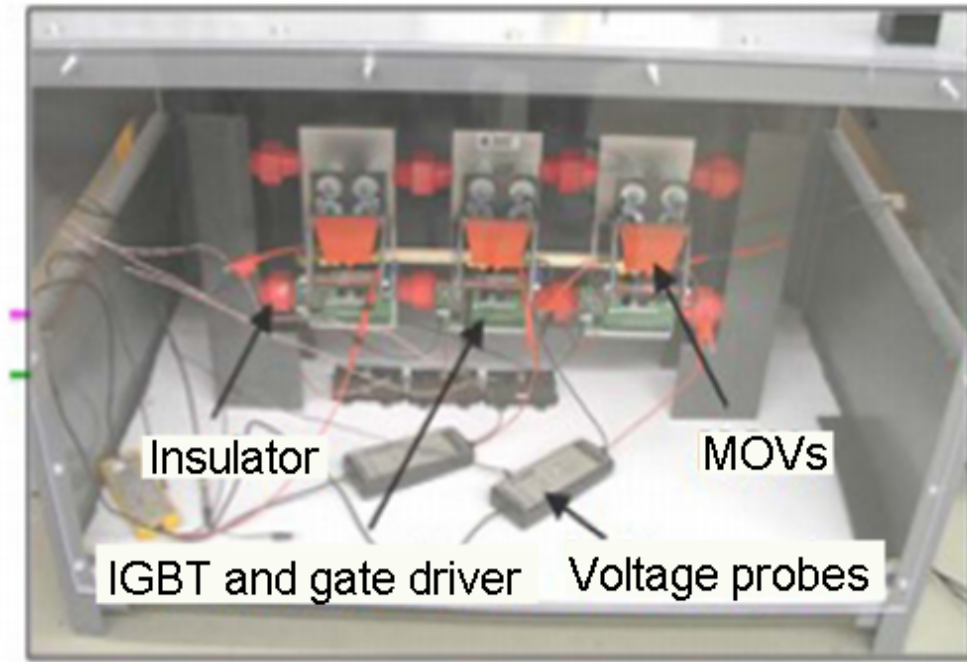


Figura 3.25: 15-kV FID que usa 3.3 kV IGBT. Fuente [23]

Control del sistema FREEDM

Hay varias capas de control en el sistema FREEDM que se ven clasificadas en la Figura 3.26. A continuación se describen cada uno de estos niveles,

- **Nivel 1**
Nivel del usuario.
- **Nivel 2**
El control se proporciona para cada SST. Se regulan los voltajes de baja tensión de los buses de tensión AC y DC, se proporciona control de potencia activa y reactiva o control de potencia/frecuencia para la red eléctrica. Al mismo tiempo se asegura que la calidad de la energía y las armónicas del lado de la corriente alterna cumple los requerimientos de las compañías tales como IEEE 519.
- **Nivel 3**
El control de este nivel se puede clasificar en dos grupos: Control IEM y control IFM. Se implementa mediante el sistema operativo DGI embebido en todos los nodos IEM e IFM.
El número de nodos en un sistema FREEDM es proporcional al nivel de energía y puede ser escalado a cientos de nodos en una comunidad residencial de red eléctrica típica.
- **Nivel 4**
Se coordinan múltiples sistemas FREEDM para formar una red eléctrica regional de gran tamaño.

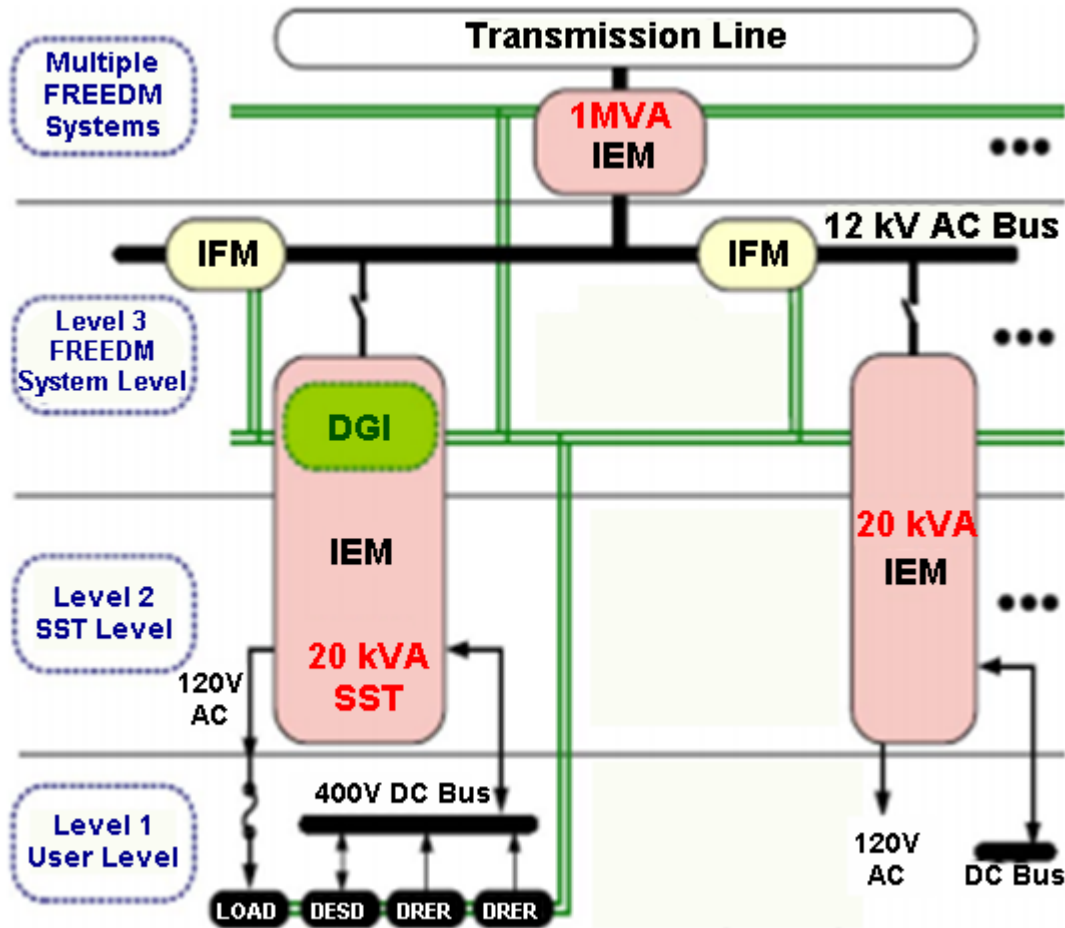


Figura 3.26: Capas de control. Fuente [23]

Gestión inteligente de energía (IEM)

El IEM se comporta como un router de energía, interconectando y reconociendo varias cargas, DRERs y DESDs de una forma plug-and-play.

La implementación de IEM se llevará a cabo con el uso de un agente residente DGI en cada nodo IEM. El control tiene una arquitectura plana y distribuida, de este modo permite ser escalable y que el número de los nodos IEM y IFM puedan ser incrementados o disminuidos sin ningún mayor cambio en el sistema operativo. Los principales desafíos de esta unidad son el reconocimiento e integración de DRERs, DESDs y carga, y el desarrollo de un esquema inteligente de energía y gestión. El desarrollo de un software y la plataforma de comunicación para implementar el DGI es el mayor de los desafíos.

Una aplicación IEM menos sensible al tiempo, es la optimización de energía, tiene múltiples objetivos, tales como:

- Utilización óptima de toda la energía renovable en la red eléctrica

- Utilización óptima de todos los DESDs en conjunto con DRERs, bajo contingencias tales como condiciones de aislamiento.
- Bajo costo de carbono
- Mínimos costos de operación
- Regulación de tensión
- Minimización de pérdidas en los circuitos

Las funciones principales de una unidad IEM son el reconocimiento e integración de fuentes distribuidas, despacho de potencia y energía, y control distribuido basado en algoritmos de consenso. Esto se detalla a continuación,

1. *Reconocimiento e integración de fuentes distribuidas*

Reconocer todos los dispositivos distribuidos conectados en esta interfaz, esta debe soportar comunicación bidireccional y flujo de potencia con una operación sin problemas cuando los dispositivos son agregados o desacoplados.

La interfaz puede ser activa o pasiva, la primera es un puerto en cual un dispositivo inteligente comunica activamente su estado. Este estado considera requerimiento de potencia y energía, información solicitada por dispositivos locales y sincronización de actividades para lograr los objetivos de potencia y energía de despacho. Por el contrario una interfaz pasiva corresponde a un puerto en el cual el reconocimiento se infiere según su comportamiento.

2. *Despacho de potencia y energía*

La IEM debe poder cambiar el consumo al modo de Load Power Consumption para operar en diferentes escenarios. Cada agente IEM calcula la porción de la estrategia DGI según el nivel de vigilancia y el perfil de operación basado en la información recibida del coordinador. Las acciones se toman basadas en sus decisiones individuales usando un protocolo de 2 fases.

La ventaja de tener un coordinador emergente y no uno predeterminado, es que este se ajusta al cambio de canales de comunicación o evoluciona en respuesta a los cambios de topología o carga.

3. *Control distribuido basado en algoritmos de consenso*

En este control distribuido se requiere usar un algoritmo de consenso. Las plantas controladas son grupos de sistemas físicos independientes; el grupo puede ser grande o pequeño, en la Figura 3.27 se ilustra un grupo de 3 agentes como ejemplo.

Cada agente contiene 2 partes: Un controlador local y un gerente de consenso, los cuales se relacionan en un proceso iterativo. El controlador local reporta información del estado al gerente de consenso. Este último negocia con los agentes vecinos en la red de comunicación, así calcula un resultado de consenso y devuelve esa decisión al controlador local. Así el controlador ajusta sus acciones basadas en este resultado y reporta el nuevo estado al gerente de consenso de nuevo.

El objetivo del sistema FREEDM es establecer el punto de operación nominal para cada dispositivo controlable.

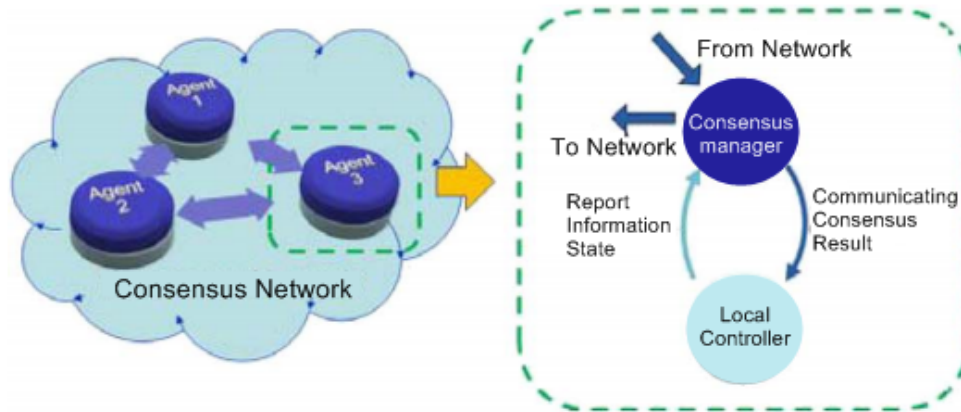


Figura 3.27: Algoritmo de consenso. Fuente [23]

Gestión inteligente de fallas

La IFM se implementa a través del DGI para llevar a cabo las siguientes funciones.

1. *Identificación de fallas y localización inteligente*

Se requiere una rápida técnica de identificación de fallas. Una de ellas puede ser basada en la tasa de aumento de la corriente en lugar de la magnitud, esto puede ser usado como un método primario de detección IFM. Otra técnica es utilizar la corriente de un instrumento y hacerla pasar por un filtro digital para determinar la fase de la componente desplazada de la señal de banda ancha. Esta componente desplazada y la original son usadas para buscar tasas anómalas de subida o anomalías de alta corriente.

Después de localizar la falla, la FID puede fácilmente interrumpir esta corriente limitada. Otra posibilidad de localización de fallas es usar el rápido colapso de tensiones en el bus fallado como un indicador. Un loop de protección del sistema, usado en un esquema piloto, propone utilizar la suma de las corrientes en una zona, si es cero implica que no hay fallas o que la falla está fuera de la zona. Si se presenta falla, la unidad IFM envía una señal de disparo a FID.

2. *Coordinación de fallas inteligente y recierre*

Considerando que el sistema FREEDM es un lazo o un sistema de red, no puede haber fallas de coordinación entre la protección del generador y la protección del bus tipo anillo. En la unidad IFM, la coordinación de fallas y el rearme son basados en las características distintivas del sistema FREEDM inteligente para protección primaria y de respaldo.

3.4.5. Control de Supervisión y Adquisición de Datos

Un sistema compuesto por un modelo SCADA usualmente comprende los siguientes componentes: una interfaz humano-máquina, un servidor maestro supervisor SCADA, un conjunto de RTUs y/o un controlador lógico programable, conjunto de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), y el soporte de una infraestructura comunicacional. La comunicación es entre el Maestro supervisor y las RTU, y entre RTUs y IEDs.

Los IEDs son varios tipos de controladores basados en microprocesadores del equipamiento del sistema de energía, interruptores, transformadores y bancos de condensadores.

La red de soporte para SCADA, es una combinación de conexiones de radio, líneas telefónicas arrendadas y serie directa o conexiones de módem para cumplir los requerimientos comunicacionales. Ethernet/IP es preferida ante SONET/SDH, usada para supervisar el centro de control o grandes subestaciones. [20]

Es utilizado ampliamente para monitoreo remoto y control a altos niveles de distribución de la red eléctrica. Existen estándares avanzados como IEC 61850 para automatización de subestaciones. [19] El objetivo de seguridad del sistema SCADA existente es permitir a los operadores del servicio eléctrico tener una visión y control del equipamiento mientras se excluye a todos los demás del acceso. [30]

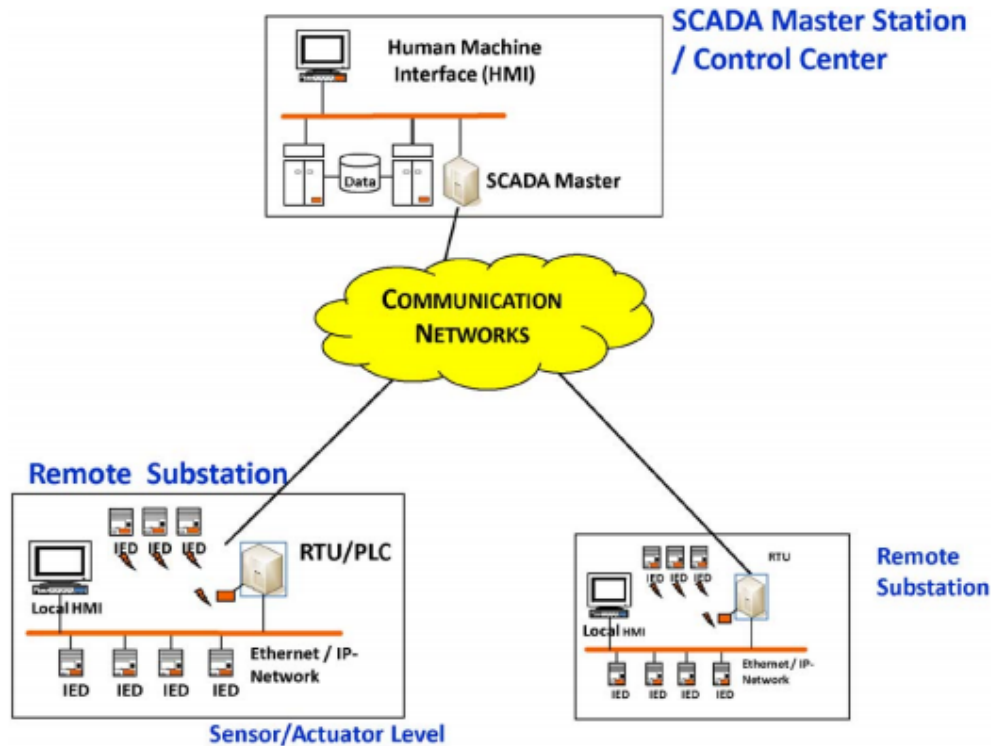


Figura 3.28: Sistema SCADA en una red eléctrica. Fuente [13]

Los atributos del sistema SCADA se pueden resumir en, [21]

- **Adquisición de datos:** La información que describe el estado del sistema operativo es recolectado automáticamente por una RTU. Esta incluye el estado de los dispositivos de conmutación, como alarmas y valores medidos de voltajes y corrientes. Esta información pasa al Centro de Control de manera cercana al tiempo real.
- **Monitoreo, procesamiento de eventos y alarmas:** Compara los datos medidos, con valores normales y límites. También detecta cambios de estado en los switchgear y operación de los relés de protección. Todos los eventos generados por la función de monitoreo son procesados por la función de procesamiento del evento, que clasifica y agrupa los eventos, y luego entrega información apropiada a los operadores de sistemas a través de una interfaz humano-máquina (HMI). Los eventos más críticos tienen señales de alarma, luminosas o sonoras.
- **Control:** El control puede ser iniciado manual o automáticamente. El primero puede ser control directo

de un dispositivo en particular. Algunas funciones son iniciadas manualmente por la sala de control del operador, pero luego sigue el control lógico local para asegurar que el equipo es operado siguiendo la secuencia especificada o dentro de los límites específicos.

- **Almacenamiento de datos, registro de eventos, análisis y presentación de informes:** Mediciones en tiempo real son almacenada en una base de datos del sistema SCADA al momento que son recibidas. Porque la actualización de datos sobrescribe los valores antiguos por unos nuevos, la etiqueta de tiempo de los datos es almacenada en la base de datos histórica en intervalos periódicos (puede ser cada 5 minutos o cada hora).

En la Figura 3.28 se ilustra un sistema de red basado en SCADA, en este se observa la topología tipo árbol de 2 niveles, la cual es muy común en todas las redes de comunicación.

Las unidades RTUs en el nivel intermedio, se comportan como señales de control y como información de medición. Las primeras son recibidas del maestro supervisor y enviadas a los IEDs, mientras que la segunda sigue el camino contrario, es recibida de las unidades IEDs y enviada al maestro supervisor.

El problema del modelo SCADA centralizado, es que tiene una falla de arquitectura con respecto a la latencia, y del prototipo de recopilación de información que debiese contener.

3.4.6. Special Protection Schemes

Los “Esquemas de protección especial” (SPS: Special Protection Schemes), también llamados “Esquemas de medidas correctivas” (RAS), están siendo desarrollados para alcanzar el control de área extensa necesario que no se puede abordar con la arquitectura de comunicación SCADA. El despliegue de estas unidades es extremadamente caro, debido en gran parte al costo de la conexión punto a punto entre las subestaciones. [30]

3.4.7. GridStat

Es un middleware framework que proporciona una simple Application Program Interface (API) basada en publicaciones y suscripciones de estados de variables y estados de alerta.

- Estados de variables
Secuencias periódicas de valores con fecha y hora correspondiente a mediciones, estados o ajustes de control en la red eléctrica.
- Estados de alerta
Son mensajes esporádicos que no son parte de la secuencia de actualizaciones. Se envían las alertas con prioridad alta, y el objetivo es informar a las aplicaciones de situaciones, tales como: condiciones de alarma, requiere inmediata atención.

Al mismo tiempo se está compuesto por un Suscriptor (Subscriber) y un Publicador (Publisher).

- Publicador
Periódicamente anuncia los valores de estados, su identidad, tipo y la disponibilidad de frecuencias.
- Suscriptor
Periódicamente recibe los valores de estados, las correspondientes actualizaciones.

El modelo de programación para aplicaciones es soportado por una infraestructura para enviar las actualizaciones de estados y una infraestructura de gestión que asigna recursos a las suscripciones, calcula rutas, etc. Se ilustra dicho modelo en la Figura 3.29.

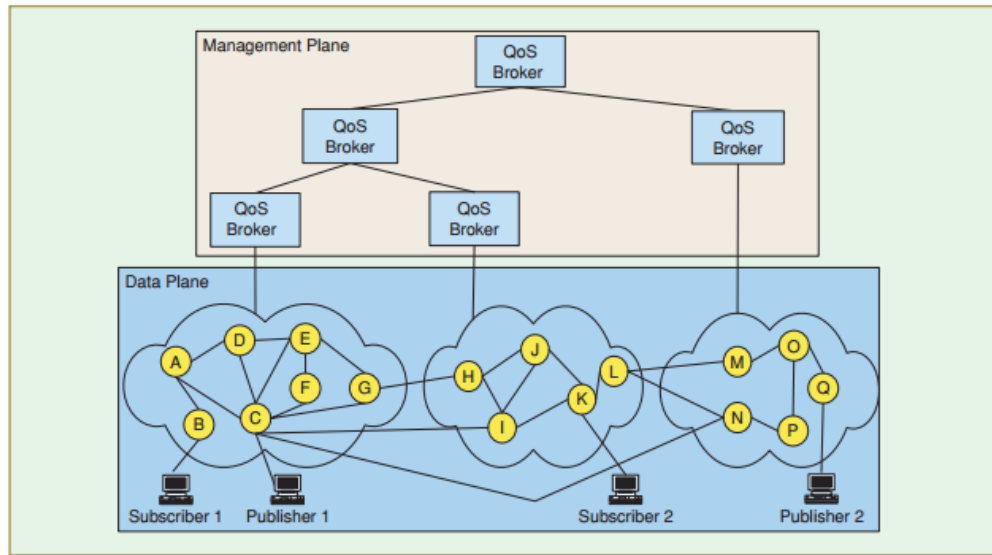


Figura 3.29: Modelo esquemático Management Plane y Data Plane. Fuente [30]

A continuación se describen algunos conceptos/componentes importantes del sistema,

1. QoS Management

La red de energía requiere despachos con ciertos tiempos, ancho de banda y confiabilidad, estas propiedades se conocen como requerimientos de Quality of Service (QoS). QoS gestiona los recursos asignados y asegura que los conflictos son resueltos de acuerdo con las políticas convenidas por los participantes.

2. Middleware and QoS

Middleware con gestión QoS se requiere para aumentar las capacidades de los protocolos IP y Asynchronous Transfer Mode (ATM). Sin usar middleware, la flexibilidad se pierde. Este tipo de software ha emergido para simplificar la creación de sistemas distribuidos y hacer de los sistemas más robustos. Ellos proporcionan una mayor API que los sockets.

El problema que se presenta es al enviar los estados de actualización y alertas a lo largo de la red eléctrica de comunicación, que es relativamente estática en soporte de aplicaciones, tienen patrones de comunicación que son relativamente simples como predecibles y topologías de comunicación bastante estática, esto debe ser solucionado. Resolver esto es lo que propone GridStat.

3. QoS Broker

Dispositivos que componen el plano de gestión. Están organizados jerárquicamente, lo que refleja la estructura geográfica y de gestión de la red operacional y las entidades de negocios.

Realizan la asignación de recursos en el plano de datos para establecer los caminos para conseguir los requerimientos QoS en cada suscripción solicitada. Estos dispositivos negocian con los suscriptores para reducir los requerimientos de QoS.

Estos equipos agregan niveles inferiores a indicadores globales tales como centro nacional de monitoreo.

4. Status router

Dispositivos que realizan el plano de datos de la GridStat, son diferentes a los router comunes de Internet para la capa IP. Estos realizan el enrutamiento de la capa Middleware.

El objetivo del plano de datos es proporcionar una gran cantidad de posibilidad para enrutar los planos de gestión que se localizan según políticas de confiabilidad y necesidades de QoS.

Hay una incerteza y un riesgo a cerca de la confiabilidad de los otros participantes. El mecanismo de gestión de confiabilidad de la GridStat permite a una entidad recolectar evidencia a cerca de la confiabilidad de otras entidades, ya sea directamente o consultando a otros participantes de la red. El middleware de la GridStat administra relaciones según las políticas de confiabilidad establecidas entre las organizaciones.

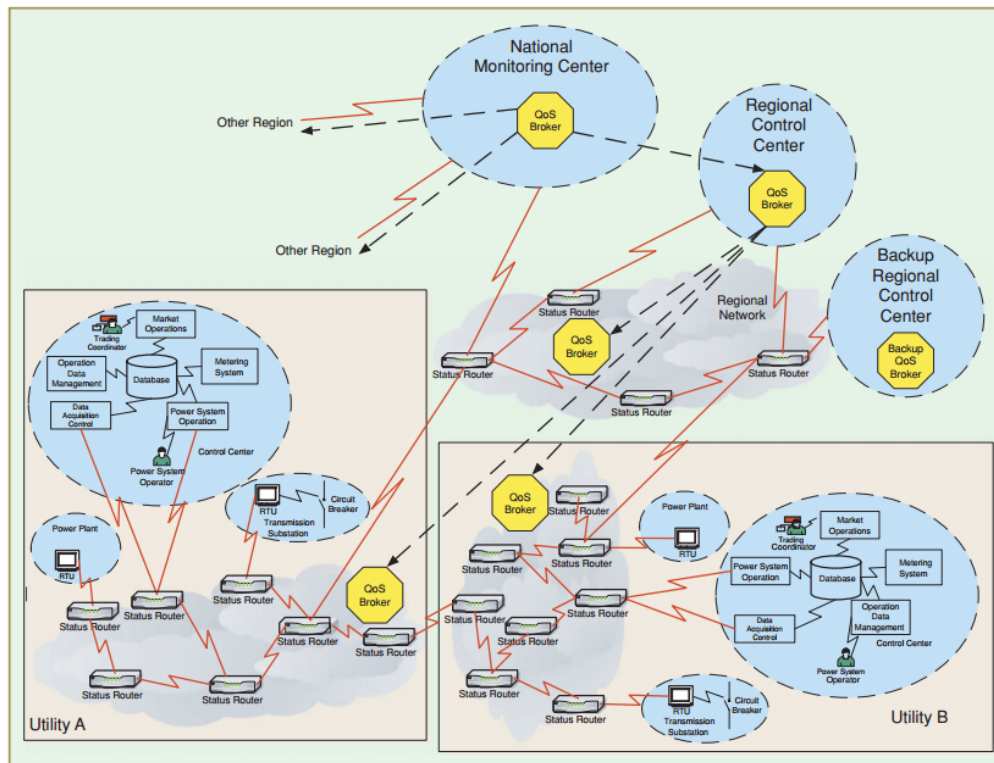


Figura 3.30: Sistema de Control y Monitoreo basado en GridStat. Fuente [30]

En la Figura 3.30 se ilustra el sistema de control y monitoreo basado en GridStat, este trabaja sobre compañías eléctricas clase A y compañías eléctricas clases B. Se considera la implementación de un SPS incluyendo las unidades terminales remotas en ambas clases de compañías.

La conexión más cercana entre dos compañías, podría cada una tener acceso a la información de la otra que no desea compartir. La gestión de confiabilidad es necesaria para resolver la tensión entre los beneficios de una mayor participación de información y la necesidad de no compartir esta misma. El control y protección descentralizados que la GridStat soporta, permite que decisiones locales se hagan más rápido que lo que es posible en un enfoque centralizado. Al mismo tiempo, esquemas de protección mejorados y de menos costo son posibles.

Los beneficios totales de una arquitectura GridStat serán realizados plenamente cuando la información de estado pueda ser entregada directamente a donde se necesita, sin pasar por la base de datos SCADA. Para lograr esto, será necesario crear routers de estado que estén en las subestaciones directamente, recopilando información de los IEDs y PMUs. [30]

3.4.8. Whirlpool Smart Device Network

La empresa Whirlpool Corporation propone un sistema DR de red eléctrica inteligente para ser aplicada en los hogares de los consumidores. La arquitectura de sistema que ellos presentan se llama Whirlpool Smart Device Network (WSDN). Esta tecnología se desarrolla y demuestra para ser aplicada sobre un conjunto de aplicaciones inteligentes a lo largo del 2010 y 2011.

La arquitectura de WSDN se ilustra en la Figura 3.31, en esta destaca en la parte superior la retroalimentación del consumidor y el control del mismo como un elemento principal de este diseño. El objetivo es que el consumidor esté en control de como las aplicaciones responden a las señales de la red eléctrica inteligente. Así también se observan en la Figura 3.31, tres dominios de comunicación de la información que corresponden al dominio de medidor inteligente, dominio de Internet y la red de área doméstica, estas clasificaciones se detallan a continuación, [13]

Dominio medidor inteligente: Representa los 10 millones de medidores inteligentes de la red que están siendo desplegados por las empresas.

Dominio de Internet: Internet público

Red de área doméstica: Aplicaciones y otros dispositivos inteligente en el hogar, dominios la Internet y medidor inteligente. Es como un Gateway central.

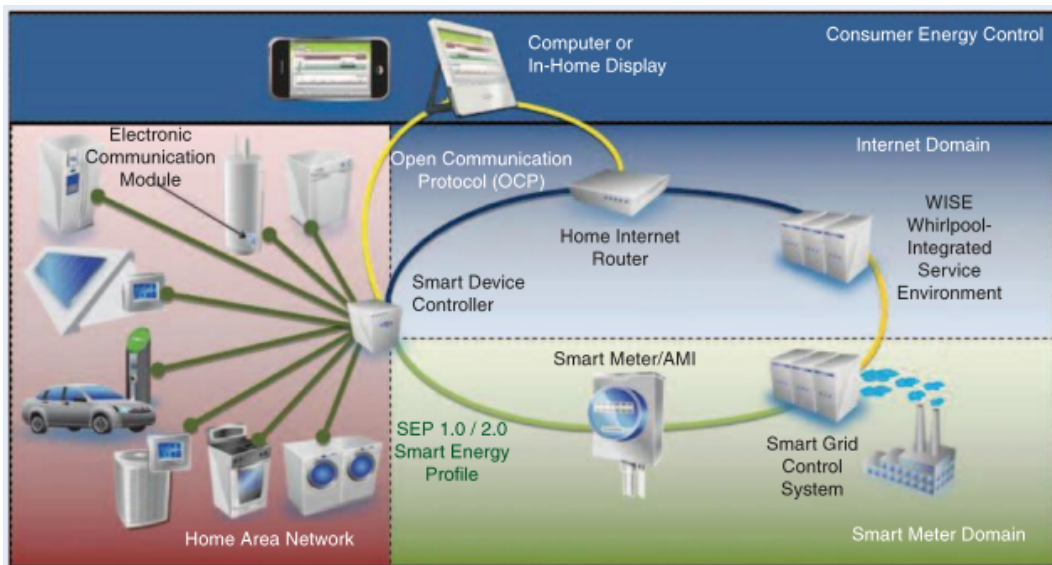


Figura 3.31: Arquitectura de comunicación WSDN. Fuente [13]

En este sistema se definen tres niveles de la respuesta a la demanda, los que se desarrollan a continuación,

Primer nivel: Respuesta a una aplicación inteligente individual a un control de la red eléctrica inteligente o señal de precios.

Segundo nivel: Uso actual y coordinación de las respuesta para todas las aplicaciones inteligentes y otros productos DR inteligentes en una casa. El SDC (Smart Device Controller) opera el HAN y aloja un sistema de gestión de energía en el hogar que maneja la coordinación de DR para todas las aplicaciones inteligentes en la casa, basadas en un perfil de ahorro de energía personal definido por el consumidor. El SDC se conecta a Internet vía la conexión del consumidor. También se conecta al medidor inteligente del hogar a través de ZigBee Smart Energy Public Application Profile y protocolos de comunicación.

Tercer nivel: Trabaja con cientos de millones de hogares. El perfil es como un generador de energía inverso, este será cercano a una onda cuadrada en naturaleza, teniendo un amplitud predecible y rendimiento confiable en el tiempo.

Muy poca gente desea gastar tiempo cada día comprendiendo y coordinando cómo sus aplicaciones responden a las señales de control y precios de la red eléctrica inteligente. Esta es una de las necesidades que explota Whirlpool en este diseño. Se utiliza un display y un controlador para combinar la retroalimentación en tiempo real de la energía en uso con unos simples perfiles de respuesta para ahorro de energía en la red eléctrica inteligente. Los perfiles corresponden a las prioridades personales, programaciones familiares y las opciones que se ofrecen de incentivos para ahorrar energía por las empresas eléctricas locales o demand aggregators. Esto define los niveles de participación.

3.5. Estándares de Comunicación

Los estándares de comunicación en redes eléctricas inteligentes son variados, dependiendo del tipo de red sobre la que se trabaje. Las tecnologías de comunicación favoritas son los protocolos Ethernet, ZigBee y WiMax. Mientras que para el intercambio de datos con medidores son IEC 61850 y ANSI C12.22.

En esta sección se presentan la características básicas, de las que depende la comunicación; estándares de comunicación, intercambio de datos con medidores, redes de interconexión y criterios para elegir un protocolo. Finalmente se ilustra un sistema desarrollado por Whirlpool.

3.5.1. Características básicas

Hay varios componentes básicos dentro de un sistema de energía, que tienen relación con dispositivos físicos de la misma. En la tabla 3.2 se ilustra una relación entre fuente y destino, la cual requiere de transmisor, canal de comunicación y receptor, para conectarse y poder intercambiar información.

Componente	Dispositivo fisico
Fuente	Transformador de tensión
	Transformador de corriente
Transmisor	Unidad terminal remota (RTU)
Canal de comunicación	LAN (Ethernet)
Receptor	Tarjeta de interfaz de red
Destino	Estación de trabajo con pantalla gráfica
	IED para protección y control

Tabla 3.2: Componentes sistema de energía

El tipo de canal de comunicación que se emplea depende de la zona del sistema de energía dentro de la que se trabaja,

- **Canal de comunicación dedicados:** Se emplea en protección en líneas de transmisión
- **Canales compartidos:** Circuitos de distribución

La forma es que se realiza la conexión entre fuente y destino en un modelo punto a punto, según el canal, se ilustra en la Figura 3.32.

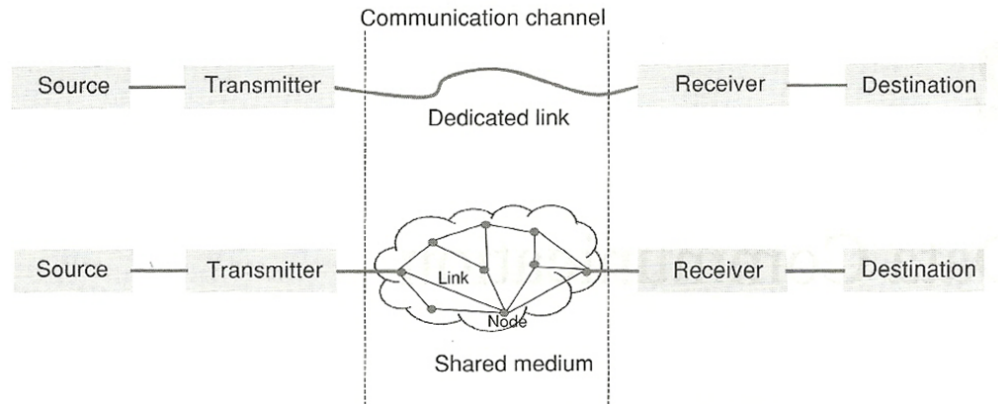


Figura 3.32: Modelo de sistema de comunicación simple punto a punto. Fuente [21]

Comunicación en una subestación

La subestación de la Figura 3.33 tiene una comunicación de canal compartido, con una disposición multipunto. El computador de la subestación envía mensajes dirigidos a uno o más IEDs, pero cada IED toma su turno para comunicarse con el computador de la subestación para evitar conflictos por acceso simultáneo en un medio compartido.

Digitalización de señales

Es necesario transformar las señales de los transformadores para poder trabajar con estas. De este modo las mediciones análogas de corriente del transformador (CT) son primero digitalizadas usando un encoder (ubicado dentro del IED). El método es simple y es el más usado para digitalizar, es Pulse Code Modulation (PCM) donde la señal análoga es muestreada a intervalos regulares para producir una serie de pulsos. La transmisión puede ser asincrónica, utilizando bit de partida y bit de parada, o sincrónica, siempre que el transmisor y receptor tengan igual tasa de envío y usen una señal de reloj. [21]

Problemas en comunicaciones

La mayoría de los problemas tienen origen en la ausencia de interfaces universalmente aceptas, protocolos de mensajería y control, y estándares. [11]

Ejemplos de estándares son ANSI C12.22 para Smart Metering y IEC 61850 para automatización de subestaciones. Así mismo la industria energética está adoptando terminologías, tales como HAN, LAN, WAN y NAN.

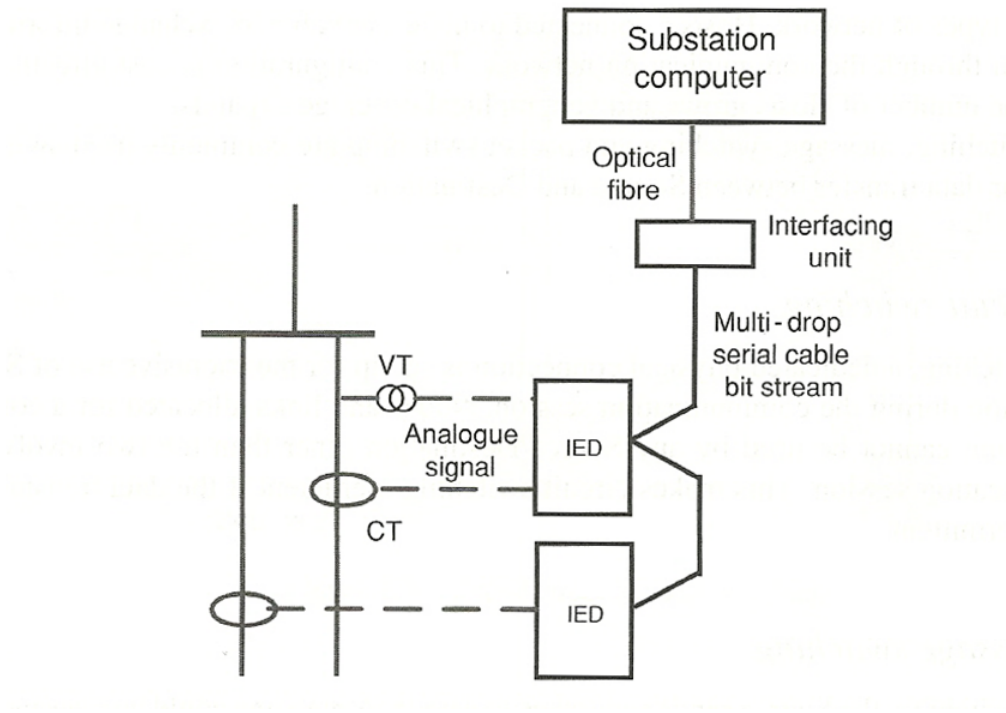


Figura 3.33: Subestación de canal compartido. Fuente [21]

3.5.2. Redes de comunicación

1. **Red de área domestica:** Es un sistema integrado de medidores inteligentes, display en casa, microgeneración, aplicaciones inteligentes, sockets inteligentes, sistemas Heating-Ventilation-Air Conditioning y vehículos plug-in híbridos/eléctricos. Es usada para identificar la red de comunicación de cargas, sensores y aplicaciones para los clientes. Esta red asegura interoperabilidad de las aplicaciones de redes y las interfaces de los medidores inteligentes. Permite gestión de energía centralizada y servicios para proporcionar diferentes sistemas según la conveniencia y comodidad de la unidad familiar. Las funciones de gestión de energía incluye monitoreo y gráfica de energía, control de sistema HVAC y control de aplicaciones y enchufes inteligentes.
2. **Red de área local (LAN):** usada para identificar la red de medidores inteligentes integradores, componentes de campo y Gateways que forman la lógica de la red entre las subestaciones de distribución y los clientes locales.
3. **Red de área amplia (WAN: Wide Area Network):** usada para identificar la red hacia arriba de los activos de la empresa, incluyendo plantas de energía, almacenamiento distribuido, subestaciones y así sucesivamente.
4. **Red de área vecina (NAN):** Su función primaria es transferir las lecturas de los consumos de los medidores inteligentes. Así mismo, la red debe facilitar los mensajes de diagnóstico, actualización de firmware y mensajes en cerca del tiempo real para el soporte del sistema de energía.

3.5.3. Tecnologías de comunicación

La Serie IEEE 803 es una familia de estándares que fueron desarrollados para dar soporte a las redes LAN. Estos estándares son aplicables para LANs en sistemas SCADA, NANs en las redes de distribución y HANs en las instalaciones de los consumidores.

En la tabla 3.3 se observan las tecnologías aplicables para las diferentes tipos de sub-redes, se han ennegrecido las tecnologías más utilizadas. [21]

Subred	Tecnologías de comunicación
HAN	Ethernet , Wireless Ethernet, Power Line Carrier, Broadband over Power Line (BPL), ZigBee
NAN	Power Line Carrier, BPL, Metro Ethernet, Digital Subscriber Line (DSL), EDGE, High Speed Packet Access (HSPA), Universal Mobile Telecommunications Systems (UMTS), Long Term Evolution (LTE), WiMax , Frame Relay
WAN	Multi Protocol Label Switching (MPLS), WiMax , LTE, Frame Relay

Tabla 3.3: Tecnologías usadas en diferentes subredes

Ethernet

Ethernet es la tecnología de red más usada para redes LAN cableadas, debido a su simplicidad, fácil mantenimiento, capacidad de incorporar nuevas tecnologías y confiabilidad. Se define según el protocolo 802.3, en este se establecen diferentes tipos de estándar Ethernet según velocidad de transmisión, largo máximo del cable y el tipo del mismo.

Los dispositivos de transmisión necesarios para redes Ethernet son,

- Repetidor: amplifica las señales y elimina las distorsiones.
- Hub: Repetidor multipuerto que une múltiples dispositivos Ethernet.
- Bridge: Tiene 2 puertos, transmite la trama entrante solo al canal de destino si está libre o si la trama es un broadcast
- Switch: Sólo envía la trama al puerto previsto
- Router: Es usado como un Gateway entre la red LAN y WAN.

ZigBee

Es una tecnología en base al protocolo IEEE 802.15.2, es un estándar de red sin cables de baja velocidad de datos. Actualmente este estándar es el protocolo más popular para Wireless Public Area Networks (WPAN) debido al bajo consumo de potencia, alta flexibilidad de interconexión y bajo costo.

Los equipos ZigBee puede ser un,

- Full Function Device (FFD): Tiene que haber al menos uno de estos equipos en la red, operando como coordinador WPAN. Puede operar entre 3 modos: coordinador, router o dispositivo final. Al mismo tiempo puede comunicarse con otros FFDs y RFDs.
- Reduced Function Device (RFD): Tiene 1 sólo modo de operación, que corresponde a ser dispositivo final. Puede solo comunicarse con un FFD.

WiMax

Worldwide Interoperability for Microwave Access (WiMax) es una tecnología wireless conformada por el estándar 802.16, proporciona conectividad fija y móvil usando una técnica llamada Acceso Múltiple por División de Frecuencia Ortogonal (OFDMA: Orthogonal Frequency Division Multiple Access).

Este protocolo tiene una cobertura de hasta 50 km con una velocidad de datos máxima de 75 Mbps para conexión fija y de 15 Mbps para conexión móvil. Se espera que llegue hasta 200 Mbps en conexión de subida y 300 Mbps en conexión de baja con el lanzamiento de IEEE 802.16m-2011. Permite incluso mantener conexión con estaciones móviles hasta 350 km/h.

3.5.4. Estándares para intercambio de información

La lectura automática de medidores (AMR) requiere una transmisión ocasional de grabado de los datos de energía, una vez al mes. Mientras que la AMI requiere comunicación bidireccional frecuentes, cada 30 minutos.

Los estándares para medidores inteligentes en un sistema de comunicación abierto son IEC 62056 y ANSI C12.22. En detalle, [21]

- IEC 62056: Define la capa de transporte y de aplicación de un medidor inteligente bajo el conjunto de especificaciones llamadas Companion Specification for Energy Metering (COSEM)
- ANSI C12.22: Especifica el envío y recepción de información de medición desde y hacia sistemas externos. Puede ser usado sobre cualquier red de comunicación.

Se observa en la Figura 3.34 la arquitectura de medidores inteligentes con el protocolo ANSI C12.22.

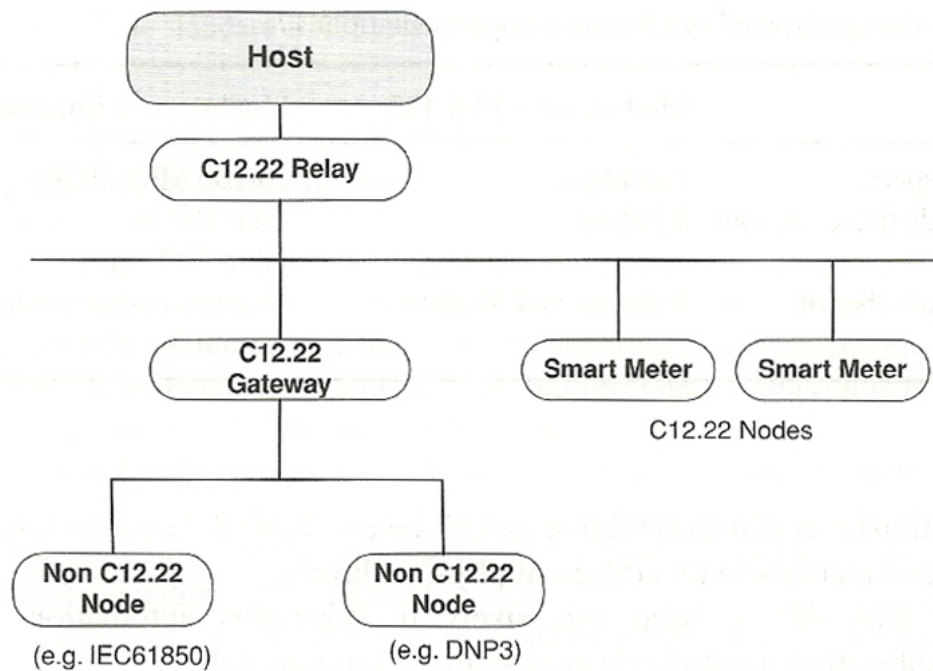


Figura 3.34: Arquitectura básica de medición avanzada ANSI C12.22. Fuente [21]

El estándar para comunicación dentro de subestaciones para transferencia Ethernet es IEC 61850. Este está basado en las funciones cuales aseguran interoperabilidad de equipo de subestación. Las funciones son divididas en,

- Sistema de soporte de funciones: Gestión de red, tiempo de sincronización y dispositivo físico de auto-control
- Sistema de configuración o mantención de funciones: Gestión de Software, Gestión de configuración, ajustes y modos de prueba
- Funciones operacionales o de control: parámetro de conmutación ajustado, gestión de alarma y recuperación de fallos de registro.
- Funciones de procesos de automatización: protección, enclavamiento y desconexión de carga

En la Figura 3.35 se observa la estructura de datos que tiene este protocolo. El modelo comienza considerando un dispositivo físico, y continuando con un dispositivo lógico. Cada dispositivo lógico puede ser mapeado en 86 diferentes clases de nodos. Luego pasa por un nodo lógico, para terminar en los datos. [21]

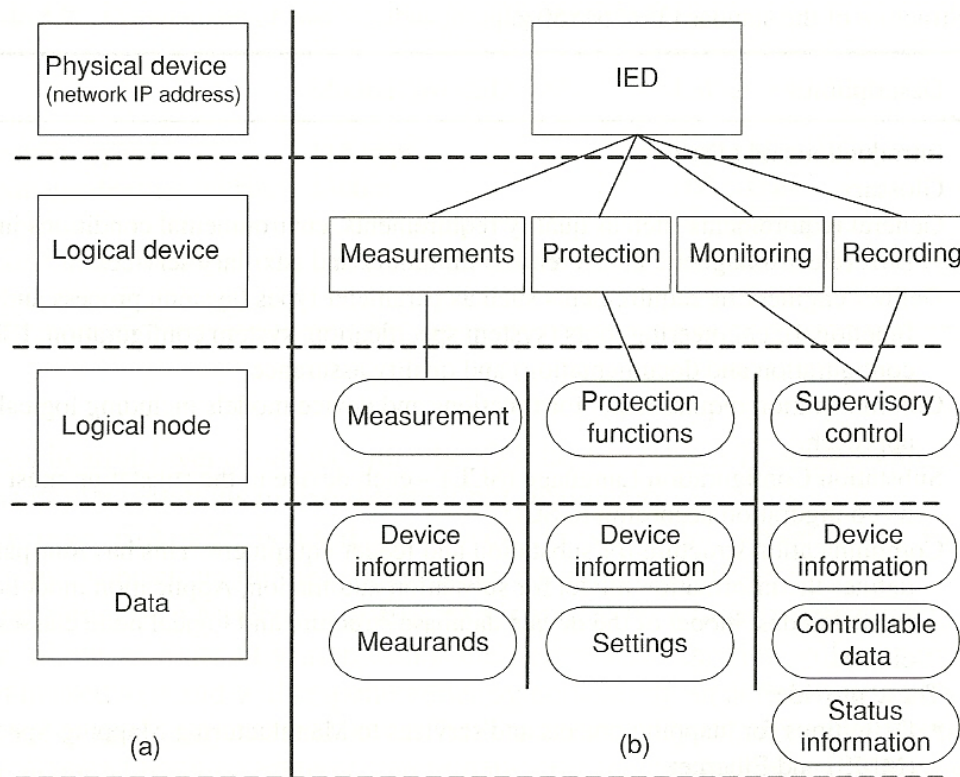


Figura 3.35: Estructura de datos en IEC 61850. Fuente [21]

3.5.5. Redes de interconexión

El principal desafío de la interconexión son los niveles de tensión bajos y medios. Las posibilidades para solucionar este problema es el empleo de redes de telecomunicaciones públicas y redes inalámbricas.

1. Redes de telecomunicaciones públicas

Sistemas de capacidad de comunicación para servicios móviles, como: Global System for Mobile com-

munication (GSM), General Packet Service (GPRS) y Universal Mobile Telecommunication System (UMTS) .

Las ventajas de estos sistemas son el fácil acceso, costos bajos de módem y cobertura de casi todo el país. Las desventajas es que un incremento de los suscriptores de todos los sectores, haría recién visible las deficiencias del sistema.

Muchas empresas de electricidad y operadores de red también prefieren tener sus fuentes de comunicación bajo su propio control. [19]

2. Redes inalámbricas

Estas redes son flexibles y pueden ser usadas para construir redes propias de los servicios eléctricos. Se puede clasificar según la distancia diferentes tipos de redes.

■ Cortas distancias

Las redes Worldwide Interoperability for Microwave Access (WiMAX) y Wireless Local Area Network (WLAN) son problemáticas con respecto a su rango de transmisión limitado y accesibilidad. Sólo sirven para comunicación de subsistemas, para pequeños clusters o dispositivos como medidores.

■ Largas distancias

TrasEuropean Trunked Radio (TETRA) tiene una limitado ancho de banda, costos moderados, y se está volviendo popular. Puede ser un sustituto para los sistemas GSM/GPRS que se encuentran actualmente corriendo. Las aplicaciones típicas son: medición, supervisión de estaciones de transformadores o aplicaciones relacionadas con seguridad.

3. Sistema de comunicación líneas de tensión

Este sistema supera los alcances y las limitaciones de accesibilidad de las redes wireless.

Las desventajas de este sistema es que es problemática, porque es variantes en el tiempo y depende fuertemente de la topología de red actual y de la las cargas eléctricas conectadas. Para asegurar la conectividad desde el punto de vista de la comunicación requiere equipamiento adicional, el cual es costoso a niveles altos de tensión. Es difícil económica y técnicamente, pero se encuentra en desarrollo y es una posibilidad prometedora.

3.5.6. Protocolos

Para asignar un protocolo de comunicación de medición inteligente es necesario tener algunos criterios, estos se ilustran en la tabla 3.4. [21]

Los protocolos que se desarrollan en USA son por el United States National Institute of Standards and Technology (NIST) y en Europa se desarrolla un modelo común de información (CIM). Los protocolos favoritos según la subred indicados por estos organismos son, [11]

1. WAN: IEC 61850 o WiMax

2. LAN: ANSI C12.22 en Norteamérica

La comunidad europea está buscando un remplazo para DLMS/COSEM para hacer contraparte a Norteamérica

3. HAN: No es claro el estándar preferido, pero ZigBee con Smart Energy Profile parece el favorito.

Criterio	Descripción
Amplitud	Disponibilidad de las especificaciones del protocolo
	Estado de control del cuerpo
Interoperabilidad	Habilidad para interactuar con otros estándares, aplicaciones y protocolos
Escalabilidad/Adaptabilidad	Facilidad para que el protocolo sea extendido o cambiado
Función que se espera	El medidor inteligente comunique información a la entidad central para facturación o a una tercera parte
Madurez	El estado en el que el protocolo esta desarrollado
Rendimiento	La velocidad y eficiencia con la que el protocolo opera
Seguridad	Existencia de vulnerabilidad de seguridad conocidas

Tabla 3.4: Factores importantes para asignar un protocolo de comunicación

3.5.7. Whirlpool Integrated Services Environment

Este ambiente la empresa lo define como un protocolo de comunicación abierto (OCP) a través de CM, SDC y Whirlpool Integrated Services Environment (WISE), que proporcionan una base de estándares abiertos, enlaces de comunicación segura que conecten las aplicaciones inteligente a el WISE usando tecnologías basadas en protocolo IP.

EL OCP es soportado y disponible para cualquier empresa de dispositivos inteligentes para permitir una conexión perfecta de los dispositivos inteligente a la WISE. [13]

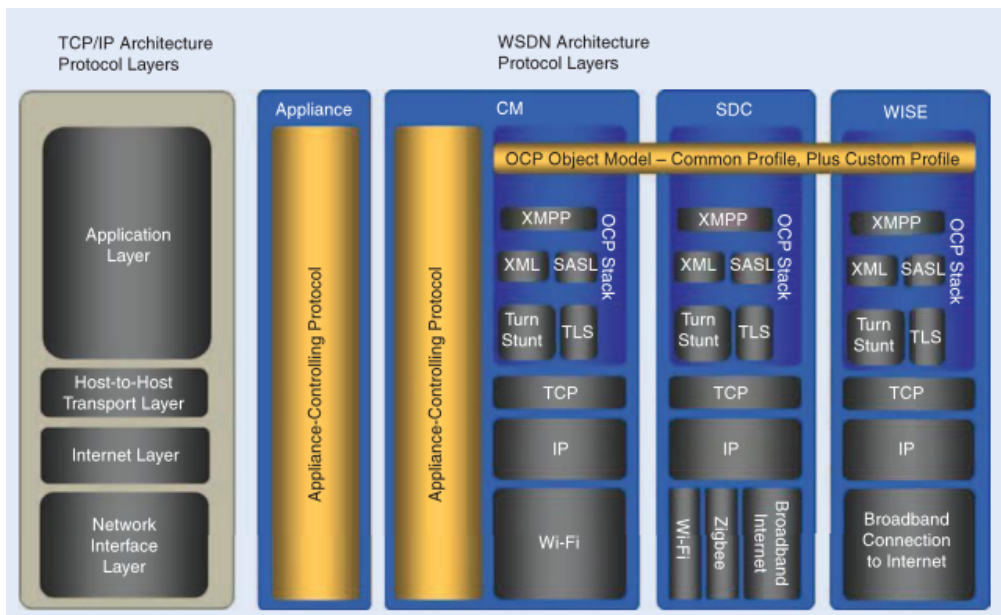


Figura 3.36: Protocolo de comunicación WSDN. Fuente [13]

Capítulo 4

Redes inteligentes en el mundo

Los proyectos de redes eléctricas inteligentes se encuentran estandarizados según el tema en el cual se centra su desarrollo, que principalmente son 6 categorías. Estos se encuentran mayoritariamente localizados en Europa y Norteamérica, en contraste con el desarrollo Latinoamericano que es exiguuo.

Se describen en esta sección 2 proyectos que resultan ser representativos de las numerosas smart grids implementadas, “Energy Smart Florida” (USA) y “Telegestore” (Italia).

4.1. Clasificación de proyectos

Las estructuras de los proyectos de redes inteligentes se clasifican según el los componentes y la funcionalidad que desarrollan. Estas estructuras son reconocidas tanto en Estados Unidos como en Europa, y normalmente los proyectos latinoamericanos son etiquetados con alguno de los grupos. Se presentan 6 tipos de categorías, [31]

1. **Infraestructura de Medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure)**

La infraestructura de medición avanzada tiene relación con la instalación de medidores inteligentes que permiten el uso de los precios en tiempo real, respuesta a la demanda, administración de la carga, entre otros.

2. **Sistemas de Clientes (Customer Systems)**

Este ítem refiere a proyectos orientados a los clientes, corresponde a equipos y aplicaciones de software diseñados a nivel de consumidor.

3. **Sistemas de Distribución (Distribution Systems)**

Estos proyectos refieren a funciones de redes inteligentes a dispositivos, equipos y aplicaciones de software en los sistemas eléctricos de distribución.

4. **Sistemas Integrados (Integrated Systems)**

Los proyectos de sistemas integrados corresponde a funciones de redes inteligentes en distintas partes del sistema eléctrico, tales como AMI, sistemas de clientes, sistemas de distribución y sistemas de transmisión. Estos proyectos resultan ser los más completos al referirnos a incorporación de componentes inteligentes.

5. Sistemas de transmisión (Transmission Systems)

Estos proyectos corresponden a funciones de redes inteligentes a dispositivos, equipos y aplicaciones de software en los sistemas eléctricos de transmisión.

6. Demostraciones (Demonstrations)

Estos proyectos corresponden a demostraciones tanto a nivel regional y de sistemas de energía de almacenamiento en escala.

4.2. Proyecto “Energy Smart Florida”

Este proyecto se desarrolla en el Estado de Florida (USA) y corresponde al área de Sistemas Integrados. Se implementa AMI, automatización de la distribución, nuevos programas de precios de electricidad, y equipamiento avanzado para monitorear en el sistema de transmisión.

Tiene una inversión total de US\$ 578,963,314, de este monto US\$ 200,000,000 corresponden a inversión federal.

<i>Nombre proyecto</i>	Energy Smart Florida
<i>Empresa</i>	Florida Power & Light Company
<i>País</i>	Estados Unidos

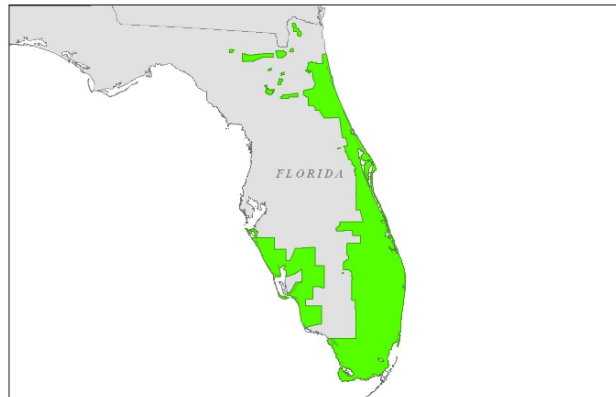


Figura 4.1: Zona de desarrollo del proyecto. Fuente [32]

En la Figura 4.1 se observa el mapa del estado de florida, en esta la zona coloreada representa el espacio que afecta este proyecto. Mientras que la Figura 4.2 ilustra el concepto y la funciones que tiene este proyecto según sección de la red.

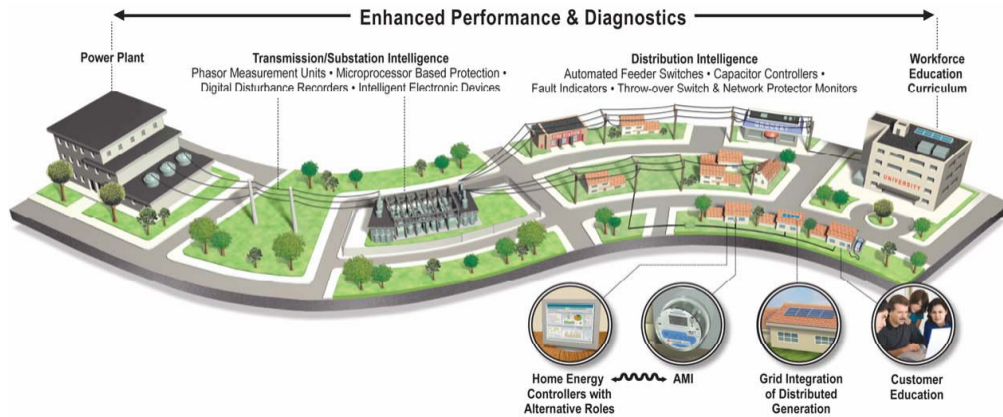


Figura 4.2: Esquemático Smart Energy Florida. Fuente [32]

4.2.1. Objetivos

Los objetivos de este proyecto hacen relación con la reducción de costos, mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico y a su vez reducir las emisiones de CO_2 . A continuación se especifican dichos objetivos,

- Reducir los costos de electricidad en los consumidores
- Reducir los costos de lectura de medidores
- Reducir los costos de operación y mantención
- Reducir los costos por equipamientos de fallas y robos
- Mejorar la confiabilidad y calidad de energía del servicio eléctrico
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero
- Reducir el uso de flota de cambios de combustible

4.2.2. Funciones

AMI y sistemas de clientes

AMI da soporte a comunicación bidireccional entre la compañía Florida Power & Light (FPL) y 3 millones de consumidores que tienen medidores inteligentes asociados con la subvención del DOE, proporcionando información acerca del uso de la electricidad y la capacidad para implementar nuevos programas de precios de la electricidad.

Sistemas de distribución

Los dispositivos en esta sección, expanden las funcionalidades del sistema de distribución del FPL para incrementar la confiabilidad, reducir las pérdidas de energía y reducir los costos operacionales y de mantención.

Sistemas de transmisión

Los dispositivos sincrofasores y el monitoreo en línea ayudan a incrementar la confiabilidad y seguridad del

sistema de transmisión. Esto permite proporcionar información en tiempo real en las operaciones del sistema, lo que otorga gran visibilidad y acelera la restauración del mismo. [32, 33]

4.2.3. Beneficios

Los beneficios de este proyecto se basan en otorgar una mayor confiabilidad frente a cortes y fallas, así como entregar más opciones a los consumidores y conseguir una mayor integración de las energías renovables. A continuación, se listan la serie de beneficios que permite el proyecto en detalle. [33]

Prevención de cortes

Tecnologías de la red inteligente permiten prevenir cortes potenciales de energía antes de que ocurran. Sensores y monitores avanzados en subestaciones transformadoras de potencia continuamente recolectan y analizan información para determinar el estado del sistema eléctrico.

Los Centros de rendimiento y diagnóstico (Ver Figura 4.3) son como “centros nerviosos” que recopilan y analizan la información, permitiendo realizar mantención predictiva antes de que problemas menores generen problemas destructivos. Estos centros son mucho más que un software de anti-virus en un computador, constantemente revisan archivos y eliminan problemas antes de que afecten al sistema.



Figura 4.3: Centro de Rendimiento y Diagnóstico de Energy Smart Florida (ESF). Fuente [33]

Los Centros de Rendimiento y Diagnóstico, trabajan con aplicaciones de “Predictive Diagnostic Software”, que ayudan a detectar desviaciones de operación normal e iniciar acciones para minimizar el impacto en la red.

Identificación de cortes

Sensores avanzados e interruptores pueden ayudar a identificar rápidamente un corte y redirigir el foco de atención.

Restauración rápida

Dispositivos inteligentes ayudan a reducir el impacto de los cortes de energía o de los pequeños cortes. El equipo avanzado de monitoreo ayuda a comunicar la localización de los cortes para una rápida reparación y restauración.

Más opciones para consumidores

Ayuda a los consumidores a manejar mejor la energía que usan. La información que se captura de los medidores inteligentes permite hacer esta gestión.

Lograr eficiencia operacionales

La compañía FPL tiene las cuentas más bajas de las 55 empresas de servicios eléctricos en Florida, y está comprometida a mantenerlos bajos con inversiones a largo plazo, tales como Smart Energy Florida. Ahorrar en costos se consigue con la eficiencia operacional que desarrollan.

Expandir el uso de energía renovable

Las tecnologías de red inteligente hacen más segura, confiable y eficiente la integración de la energía renovable variable. Mientras que la generación puede ser un desafío para administrar en altos porcentajes, las tecnologías de red eléctrica inteligente puede ayudar a optimizar la integración de estas fuentes, balanceando la generación de energía tradicional y no tradicional, asegurando que siempre hay suficiente energía para cumplir con la demanda.

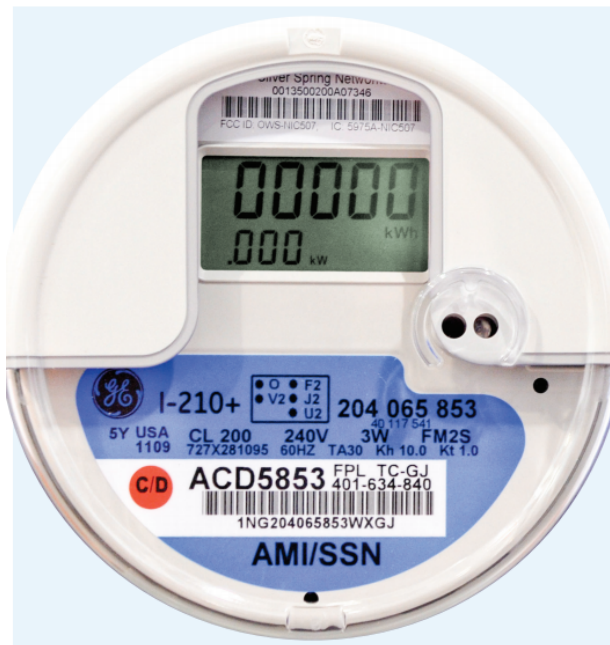
4.2.4. Equipamiento

Figura 4.4: Medidor inteligente. Fuente [33]

1. Medidor inteligente (2,359,736 unidades)

Los medidores inteligentes recopilan información de la electricidad usada cada hora, así como información de calidad de la energía, contador de cortes, e indicadores de alteraciones. Estos equipos transmiten los datos recolectados a través de 900 MHz, encriptados, comunicando equipos a intervalos programados. El envío de información permite una gran variedad de beneficios para todos los clientes, incluyendo una gran confiabilidad y permite a los clientes tener más control sobre las cuentas de energía. [32,33]

Las radios de los medidores inteligentes solo transmiten información en ráfagas cortas solo por unos pocos segundos. De hecho luego de que la prueba inicial, post-instalación, se completa, los radios en los medidores inteligentes son desactivados el 99 % del tiempo. Tienen soporte de comunicación basado en ZigBee, este es uno de los protocolos favoritos descritos en la sección 3.5.3.

Estos equipos presentan campo electromagnético (EMF), pero no presenta un riesgo para el ser humano. Todo lo que usa electricidad en la vida diaria crea EMF, está básicamente presente en todo lo que es cableado. [33]

Control de la energía Los medidores inteligentes permiten empoderar al consumidor. Para controlar su consumo, utilizan la herramienta online “Energy dashboard”. Se accede a la herramienta vía www.FPL.com, con un usuario y una respectiva password, lo que se requiere para crear la cuenta es,

- Número de cuenta FPL
- Dirección e-mail
- Últimos 4 dígitos del número de Seguridad Social asociado a la cuenta

En la Figura 4.5 se ilustra la interfaz de la cuenta histórica del consumidor.

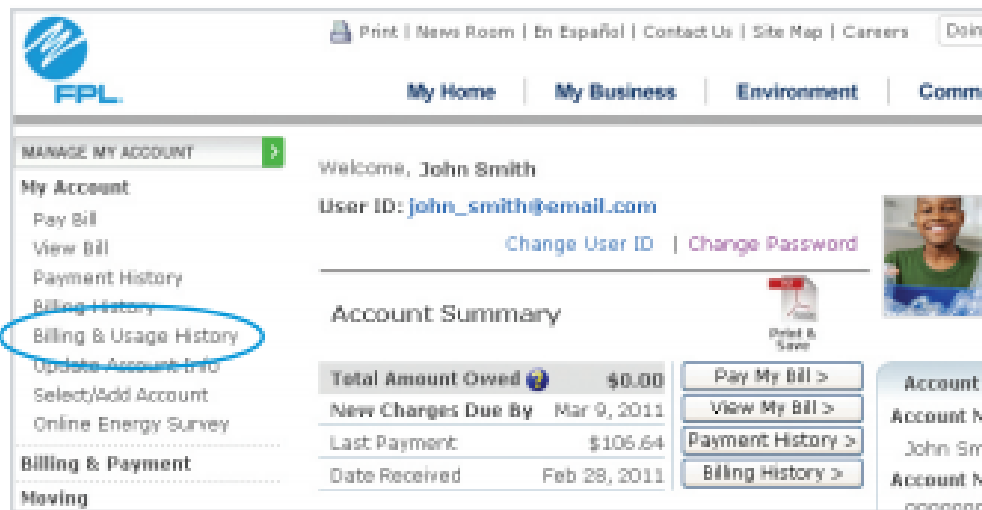


Figura 4.5: Cuenta histórica. Fuente [33]

En la Figura 4.6 se observa el consumo del hogar respectivo por mes. Esta gráfica se organiza con diversos criterios según la posición del puntero: por mes, por periodo, por cantidad, kWh, promedio en mes de alta temperatura.

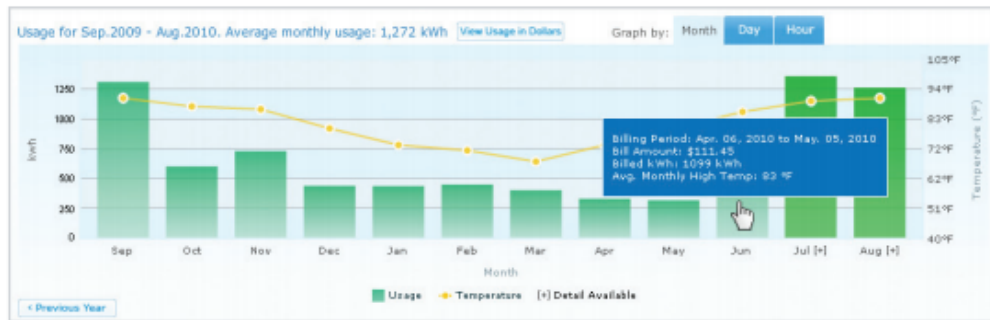


Figura 4.6: Consumo por mes. Fuente [33]

Así como se puede mostrar el consumo por mes, también puede ser por día y por hora. Este último caso se ilustra en la Figura 4.7, esto determina los patrones de consumo del hogar.

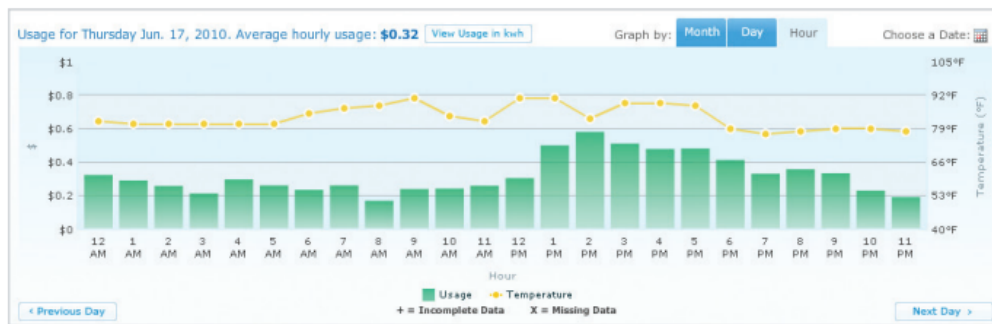


Figura 4.7: Consumo por hora. Fuente [33]

Esta herramienta en resumen, permite visualizar el consumo por mes, día y hora, y también realizar comparaciones entre dos periodos en iguales condiciones de intervalo.

2. Home Area Network (unidades N/A)

Consiste en un controlador de energía en el hogar (HEC) y dispositivos de control. Los HEC tienen incorporada la función de In-Home Display, al mismo tiempo control/monitoreo a nivel de aplicación y respuesta automática a las señales de precios. [32]

3. In-Home Display (226 unidades)

Proporciona la energía usada e información de costo. [32]

4. Equipamiento de automatización de distribución

Los dispositivos de automatización de la distribución (DA) proporcionan beneficios de confiabilidad a través de sus propios esquemas de recuperación. Este proyecto localiza varios equipos DA en el alimentador. [32]

Este proyecto emplea 262 unidades de interruptores automáticos de distribución, 1,403 unidades de condensadores automáticos, 1,800 reguladores de tensión automáticos, 3,789 circuitos de monitor/indicador y un número no determinado de sensores de estado.

5. Equipamiento de automatización de transmisión

Estas unidades complementarias son descritas en detalle en la sección 3.3.2.

■ PMU (45 unidades)

Las unidades son instaladas en varias subestaciones de transmisión a través del sistema. Las unidades PMU utilizan relé SEL-421. PMUs proporcionan extenso conocimiento situacional de área y son usados para determinar los puntos de estrés del sistema de transmisión por medio de monitorear las cantidades de los fasores y pueden ayudar a restaurar el sistema más rápido después de eventos, como tormentas. [32]



Figura 4.8: Relé SEL-241. Fuente [34]

■ Concentradores de información de fasores (7 unidades)

Hay 2 tipos de PDC, uno local (SEL-3373) en una subestación para agregar y alinear en el tiempo los datos locales de PMU entrantes desde múltiples dispositivos PMU, y un segundo (Alstom Open PDC) para agregar y alinear en tiempo la información de los PMU entrante para múltiples PDCs. [32]



Figura 4.9: PDC SEL-3373. Fuente [34]

- Digital Disturbance Recorders
Son equipos que combinan el uso de PMUs y PDCs.
- Intelligent Electronic Devices

- Microprocessor Based Protection

6. Sistema de Monitoreo

- Línea de distribución
Tiene equipamiento comunicacional y SCADA (Ver sección 3.4.5).
- Línea de transmisión
Usa tecnología de sincrofasores, que proporcionan a la compañía mejoras de información en tiempo real sobre la operación y confiabilidad del sistema de transmisión. Esto entrega una gran visibilidad del sistema y acelera el sistema de restauración.

Tiene aplicaciones tales como: monitoreo de ángulo/frecuencia, análisis post-mortem, monitoreo de cumplimiento y mejora de la estimación de estado.

4.2.5. Comunicación

La infraestructura de comunicación tiene soporte bidireccional, entre la compañía y los casi 3 millones de consumidores. Esta malla de red es wireless y de 900 MHz. Varias redes de comunicación tanto pública como privada son usadas entre los puntos de acceso y la compañía.

Los medidores inteligentes incluyen radios de 2.4 GHz con soporte comunicacional basado en ZigBee.

4.3. Proyecto “Telegestore”

El proyecto Telegestore, desarrollado en Italia, corresponde al área de AMI, tiene la más alta inversión europea en proyectos de redes inteligentes, alcanzando un monto de 2100 M € (US\$2,633,190,000 app.). En la Figura 4.10 se ilustran las inversiones europeas según el país, aquí se observa que la nación italiana destaca ampliamente entre sus pares.

<i>Nombre proyecto</i>	Telegestore
<i>Empresa</i>	Enel Distribuzione (IT)
<i>País</i>	Italia

Este proyecto representa una revolución tecnológica y técnica, un cambio irreversible y la apertura de un nuevo mercado. Telegestore es la única solución AMI en operación a nivel mundial con más de 32 millones de clientes. [35,36]

El proyecto al ser infraestructura de medición avanzada, consiste principalmente en el empleo de medidores inteligentes en los hogares de los clientes, los cuales se conectan al sistema por la red de baja tensión. El sistema tiene una subestación reductora que se conecta con concentradores de baja tensión, y de esta forma la información se transfiere por los modems, de dichos concentradores, a una red de comunicación pública para llegar al Sistema Central de Gestión de Medición Automática (AMM). [37]

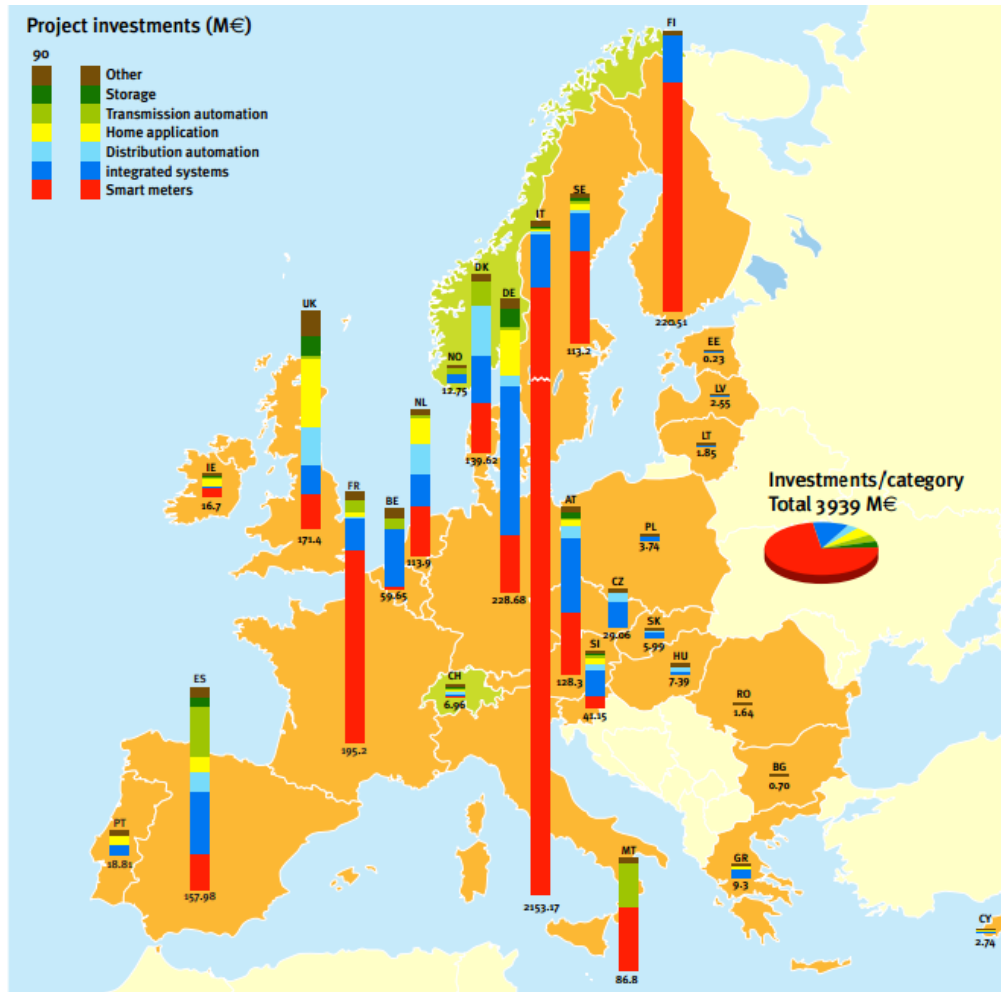


Figura 4.10: Mapa inversiones según proyecto en Europa. Fuente [38]

En el aspecto político, el proyecto se inicia con una liberación parcial de los clientes, en la que el 20 % podía escoger su proveedor, según el decreto de gobierno n°79. En Julio del 2007, se desarrolla la liberación completa del mercado, en la que todos los clientes son libres para escoger su proveedor de energía. La política de este país define que las actividades de generación, transmisión y distribución son actividades separadas, por tanto debe ser desarrolladas por distintas compañías.

Con respecto a la distribución: Hay un gran distribuidor, ENEL, muchos distribuidores de tamaño medio que pertenecen a municipios, y muchos pequeños distribuidores locales. [35]

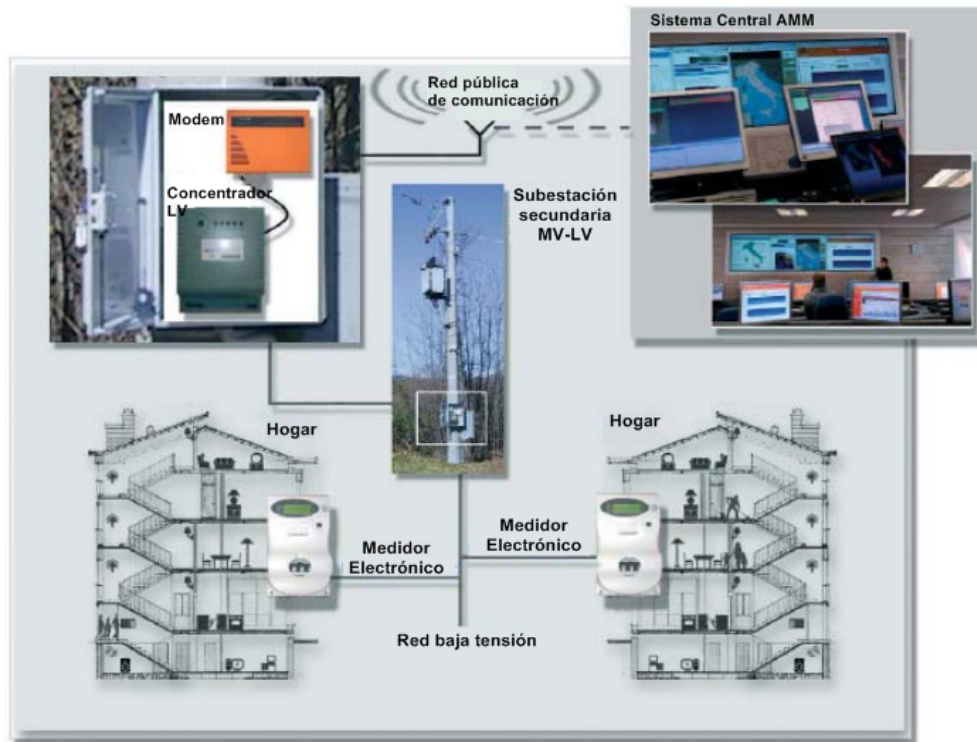


Figura 4.11: Infraestructura técnica. Fuente [37]

4.3.1. Objetivos

Los objetivos de este proyecto hacen relación con la reducción de costos y mejorar la calidad del servicio eléctrico y del cliente. A continuación se listan las finalidades que persigue el desarrollo de este programa. [37]

- Ahorro en costos operacionales
- Satisfacción del cliente
- Excelencia en calidad comercial y técnica
- Líder en innovación

4.3.2. Funciones

Operaciones remotas

Hay un promedio de 50,000 operaciones remotas por día, con peaks de 300,000 en el mismo intervalo. Los procesos que se realizan son activaciones (4.2 %), gestión de contratos (77 %), termino de contratos (3.8 %) y gestión de cobranza (15 %). Estos suman al año 19,825,000 operaciones. [37]

Detección y prevención de fraude

Detecta relaciones ilegales o accesos no autorizados a los medidores, en si, la manipulación de estos.

El balance por cada transformador Media tensión (MV)/Baja tensión (LV) sirve para la planificación de la red y detectar áreas de fraude. [35]

4.3.3. Beneficios

Empodera al consumidor

Le permite tener facturas del consumo real, una gestión remota de contrato, aranceles de tarifas a medidas, ahorro en las cuentas, prepago de la cuenta eléctrica y facilita el desarrollo de mercado libre y administración. [37]

Se realizan transmisión de mensajes a los consumidores acerca del consumo de energía e información técnica-comercial. A un nivel más técnico, el consumidor puede desconectar y volver a conectar un interruptor automático con reenganche manual. [35]

Mejora la confiabilidad

Desarrolla el concepto de peak shaving, relacionado con manejar la demanda para volverla más uniforme. Hay eficiencia energética y una reducción de CO_2 . Al mismo tiempo hay reducción de perdidas comerciales y técnicas. [37]

4.3.4. Equipamiento

En esta sección se enumeran los componentes electrónicos del proyecto, aunque cabe destacar que su implementación completa fue paulatina.

1. Medidor inteligente (32,540,000 unidades)

Hay 3 tipos de medidores según corresponda a función residencial o comercial. El medidor monofásico se ilustra en la Figura 4.12, mientras que los polifásicos en 4.13 y 4.14. Estos últimos medidores pueden ser del tipo GIST, para demanda sobre 30 kW, o tipo GISS para conexión a transformador de corriente. [39]

Las lecturas de los medidores inteligentes son 600,000 por día, de las cuales 99,9 % son exitosas. De este modo hay al año un total de 209,700,000 lecturas. [37]



Figura 4.12: Medidor monofásico. Fuente [37]



Figura 4.13: Medidor polifásico directo. Fuente [37]



Figura 4.14: Medidor polifásico indirecto. Fuente [37]

Las mediciones están sujetas a la estrategia CEI EN 61358. La producción de mediciones se organiza en sistema dedicados rackeables que organizan las mediciones. [39]

2. LV Data Concentrator (368,000 unidades)



Figura 4.15: LV data Concentrator. Fuente [37]

3. Módulo GSM/GPRS

Este módulo utiliza la red pública para conectarse, se caracteriza porque hay múltiples proyectos que han incorporado este protocolo de comunicación. En más detalle, este estándar es descrito en la sección 3.5.5. [37]



Figura 4.16: Módulo GSM/GPRS. Fuente [37]

4. Palmtops (8500 unidades)

Las Palmtops (también llamadas PDAs) son pequeños computadores, pero con menos funcionalidades. Se caracterizan por tareas como agendas telefónicas y calendarios. [37]

Estas unidades representan un sistema de respaldo, de modo que si la conexión externa (GSM/GPRS/Telefónica Satelital) con los concentradores falla, se pueden realizar todas las operaciones con estos operadores

de redes en campo.

5. Power Line Communication (PLC)

Esta tecnología comunica bidireccionalmente los Concentradores de baja tensión con los medidores inteligentes.

Los intentos de accesibilidad diario (24 horas) son cada 35 minutos, y tienen una eficiencia de 99.9 %. Ahora bien, la relación entre intentos bien realizados y el total de intentos en un año tiene una eficiencia de 98.5 %. [37]

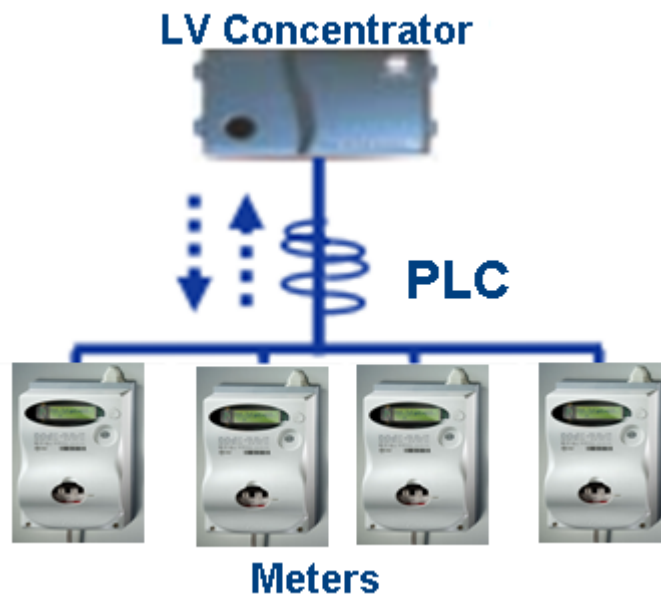


Figura 4.17: Comunicación PLC. Fuente [37]

4.3.5. Comunicación

Sistema de arquitectura

La solución comunicacional propuesta, es de tecnologías PLC (DLC) hasta el concentrador y comunicación vía GPRS entre el concentrador y el sistema de procesamiento de datos. Se utiliza una red pública para conectar vía GPRS.

Se observa el transformador que conecta a la red interna del sistema, en esta se desarrolla un protocolo de transmisión TCP y un protocolo de capa IP. El objetivo de utilizar TCP sobre UDP es que se compensa la desconfianza de la transmisión de paquetes por el reenvío que esta permite.

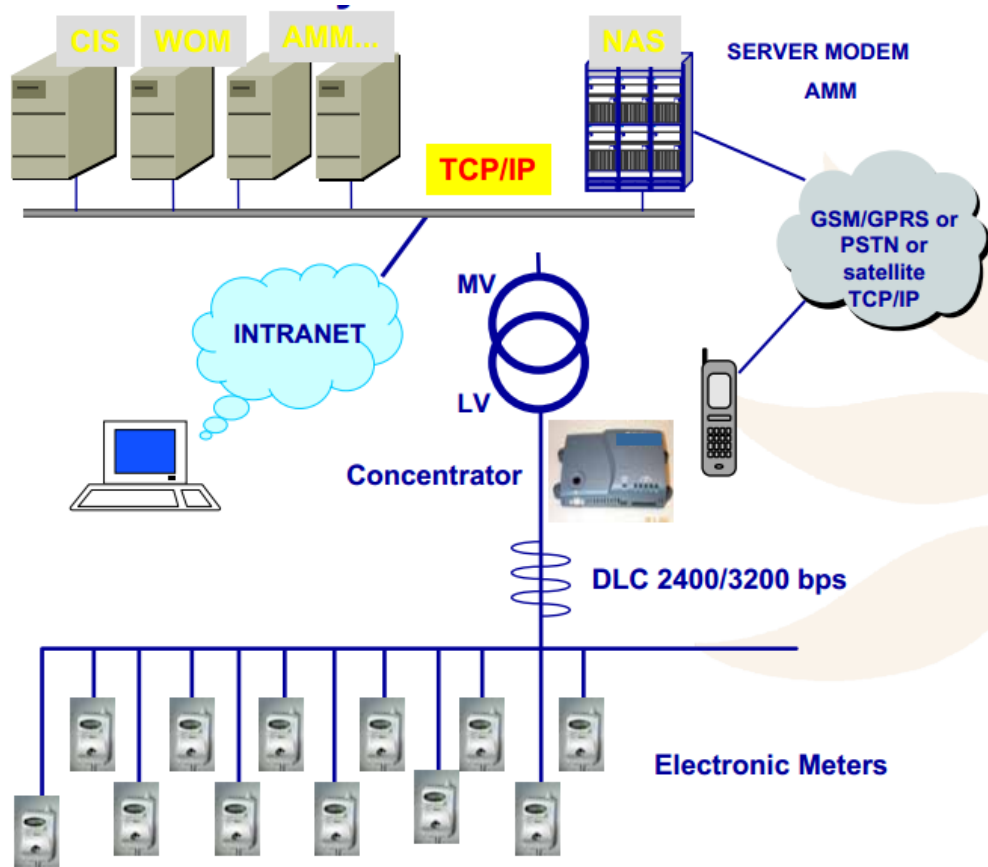


Figura 4.18: Arquitectura del sistema. Fuente [37]

Arquitectura AMI

Se presenta una integración de medidores electrónicos, funciones de gestión de contratos y comunicación PLC.

La comunicación de AMM se realiza vía redes de telecomunicación pública (GSM, GPRS, PSTN & Satélite) con concentradores LV instalados en muchas subestaciones secundarias LV/MV. Los concentradores de baja tensión son capaces de manejar la comunicación en 2 direcciones, hacia/desde el Sistema Central de Medición Remota y hacia/desde los Medidores Electrónicos.

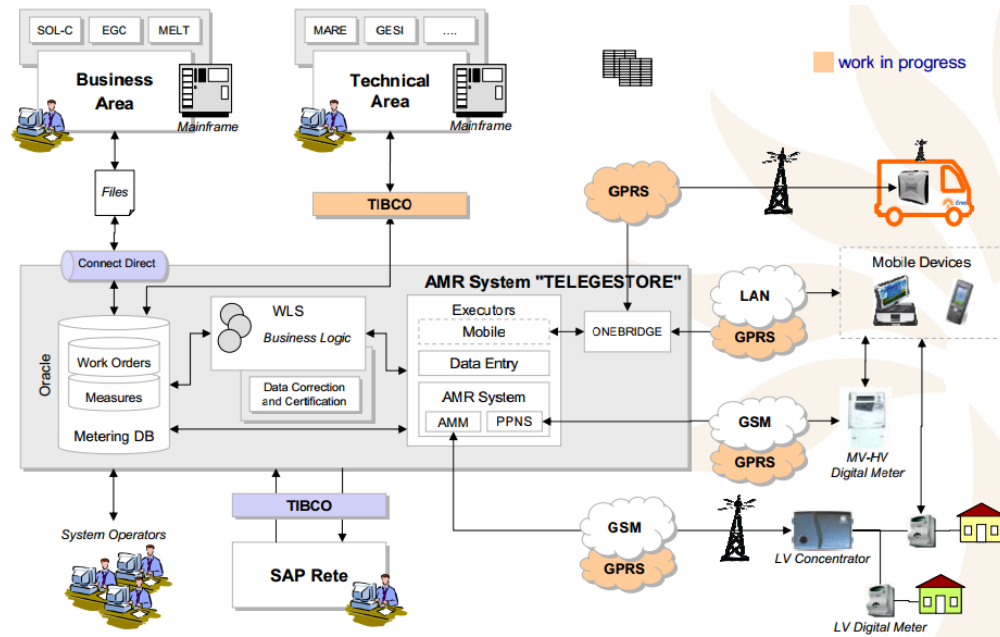


Figura 4.19: Arquitectura AMI. Fuente [37]

Capítulo 5

Redes inteligentes en Chile

El sistema eléctrico en Chile corresponde a una red tradicional, tiene escasos sistemas de monitoreo y problemas de transmisión que se convierten en un cuello de botella en el SING. Si bien Chile es un país rico en recursos naturales, como viento y radiación solar, estos recursos se encuentran en zonas aisladas, que dificultan la conexión al sistema eléctrico actual, debido a que hacen necesario invertir en nuevas redes de transmisión. No obstante también se presenta un problema de falta de capacidad, que limita la conexión de centrales de ERNC, esto como consecuencia de la variabilidad de las fuentes.

En esta sección se presenta la estructura del sistema nacional y normativa clave, la cual presenta artículos favorables y otros, que complican el panorama para la incorporación de redes inteligentes. Se listan los problemas del sistema y las fallas que se presentan. Finalmente se realiza un análisis de requerimientos, para la evolución del sistema eléctrico actual hacia el sistema eléctrico del futuro.

5.1. Estructura y normativa vigente

Es necesario describir los componentes que forman la red eléctrica chilena, clasificando las diferentes empresas que componen esta red. El consumo del sistema nacional, se describe con patrones promedio de consumo diario, según el SING, SIC y en particular, la compañía Chilectra S.A., la cual es la única empresa que tiene información de patrones de consumo en forma pública.

Las normas que describen el comportamiento que debe seguir la red eléctrica corresponde al DFL N°4/20.018 y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio R.M. 85/2009 con fecha 07/10/09. De estos documentos se destacan los artículos que se consideran clave para analizar componentes que requieren evolución, con respecto a la red inteligente.

Se presentan problemas generales del funcionamiento del sistema, así como las fallas que ocurren en el sistema SIC y SING.

5.1.1. Estructura sistema eléctrico

En el mercado eléctrico se encuentran actividades de generación y distribución del suministro. Estas tareas son desarrolladas por empresas de capitales privados, pero regulados y fiscalizados por el Estado.

Los distintos participantes del sistema son: Generación, transmisión y distribución. La generación de energía eléctrica tiene dos fuentes principales: hidráulicas y térmicas, junto con otras fuentes en desarrollo, como la energía eólica. Las centrales hidroeléctricas, se caracterizan por ser más económicas, pero consecuencia de la geografía, se ubican en la zona sur del país, lo que genera aumento de los costos de transmisión. La transmisión representa toda línea o subestación con una tensión superior a 23 kV, esto respaldado por una ley que considera tensiones menores como distribución. La distribución corresponde a la energía eléctrica vendida a baja tensión. Los clientes finales de este servicio corresponden a empresas industriales, mineras y consumo domiciliario. [40]

Se define entonces el sistema eléctrico como un conjunto de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución. El sistema coincide con un esquema tradicional, y se ilustra dicha organización en la Figura 5.1.

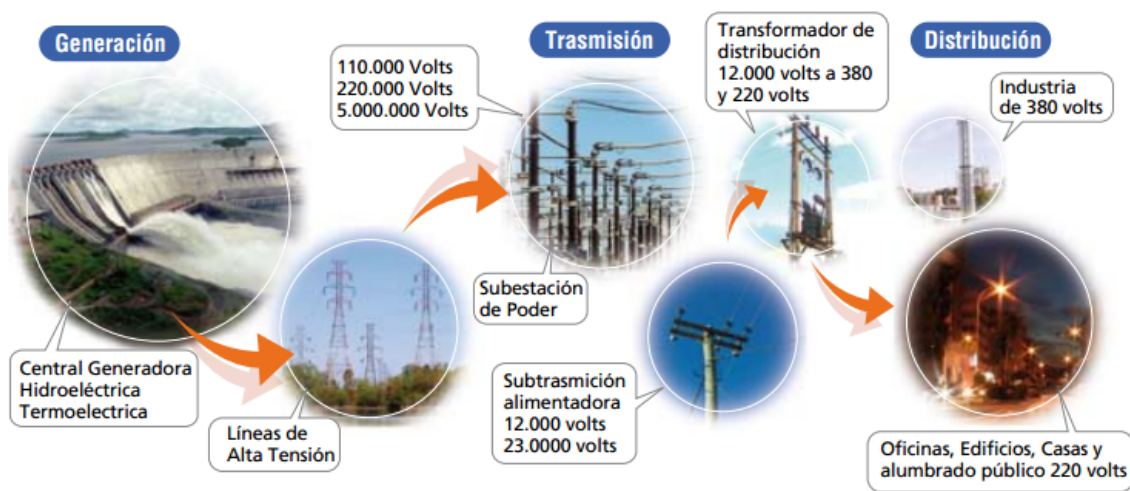


Figura 5.1: Estructura Sistema Eléctrico Nacional. Fuente [41]

Los organismos que regulan el sector eléctrico son: Ministerio de Energía (ME), Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). El ME tiene la responsabilidad de formular políticas en el sector, la CNE encargado de planes, políticas y normativas para la operación y el desarrollo, por último el CDEC es un organismo que se encuentra en cada sistema interconectado, independiente uno de otro, está formado por privados, los que son ejecutivos de las mismas empresas de la red y son los encargados de coordinar la operación de la red.

El sistema eléctrico nacional esta compuesto por 70 empresas:

- 28 Generadoras
- 5 Transmisoras
- 37 Distribuidoras

Este sistema tiene una alta concentración de potencia instalada en 3 de las 70 empresas, que corresponden a: Endesa, Colbún y AES Gener.

La interconexión de los componentes nombrados anteriormente, se define en el país por 4 grandes sistemas eléctricos. Estos se ilustran en la tabla 5.1. [42]

Sistema	Extensión	Generación Nacional	Capacidad Instalada	Clientes	
				Libres	Regulados
SING	Arica a Coloso	27.5 %	3,602 MW	90 %	10 %
SIC	Taltal a Quellón	71.5 %	9,385 MW	45 %	55 %
Sistema de Aysén	Sur de Región de Los Lagos y Región de Aysén	0.36 %	47,8 MW	0 %	100 %
Sistema de Magallanes	Región de Magallanes y Antártica Chilena	0.61 %	79,8 MW	0 %	100 %

Tabla 5.1: Descripción principales sistemas eléctricos chilenos

5.1.1.1. Tipo de producción energética

Las fuentes energéticas en el país son variadas, es por esto que el CDEC se encarga de gestionar la generación. Este centro, en función de la demanda requerida, indica cuales generadoras deben producir, dando prioridad a las de menor costo, hasta abastecer la demanda. El precio marginal de la operación, queda definido por la generadora con mayor costo marginal que fue ordenada para despacho.

Las fuentes principales son hidroeléctrica, centrales térmicas y ERNC. Estas poseen ventajas, desventajas y variados costos de inversión como de operación. Estos parámetros se ilustran en la tabla 5.2.

Fuente	Ventajas	Desventajas	Inversión inicial	Costo de Operación
Hidroelectricidad	Bajos costos	Inestabilidad del recurso	Demasiado alta	Muy bajo
Centrales térmicas	No hay problemas de disponibilidad	Dependencia de países extranjeros	Regular	Mayor que hidroelectricidad
ERNC	Baja emisión de CO_2	Inestabilidad del recurso	Alta	Bajos

Tabla 5.2: Comparación de fuentes energéticas más comunes en el sistema eléctrico chileno

5.1.2. Patrones de consumo

Se ha desarrollado la adquisición de datos de patrones diarios de generación del sistema SIC y SING. A su vez se ha obtenido información de la empresa de distribución Chilectra S.A., que señala el patrón de consumo residencial, de forma gráfica.

Con la información recopilada se presentan gráficas del consumo y la generación a nivel País. El SIC y SING representan casi el 100 % de las redes eléctricas del país, por tanto son los sistemas de mayor tamaño y más representativos.

5.1.2.1. Generación SIC

Para realizar los patrones de consumo diarios promedio del presente sistema, se han designado tramos según la época del año: Otoño, Invierno, Primavera y Verano. Para calcular los patrones diarios según época se han tomado muestras de 15 días dentro de cada uno de los períodos, los rangos muestreados se ilustran en la tabla 5.3 . El patrón para el SIC se ilustra en la Figura 5.2. [43]

Temporada	Fecha Inicio	Fecha Fin	Cantidad de días
Otoño	23-03-2012	06-04-2012	15
Invierno	23-06-2012	07-07-2012	15
Primavera	23-09-2012	07-10-2012	15
Verano	23-12-2012	06-01-2013	15

Tabla 5.3: Rango de muestras de patrones de consumo diario

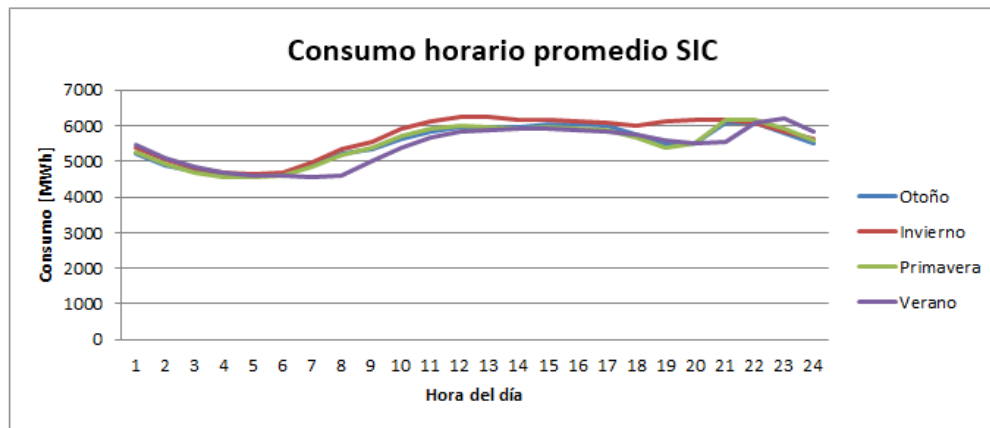


Figura 5.2: Patrón de consumo diario promedio en SIC según temporada del año . Fuente propia

5.1.2.2. Generación SING

Los patrones de consumo diario siguen la misma filosofía que para la Generación SIC, al mismo tiempo tienen los rangos de la tabla 5.3. El patrón para el SING se ilustra en la Figura 5.3. [44]

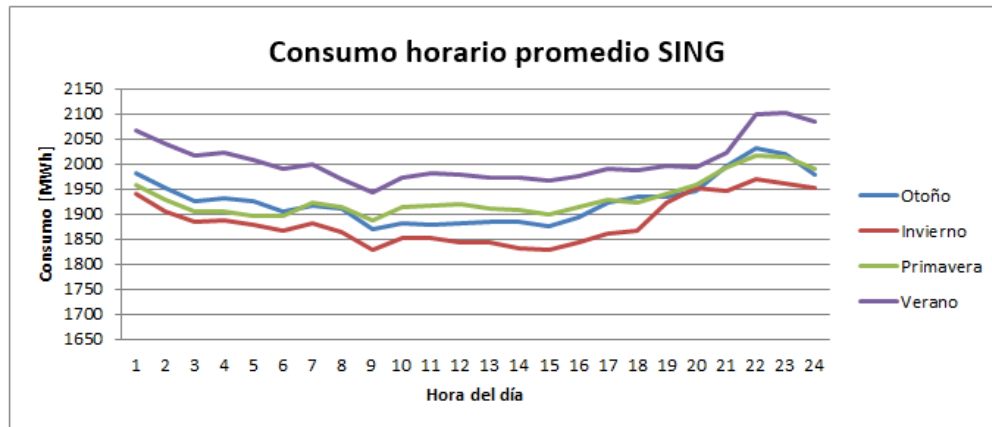


Figura 5.3: Patrón de consumo diario promedio en SING según temporada del año. Fuente propia

5.1.2.3. Consumo residencial

El patrón de consumo residencial ha sido obtenido desde el Sitio Web de Chilectra, y se ilustra en la Figura 5.4. [45]

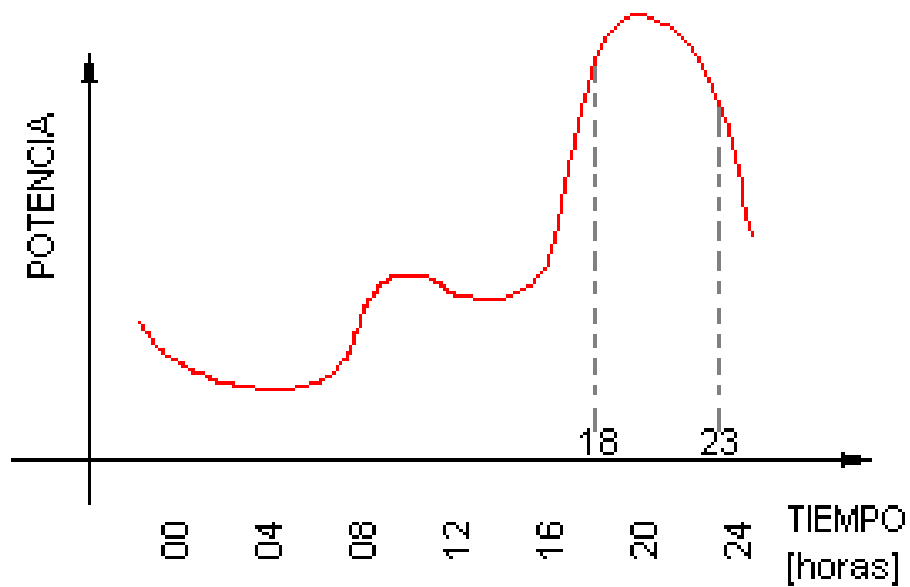


Figura 5.4: Patrón de consumo residencial área Chilectra. Fuente [45]

5.1.2.4. Tipo de generación en el SING

La cantidad de energía generada por hora en el SING, varía según la época del año. En la Figura 5.3 se observa que la época de mayor generación es verano, mientras que la de menor es invierno. Mayor exigencia al sistema, implica recurrir a mayor cantidad de fuentes instaladas, por esto varían los sistemas generadores empleados.

Se han desarrollado 2 conjuntos de gráficas, para ilustrar el tipo de fuentes empleada según período del día. Para calcular estos valores, se han tomado muestras iguales a las de la tabla 5.3, para calcular un promedio, luego de esto los horarios del día analizados corresponden a tiempos de generación máxima, mínima y azarosa. Las fuentes han sido agrupadas en Carbón, Hidro, Gas Natural, Diesel, Cogeneración, Solar, y Otros. En este caso Carbón cubre las plantas de Carbon y Carbón+Petcoke. La etiqueta Diesel representa las fuentes Diesel, Diesel+Fuel Oil y Fuel Oil Nro6. [44]

En las figuras 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8 se ilustra el comportamiento del sistema SING en el verano, el cual se caracteriza por un alto porcentaje de fuentes de Carbón. Se observa que en los periodos de mayor consumo (Hora 1 y Hora 23), el porcentaje de este recurso disminuye, tomando importancia el Gas Natural y el Diesel.

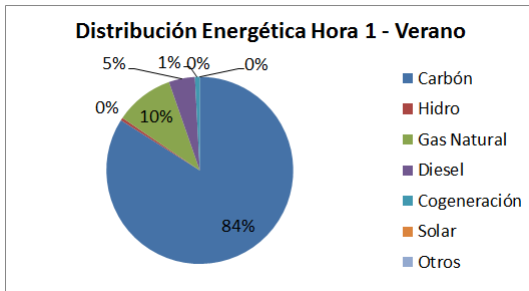


Figura 5.5: Distribución Energética Hora 1, tramo verano. Fuente propia

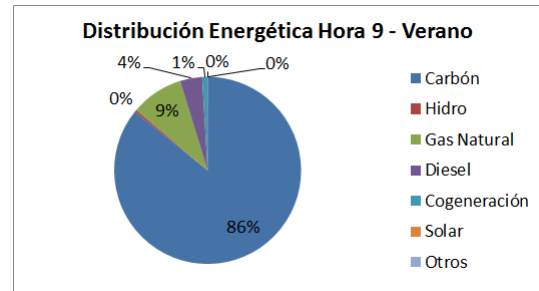


Figura 5.6: Distribución Energética Hora 9, tramo verano. Fuente propia

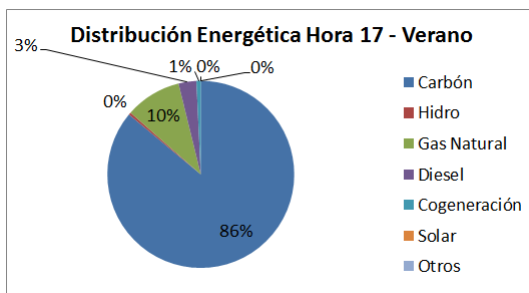


Figura 5.7: Distribución Energética Hora 17, tramo verano. Fuente propia

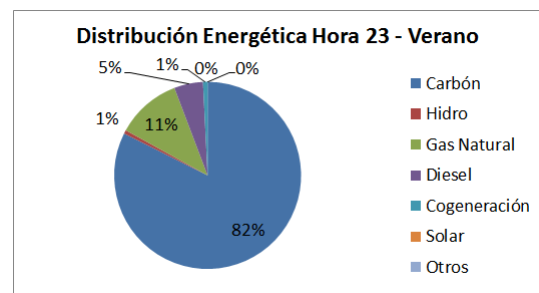


Figura 5.8: Distribución Energética Hora 23, tramo verano. Fuente propia

En la época de invierno, que corresponde a la de menor consumo en el sistema, este se ve suministrado principalmente por generadoras de Carbón y Gas Natural, tal como se ilustra en la Figura 5.9, 5.10, 5.11 y

5.12. Al anochecer destaca la inyección de energía con base en diésel, pero esta participación es menor a la mitad de la que tiene esta fuente en verano, en el mismo horario.

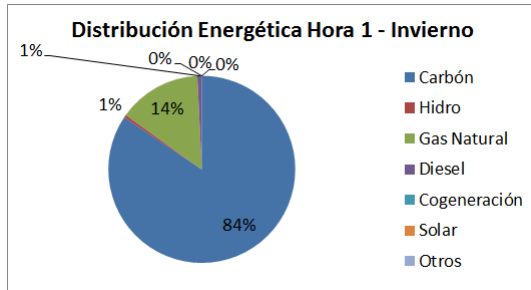


Figura 5.9: Distribución Energética Hora 1, tramo invierno. Fuente propia

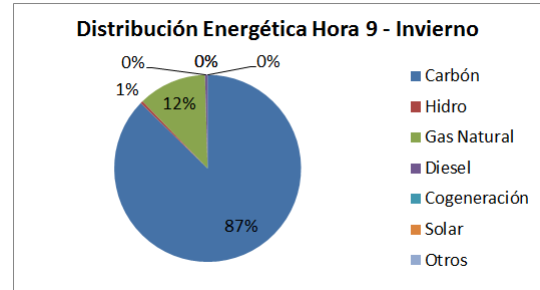


Figura 5.10: Distribución Energética Hora 9, tramo invierno. Fuente propia

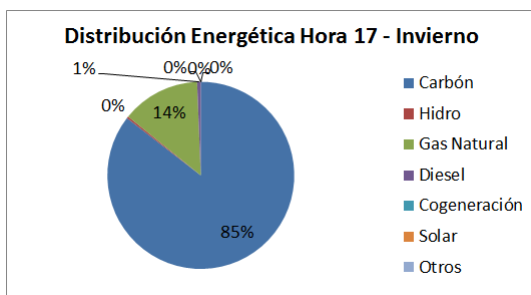


Figura 5.11: Distribución Energética Hora 17, tramo invierno. Fuente propia

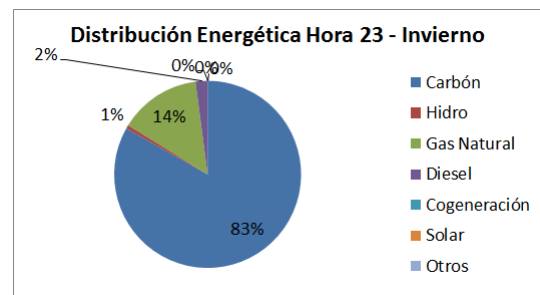


Figura 5.12: Distribución Energética Hora 23, tramo invierno. Fuente propia

Se observa así que el suministro del Sistema Interconectado del Norte Grande corresponde casi en su totalidad a generación de combustibles fósiles, siendo las plantas generadoras en su mayoría de carbón, gas natural y diésel. Lo cual lo hace un sistema costoso, contaminante y dependiente de la venta de insumos de naciones extranjeras.

5.1.3. Normas

La regularización que rige el sistema eléctrico es bastante deficiente en la operación del sistema, y tiene varias falencias, consecuencia de la poca participación que puede tener el estado por la privatización del sistema desde el año 82.

Se analiza el DFL N°4 y la Resolución Exenta N°85, ambas del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. El objetivo de este análisis es definir artículos claves para la evolución del sistema hacia el sistema eléctrico inteligente y/o problemas que esta puede solucionar con su inserción.

5.1.3.1. Decreto con Fuerza de Ley N°4/2007 Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

Este DFL presenta una serie de determinaciones para el sistema eléctrico. Se ilustran una serie de artículos, en orden correlativo, que se consideran claves para el análisis del sistema. Estos artículos no presentan en ningún caso el mismo contenido del DFL, pero si enuncian el objetivo que persiguen. En letras cursivas se presentan observaciones del artículo en cuestión.

- **Artículo 79°** Los propietarios de medios de generación que se encuentren conectados al sistema, cuya fuente sea no convencional, tales como: geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares, mientras su potencia suministrada sea menor a 20.000 kW estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes para el sistema de transmisión troncal.

Este artículo impulsa el uso de energías renovables, por la disminución en los costos operacionales que genera.

- **Artículo 130°** La calidad de servicio de la empresa distribuidora dependerá del tamaño del sistema, los dos tamaños son, superior a 1.500 kW o en un segundo caso inferior o igual a 1.500 kW, ambas representan la capacidad instalada de generación. Para el primer caso, los reglamentos son descritos por estándares normales con límites máximos de variación, mientras que para el segundo caso, son determinados de común acuerdo entre el concesionario y la Municipalidad.

Se observa una diferenciación en los aspectos de calidad aceptables según el tipo de cliente, aunque lo que se entiende por calidad en el sistema actual no es nada más que un servicio sin interrupciones. Dicho esto si hay diferenciación pero ningún caso es demasiado mejor que el otro.

- **Artículo 131°** Los concesionarios de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para a lo menos los próximos tres años.

Obliga a generar contratos con antelación, con proyecciones que pueden no representar fielmente el consumo futuro

- **Artículo 133°** El precio de la potencia durante la vigencia del contrato de suministro, será el fijado en el decreto de precio de nudo vigentes al momento de la licitación.

La lenta actualización del precio de nudo, es debido a que a menos que la variación real sobrepase un umbral del 10 % no varía, hasta pasados 6 meses.

- **Artículo 140°** Las disposiciones sobre calidad de servicio establecidas en la presente ley, no se aplicarán en los casos de racionamiento, ni en aquellos en que las fallas no sean imputables a la empresa suministradora del servicio.

- **Artículo 147°** Están sujetos a fijación de precios los suministros de energía eléctrica y los servicios que a continuación se indican,

1. Suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW, ubicado en zona de concesión de servicio público o se conectan mediante líneas de su propiedad.
2. Suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica con tamaño superior a 1.500 kW.

Los clientes menores, entiéndase consumidores residenciales, no tienen elección de precios, a diferencia de las grandes empresas.

- **Artículo 154°** El procedimiento para la determinación de precios dependerá del tamaño de los sistemas eléctricos desde los cuales son efectuados los suministros.
- **Artículo 155°** En los sistemas eléctricos con tamaño superior a 1500 kW en capacidad instalada de generación se distinguen 2 niveles de precios sujetos a fijación.
 1. Precio a nivel de generación-transporte: Se denominan “Precios de nudo” y se definen para todas las subestaciones de generación-transporte. Estos precios tienen 2 componentes: precios de la energía y precio de la potencia de punta.
 2. Precio a nivel de distribución: Se determinan sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal.
- **Artículo 162°** La fijación del precio de nudo se basa en 7 procesos, uno de ellos consiste en determinar el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico.
Esto descarta cualquier unidad no convencional que resulte más cuidadosa con el medioambiente sobre otras, pero más costosa.
- **Artículo 165°** Un informe técnico desarrollado por la Comisión Nacional de Energía fija el precio del nudo, explicando y justificando,
 1. La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico
 2. El programa de obras de generación y transmisión existentes y futuras
 3. Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación pertinente
 4. La tasa de actualización utilizada en los cálculos, la cual será igual al 10 % real anual
 5. Los valores resultados para los precios de nudo
 6. La fórmula de indexación que se aplicará para las fijaciones provisorias establecidas en el artículo 160°
- **Artículo 200°** Los precios máximos para suministros indicados en el artículo 147°, serán acordados entre el Alcalde y la empresa concesionaria de servicio público de distribución que corresponda. *Un acuerdo comunal puede conseguir menos beneficios y menos transparencia que acuerdos nacionales*
- **Artículo 201°** Se estipularán en los acuerdos los precios de suministros, las cláusulas de reajustabilidad de los mismos, la calidad del servicio, el número de horas diarias de funcionamiento del servicios y toda otra condición que sea pertinente

5.1.3.2. Resolución Exenta N° 85/2009 Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

Esta es la llamada Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, pretende satisfacer varias de las exigencias en sistemas interconectados para una adecuada coordinación de los diferentes agentes involucrados, en esta norma técnica se establecen exigencias particulares que deben cumplir los concesionarios de cualquier naturaleza, propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote los recursos.

Se indica que esta norma rige en el sistema tanto SING como SIC y debe ser evaluada cada cuatro años, por medio de la “Comisión Nacional de Energía”, la cual considera informes emanados de la Dirección de Operación (DO) y de cada CDEC.

Se ilustran los artículos que se consideran relevantes para el presente estudio, pero en ningún caso representa un texto de referencia de los mismos. La lista representa un resumen de los puntos importantes de cada uno de los artículos.

Exigencias Mínimas para Sistemas de Información y Comunicación Representan exigencias mínimas en materia de equipamiento de medición y adquisición de datos, sistemas de comunicación, sistemas de información y control, que deben cumplir los coordinados.

- **Artículo 4-2** Se consideran 3 sistemas,
 1. Sistema de Información en Tiempo Real (SITR): Conformado por un sistema de transmisión de datos que brinde los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real en un Sistema Interconectado (SI).
 2. Sistema de Comunicación de Voz: Formado por canales de comunicación de voz que permitan en todo momento una comunicación efectiva, oportuna y eficiente entre los Centro de Control (CC) y Centro de Despacho y Control(CDC) del CDEC.
 3. Sistema de Monitoreo: Debe tener equipamiento necesario que permita a la DO y Dirección de Peajes (DP) realizar el monitoreo de las principales instalaciones del SI.
- **Artículo 4-3** Los coordinados deben disponer de los siguiente servicios de telecomunicaciones,
 - a) Transmisión bidireccional de datos del SITR en enlaces en tiempo real entre los equipamientos informáticos del CC y el CDC. Al mismo tiempo, en aquellas instalaciones del SI que la DO determine.
 - b) Es necesaria comunicación de voz entre los Coordinados (o CC) y el CDC, y entre aquellos Coordinados que posean una relación funcional del tipo operativo.
 - c) Sistema de Monitoreo del SI que corresponde a lectura remota de protecciones y registros locales de perturbaciones
- **Artículo 4-7** Los Coordinados deberán instalar los equipos que intervienen en la adquisición de datos con una precisión Clase 2 ANSI, esto es, 2 % de error, u otra Clase de menor error.
- **Artículo 4-9** La DO y el CDC están sujetos a las siguientes obligaciones,
 - a) DO:
 - Permitir conexión en tiempo real entre equipamiento del CDC y CC de los Coordinados
 - Responsable de la disponibilidad, operación y mantenimiento de sus equipos y conexiones destinadas a las comunicaciones con los Coordinados
 - Difusión de información Operativa del SI
 - Permitir acceso a informes relativos a la programación, semanal y diaria, y operación real operativa del SI, a los Coordinados, Superintendencia y la CNE
 - Debe informar a la superintendencia de la disponibilidad y calidad de la información requerida por los coordinados
 - b) CDC:
 - Debe instalar equipos para ofrecer acceso a los enlaces de datos

- Instalará centrales telefónicas debidamente dimensionadas para la cantidad de conexiones de comunicación que surjan
 - Realizará el procesamiento de datos que reciba y deba transmitir
- **Artículo 4-16** El retardo de los datos que se integren a la base de datos en tiempo real del CDC deben tener un retardo no superior a 5 segundos, desde el momento de ocurrencia. Los cambios de estado deben ser enviados con una estampa de tiempo. En las instalaciones de clientes con demanda inferior a 4 MW o de centrales generadoras de menos de 4MW, el retardo puede ser de hasta 10 segundos.
- **Artículo 4-29** El sistema de monitoreo tendrá una arquitectura básica consistente en un centro concentrador de información y una red de sistemas dispersos de recolección y procesamiento de mediciones a nivel local, los cuales transmitirán la información al centro concentrador para su procesamiento y análisis. La DO determinará los registros que deberán ser transmitidos en tiempo real al CDC.
- **Artículo 4-30** El objetivo de los registros del sistema de monitoreo es que permitan registrar la ocurrencia de perturbaciones en el sistema y cambios de estado operativo. Tales como,
- Nivel de amortiguamiento presente en las oscilaciones de potencia en el SI, con fin de verificar cumplimiento o necesidad de medidas correctivas
 - Correcto funcionamiento de las protecciones del SI, en cuanto a los valores de ajuste, tiempos de intervención requeridos y su adecuada coordinación.
 - Análisis Post-operativo luego de fallas severas ocurridas
 - Desempeño de los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC) y la contribución de las Instalaciones de Clientes a estos esquemas.
 - Desempeño de los Esquema de Desconexión Automática de Generación(EDAG) y/o Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG)
 - El desempeño del Plan de Defensa contra Contingencias Extremas

Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio En estos artículos se definen exigencias mínimas de Seguridad y Calidad de Servicios (SyCS) de los SI, que se denominan estándares de SyCS, para todas las condiciones de operación, considerando cada SI operando en forma integrada o disgregado en Islas Eléctricas.

- **Artículo 5-6** La operación del SI debe ser tal que permita conservar márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una contingencia simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.
- **Artículo 5-12** Los Coordinados que operan el Sistema de Transmisión Adicional deben coordinar con el CDC la operación de equipos de compensación de potencia reactiva
- **Artículo 5-26** Para mantener las tensiones permanentes dentro de la banda de variación permitida, el CDC podrá instruir a los Coordinados la operación, conexión y/o desconexión de:
- a) Bancos de condensadores shunt
 - b) Condensadores síncronos
 - c) Reactores shunt
 - d) Compensadores estáticos de potencia reactiva

- e) Bancos de transformadores y autotransformadores con cambiadores de tap
- f) Unidades generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva
- **Artículo 5-31** La frecuencia nominal de cada SI es de 50 Hz. El CDC calcula el valor promedio de la frecuencia fundamental, tomando muestras en intervalos de 10 segundos durante todo un período de siete días corridos, se debe encontrar en ciertos rangos. Estos rangos son para generación superior a 100 MW y dependen del aporte de energía de centrales eléctricas. Este último aporte puede ser,
 - a) Superior al 60 %
 -]49,8 Hz;50,2 Hz[durante al menos 99 % del tiempo
 - [49,3;49,8] durante no más de un 0,5 % del periodo
 - [50,2;50,7] durante no más de un 0,5 % del periodo
 - b) No superior al 60 %
 -]49,8 Hz;50,2 Hz[durante al menos 97 % del tiempo
 - [49,3;49,8] durante no más de un 1,5 % del periodo
 - [50,2;50,7] durante no más de un 1,5 % del periodo
- **Artículo 5-68** La Calidad de Suministro de generación y transmisión se evaluará a través de la indisponibilidad de las instalaciones de generación y transmisión.
La DP debe calcular la indisponibilidad forzada y programada de las instalaciones de generación y transmisión. *Es ineficiente que la calidad se base en algo tan simple como la disponibilidad y no en que tipo de energía se transmite, olvidando el daño medioambiental que produce.*
- **Artículo 5-75** El valor estadístico de la tensión medido en los puntos de conexión del Sistema de transmisión con las Instalaciones de Clientes, debe permanecer dentro de la banda de tolerancia durante un 99 % del tiempo.
- **Artículo 5-76** La Evaluación del Desempeño de Control de Tensión del SI se efectúa en períodos mensuales, denominados “Períodos de Evaluación”. El DO administra y procesa la información de los datos y medición de la tensión en los puntos de conexión del sistema de transmisión.
- **Artículo 5-77** La medición de tensiones se efectúa en intervalos de 15 minutos, realizando a continuación un promedio horario de los valores registrados, con los que se efectúan los cálculos estadísticos para representar su comportamiento.
- **Artículo 5-79** Para el Desempeño de Control de Frecuencia se requiere que el DO calcule para cada hora “h” el valor del FECF realizando la medición de la frecuencia en intervalos de muestreo de 10 segundos, filtrando las componentes de alta frecuencia mediante un filtro digital de promedio móvil de 6 minutos.

Estudios para Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio

- **Artículo 6-59** El Plan de Defensa contra Contingencias Extremas definido en el Estudio comprenderá un esquema automático de utilización de Recursos Especiales de Control de Contingencia, el cual, ante la detección de una contingencia que condujese a un apagón, produzca el desmembramiento o desconexión controlada de algunos elementos del SI, tal que permita mantener la estabilidad.

5.1.4. Principales problemas

Los problemas del sistema se puede definir entre inmediatos y mediatos. Los Problemas inmediatos corresponden a las fallas que sufre la red eléctrica, por fallas en sus transformadores, sobredemanda o problemas ambientales, entre otros. Por otra parte, los factores mediatos representan problemas que han estado presente desde hace mucho tiempo en el sistema, y que requieren un cambio, pero este necesita planificación a largo plazo para solucionarlos.

5.1.4.1. Problemas de gestión y regularización

Los problemas que afectan al sector eléctrico no son sólo fallas eléctricas, hay varios factores que hacen vulnerable el sistema, tales como, [46]

- Excesiva dependencia de combustibles fósiles importados
- Baja diversificación de fuentes
- Ausencia de dimensión ambiental en la planificación estratégica
- Inequidad en el abastecimiento y pago por servicios energéticos según regiones
- Débil rol del Estado en la determinación de la política y la planificación
- Variación de prioridades políticas según Gobierno en curso

Pérdidas energéticas se generan en cada etapa del sistema eléctrico, consecuencia de la arquitectura del sistema, del transporte de energía a largas distancias con tecnología de transmisión HVAC. Las pérdidas del sistema se ilustran en la Figura 5.13.

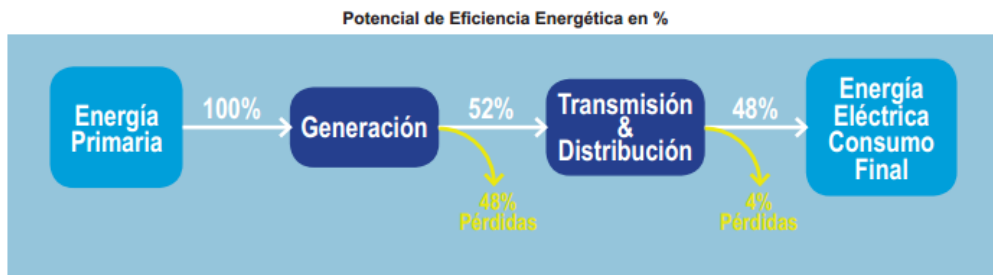


Figura 5.13: Pérdidas energéticas. Fuente [46]

Se puede concluir que el principal problema no es la falta de capacidad instalada, sino una transmisión ineficiente.

En Chile, los recursos energéticos son insuficientes, lo cual se encuentra asociado a altas tarifas para su consumo. Este es un país principalmente importador de recursos energéticos, y muy dependiente de los combustibles fósiles. Estas características generan que Chile tenga los precios más altos de electricidad en Latinoamérica, y que además son superiores al promedio de los miembros de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE). El sector eléctrico se ha visto impactado por el abrupto cambio en las condiciones de suministro de gas argentino, empleado en generación térmica, y el aumento de los costos de inversión de las tecnologías convencionales. [47]

En la Figura 5.14 se ilustra la evolución del costo marginal de la energía. Se observa que el SIC tiene una tendencia promedio a la alza, mientras que el SING se observa en franca disminución. El problema surge debido a que es el SIC quien suministra un 71.5 % de la energía consumida a nivel nacional, mientras que el SING sólo alcanza para el 27.5 %, tal como se menciona en la sección 5.1.1.

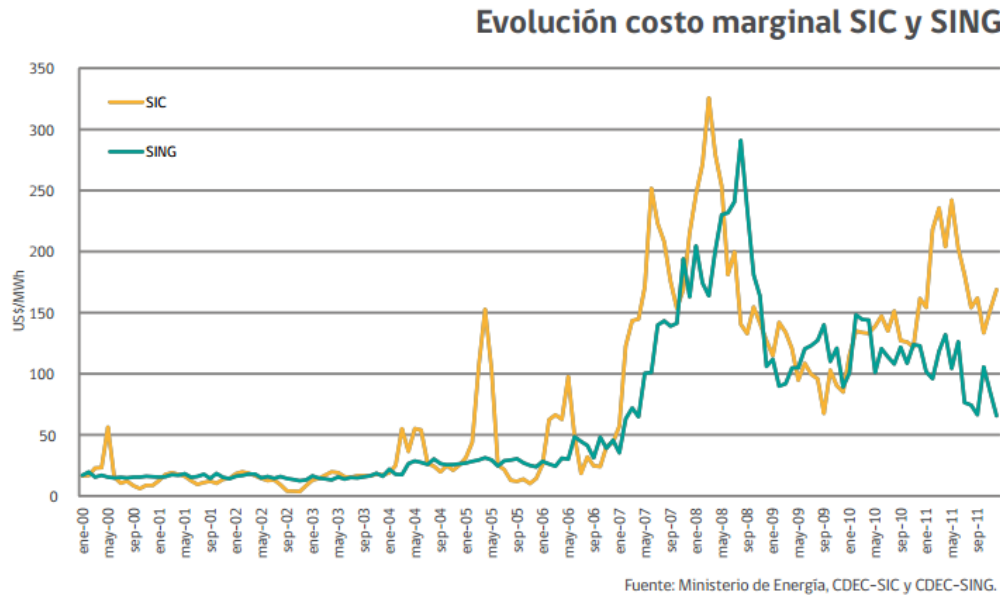


Figura 5.14: Evolución costo marginal SIC y SING. Fuente [47]

El sistema tiene falta de libertad de competencia, debido a que 3 empresas controlan la mayor parte de la generación en el SIC y otras 3 en el SING. El 84 % de la concentración del SIC corresponde a Endesa, Colbún y Gener, mientras que en el SING el 94 % pertenece a E-CL, Gener y Gas Atacama. La falta de competencia es consecuencia del dominio de las empresas antes mencionadas, las cuales tienen contratos con clientes libres y licitaciones con los clientes regulados, por tanto tienen aseguradas sus ventas hasta el año 2020-2025 y esto obstaculiza la entrada de nuevos competidores. Una gran cantidad de competidores no es viable aun, debido a los problemas de congestión eléctrica que presenta el sistema de transmisión, lo que provoca limitaciones en el despacho del sector de generación.

El sistema de transmisión es antiguo y poco confiable, tiene un estado regular y una cobertura insuficiente, sumadas a la falta de planificación a largo plazo, mal mantenimiento de las líneas, inexistencia de inspecciones técnicas, lo hacen inviable para las innovaciones que requiere el sector eléctrico, generando costos adicionales e inseguridad de los sistemas de transmisión. [48]

Actualmente se presentan 3 cuellos de botella, en la Región de Atacama, Región de Coquimbo y la Zona Sur. La empresa Transelec se encuentra trabajando en la mejora de sus sistemas de transmisión, pero las obras se decretaron muy tardíamente, lo que mantendrá la congestión hasta el año 2018.

En la Región de Atacama se presenta un cuello de botella entre las subestaciones Maitencillo y Cardones, lo que producirá altos costos marginales entre el 2013 y 2017.

En la Región de Coquimbo la línea de 220 kV entre Las Palmas y Pan de Azúcar, se verá congestionadas en la medida que las centrales eólicas mantengan su conexión a dicha línea.

En la Zona Sur, ya se presentan congestiones en el tramo de 500 kV entre Charrúa y Ancoa, lo que se acrecentará con la entrada de centrales en la zona de Coronel y nuevas centrales hacia el Sur. [49]

No hay incentivo para una producción más económica, las empresas generadoras que ya existen, no están interesadas en desarrollar proyectos de bajos costos, debido a que pierden la oportunidad de vender su producción a un costo más alto. Esta situación se debe al hecho de que el costo marginal más alto de las diversas generadoras determinar el precio, de este modo existen un incentivo a incrementar los costos de los proyectos. [48]

Chile tiene falta de políticas públicas, que se traduce en un sistema de generación, comercialización y distribución sin transparencia ni estructura institucional, necesaria para un mercado competitivo. La situación del sector empeoró con la Ley General de Servicios Eléctricos, tanto en calidad de energía como en tarificación. Posteriormente se crea una Ley de Promoción de las ERNC para impulsar el desarrollo limpio, pero estos solo afectan a un porcentaje mínimo de las empresas. La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) de 1982, liberó el mercado eléctrico, entregando al sector privado la facultad de dónde, cómo y cuándo desarrollar los proyectos de generación eléctrica. Esta ley eliminó el rol del Estado en la orientación estratégica del desarrollo del sector. La Ley de Promoción de las ERNC (Ley 20.257) obliga a las empresas generadoras que comercializan energía, a que un porcentaje de su suministro sea electricidad proveniente de ERNC. El problema surge porque esto solo afecta a los contratos desde el 2007, lo que representa solo un 20% de los contratos entre generadoras y distribuidoras. La tarificación por su parte, se realiza para el precio marginal el cual se ha transformado en el precio fijo para los clientes, donde incluso las empresas cobran comisión por venta de electricidad al precio más alto y con recargos. [48]

La normal transición de los gobiernos, genera una variabilidad de los objetivos, de esta forma se cambian las prioridades de las organizaciones, generando que proyectos en curso sean detenidos u olvidados. Es el caso del Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) el cual logro proyectos concretos tales como: etiquetado de artefactos eléctricos, campañas masivas de educación ciudadana, cerca de 200 auditorias energéticas a empresas, un exitoso subsidio de recambio de ampolletas, reacondicionamiento térmico de viviendas y cambio de motores, así como un Acuerdo de Producción Limpia. El año 2010 se crea el Ministerio de Energía, y el PPEE pasó a ser la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (ACHEE). El problema surge con el cambio de gobierno, se reduce la inversión pública y se despiden de la Agencia sus profesionales, generándose un retroceso en el área de política energética. Esta comisión, antes de su cambio desarrolló el Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2010-2020. Este Plan no sólo presentaba los problemas del sector sino también, un mecanismo para concretarlo. El actual gobierno no ha iniciado su implementación, ni lo ha difundido, tampoco ha formulado una partida presupuestaria para concretar el Plan para ser aprobada por el Congreso en el actual periodo legislativo. La variabilidad de objetivos del gobierno actual dificulta el desarrollo de procesos que son a largo plazo. Actualmente se ha desarrollado por el gobierno la Estrategia Nacional 2012-2030, pero si bien destaca la importancia de incorporar eficiencia energética a la matriz eléctrica y de implementar un plan de acción, no menciona medidas, mecanismos ni plazos requeridos. [46, 48]

5.1.4.2. Fallas en el Sistema Eléctrico

Las fallas que se presentan, corresponden a las registradas por el SIC en el año 2012. Se han agrupado en 5 categorías: ambiental, accidental, terceros, envejecimiento, protección. El objetivo es ilustrar los problemas observables y registrados por el sistema interconectado central.

Falla	Causa	Desconexión [MW]	Categoría	Fecha
Desconexión forzada línea 110 kV Maitencillo - Las Compañías	Falla de pararrayos	19.10	Envejecimiento	28/11
Falla en línea 110 kV Hernán Fuentes - Caldera	Flashover en línea (Producto de densa neblina)	4.81	Ambiental	29/11
Falla en línea 220 kV Pangue - Cholguán - Charrúa	Evento climático (viento, lluvia, temporal, etc.)	11.50	Ambiental	29/11
Falla en línea 220 kV Rucúe - Charrúa	Evento climático (viento, lluvia, temporal, etc.)	0.70	Ambiental	29/11
Apertura intempestiva del 52CT1 (Interruptor) de S/E Victoria	Accidentes causados por vehículos, aviones o eventos similares	7.30	Accidental	30/11
Falla en línea 66 kV Pullingue - Los Lagos N°1	Desconexión debido a falla en instalaciones de terceros	5.20	Terceros	04/12
Falla en línea 110 kV Maitencillo - Las Compañías	Accidentes causados por vehículos, aviones o eventos similares	0.53	Accidental	05/12
Falla en línea 66 kV Pilmaiquén - Osorno N°1	Origen no determinado	1.50	N/C	05/12
Falla en línea 66 kV Cauquenes - La Vega	Objeto llevado por el viento hacia los conductores	1.60	Accidental	06/12
Falla en línea 66 kV Los Ángeles - Pangue	Desconexión debido a falla en instalaciones de terceros	1.10	Terceros	06/12
Falla en línea 66 kV Capullo - Antillanca	Evento climático (viento, lluvia, temporal, etc.)	2.70	Ambiental	06/12
Falla en línea 66 kV Tres Pinos - Lebu	Caída de árbol sobre línea o instalación	0.90	Accidental	07/12
Desconexión forzada del SIC de central Santa María	Falla de TT/PP	38.29	Envejecimiento	08/12
Desconexión forzada de la barra 110 kV N°2 de S/E Queltehues	Origen no determinado	0.53	N/C	11/12
Desconexión forzada de los Transformadores T1 y T2 de SE Laja	Interrupción forzada por operación de protecciones	3.50	Protección	12/12
Desconexión forzada transformador 66/23 kV N° 3 de S/E Loncoche	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	2.30	Ambiental	12/12
Falla en línea 110 kV Diego de Almagro-Taltal	Pérdida de aislación debido a niebla o contaminación	7	Atmosférica	13/12
Desconexión forzada transformadores T1 y T2 de S/E Vallenar	Desconexión debido a falla en instalaciones de terceros	9	Terceros	16/12
Desconexión forzada línea 500 kV Ancoa-A.Jahuel	Error de personal u operador	170.97	Terceros	16/12
Desconexión forzada transformador 110/4.16 kV N°4 de S/E Ventanas	Súbito aumento de demanda	8	Protección	17/12

Tabla 5.4: Fallas más recientes del SIC, año 2012

Las fallas que se ilustran en la tabla 5.4 son fallas provocadas por empresas, errores del personal, envejecimiento del equipo, accidentes y factores ambientales, pero estos últimos dos factores no tienen tanta responsabilidad en la arquitectura del sistema, como sus antecesores. Más aun, existen fallas que su origen no pudo ser determinado, ni en el momento ni en los estudios posteriores.

Cada una de las fallas es publicada con casi 2 semanas tras el suceso, es por esto que un origen no determinado, reconoce la invisibilidad que tienen los operadores del sistema, y refleja las falencias del esquema tradicional.

5.2. Análisis de requerimientos

En este apartado se realiza un análisis de cómo cambia la situación del sistema eléctrico chileno al introducir redes eléctricas inteligentes. En concreto se estudia la evolución de los principales problemas con la incorporación de estas nuevas tecnologías.

A modo de reflejar la factibilidad de la implementación de las redes inteligentes, se ilustran algunos proyectos de sistemas eléctricos nacionales, proyectos de ley en trámite, entre otros.

5.2.1. Evolución de la red eléctrica nacional

Los problemas presentados en la sección 5.1.4 reflejan en su mayoría la incapacidad de una buena operación causada por el esquema tradicional. La principal dificultad para conseguir una evolución en la red, que se traduce en eficiencia y menores costos, es la falta de regularización y políticas públicas. Las soluciones aquí presentadas, trabajan bajo el supuesto de que se consiguen los acuerdos correspondientes para un plan de eficiencia, alta competencia y empoderamiento del usuario.

5.2.1.1. Pérdidas energéticas

Las pérdidas energéticas son causadas por las largas líneas de transmisión y el empleo de estas de tecnología HVAC. Las redes de transmisión HVAC tienen pérdidas por efecto skin y por efecto corona.

Las redes inteligentes proponen tecnología HVDC, éstas transmiten energía en corriente continua, lo que disminuye las pérdidas, tal como se describe en la sección 3.1.4. Por la estructura del país, que se componen de 4 sistemas interconectados a lo largo del territorio, las grandes distancias son un respaldo para elegir la tecnología HVDC. Esto porque sobre los 600 km, la transmisión DC se vuelve más económica que su contraparte AC. Al mismo tiempo, la disminución de la franja de servidumbre mejora el panorama ambiental, sobretodo en el sur, donde se encuentran fuentes energéticas en lugares turísticos.

5.2.1.2. Mayor capacidad del sistema de transmisión

En el sistema eléctrico actual, la forma de diseñar y operar el sistema de transmisión de manera segura es mediante la presencia de capacidad redundante. Esto refiere a manejar márgenes de capacidad de red sin utilizar en condiciones normales de operación, con el objetivo de utilizar dichos márgenes bajo condiciones de falla y resistir la caída de una central encendida. Esta es la causa de que se tengan mayores niveles de congestión en la operación.

La solución que ofrece las tecnologías de redes inteligente es trabajar con un Esquema de Protección especial (SPS). Los SPS mejoran la seguridad del sistema, mediante una acción rápida y automática de

inyecciones, retiros, configuración topológica de la red, manejo de equipos FACTS, HVDC, entre otras. Así se evitan la sobrecarga de elementos en el sistema y la eventual caída en cascada.

5.2.1.3. Generación distribuida y almacenamiento energético

Actualmente la generación se encuentra concentrada en ciertos puntos comunes, y la lejanía a los sistemas de transmisión encarece la incorporación de nuevas fuentes que se encuentran en lugares periféricos con respecto al sistema de transmisión.

En particular, en el sistema actual se presenta un cuello de botella en la región de Coquimbo generado por la alta concentración de parque eólicos en dicha zona. Esto impide la ampliación de dichos sistemas, en un territorio propicio para ello.

Asociado a la mejora en el sistema de transmisión, se posibilita la entrada de nuevas fuentes, sobretudo ERNC. La incorporación de sistemas de almacenamiento energético disminuye la variabilidad de las fuentes renovables no convencionales, así mismo puede trabajar con unidades convencionales y almacenar energía en tiempos de menor demanda para hacer frente a los tiempos de peak. Este último punto disminuye el sobredimensionamiento del sistema, porque hay que recordar que la demanda peak es solo un 5% de las 24 horas, lo cual corresponde a 72 minutos.

5.2.1.4. Visualización de la red y Control de fallas

Un mayor sistema de monitoreo, a través de la implementación de tecnología de medición, permite conocer el estado o niveles de diferentes unidades de la red eléctrica. Si bien existe algunos equipos de medición incorporados en el sistema actual, estos son muy pocos. Se caracteriza la transferencia de información por ser muy lenta, siendo clasificados como envíos de información en tiempo real datos que tienen retraso de hasta 5 segundos, entre el lugar donde sucede y la base datos.

La tecnología inteligente, permite recopilar gran cantidad de información de forma rapidísima, que permite tener una visualización real de la red. Al mismo tiempo esto permite aislar a tiempo las zonas con problemas, y evitar el daños de otras zonas por la conexión en cascada que tienen las redes eléctricas.

5.2.1.5. Control del consumo

Actualmente los clientes residenciales pagan una tarifa fija, que se encuentra definida por CNE y CDEC, de ahí que se llamen clientes regulados.

Una de las mejores ventajas por parte del consumidor a nivel de usuario que ofrece la red inteligente, corresponde al empoderamiento que le da a este. Esta nueva red, define tramos horarios según la demanda. Es así como los horarios con mayor demanda energética tienen un mayor costo, y por supuesto, los horarios con menor demanda tiene un costo menor. Esta información de los costos permite programar las actividades de consumo energético del usuario en su diario vivir. Además de la información en tiempo real, también puede tener acceso al consumo que tiene hasta el momento de la consulta. De esta forma sabe cuanto le cuesta la energía, en cada instante.

5.2.2. Estudio de Factibilidad

El estudio de factibilidad representa proyectos relacionados con las tecnologías de redes inteligentes, así como normativa en proceso que beneficia la incorporación de este servicio.

Se ilustran tecnologías es funcionamiento, construcción y normativa en proceso.

5.2.2.1. Smartcity Santiago

Chilectra y Ciudad empresarial, de Huechuraba, firmaron recientemente un convenio que permitirá desarrollar el primer prototipo de Ciudad Inteligente en Chile, denominado Smartcity Santiago. Este proyecto comenzó su implementación a principios de Agosto del 2012, con el desarrollo de los focos de intervención tecnológica en Ciudad Empresarial. Smartcity Santiago estará completamente operativo el primer semestre del 2013.

Las Smartcity refieren a proyectos inclusivos y demostrativos a menor escala, en el que se requiere la participación conjunta de las empresas eléctricas, gobiernos nacionales y locales, universidades, proveedores de tecnologías y los propios usuarios.

El proyecto de Huechuraba incorpora movilidad eléctrica, telemedición, departamentos de operación domótica, generación fotovoltaica, automatización de la red eléctrica, alumbrado público LED y televigilancia, entre otros. [50]

En detalle, los elementos que incluye el modelo son, [51]

- *Iluminación pública*: Proyectos de iluminación con tecnología LED, también semáforos y cámaras de video vigilancia.
- *Transporte eléctrico*: Instalación de puntos de recarga para buses y taxis eléctricos
- *Telegestión de medidores*: Instalación de medidores inteligentes, que permitirán realizar operaciones a distancia, como lectura de consumo, programación de tarifas horarias y reposición del suministro. Al mismo tiempo, entregarán información detallada a los usuarios sobre su comportamiento de consumo.
- *Automatización de la red*: Monitoreos de cables subterráneos y de Alta Tensión, transformadores de distribución e implementación de equipamientos que permiten aislar automáticamente las eventuales fallas y reponer el servicio.

5.2.2.2. Almacenamiento de Energía en Baterías

La compañía AES Gener posee dos bancos de baterías conocidos como Battery Energy Storage System (BESS), cuya función es otorgar la “reserva de giro” de las centrales.

En concreto, AES Gener tiene 32 MW en la Región de Antofagasta. De estos hay 12 MW ubicados en la subestación Andes y 20 MW en la central Angamos. Estos bancos corresponden a baterías de litio, por ejemplo el de la central Angamos, fueron diseñados en base a módulos de 4 MW. Cada uno de estos módulos consiste en 2 containers de 2 MW y 1 container de inversor ABB. En la Figura 5.15 se ilustra uno de los containers de 2 MW. [52]



Figura 5.15: Módulo de batería de litio de 2MW. Fuente [52]

5.2.2.3. Tarifa Horaria Residencial de Chilectra

La empresa de distribución Chilectra, ofrece cierto empoderamiento a los usuarios. Si bien no tienen opción de elegir a su proveedor, si tienen mayor control y conocimiento que el usuario corriente.



Figura 5.16: Cuadro Tarifario de la “Tarifa Horaria Residencial”. Fuente [45]

Entre las características de este programa destacan,

- 30 % de descuento en Horario Nocturno
- Mayor control en el consumo de energía en el hogar
- Programación de calefacción o termos eléctricos, para funcionar en el horario más económico.

Este sistema trabaja con un medidor que es arrendado al cliente, por un costo de CLP\$889 (IVA incluido) por mes. Según Chilectra el horario de mayor demanda es entre las 18:00 y 22:00 horas, es por esto que dicho tramo tiene un recargo en la tarifa. Todos los detalles tarifarios se ilustran en la Figura 5.16.

5.2.2.4. Proyecto de Ley Carretera Eléctrica

Este Proyecto de Ley fue presentado el pasado 04 de septiembre (2012), tiene como objetivo facilitar el camino para una transmisión eléctrica más eficiente y expedita, así como modificaciones a la ley actual para facilitar la conexión de nuevas energía, tanto convencionales como ERNC. [53]

Capítulo 6

Conclusiones

Los objetivos del presente trabajo son describir las características de la red eléctrica inteligente, componentes que no estaban previamente claros por la escasa estandarización de procesos. Se analizan dos de los más grandes proyectos de redes inteligentes a nivel mundial, con el objetivo de identificar su estructura, componentes y objetivos. Posteriormente, estudiar la viabilidad de la integración de esta tecnología a la red nacional. Se ha conseguido definir la estructura, la arquitectura y las tecnologías que se emplean en la red inteligente. Así mismo, se define que las funciones principales de esta son asegurar la calidad de energía, el control de fallas, el monitoreo y control total del sistema en tiempo real y entregar control del consumo al cliente, todo esto con el fin de minimizar todos los costos y asegurar el suministro. Con respecto al análisis de requerimientos del mercado nacional se ha conseguido determinar los cuellos de botella que afectan al sector, que son principalmente por transmisión y políticas públicas que no favorecen la libre competencia. Con la incorporación de tecnologías inteligentes al sistema nacional se consiguen mejoras en seguridad del suministro y una apertura mayor a las fuentes renovables no convencionales, que se encuentran con alta presencia en el país pero alejadas del sistema de transmisión.

La red eléctrica tradicional se observa que cumple los requerimientos básicos para un sistema eléctrico, pero las características como comunicación, control y observabilidad resultan deficientes y son obsoletas para las tecnologías de información que hoy pueden ser implementadas, como sucede en las redes inteligentes. Con el ingreso de la tecnologías al sistema de transmisión, las redes eléctricas inteligentes son la evolución natural y no el cambio de estos sistemas, sino mejoras considerables de los mismos que pretenden la optimización del servicio. Las mejoras son amplias, eficiencia energética, disminución de fallas, gestión de respuesta a la demanda, generación distribuida y un consumidor informado.

Las tecnologías de las redes inteligentes se caracterizan por estar en constante desarrollo, esto es precisamente porque no existen estándares de cómo realizar las tareas. La Smart Grid se define más en que procesos se realizan y no en como se resuelven. Una de las grandes novedades de las tecnologías, es la incorporación a gran escala del almacenamiento energético, es quizás junto con el sistema de detección y aislación de fallas uno de los más grandes aportes. Pero, para poder realizar la aislación de fallas y el almacenamiento, se requiere tanto la monitorización del sistema que incluye tomar mediciones de campo, emplear convertidores de potencia y una transmisión de datos tanto eficiente como rápida, con este último componente se consigue la visualización en tiempo real del sistema, donde la rapidez de actualización es una de las grandes ventajas con respecto al sistema tradicional. De este modo cada tecnologías es integradora, debido a que la gran lectura de datos y el control del sistema requiere tanto de programación como de electrónica de potencia. En conclusión, estas tecnologías son la evolución natural para conocer y manejar el sistema.

Los proyectos de redes eléctricas inteligentes en el mundo se encuentran fuertemente impulsadas en Estados Unidos y Europa, en estos países se consigue un fuerte aporte gubernamental, como consecuencia de una responsabilidad de la escasez energética que se avecina de continuar el sistema eléctrico tradicional. Analizando el tipo de comunicación entre los puntos de acceso y la empresa, se observa que ESF utiliza una combinación de redes públicas y privadas, estas últimas con el objetivo de aumentar la confiabilidad. Mientras que Telegestore utiliza sólo redes públicas con el objetivo de tener costos reducidos. Aun con la elección de ESF, esta resulta tener los menores costos en Florida, de este modo resulta viable una combinación de redes. Considerando la latencia del sistema GPRS por el aumento de suscriptores resulta más confiable utilizar una combinación de redes. Con respecto a las categorías de los proyectos, AMI presenta principalmente ventajas al consumidor, con el cual se establece una comunicación bidireccional, y a su vez el control de la demanda con el fin de aplanar la curva. Mientras que los sistemas integrados tienen las características de AMI, y un aumento de la confiabilidad y monitoreo en tiempo real, como consecuencia de la automatización del sistema de distribución y transmisión. De este modo se considera que cada proyecto AMI debe continuar con sistema integrados, con el objetivo de no sólo informar al consumidor, sino también de asegurar el suministro energético de calidad. Para expandir el desarrollo de redes inteligentes a otros continentes es necesario impulsar un trabajo conjunto de compañías eléctricas, universidades, consumidores y entidades gubernamentales.

El sector eléctrico chileno carece de políticas públicas que fomenten la libre competencia y un interés por la eficiencia energética, al contrario hay un impulso indirecto para seguir trabajando con fuentes de generación de alto costo, las cuales corresponden a las de combustibles fósiles. Las mejoras técnicas que aportan las tecnologías inteligentes benefician la capacidad de entrega de energía y el trabajo con las tanto fuentes eólicas como solares, que en nuestro país se encuentran alejadas de las líneas de transmisión en su mayoría. Se observa que en zonas como Canela (IV Región) hay un cuello de botella producido por gran cantidad de parques eólicos, esto como consecuencia de ser un terreno con gran cantidad de viento y encontrarse cercano al sistema de transmisión. Esta problemática se puede solucionar con la entrada de almacenadores de energía y una transformación de la línea de transmisión que tenga una mayor eficiencia. Si se incorporan almacenadores de energía, disminuyen las pérdidas al incorporar HVDC en grandes distancias y los márgenes de resguardo de las generadoras se eliminan, no sólo se debe generar menos energía sino que también se generan menos emisiones de gases de efecto invernadero, como consecuencia de una generación limpia. Con tecnologías inteligentes desarrolladas a nivel del cliente, este puede conocer su consumo y controlar los equipos de su casa, más aun de existir libre competencia el cliente podría elegir a su proveedor. Esta elección del cliente, puede dar paso a una regularización natural de los precios, que actualmente son los más caros de latinoamérica.

Uno de los polos de explotación más atractivos para desarrollar redes inteligentes en Chile considerando su geografía, es desarrollar las llamadas Microgrids. Estas redes son pequeños sistemas eléctricos inteligentes que buscan autosustentar comunidades. Hay dos zonas potenciales donde pueden ser desarrolladas, lugares alejados del norte, donde no hay sistema eléctrico y en el sur, donde la energía tiene costos demasiado altos, considerando que son ricos en energía eólica que no es explotada. Estos mismos proyectos pueden servir para realizar demostraciones de futuros proyectos más extensos. Otra opción es replicar el sistema de respaldo que presenta la central Angamos en otras centrales, con una gran cartera de alternativas de almacenamiento energético desarrolladas resulta una elección viable.

Bibliografía

- [1] SMART GRID NEWS.COM, “Smart Grid 101: The Traditional Grid” [En línea]. Disponible en: http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Business_Smart_Grid_101_Resources/The-Traditional-Grid-1599.html [Consulta: 26 de mayo, 2012].
- [2] Craig, G. (2007). *Bringing the Smart Grid Idea Home*. Federal Trade Commission Conference, 11 Abril.
- [3] Endesa, “El sector eléctrico” [En línea]. Disponible en: http://www.endesaeducacion.com/Endesa_educacion/recursos-interactivos/el-sector-electrico/ [Consulta: 01 de Septiembre, 2012].
- [4] U.S. Department of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy, “Tribal Energy Program” [En línea]. Disponible en: <http://www1.eere.energy.gov/tribalenergy/guide/index.html> [Consulta: 01 de Septiembre, 2012].
- [5] Bluebonnet, “The traditional Grid” [En línea]. Disponible en: http://www.bluebonnetelectric.coop/myCooperative/sustainableGrid/sustainableGrid_chapter2.aspx [Consulta: 02 de Septiembre, 2012].
- [6] J. Bebic, R. Walling, K. O’Brien, and B. Kroposki, “The Sun Also Rises,” *IEEE Power and Energy Magazine*, p. 53, 1 de Marzo, 2010
- [7] Bright Hub, “Nonlinear Loads on the Electric Power System Causing Problems for Local Utilities,” [brighthub.com](http://www.brighthub.com/engineering/electrical/articles/89979.aspx), Oct 6, 2010. [En línea]. Disponible en: <http://www.brighthub.com/engineering/electrical/articles/89979.aspx> . [Consulta: 01 de julio, 2012].
- [8] J. Fan and S. Borlase, “The Evolution of Distribution,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 63-68, Marzo/Abril, 2009
- [9] E. Santacana, G. Rackliffe, L. Tang, and X. Feng, “Getting Smart,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 11-18, Marzo/Abril 2010.
- [10] R. Fioravanti, K.Vu, and W. Stadlin, “Large-Scale Solutions,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 24-33, Julio 2009.
- [11] H. Farhangi, “The Path of the Smart Grid,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 18-28, Enero/Febrero 2010.
- [12] A.Ipackchi, and F. Albuyeh, “Grid of the Future,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 52-62, Marzo/Abril 2009.
- [13] T. Lui, W. Stirling, and H.O. Marcy , “Get Smart,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 38-50, Mayo/Junio 2010.
- [14] T. Garrity, “Getting Smart,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 38-45, Marzo/Abril 2008.

- [15] K. Hamilton, and N. Gulhar , “Taking Demand Response to the Next Level,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 26-31, Mayo/Junio 2010.
- [16] A. Vojdani, “Smart Integration,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 71-79, Noviembre/Diciembre, 2008
- [17] R. Strzelecki, G. Benysek, “Power Electronics in Smart Electrical Energy Networks,” 2008
- [18] C. W. Gellings, P.E., “The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response,” 2009
- [19] M. Liserre, T. Sauter, and J. Y. Hung, “Future Energy Systems,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, pp. 18-37, Marzo 2010.
- [20] S. Galli, A. Scaglione, and Z. Wang, “For the Grid and Through the Grid: The Role of Power Line Communications in the Smart Grid,” *PROCEEDING OF THE IEEE*, Vol 99, No. 6, pp. 998-1027 Junio 2011.
- [21] J. Ekanayake, K. Liyanage, J. Wu, A. Yokoyama, and N. Jenkins, SMART GRID: *TECHNOLOGY AND APPLICATIONS*. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2012.
- [22] J. Wang, A. Q. Huang, W. Sung, Y. Liu, and B. Jayant Baliga, “Smart Grid Technologies,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, pp. 16-23, Junio 2009.
- [23] Q. Huang, M. L. Crow, G. Heydt, J. P. Zheng, and S. J. Dale, “The Future Renewable Electric Energy Delivery and Management (FREEDM) System: The Energy Internet,” *PROCEEDING OF THE IEEE*, Vol 99, No. 1, pp. 133-148, Enero 2011.
- [24] J. Mírez, “Matlab/Simulink in Renewable Energy: *J413: Ventajas y Desventajas Transmisión HVDC: Consideraciones ambientales*,” [En línea]. Disponible en: <http://jmirez.wordpress.com/2012/02/12/j413-ventajas-y-desventajas-transmision-hvdc-consideraciones-ambientales/> [Consulta: 13 de Enero del 2013].
- [25] Universidad Técnica Federico Santa María, “Trabajo Final: Aplicaciones en sistemas HVDC,” *Aplicaciones Industriales de Convertidores Estáticos*, Marzo 2012
- [26] B. Roberts, “Capturing Grid Power,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 41, Julio/Agosto 2009.
- [27] Aguirre, M.; Valla, M.I.; , “An environmental friendly alternative for hydrogen production and electric energy generation,” *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society* , vol., no., pp.3099-3104, 7-10 Nov. 2011
- [28] Sukumara, G.V.; Parthasarathy, A.; Shankar, V.R.; , “Fuel cell based uninterrupted power sources,” *Power Electronics and Drive Systems, 1997. Proceedings., 1997 International Conference on* , vol.2, no., pp.728-733 vol.2, 26-29 May 1997
- [29] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, T. Bi, D. Cai, and V. Terzija, “Measurements Get Together,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 15-23, Marzo 2010.
- [30] C. H. Hauser, D. E. Bakken, and A. Bose, “A Failure to Communicate,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 47-55, Marzo/Abril 2005.
- [31] Mapa proyectos Smart Grids Estados Unidos [En línea]. Disponible en: www.sgicclearinghouse.org/ProjectMap?voc_36=All&submit=Apply# [Consulta: 07 de Enero del 2013].
- [32] Recovery Act Smart Grid Programs, SmartGrid.Gov [En línea]. Disponible en: <http://www.smartgrid.gov/project/florida-power-light-company-energy-smart-florida> [Consulta: 07 de Enero del 2013].

- [33] Energy Smart Florida, Florida Power & Light Company <http://www.fpl.com/energysmart/medialibrary.shtml> [Consulta: 07 de Enero del 2013].
- [34] Schweitzer Engineering Laboratories, “Sistemas de automatización”, <http://www.selinc.com/automationsystems/> [Consulta: 10 de Enero del 2013].
- [35] S. Rogai, “TELEGESTORE PROJECT: Progress & Results”, 26 de Marzo 2007
- [36] NEC Corporation, “NEC AND ENEL DISTRIBUZIONE AGREE TO CO-OPERATE ON NEXT-GENERATION SMART GRID AND SMART CITIES”, 2011
- [37] F. Borghese, “Automated Meter Management roll-out Enel’s experience”, 5 de Marzo 2010.
- [38] JRC REFERENCE REPORT, (2011) Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments.
- [39] S. Rogai, “ENEL Telegestore Project”, 31 de Mayo 2006.
- [40] Instituto Nacional de Estadísticas, “ENERGÍA ELÉCTRICA, INFORME ANUAL 2009”, 30 de Septiembre 2010
- [41] Instituto Nacional de Estadísticas, “Distribución y Consumo Energético en Chile”, Septiembre 2008.
- [42] Rodrigo Palma Behnke, Guillermo Jiménez Estévez, Ignacio Alarcón Arias, (2009) LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO
- [43] Centro de Despacho Económico de Carga - Sistema Interconectado Central, Generación de Energía [En línea]. Disponible en: https://www.cdec-sic.cl/index_es.php [Consulta: 18 de Enero de 2013]
- [44] Centro de Despacho Económico de Carga - Sistema Interconectado del Norte Grande, Generación de Energía [En línea]. Disponible en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/CDEC.MENU_GENE_DET_A_HORARIO.show [Consulta: 18 de Enero de 2013]
- [45] Chilectra, “Ciclos de Consumo,” [En línea]. Disponible en: <http://www.chilectra.cl/wps/wcm/connect/ngchl/ChilectraCl/Hogar/Cuentaconsu/Todo+Sobre+Tarifas/Comportamiento+del+Consumo> [Consulta: 18 de Enero de 2013]
- [46] giz, HEINRICH BÖLL STIFTUNG, Chile Sustentable, “La necesidad y urgencia de un plan nacional de acción de Eficiencia Energética para Chile”
- [47] Ministerio de Energía de Chile, “Estrategia Nacional de Energía 2012-2030”, Febrero 2012
- [48] Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria Para la Política y la Matriz Eléctrica, “Chile Necesita una Gran Reforma Energética”. Cap 3 Pag 47-63
- [49] Revista Electricidad, “Transelec se prepara para sus retos futuros,” *Revista Electricidad*, vol. 153, pp. 24-25, Nov. 2012
- [50] Revista Electricidad, “Chilectra: Ciudad empresarial será la primera Smartcity de Chile,” *Revista Electricidad*, vol. 151, pp. 23, Sep. 2012
- [51] Revista Electricidad, “La pronta irrupción de las Smartcities en Chile,” *Revista Electricidad*, vol. 148, pp. 81-82, Jun. 2012
- [52] Revista Electricidad, “Sistemas de almacenamiento para ERNC,” *Revista Electricidad*, vol. 155, pp. 83-84, Ene. 2013
- [53] Revista Electricidad, “Importantes anuncios en materia eléctrica y avances en transmisión,” *Revista Electricidad*, vol. 152, pp. 15-17, Oct. 2012