



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA

GESTIÓN DE LA RED DE SUBTRANSMISIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FRANCISCO JAVIER BECERRA YÁÑEZ

SANTIAGO DE CHILE

JUNIO 2011



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA

GESTIÓN DE LA RED DE SUBTRANSMISIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FRANCISCO JAVIER BECERRA YÁÑEZ

PROFESOR GUÍA:

JAIME HERRERA CONTRERAS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

LUIS VARGAS DIAZ

SANTIAGO DE CHILE

JUNIO 2011

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar le agradezco a Dios por las personas que puso en mi camino y que fueron partícipes de todo este trabajo y esfuerzo.

Agradezco a mi profesor guía, el Señor Jaime Herrera, por los valiosos aportes y comentarios que permitieron llevar a cabo esta memoria.

Agradezco a toda el Área de Planificación Técnica, en especial a Don Bernardo Bravo, Don Roger Mellado y a Don Antonio Hernández quienes se esmeraron por ayudarme a lograr este objetivo.

Agradezco a toda mi familia y amigos por la paciencia y apoyo entregados durante todos estos años de estudio, en especial a mi hermano.

Finalmente agradezco a Daniela Ugalde, quien ha sido fundamental en la obtención de todas mis metas.

ABREVIATURAS

ABB	Asea Brown Boveri
DOE	Department of Energy
EDAC	Esquema de Desprendimiento Automático de Carga
FACTS	Flexible AC Transmissions Systems
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GD	Generación Distribuida
GE	General Electric
HVDC	High Voltage Direct Current
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
NTSYCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
RRII	Redes Inteligentes
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIC	Sistema Interconectado Central
TI	Transformadores de Interconexión

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
CIVIL ELÉCTRICO
POR: FRANCISCO BECERRA YÁÑEZ
FECHA: 17/06/2011
PROF. GUÍA: SR. JAIME HERRERA
CONTRERAS

“GESTIÓN DE LA RED DE SUBTRANSMISIÓN”

Esta memoria está dentro de la línea de investigación de confiabilidad y seguridad de sistemas eléctricos, orientada a la evaluación y verificación de la suficiencia a mínimo costo en los estudios de planificación y operación de redes de transmisión.

Las restricciones físicas, técnicas y medioambientales han limitado fuertemente el desarrollo de las redes eléctricas en todos los niveles. De lo anterior se desprende la necesidad de aumentar la eficiencia en el uso de las instalaciones a través de: mejores tecnologías, mejor monitorización, mejor gestión y planificación de las redes.

En este trabajo se pretende estructurar los lineamientos teóricos y prácticos que permitan gestionar de manera eficiente las redes de subtransmisión. Para esto, el trabajo se divide en tres etapas: Investigar las actuales tecnologías disponibles, definir la potencialidad de las diferentes alternativas y el desarrollo de nuevas metodologías de planificación y operación que asuman mayor nivel de riesgo en las instalaciones para, en consecuencia, hacer un uso más eficiente de los activos.

Se realiza una descripción y diagnóstico de la red en el que se determina que existe un margen para mejorar el factor de utilización en equipos mayores del sistema como son los transformadores de interconexión.

A continuación, se realiza un levantamiento de las tecnologías, metodologías y nuevos proyectos desarrollados alrededor del mundo, que están impulsando significativas mejoras en la gestión las redes de alta tensión, en el marco de las redes inteligentes en transmisión. Luego, se define un plan de desarrollo para la implementación en forma progresiva de las redes inteligentes en la alta tensión, conforme a nuestra realidad país, en el que se destaca una fuerte promoción al desarrollo de los sistemas de información y comunicación.

Un objetivo central de este trabajo es formular un modelo de optimización que permita realizar análisis de escenarios estáticos, capacitado para entregar configuraciones que permitan mejorar el factor de utilización de los activos, y que debe ser capaz de integrar al análisis, eventos de contingencia en líneas y las combinaciones de apertura del anillo.

Finalmente, a través del estudio de las redes inteligentes se elevaron tres propuestas para mejorar la gestión de las instalaciones de la Red de Subtransmisión: Monitoreo de Líneas, Inclusión de Generación Distribuida (Cogeneración) y Reconfiguración de Redes (Radialización). Los resultados del modelo no resultaron ser del todo satisfactorios, si bien da respuesta a los objetivos planteados, la velocidad con que se resuelve el algoritmo hace que su uso sea inviable, por lo que se sugiere la creación de un modelo que logre un mejor manejo de datos que el desarrollado en este estudio.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - INTRODUCCIÓN	6
1.1- Objetivos y descripción del presente trabajo	10
1.1.1- Objetivos.....	10
1.1.2- Descripción del trabajo	11
CAPÍTULO 2 - DESCRIPCIÓN Y DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.....	13
2.1- Descripción del Sistema Interconectado Central (SIC).....	13
2.1.1- Breve Descripción del Segmento de Generación en el SIC	13
2.1.2- Breve Descripción del Segmento de Transmisión en el SIC.....	15
2.1.3- Otras características del SIC	17
2.2- Descripción del Sistema Eléctrico de la Región Metropolitana	18
2.2.1- Descripción de los Auto-transformadores y de las Subestaciones de Interconexión en Servicio.	21
2.2.1.1- Subestación Almendros.....	21
2.2.1.2- Subestación El Salto	22
2.2.1.3- Subestación Cerro Navia.....	22
2.2.1.4- Subestación Chena	23
2.2.1.5- Subestación Buin	23
2.2.1.6- Subestación Alto Jahuel	23
2.2.2- Descripción de Líneas de Subtransmisión de 110 kV	24
2.2.3- Descripción de las Subestaciones de Poder	25
2.2.4- Breve Descripción de las Comunicaciones Existentes en el Sistema de Subtransmisión Estudiado.	27
2.2.4.1- Descripción de Subsistemas de Telecomunicaciones.	27
2.2.4.2- El Sistema SCADA en la Red de Subtransmisión Estudiada.	29
2.3- Diagnóstico del Sistema Eléctrico de la Región Metropolitana.....	31
2.4- Diseño y Criterios de Planificación.....	33
2.4.1- Pronóstico de Demanda	34
2.4.1.1- Proyección de Demanda Anillo de Subtransmisión	34
2.4.1.2- Proyección de Demanda Sectorial	35
2.4.2- Criterios de Planificación	35
2.4.3- Metodología para Determinar Inversiones.....	38
2.4.4- Metodología de Evaluación de Proyectos de Inversión	40
2.4.5- Incorporación de Compensación de Potencia Reactiva.....	40

CAPÍTULO 3 - REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE DE LAS REDES INTELIGENTES	41
3.1- Definición de Red Inteligente	42
3.2- Capas del Modelo de Red Inteligente	44
3.3- Objetivos orientados a los clientes y las empresas	45
3.4- Principales Desafíos de las Redes Inteligentes	47
3.5- Tecnologías que Componen las Redes Inteligentes	48
3.5.1- Tecnología de la Información	49
3.5.2- Redes de Comunicaciones	49
3.5.3- Dispositivos en Base a Electrónica de Potencia	50
3.5.4- Medidores Inteligentes	50
3.6- Beneficios que Ofrecen las Redes Inteligentes para las Redes Nacionales	51
3.6.1- Mayor Utilización de los Activos	51
3.6.2- Operación más Eficiente	52
3.6.3- Mayor Calidad de Suministro	52
3.6.4- Rendimiento Energético Mejorado	52
3.6.5- Menor Contaminación Ambiental	53
3.6.6- Nuevas propuestas de valor	53
3.7- Proyectos de Redes Inteligentes en el Mundo	54
3.7.1- Proyectos Nacionales	55
3.8- Tecnologías y Metodologías de las Redes Inteligentes en Alta Tensión	56
3.8.1- Monitoreo y Automatización	57
3.8.1.1- SCADA	58
3.8.1.2- DMS/OMS	59
3.8.1.3- Monitoreo de Equipos e Instalaciones	59
3.8.1.4- Reconfiguración de Redes	60
3.8.1.5- Redes Autocorrectoras	64
3.8.2- Generación y Almacenamiento	65
3.8.2.1- Gestión Automática de Grandes Clientes	66
3.8.2.2- Generación Distribuida (+HVDC)	66
3.8.2.3- Cogeneración	66
3.8.2.4- Almacenamiento de Energía	67
3.8.3- Equipos y Dispositivos	67
3.8.3.1- Dispositivos Electrónicos Inteligentes	67
3.8.3.2- Conductores de Alta Capacidad	68
3.8.3.3- Unidades Medidoras de Fasor	69
3.8.3.4- Equipos FACTS	70
CAPÍTULO 4 - REDES INTELIGENTES APLICADAS A LA RED DE SUBTRANSMISIÓN METROPOLITANA	72

4.1- Estructura para el Desarrollo de las Redes Inteligentes	72
4.1.1- Sistemas de Información y Comunicaciones	73
4.1.2- Gestión de Líneas de Alta Tensión.....	74
4.1.3- Gestión de la Demanda	75
4.1.4- Gestión de Subestaciones de Interconexión.....	75
4.1.5- Gestión de la Generación Distribuida	77
4.2- Focos de Profundización de la Memoria	78
4.2.1- Gestión Líneas de Alta Tensión.....	78
4.2.1.1- Propuesta de criterios para la definición de los puntos de medición.....	81
4.2.2- Gestión Subestaciones de Interconexión	83
4.2.3- Gestión de la Generación Distribuida	85
CAPÍTULO 5 - OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	87
5.1- Filosofía del Modelo.....	87
5.2- Descripción del Modelo	88
5.2.1- Ecuaciones Básicas	90
5.2.2-Tipos de Barras y Parámetros	92
5.2.3- Descomposición de la Potencia Inyectada.....	94
5.2.3.1- Factor de Potencia de las Inyecciones	95
5.2.4- Límites de operación.....	97
5.2.5 Flujos Operacionales.....	98
5.3- Elementos de Planificación en el Modelo	99
5.3.1- Contingencias	100
5.3.2- Escenarios	100
5.3.3- Circuitos paralelos	101
5.3.4- Combinaciones	102
5.3.5- Factor de potencia	102
5.4- Función Objetivo.....	103
5.5- Análisis del Modelo.....	105
5.5.1- Definición del Subproblema	107
5.5.2- Análisis del Algoritmo.....	108
5.5.3- Etapa de Implementación	112
5.5.4- Resultados y Discusiones.....	120
CAPÍTULO 6 – CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	122
6.1- Redes Inteligentes	122

6.2- Modelo de Radialización	123
6.3- Futuras Líneas de Investigación	124
BIBLIOGRAFÍA	126
ANEXOS	130
Anexo 1: Artículo 5.5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.....	130
Anexo 2: Aspectos Generales del Uso de FACTS.....	131
Anexo 3: Esquema Sencillo de la Red en Estudio.....	135

Índice de Tablas

Tabla 1: Generación en el SIC	14
Tabla 2: Potencia instalada según tipo de combustible en el SIC 2009.....	14
Tabla 3: Líneas de transmisión en operación para el año 2008.....	15
Tabla 4: Capacidad de los Auto-transformadores en los Puntos de Interconexión	21
Tabla 5: Objetivos orientados a los distintos segmentos de los sistemas eléctricos.....	46
Tabla 6: Variables en un sistema eléctrico de potencia	92

Índice de Figuras

Figura 1: Sistema interconectado central (Abril del 2009).	16
Figura 2: Demanda máxima del SIC y capacidad instalada en el período 1998-2008.....	17
Figura 3: Crecimiento de la demanda neta en el SIC. Las barras simbolizan la energía consumida y la línea presenta el porcentaje de crecimiento de la demanda.	18
Figura 4: Mapa Esquemático de la Red de Subtransmisión en estudio.....	19
Figura 5: Esquema simplificado del anillo de subtransmisión de 110 kV.....	20
Figura 6: Esquema de configuración tap off.....	25
Figura 7: Esquema de una subestación de poder típica.....	26
Figura 8: Diagrama esquemático de la interconexión de las redes de telecomunicaciones del SCADA	29
Figura 9: Diagrama en bloques del sistema SCADA.....	30
Figura 10: Gráfico del Crecimiento Proyectado en el Largo Plazo	32
Figura 11: Gráfico del Factor de uso de los Transformadores de Interconexión.....	32
Figura 12: Esquema de procedimiento para la determinación del plan de inversiones....	34
Figura 13: Capas del Modelo de Red Inteligente	45
Figura 14: Clasificación en grupos de los elementos de Redes Inteligentes en AT.....	57

Figura 15: Estructura Piramidal para el Desarrollo de las Redes Inteligentes en AT.....	73
Figura 16: Módulos del Modelo de Radialización.....	84
Figura 17: Modelo pi para líneas de transmisión.....	91
Figura 18: Descomposición de la potencia inyectada.....	95
Figura 19: Múltiples inyecciones en una misma barra.....	96
Figura 20: Diagrama de bloques de módulos y resultados.....	109
Figura 21: Diagrama de bloques que sintetiza el método utilizado.....	111
Figura 22: Esquema sencillo que describe buena parte de los elementos presentes en el modelo.....	116
Figura 23: Variedad de elementos considerados para ejecutar el modelo	116
Figura 24: Diagrama explicativo de las etapas que considera el modelo	119

CAPÍTULO 1 - INTRODUCCIÓN

La electricidad resulta un elemento fundamental para las múltiples actividades desarrolladas por personas de todo el orbe, de tal forma que en ausencia de ella, se generan un sinnúmero de contratiempos para los usuarios. La actual sociedad es una “sociedad digital” que centra sus actividades sociales y económicas en las nuevas tecnologías, especialmente los sistemas de información.

Estos cambios tecnológicos están abriendo nuevas formas de trabajo, nuevos medios de comunicación, generando nuevos bienes y servicios, entre otros. Lo anterior lleva a los usuarios a exigir que el suministro eléctrico sea seguro, de alta calidad, confiable y de alta disponibilidad particularmente en un ambiente de creciente competencia y liberalización de mercados.

La red actual está algunos pasos atrás frente a estas nuevas exigencias, debido a que la incorporación de los avances tecnológicos en el ámbito de la electrónica de potencia, las comunicaciones digitales, la capacidad de microprocesamiento, por mencionar algunas, ha sido dificultosa. Los costos asociados, la falta de una adecuada detección y evaluación de beneficios asociados, y la lentitud para masificar estas tecnologías en el mundo y reducir sus precios, han sido obstáculos para obtener rentabilidad en este tipo de proyectos.

Las redes eléctricas actuales deben evolucionar hacia un ambiente más activo, donde interactúen en tiempo real los clientes con su proveedor de suministro, apalancándose en los avances en tecnología.

Dadas las necesidades de la actual sociedad, un escenario común en la mayoría de los sistemas eléctricos es el enfrentar aumentos sucesivos de la demanda de los clientes, la que debe ser satisfecha con estándares cada vez más exigentes de seguridad y calidad de servicio, lo cual resulta también más difícil, dadas las restricciones medioambientales y técnicas para la realización de

nuevas inversiones, sumado a una mayor oposición de la población a proyectos tanto dentro como fuera de los centros urbanos.

Nuestro país no está ajeno a estas dificultades, por lo que se hace necesaria la búsqueda de soluciones que incorporen el uso de tecnología, monitorización y gestión de las redes que permitan el adecuado desarrollo de los sistemas eléctricos, de manera de poder satisfacer los requerimientos necesarios para entregar un servicio de calidad a los clientes.

En términos técnicos, el flujo de potencia que circula por las líneas eléctricas se ha incrementado considerablemente en los últimos tiempos, debido al rápido aumento en la demanda en los sistemas eléctricos. Es sabido que el avance tecnológico, y por ende, la calidad de vida de las personas, va directamente ligado al aumento en el consumo energético de los usuarios. Es necesario entonces, realizar nuevas obras de infraestructura que apunten a ampliar la oferta para así satisfacer este continuo incremento en el consumo de energía eléctrica.

Las inversiones en infraestructura son de elevados costos y tienen un alto grado de irreversibilidad, por lo cual corresponden a decisiones estratégicas de las empresas transmisoras y/o distribuidoras. Además estos proyectos, por lo general, resultan de trámite dificultoso debido a la normativa vigente que incluye fuertes restricciones ambientales, sumado a lo complejo que resulta obtener los derechos de paso para la construcción de nuevas líneas de transmisión. Por esto es necesario utilizar al máximo las instalaciones existentes garantizando por supuesto el cumplimiento de las normas de seguridad pertinentes. Es por esto que distintos países han decidido buscar o desarrollar prácticas innovadoras, seguras y rentables para explotar de mejor manera sus sistemas de transmisión.

Dadas estas condiciones actuales y las que se esperan en el futuro, hoy en día resulta necesario analizar alternativas de configuración de la red aérea de Alta Tensión (AT), en la búsqueda de:

- Aumentar la capacidad de transmisión.
- Minimizar el impacto ambiental.

- Minimizar los inconvenientes que genera la negociación de las servidumbres y permisos municipales.
- Permitir el abastecimiento de la demanda de largo plazo cumpliendo exigencias de calidad y seguridad de suministro.

Por las razones expuestas anteriormente, se requiere desarrollar un estudio para analizar la factibilidad de cambiar la configuración de la red AT, considerando, entre otros, los siguientes aspectos:

- Aspectos técnicos de diseño y operación.
- Factibilidad constructiva.
- Impacto sobre el criterio de contingencia en líneas.
- Impacto sobre el desarrollo futuro del Sistema de Subtransmisión.
- Aspectos económicos que sean pertinentes.

También resulta relevante establecer las condiciones que debieran cumplirse para que sea factible técnica y económicamente realizar el cambio de configuración actual de las redes de AT.

En el artículo 71 de la Ley 19.940 promulgada en el año 2004, quedan definidos los sistemas de transporte de energía eléctrica para Chile. El artículo 71-3 define los sistemas de subtransmisión, donde se declara lo siguiente:

Cada sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentran en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Las instalaciones pertenecientes al sistema de subtransmisión deberán cumplir las siguientes características:

- a) *No calificar como instalaciones troncales según lo establecido en el artículo 71-2.*

- b) *Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras*

Las líneas y subestaciones de cada sistema de subtransmisión serán determinadas previo informe técnico de la Comisión, mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", el que tendrá una vigencia de cuatro años.

La planificación de la expansión de los sistemas de subtransmisión consiste en determinar la construcción de nuevas líneas de transmisión y el incremento de capacidad de las líneas existentes, dentro de un determinado horizonte de planificación, con el objetivo de abastecer la demanda futura y minimizar los costos de inversión y de operación. El problema de optimización subyacente es de un alto grado de complejidad debido a que es no-convexo, dinámico, no-lineal y entero-mixto.

Un aspecto muy importante en este tipo de planificación es la forma de tratar la incertidumbre, lo cual puede clasificar el proceso de planificación en determinístico o estocástico. En el primer caso se asume una demanda futura conocida y fija, mientras que en el segundo caso se considera la volatilidad en las previsiones. Una técnica clásica para tratar la incertidumbre es la utilización de diferentes escenarios de demanda futura.

La planificación de expansión de sistemas de transmisión corresponde a una de las decisiones estratégicas más importantes de una compañía en el sector eléctrico. Un buen modelo de planificación debe ser capaz de determinar las inversiones de mínimo costo, y con el mayor plazo posible. Además, considera las posibles contingencias en la red, para lo cual se utiliza el criterio de contingencias $n-1$ (en Chile), mientras que la incertidumbre es tratada a través de análisis por escenarios donde se asumen diferentes alternativas de demanda e inyecciones futuras. Adicionalmente, se considera que las capacidades en las líneas de transmisión pueden cambiar por cada escenario, como ocurre para los escenarios de invierno y verano, en donde las

capacidades son distintas debido a las diferencias en la temperatura ambiente, viento y efecto solar.

La evolución de la demanda y el análisis de contingencias pueden producir infactibilidades al intentar determinar flujos de potencia. Para evitar estas situaciones se utilizaron variables de holgura, las cuales se deben anular para obtener un flujo de potencia factible. Dichas variables se denominaron variables *dummy* y su interpretación física tiene muchas implicancias en planificación y en análisis de riesgo, Generación Distribuida (GD) y desprendimiento de carga.

Además, el modelo considera en forma exacta tanto la potencia activa como la potencia reactiva, una consecuencia de ello es la inevitable necesidad de considerar las ecuaciones completas de flujos de potencia, siendo estas no-lineales y no-convexas. El modelo considera cuatro tipos de restricciones operacionales: voltajes por barra, capacidades por línea y transformador, factores de potencia para las fuentes de inyección y variación máxima en la posición de los taps en transformadores ajustables.

1.1- Objetivos y descripción del presente trabajo

1.1.1- Objetivos

El objetivo general de este trabajo es estructurar un proceso de mejora en la gestión de la red de subtransmisión que permita hacerla más eficiente. Este trabajo considera las siguientes etapas:

- Realizar una investigación sobre las nuevas tecnologías de Redes Inteligentes en AT, que permitan gestionar y maximizar la explotación de la red de forma eficiente y segura.
- Aplicación de distintas alternativas al sistema de subtransmisión de la Región Metropolitana, para mejorar la gestión de la red y de aquellas seleccionadas a partir de la investigación del estado del arte.

- -Desarrollar un modelo de optimización que de forma óptima permita aplicar las técnicas y herramientas para mejorar la gestión de la red.

1.1.2- Descripción del trabajo

De acuerdo a los objetivos recién mencionados, este trabajo se compone de las siguientes partes:

En la primera parte de este documento (Capítulo 2) se realiza una breve descripción del Sistema Interconectado Central (SIC), sistema en el que se encuentra inmersa la red de subtransmisión en estudio, también se realiza una descripción de los elementos que componen el sistema de subtransmisión como las subestaciones de interconexión, las líneas de subtransmisión en 110 kV y de las subestaciones de bajada o de poder. Además, se entrega una breve descripción de los sistemas de comunicación. Para finalizar, se realiza un diagnóstico de la red en estudio y se mencionan de manera resumida las metodologías y los criterios de planificación.

Luego, en el Capítulo 3, se realiza una revisión del estado del arte de las RRII donde se exponen diferentes definiciones con respecto a este concepto, se explican las capas que posee este modelo de red y los objetivos que se plantea. A continuación se mencionan los principales desafíos que este modelo enfrenta y las tecnologías que componen a las RRII. También se plantean los probables beneficios que traería implantar este modelo en las redes de nuestro país y se mencionan algunos proyectos que ya se encuentran en marcha a nivel mundial y a nivel nacional. Para finalizar el capítulo se profundiza en las tecnologías y metodologías de RRII que más aportan a las redes de alta tensión.

En el Capítulo 4 se plantea una estructura para el desarrollo de las RRII a nivel de subtransmisión, para luego establecer los puntos de profundización de la memoria que son la gestión de líneas de alta tensión, la gestión de subestaciones de interconexión y la gestión de la GD.

El Capítulo 5 explica todo lo relacionado con el modelo de optimización del sistema de subtransmisión, explicando la filosofía de este modelo, cómo está estructurado, en qué sistema fue aplicado y los resultados obtenidos.

Finalmente, en el Capítulo 6 se exponen las conclusiones que se obtuvieron a partir del estudio y se entregan algunas recomendaciones para futuros trabajos en torno a este mismo tema.

CAPÍTULO 2 - DESCRIPCIÓN Y DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

El presente capítulo tiene por propósito mostrar el sistema eléctrico en el que se desarrolla el estudio. Se iniciará desde lo general, lo que significa comenzar describiendo el SIC; hasta lo particular, lo que implica describir el sistema de subtransmisión propiamente tal. Respecto a éste último, además de presentarlo desde la óptica de los equipos de potencia que lo conforman, se detallará el sistema de comunicaciones en operación. Finalmente se entregará un diagnóstico de la red de Subtransmisión.

2.1- Descripción del Sistema Interconectado Central (SIC)

El SIC de la República de Chile, está constituido por los sistemas de transmisión y las centrales generadoras que operan interconectadas desde la rada de Paposo por el norte (Segunda Región), hasta la isla grande de Chiloé por el sur (Décima Región).

Este sistema es el mayor de los cuatro sistemas eléctricos que suministran energía al territorio chileno, cuenta con una potencia instalada a Diciembre de 2009, que alcanza a los 11.147,2 MW, y una cobertura de abastecimiento que alcanza alrededor del 90% de la población. Junto con el SIC, en Chile operan el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes.

2.1.1- Breve Descripción del Segmento de Generación en el SIC

En la Tabla 1 se muestra la generación bruta en el año 2009 del SIC para una demanda máxima de 6.139 MW.

Tabla 1: Generación en el SIC

Generación SIC (GWh)	2009	2009
EMBALSE	14.245	34,1%
PASADA	10.249	24,6%
GAS	958	2,3%
GNL	980	2,3%
CARBÓN-PETCOKE	3.689	8,8%
CARBON	3.607	8,6%
DESECHOS	966	2,3%
DIESEL	6.948	16,6%
FUEL	24	0,1%
DIESEL-FUEL	1	0,0%
EÓLICA	71	0,2%
TOTAL	41.738	100,0%

Se puede observar que la mayor parte de la generación proviene fuertemente del potencial hidroeléctrico, siendo alrededor de un 58,7% [10].

En la Tabla 2 se muestra la potencia instalada en el SIC según el tipo de combustible utilizado. Se observa una importante componente de centrales que operan con la combustión de combustibles, siendo alrededor de un 52% del total [10].

Tabla 2: Potencia instalada según tipo de combustible en el SIC 2009

Tipo de Combustible	Potencia Neta Instalada [MW]	Potencia Neta Instalada [%]
Pasada	1.579,7	14,17%
Embalse	3.705,7	33,24%
Licor Negro-Biomasa-Petróleo Diesel N°6	108,5	0,97%
Biomasa-Petróleo Diesel N°6	27,0	0,24%
Carbón	935,9	8,40%
Petcoke	63,0	0,56%
Gas Natural	2.960,8	26,56%
Petróleo Diesel	1.333,2	11,96%
Petróleo Diesel N° 2	150,5	1,35%
Petróleo Diesel A-1	92,0	0,83%
Petróleo Diesel [Petróleo IFO-180]	63,9	0,57%
Propano-Butano-Diesel-Gas Natural	14,9	0,13%
Biomasa Forestal	12,9	0,12%
Petróleo Diesel [Gas Natural]	0,0	0,00%
Eólica	81,0	0,73%
Biomasa	18,3	0,16%
Potencia Total Instalada	11.147,2	100,00%

2.1.2- Breve Descripción del Segmento de Transmisión en el SIC

En el sistema de transmisión del SIC prestan servicio 20 empresas, con tensiones iguales o superiores a los 33 kV y con máximo de 500 kV a principios del 2008, teniendo como valores normalizados: 33, 44, 66, 110, 154, 220 y 500 kV. En la Tabla 3 se muestra un resumen de la cantidad de kilómetros de líneas en operación según el nivel de tensión, para el año 2008 [10].

Tabla 3: Líneas de transmisión en operación para el año 2008

Longitud de líneas en operación según nivel de tensión		
Tensión	Longitud Aprox.	Proporción
(kV)	(km)	[%]
500	1.010,2	9,1%
220	3.621,3	32,7%
154	874,3	7,9%
110	2.325,5	21,0%
66	2.904,4	26,2%
44	222,0	2,0%
33	128,3	1,2%
TOTAL	11.086,0	100,0%

A continuación se presenta un mapa [10] con las principales líneas de transmisión del SIC actualizado para Abril del 2009, con un color azul para las líneas de 500 kV, verde para las de 220 kV, rojo para las de 154 kV, naranja para las de 110 kV y negras para 66 kV o menores.

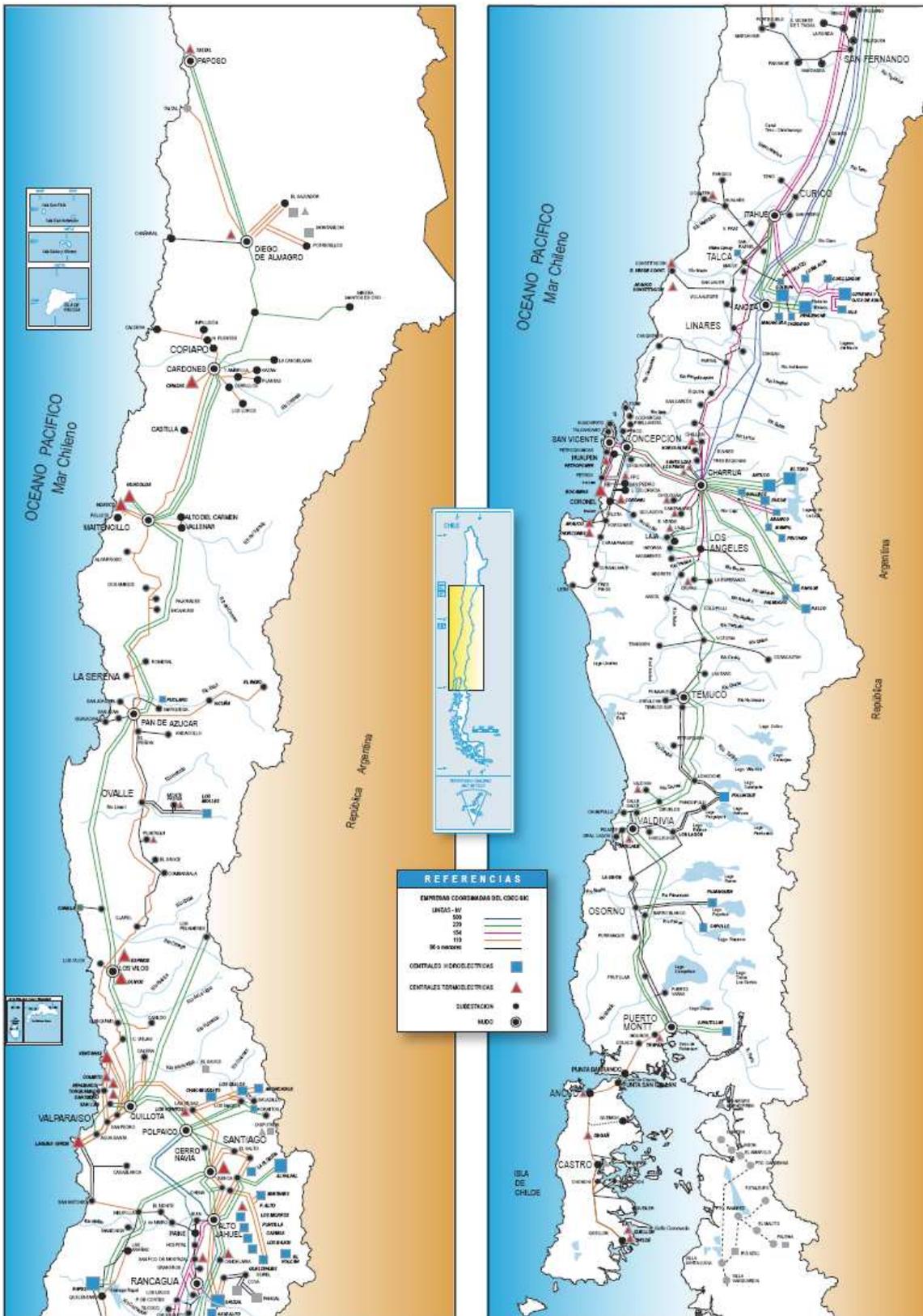


Figura 1: Sistema interconectado central (Abril del 2009).

2.1.3- Otras características del SIC

El SIC posee alrededor de un 70% de la capacidad instalada abasteciendo un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados [10]. La demanda media para el SIC en el año 2008 resultó ser de alrededor de 4500 MW, la demanda máxima de 6.147,1 MW. En la figura 2 se muestra la evolución de la capacidad instalada y la demanda máxima del SIC.

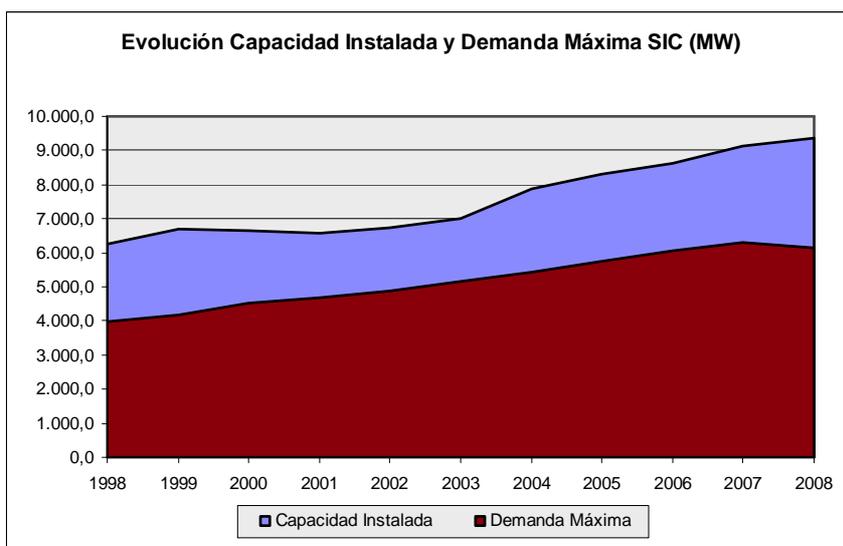


Figura 2: Demanda máxima del SIC y capacidad instalada en el período 1998-2008

En la Figura 3 se muestra el crecimiento de la demanda en el período 1985-2010. El crecimiento promedio alcanza el 5,8% [9], gran parte de este crecimiento se debe al desarrollo en los grandes centros urbanos, principalmente en la Región Metropolitana. Este hecho es importante, ya que el crecimiento natural de la demanda obligaría en el mediano plazo a incluir más puntos de interconexión en el Sistema de Subtransmisión que abastece a la Región en 110 kV.

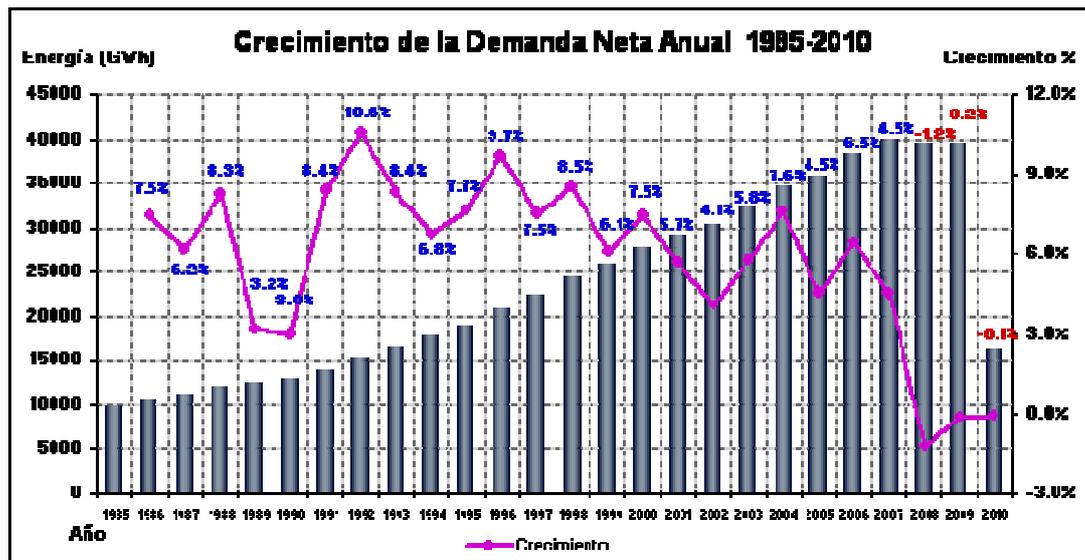


Figura 3: Crecimiento de la demanda neta en el SIC. Las barras simbolizan la energía consumida y la línea presenta el porcentaje de crecimiento de la demanda.

2.2- Descripción del Sistema Eléctrico de la Región Metropolitana

El Sistema de Subtransmisión que abastece a la Región Metropolitana, es parte del SIC. Abarca una extensión geográfica de 800 km² de superficie. No obstante, en esa pequeña área es donde se concentra la mayor demanda, que llega aproximadamente a la mitad del consumo total del SIC. El sistema de subtransmisión opera con una tensión de 110 kV, y a él llegan aportes en 154 kV, 220 kV y 500 kV.

Los aportes desde el exterior al Sistema de Subtransmisión se realizan actualmente desde 5 puntos: Polpaico, Rapel, Jahuel, Florida y Alfalfal. Además, en el interior del sistema en cuestión, se encuentra una central de generación de ciclo combinado, Central Renca, que aporta 370 MW como máximo a la red.

El Sistema de Subtransmisión recibe energía desde el SIC mediante siete auto-transformadores de interconexión 220/110 kV, y, a su vez, del Sistema de Subtransmisión se conectan las subestaciones de poder que transforman esta tensión al nivel de distribución (12 ó 23 kV). Los siete auto-transformadores

están interconectados a través de líneas de subtransmisión en 110 kV, las que tiene una configuración de doble circuito (criterio N-1 [14]). Por otra parte, las subestaciones de poder 110/12 kV ó 110/23 kV, están conectadas de las líneas de subtransmisión a través de arranques que reciben el nombre de tap off, configuración explicada más adelante.

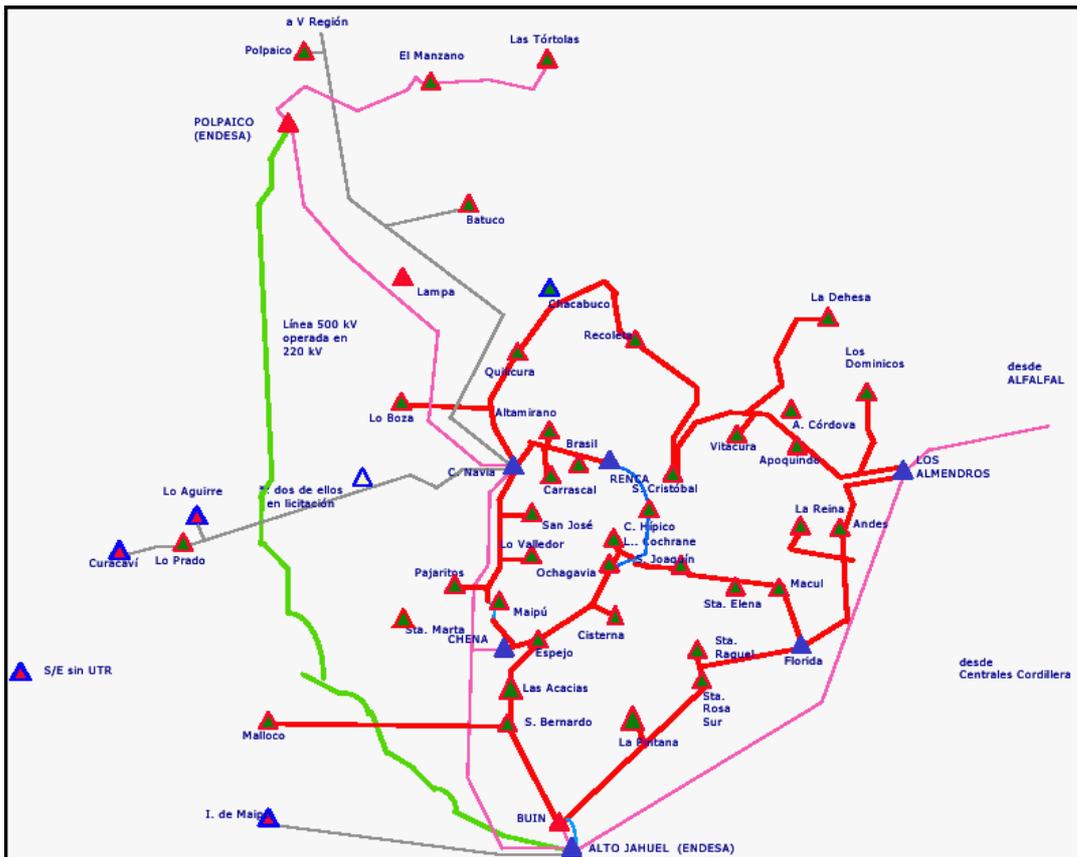


Figura 4: Mapa Esquemático de la Red de Subtransmisión en estudio

En la Figura 4 se muestra un plano general del Sistema de Subtransmisión de la Región Metropolitana, en el se puede observar el denominado anillo de subtransmisión de 110 kV (trazado color rojo), junto con las subestaciones de bajada AT/MT (triángulos color verde). Las subestaciones de bajada AT/MT, son las que reducen la tensión desde el nivel de alta tensión al nivel de distribución primaria (12 y 23 kV).

En la Figura 5 se muestra el esquema eléctrico simplificado del anillo del Sistema de Subtransmisión en estudio y los siete auto-transformadores de interconexión.

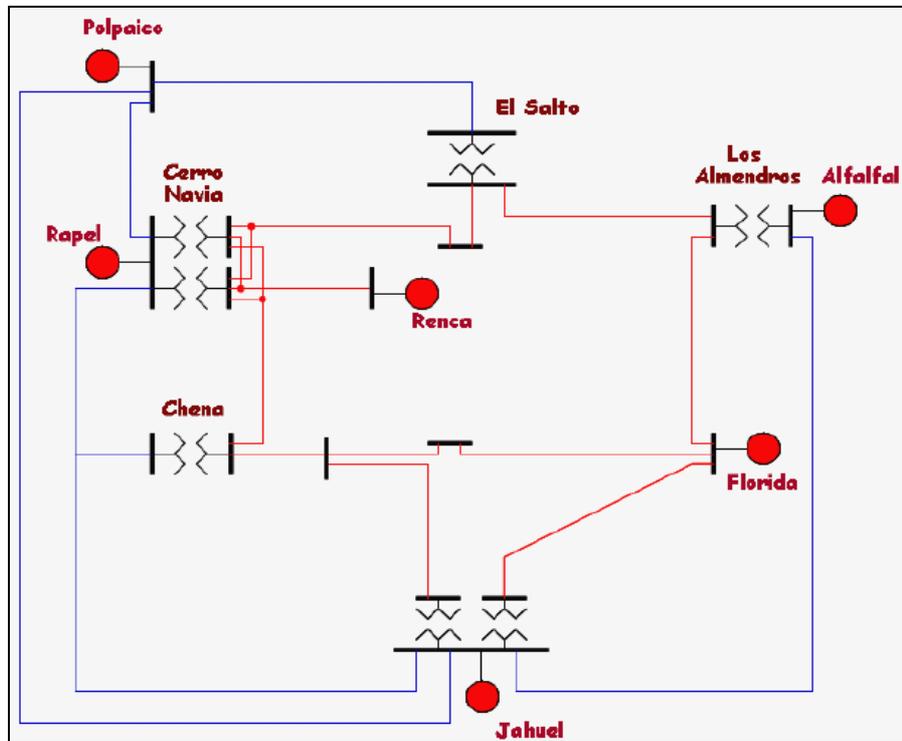


Figura 5: Esquema simplificado del anillo de subtransmisión de 110 kV

El sistema de distribución en MT actualmente en servicio opera en 12 kV y 23 kV. Para abastecer las distintas cargas, desde cada transformador de bajada salen uno o varios alimentadores. Cada uno de esos alimentadores tiene por objetivo transportar la potencia eléctrica desde las subestaciones de bajada hasta los centros de consumo, que puede ser clientes en 12 kV, 23 kV o a los transformadores de distribución para su uso en la red de baja tensión [14].

2.2.1- Descripción de los Auto-transformadores y de las Subestaciones de Interconexión en Servicio.

Estos equipos presentan una configuración en banco, compuesto por tres unidades monofásicas más una de reserva. La de reserva es conectada, mediante un mecanismo automático, cuando cualquiera de las que están en operación sufre una falla o cuando se desea realizar operaciones de mantenimiento en el equipo quedando éste fuera de servicio, lo que significa una desconexión de dos o tres horas.

En la Tabla 4 se listan las capacidades nominales de los siete auto-transformadores en operación.

Tabla 4: Capacidad de los Auto-transformadores en los Puntos de Interconexión

Auto-transformadores en Servicio		
Nombre	Capacidad Nominal [MVA]	Propiedad
Los Almendros	400=133*3	Empresa de Distribución
El Salto	400=133*3	Empresa de Distribución
Cerro Navia 1	400=133*3	Empresa de Distribución
Cerro Navia 2	375=125*3	Empresa de Transmisión
Chena	400=133*3	Empresa de Distribución
Buin	400=133*3	Empresa de Distribución
Alto Jahuel	390=130*3	Empresa de Transmisión

En los puntos siguientes, se entrega una descripción somera de las Subestaciones de Interconexión que están actualmente en Servicio, dando las características de cada auto-transformador instalado y del esquema de barras de la Subestación.

2.2.1.1- Subestación Almendros

Los Almendros es una subestación de interconexión de 220/110 kV localizada en la Región Metropolitana, en los faldeos precordilleranos de la comuna de Las Condes. Dispone de un banco de auto-transformadores Mitsubishi de 220/110 kV, compuesto por cuatro unidades monofásicas (una en condición de reserva), con una potencia total de 400 MVA. Recibe energía en

220 kV desde subestación Alto Jahuel y desde la central hidroeléctrica de Alfalfal, suministrándola a Santiago por medio de los cuatro circuitos 110 kV con que se interconecta a las subestaciones La Florida y El Salto.

El esquema de barras consiste en una doble barra principal y una barra de transferencia en el patio de 220 kV. El patio de 110 kV está formado por una barra principal y otra de transferencia.

2.2.1.2- Subestación El Salto

El Salto es una subestación de interconexión de 220/110 kV y receptora del tipo convencional de patio abierto, localizada en la comuna de Recoleta. Dispone de un banco de auto-transformadores 220/110KV de 400MVA que es abastecido a través de la línea de doble circuito Polpaico-El Salto 220 KV desde la subestación Polpaico, lugar de donde recibe los aportes de energía provenientes del SIC. Estos aportes son luego suministrados a Santiago por medio de dos líneas de doble circuito con que se interconecta a las subestaciones San Cristóbal y Los Almendros.

En el patio de 220 kV y 110 kV cuenta con una barra principal y otra de transferencia.

2.2.1.3- Subestación Cerro Navia

Cerro Navia es una subestación de interconexión 220/110 kV localizada en la comuna del mismo nombre que consta de dos bancos de auto-transformadores, uno Hyundai de 400 MVA y el otro Jeumont de 400 MVA.

En el patio de 220 kV Cerro Navia posee una barra principal seccionada; en el de 110 kV la subestación consta de una barra principal, una de transferencia de responsabilidad de una empresa de transmisión y una doble barra de salida responsabilidad de la empresa de distribución.

2.2.1.4- Subestación Chena

Chena es una subestación de interconexión de 220/110 kV localizada en la comuna de Lo Espejo. Posee un banco de auto-transformadores de poder formado por cuatro unidades monofásicas (una en estado de reserva) las que reciben suministro a través de los arranques en 220 KV. La capacidad total de este equipo alcanza los 400 MVA. Este auto-transformador alimenta a una barra de 110 kV donde se interconecta con las subestaciones Cerro Navia, Ochagavía y Buin.

El esquema de la subestación se compone de una barra principal en el patio de 220 kV. El de 110 kV está formado por una principal y otra de transferencia.

2.2.1.5- Subestación Buin

Buin es una subestación de interconexión de 220/110KV del tipo convencional, de patio abierto, localizada en la comuna de Buin. Dispone de un Banco de Autotransformadores 220/110KV Mitsubishi, compuesto por cuatro unidades monofásicas (una de reserva), con una potencia total de 400MVA.

Esta subestación recibe generación de la zona sur del país transportada por el SIC, suministrándola a Santiago por medio de los cuatro circuitos con que se interconecta a las subestaciones La Florida y Lo Espejo.

El patio de 220 kV tiene una barra principal y otras dos de transferencia. El patio de 110 kV posee una barra principal y otra de transferencia.

2.2.1.6- Subestación Alto Jahuel

Alto Jahuel es una subestación de interconexión de cinco niveles de tensiones: 500, 220, 154, 110 y 66 kV. El patio de 500 kV tiene doble barra; en el de 220 kV, una barra con seccionador; en el de 154 kV, una barra simple; en el de 110 kV, una barra con interruptor acoplador y en 66 kV, una barra simple.

Entre los equipos que posee esta subestación se pueden mencionar: siete auto-transformadores de 525/230/66 kV de 250 MVA cada uno, siete reactores de 525 kV y 28 MVAR cada uno, cuatro auto-transformadores de 220/115/13,8 kV y 130 MVA de potencia nominal, un auto-transformador de 110/69/13.8 kV y 30 MVA, cuatro auto-transformadores de 220/154/66 kV de 100 MVA, un reactor de 220 kV y 75 MVAR, un banco de condensadores de 65 MVAR, ocho de 33 MVAR, tres de 30 MVAR y uno de 20 MVAR.

2.2.2- Descripción de Líneas de Subtransmisión de 110 kV

Las Líneas de Subtransmisión son el medio que se utiliza para conectar las Subestaciones de Interconexión con las Subestaciones de Poder. Están configuradas de modo que forman un anillo en 110 kV, tal como se ha mostrado en la figura 5. De estas Líneas se conectan los Transformadores de Poder para la posterior distribución de energía a los usuarios. Estas Líneas se encuentran formadas por tramos de diferentes secciones, aún en un mismo circuito. Son construidas mayoritariamente de aluminio reforzado, con secciones que van desde 177 mm² hasta 2 x 630 mm², aunque también existen algunos tramos contruidos con conductores de cobre y, desde hace un par de años, con conductores de alta capacidad, los que se describirán en la sección 3.8.3.2.

Para suministrar la energía a las Subestaciones de Poder del Sistema de Subtransmisión se emplea la configuración conocida como "Tap-Off". Es así denominada, debido a que desde la Línea de Subtransmisión Principal se derivan ambos tap que se extienden desde el nodo hasta la barra de alta tensión de la subestación, en longitudes que varían entre 0.03 y 5 km.

En el caso del Sistema de Subtransmisión de la Región Metropolitana, la totalidad de las derivaciones "Tap-Off" que alimentan a las Subestaciones AT/MT son en doble conexión, e incorporan un dispositivo de transferencia automática de carga, que permite, ante una contingencia, traspasar la carga al circuito sano. En la Figura 6, se muestra un esquema simplificado de la configuración Tap-Off.

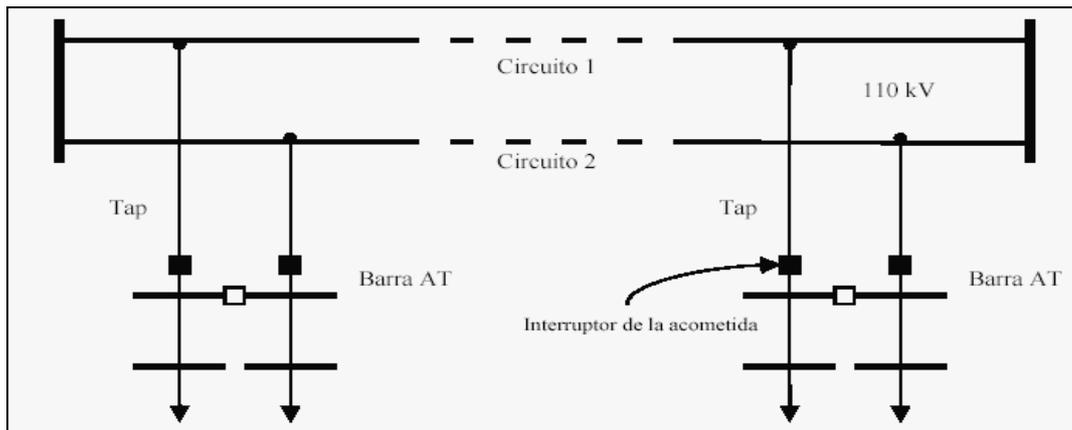


Figura 6: Esquema de configuración tap off

En condición de operación normal las barras de alta tensión de las subestaciones se encuentran seccionadas y cada circuito alimenta una barra.

Cuando ocurre una contingencia en algún circuito o tap, se produce la apertura de los interruptores que se encuentran en las Subestaciones de Interconexión, dejando de esta forma fuera de servicio todo el circuito, es decir, se abre el circuito con falla que une a las Subestaciones de Interconexión de sus extremos. En esta condición, todos los tap de otras subestaciones que están conectadas a ese circuito en falla quedan sin alimentación. A continuación, se realiza la transferencia de carga en cada subestación de bajada AT/MT, se abre el interruptor de la acometida que presenta ausencia de tensión y se cierra el interruptor acoplador de barras, permitiendo de esta forma que el circuito sin problemas tome la carga del circuito con falla.

2.2.3- Descripción de las Subestaciones de Poder

En las Subestaciones de Poder se realiza el cambio de tensión desde los 110 KV a 12 kV ó 23 KV. Cada una de ellas tiene dos o más transformadores, de donde salen varios alimentadores que pueden estar conectados directamente a algunos clientes especiales o, bien, pueden proveer potencia a transformadores de distribución para su posterior uso en la red de baja tensión. Un esquema típico de una subestación de poder se encuentra en la Figura 7.

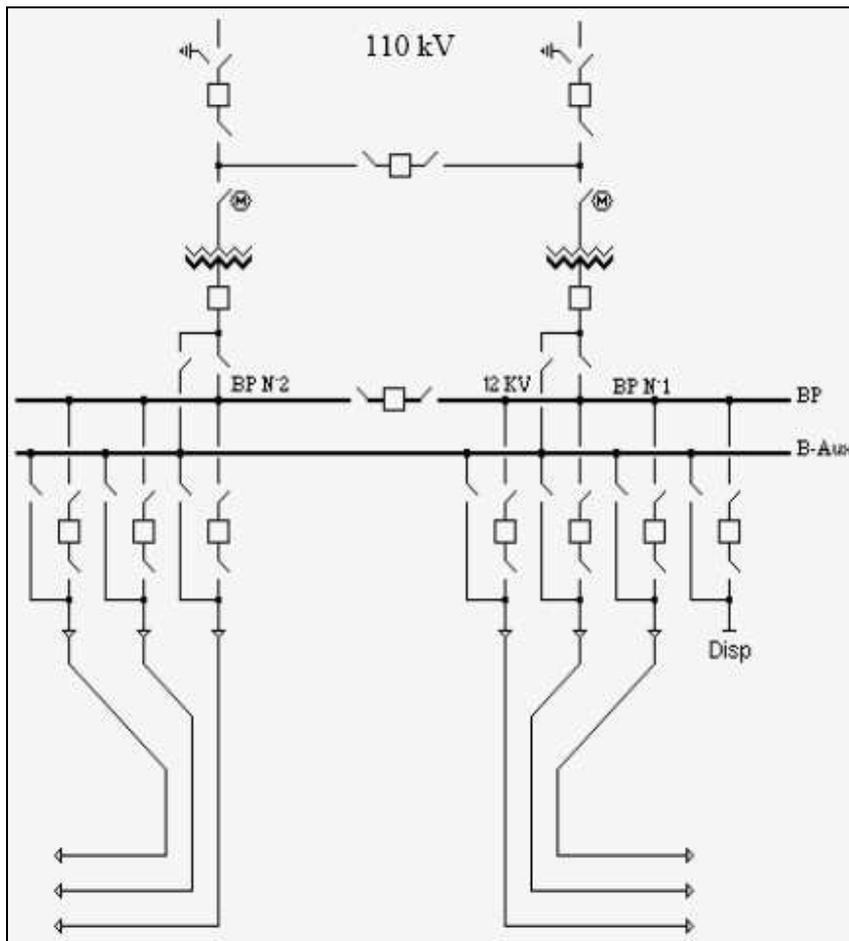


Figura 7: Esquema de una subestación de poder típica

En la Figura 7 es posible ver los dos taps que permiten la alimentación a la subestación. Los transformadores de poder, la barra principal seccionada de 12 kV, la barra auxiliar y los alimentadores. También se puede visualizar el interruptor en el lado de 110 kV, que permite realizar el traspaso de carga cuando alguno de los taps se queda sin alimentación; luego, por supuesto, de aislar el circuito o el tap con contingencia.

La potencia nominal de los transformadores de poder varía entre los 20MVA hasta los 50MVA, potencia que es distribuida por los respectivos alimentadores de la subestación.

En cuanto a las protecciones en una subestación típica, éstas se implementan para proteger transformadores de poder, barras, alimentadores y condensadores de la clase sobrecorriente y sobrecorriente residual.

2.2.4- Breve Descripción de las Comunicaciones Existentes en el Sistema de Subtransmisión Estudiado.

El Sistema de Comunicación [15] permite prestar soporte de soluciones de comunicación para la gestión y operación. El sistema de telecomunicaciones de transmisión de datos para el SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) de la empresa de distribución está conformado por dos redes interconectadas entre sí, que están soportadas por tecnologías diferentes. Estas redes son:

- Red de Acceso: conformada por enlaces punto a punto entre las subestaciones y los nodos concentradores, con diversas tecnologías: pares telefónicos, microondas, UHF (Ultra Alta Frecuencia), VHF (Muy Alta Frecuencia), OPAT (Onda Portadora en Alta Tensión), etc.
- Red Troncal: corresponde a una red de alta capacidad (2 Mega bits por segundo) que provee la información de campo al sistema SCADA. La Red Troncal se subdivide en:
 - Red PDH (Jerarquía Digital Plesiócrona)
 - Red ATM (Modo de Transferencia Asíncrono)

2.2.4.1- Descripción de Subsistemas de Telecomunicaciones.

La red de Telecomunicaciones para el SCADA está constituida por la interconexión de dos redes las cuales son:

- Red Troncal
- Red de Acceso

Se describe a continuación cada red en particular:

- Red Troncal
 - Red ATM: Está constituida por tres nodos unidos de fibra óptica, a una tasa de transferencia de 155 Mbps y utilizando una plataforma

ATM (Modo de Transferencia Asíncrono) tiene posibilidades de transmitir comunicaciones en estándar E1 (2 Mbps) y Ethernet (10 y 100 Mbps). Esta red soporta toda la información entre las PCU (Unidad Concentradora de Paquete) y los servidores del MCS (Sistema de Control Principal) y BCS (Sistema de Control de Respaldo) del Sistema SCADA.

- Red PDH: Está constituida por enlaces digitales de 2 Mbps que unen a siete nodos concentradores, que reciben la información proveniente de las distintas UTR's (Unidades Terminales Remotas).
- Red de acceso: Está formada por todos los enlaces y equipos de transmisión de datos (con velocidades de transmisión de 128, 64, 9.6 y 1.2 kbps), que permiten el flujo de las señales de voz y datos provenientes de las subestaciones hacia los Nodos Concentradores de Datos de la Red Troncal y Centrales telefónicas de la empresa.

En este nivel de red conviven diferentes tipos de tecnologías de transmisión de datos:

- Fibra Óptica
- Radio Digital y Analógica UHF-VHF
- OPAT (Onda Portadora a través de la red eléctrica AT)
- MMOO (Microondas Digitales y Analógicas)
- Pares Telefónicos

En resumen, la arquitectura simplificada del sistema de telecomunicaciones asociado al SCADA se esquematiza en la Figura 8.

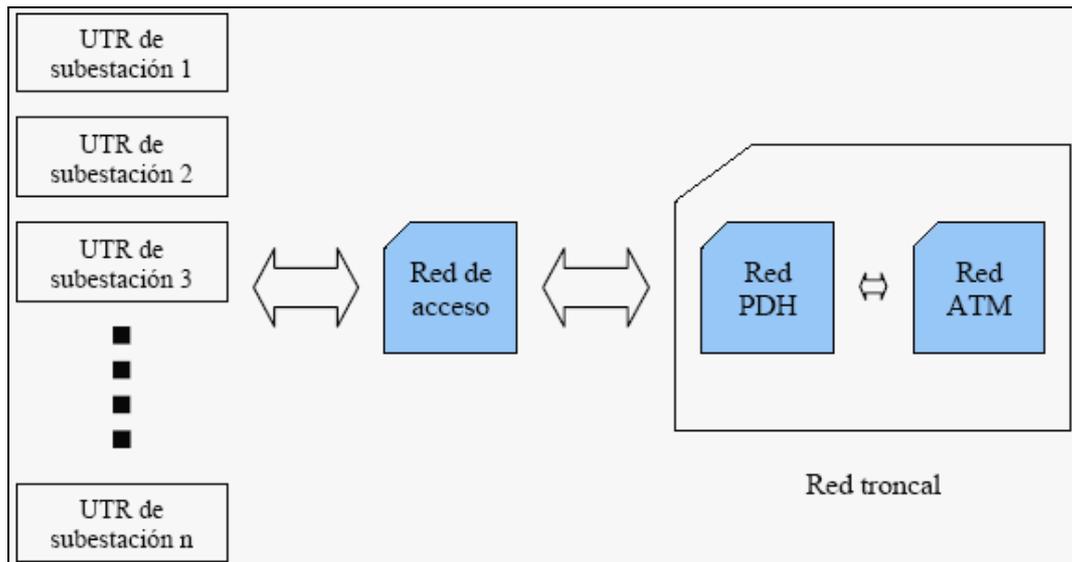


Figura 8: Diagrama esquemático de la interconexión de las redes de telecomunicaciones del SCADA

2.2.4.2- El Sistema SCADA en la Red de Subtransmisión Estudiada.

Se cuenta con un sistema de supervisión y control SCADA modelo Spectrum, de propiedad compartida. Está constituido por tres subsistemas independientes, que operan interconectados entre sí, como se muestra en la figura 9. Una explicación básica de la arquitectura del sistema SCADA se realiza a continuación:

- **Planta Externa de Control:** Corresponde a las Unidades Terminales Remotas (UTR) y Sistemas de Control Local (SCL) que efectúan la adquisición y envío de la información analógica y digital de los equipos ubicados en las subestaciones de poder, además de permitir los accionamientos remotos de los equipos primarios en dichas subestaciones.
- **Red de Telecomunicaciones:** Corresponde a los enlaces de comunicación que enlazan a la Planta Externa y las instalaciones de la Plataforma Integrada de Sistemas de Control.
- **Plataforma Integrada de Sistema de Control (PISC):** Corresponde a los servidores, routers, redes de datos y consolas de operación que soportan las funcionalidades de supervisión y control del sistema eléctrico.

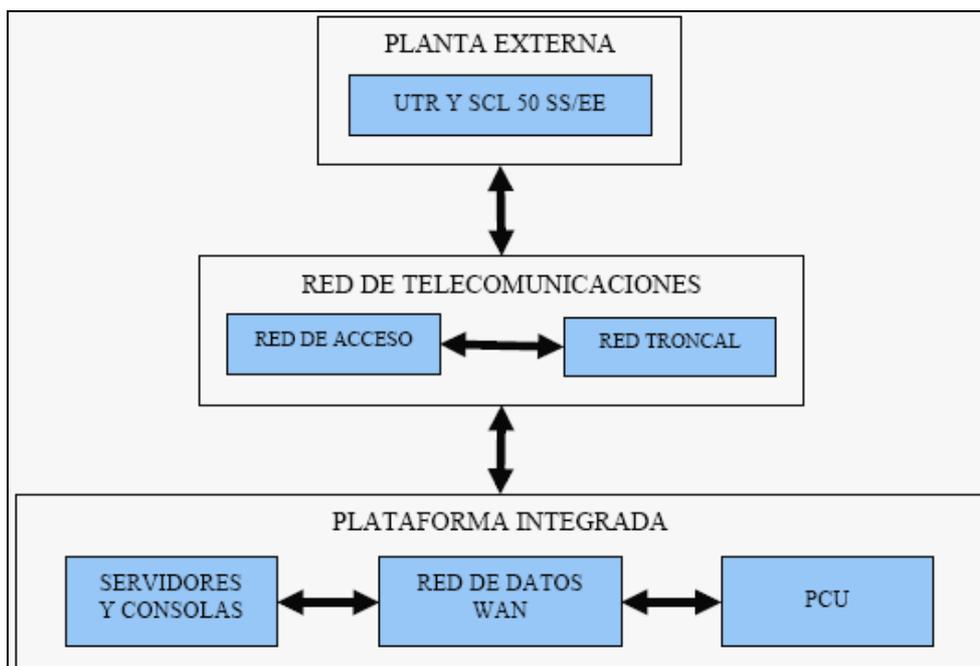


Figura 9: Diagrama en bloques del sistema SCADA

El sistema de comunicación disponible en el SCADA permite el envío secuencial de señales al sistema eléctrico de subtransmisión y distribución.

Además, el tiempo que transcurre en enviar una señal y detectar el cambio en las variables eléctricas en la interfaz del usuario, está dado fundamentalmente por dos condiciones:

- El desfase que existe entre el envío de la señal y su real ejecución, 10 segundos promedio.
- El desfase que existe entre el cambio de las variables eléctricas y la visualización en la pantalla del despachador, 4 segundos promedio.

De modo que, si se desea cambiar el estado de dos variables de la red eléctrica, se requiere enviar una señal y esperar 10 segundos antes de enviar la siguiente. No se permite la ejecución de señales simultáneas. Pero se puede dividir una misma señal en equipos que se encuentren físicamente cercanos, como sucede, por ejemplo, en transformadores de poder de una misma subestación de 110/12 kV. Pero en este último caso, es entonces necesario realizar los enlaces pertinentes que permitan tal maniobra.

2.3- Diagnóstico del Sistema Eléctrico de la Región Metropolitana.

En el mediano plazo se pretende optimizar el uso de las instalaciones existentes. En el caso de las líneas, por ejemplo, se observa que hay un margen para mejorar el factor de utilización, por lo que se han estado realizando esfuerzos para optimizar el uso de ellas y reducir de manera controlada este margen existente. Otro ejemplo importante, es el desequilibrio existente en la cargabilidad de los TI, producido principalmente por la distribución de cargas no homogénea en el interior del anillo de subtransmisión. Estos dos ejemplos se analizarán con mayor detalle en capítulos posteriores, resultando puntos centrales de la memoria.

Por otro lado, debido a la creciente oposición a proyectos dentro de la capital y a la falta de espacio existente, se proyecta una elevada inversión en infraestructura y tecnología, con el fin de poder aumentar los niveles de capacidad de suministro en el menor espacio posible y donde no sea necesario intervenir el paisaje para mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio. También se deben tener presente las exigencias crecientes tanto técnicas como medioambientales, los marcos regulatorios son cada vez más estrictos al igual que las exigencias de calidad de servicio.

Además de lo anterior, existe un importante impulso al desarrollo de la eficiencia energética, las energías renovables y la GD, por lo que las redes se verán enfrentadas a importantes cambios y deben ser capaces de presentar flexibilidad frente a nuevos escenarios y desafíos.

Se espera que para el año 2030 la demanda por potencia máxima del anillo de Subtransmisión crezca en un 130% respecto al valor del 2009, equivalente a un crecimiento promedio de largo plazo de un 4% (ver Figura 10).

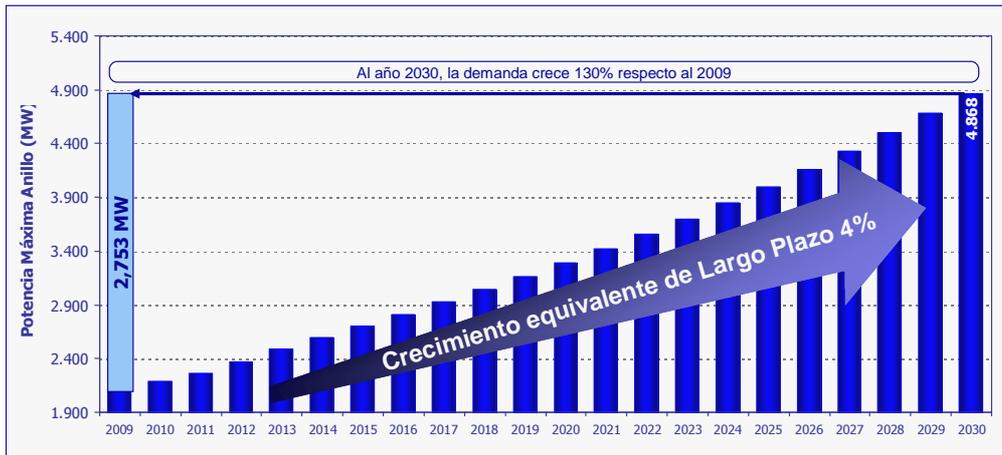


Figura 10: Gráfico del Crecimiento Proyectado en el Largo Plazo

Dado este crecimiento esperado, se realizó una proyección sobre la instalación de bancos de autotransformadores en los puntos de interconexión según los criterios que hoy son aplicados para la planificación y desarrollo del sistema de subtransmisión, lo que arrojó como resultado de las alternativas de ampliación del sistema de Subtransmisión, la instalación de un nuevo banco de autotransformadores en la subestación el salto, al cual se le denomina El Salto II. Se espera que entre en servicio en no más de dos años, por lo que se considera como parte del sistema base para el análisis.

Con esta situación base y con escenarios ficticios en cuanto a la proyección de la demanda y distribución de ésta, se proyecta la siguiente evolución para los puntos de interconexión.

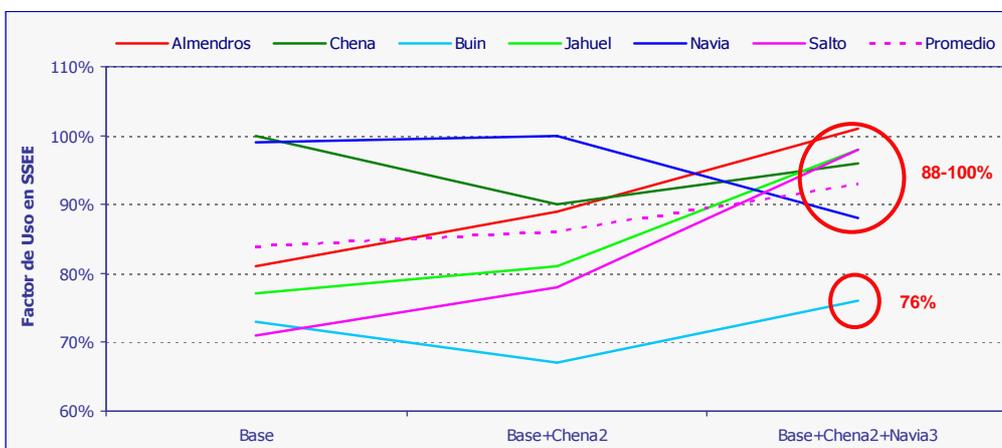


Figura 11: Gráfico del Factor de uso de los Transformadores de Interconexión

Es decir, el siguiente banco de autotransformadores que se proyecta una vez instalado El Salto II es el segundo banco de autotransformadores para la subestación Chena, denominado Chena II, posteriormente se proyecta el tercer banco de autotransformadores para la subestación Cerro Navia, denominado Cerro Navia III.

En la gráfica anterior se puede observar el desequilibrio en el factor de uso de las subestaciones de interconexión, debido principalmente a que la configuración en anillo limita el uso de las instalaciones de interconexión, los proyectos viales que auguran una importante expansión hacia el sector norte y al sector poniente de la capital, sumado a la probable inyección de grandes bloques de potencia provenientes desde el sur en la zona poniente.

Todos estos factores implican un aumento en la capacidad de las líneas ya existentes y/o la instalación de nuevas líneas y subestaciones de poder para satisfacer el aumento de la demanda. Todo esto considera además, las dificultades que se presentarían en términos constructivos y operativos exhibiéndose probablemente costos excesivos.

La importancia de la configuración en anillo de la red de Subtransmisión radica en la solidaridad que pueden prestar el resto de los TI, ante un evento de falla en alguno de los Puntos de Interconexión, aumentando así, los niveles de seguridad del Sistema.

2.4- Diseño y Criterios de Planificación

El diseño y los criterios de planificación [51] responden a la necesidad de determinar las inversiones necesarias en el Sistema Eléctrico, para ir adaptando éste a la demanda.

Estos planes de inversiones corresponden a estudios de mediano plazo, tendientes a definir la expansión del sistema y a proyectos de infraestructura a mínimo costo, respondiendo así al crecimiento constante de la demanda de

energía eléctrica dentro de su área de concesión y a las exigencias de calidad de servicio.

En la Figura 12 se presenta un esquema que explica el procedimiento de manera general para determinar el plan de inversiones.

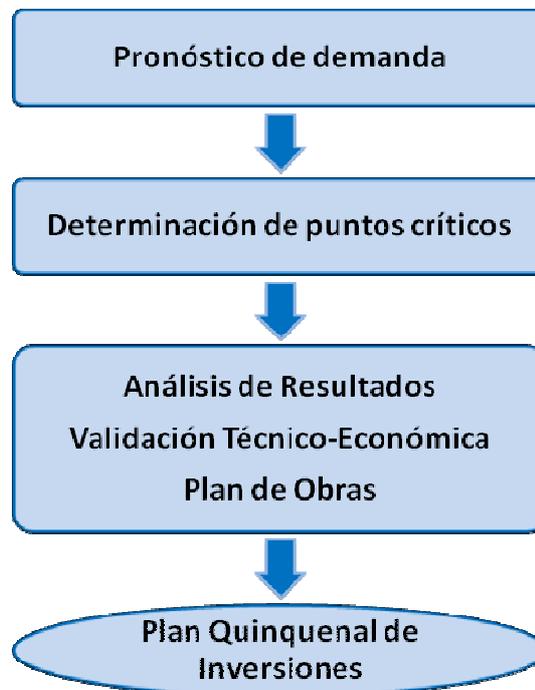


Figura 12: Esquema de procedimiento para la determinación del plan de inversiones

2.4.1- Pronóstico de Demanda

La proyección de demanda, para el sistema en estudio, está basada en tres etapas básicas:

- Proyección de Demanda Sectorial del anillo de Subtransmisión.
- Proyección de Demanda Sectorial de Energía y Potencia

2.4.1.1- Proyección de Demanda Anillo de Subtransmisión

Se realizan las proyecciones de las compras y ventas físicas de energía anuales para el periodo correspondiente. Estas proyecciones se ajustan utilizando un factor de pérdidas esperado. Realizado este ajuste la proyección de potencia

se obtiene de la ponderación de la proyección de energía por el factor de carga histórico.

Sobre la base de la proyección de potencia del anillo, se obtienen las tasas de crecimiento sectoriales que dan cuenta del crecimiento esperado en los diferentes sectores de la región metropolitana, que incorporan los requerimientos de potencia de los grandes clientes.

Sobre la base de la proyección de demanda sectorial, y considerando factores de diversidad, factor de potencia históricos, y el consumo de los clientes conectados directamente en la red de AT, se obtiene la estimación de demanda de potencia para el anillo de Subtransmisión, para el periodo en estudio.

2.4.1.2- Proyección de Demanda Sectorial

Usa como base los consumos históricos georreferenciados de energía de los clientes masivos, y de los grandes clientes actualmente conectados. A partir de la información histórica, se determina un crecimiento vegetativo, correspondiente al crecimiento de los consumos existentes, y un crecimiento total que considera el crecimiento de la población existente más los nuevos consumos.

2.4.2- Criterios de Planificación

Como ya hemos mencionado anteriormente, dentro del Sistema de Subtransmisión se pueden distinguir dos elementos principales: Subestaciones de Interconexión y Líneas de Subtransmisión. Además de lo anterior, hoy en día existen aportes directos de generación, tales como: Central Renca, Alfalfal, Florida y Complejo La Laja.

Para las Subestaciones de Interconexión se han establecido como criterios de explotación, sobre la base de recomendaciones y normas internacionales, que los bancos de autotransformadores monofásicos de 220 /

110 kV instalados en las subestaciones de interconexión, en condiciones normales de operación, no sean sobrecargados.

En virtud de los grandes volúmenes de potencia involucrados, estas unidades se han especificado como bancos monofásicos de cuatro unidades, constituyendo la cuarta unidad una reserva en sitio. Las unidades de servicio, y la unidad en reserva son rotadas aproximadamente cada 2 años, de forma de obtener un envejecimiento uniforme en las 4 unidades.

De acuerdo con el criterio de respaldo, ante una falla de tipo destructiva en alguna de las unidades monofásicas de un banco, se procede al reemplazo del equipo fallado, por la unidad de reserva. Con la incorporación de la automatización, el tiempo de reemplazo de las unidades monofásicas se ha reducido desde 8 a 2 horas aproximadamente. El número de clientes afectados, y el tiempo de interrupción de servicio dependerá del día, hora y de la subestación de interconexión en que ocurra la falla.

El actual criterio de planificación indica que se requiere un aumento de capacidad en subestaciones de interconexión, cuando en condición normal de operación al menos uno de los transformadores en servicio presenta una demanda superior a su capacidad nominal.

Este aumento de capacidad en puntos de interconexión podrá ser a través de la construcción de una nueva subestación de interconexión, o de la ampliación de las actuales subestaciones de interconexión.

Por otra parte, las capacidades máximas a las que son operadas las líneas de Subtransmisión, en condiciones normales y ante contingencia, son calculadas para temperaturas ambientes de 15° C en período de invierno y de 30° C en período de verano y consideran en ambos casos 75° C como temperatura máxima admisible en el conductor.

Ante una contingencia simple en alguna de las líneas de doble circuito o taps, se procede a un traspaso automático de la carga del circuito fallado al circuito sano, sin sobrepasar las capacidades máximas.

El criterio de planificación indica que se requiere la construcción de una nueva línea de Subtransmisión o tap, cuando ingresa una nueva subestación de interconexión o una nueva subestación de poder.

El criterio de planificación indica que se necesita reforzar un tramo de una línea de Subtransmisión o tap, cuando el análisis de simple contingencia muestra una sobrecarga en el circuito que queda en servicio de la línea o tap en análisis. Esta operación tiene como promedio una duración de 20 segundos, con lo que la indisponibilidad promedio para una línea de Subtransmisión es de 0.01 p.u.

Históricamente, y debido a la aplicación del criterio N – 1, una simple contingencia en una línea de Subtransmisión no provoca impacto en el resto de los componentes del Sistema, a excepción de las líneas radiales de simple circuito.

Cabe destacar que la máxima exigencia de las líneas de Subtransmisión se presenta en verano considerando que la capacidad máxima de transmisión disminuye por el efecto de la temperatura y el viento principalmente.

Con fecha 14 de marzo de 2005, fue publicada la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). Entre sus disposiciones, y en lo referente a impacto en los criterios de planificación en condiciones de simple contingencia (N-1), se destaca lo dispuesto en su Artículo 5.5 (Anexo 1). Según se desprende de la interpretación de este artículo, y de otros que lo complementan, ante una simple contingencia en cualquiera de los auto-transformadores de interconexión, o en líneas de Subtransmisión, se debe limitar la propagación de la falla al resto de los componentes del Sistema.

Por lo tanto, el desarrollo de los Estudios de Planificación, tanto para Subestaciones de Interconexión, como para Líneas de Subtransmisión, incorpora esta nueva exigencia, a través de un nuevo criterio de planificación, que considera el desprendimiento controlado de carga, ante la salida de uno de los auto-transformadores de interconexión.

Para cumplir con este criterio, se ha concebido el llamado “Esquema de Desprendimiento Automático de Carga (EDAC)”, cuyo objetivo es aplicar una estrategia controlada de desprendimiento de carga, para asegurar la eliminación de sobrecargas inaceptables frente contingencias que son de severidad 3 a 7 según la NTSyCS. Las consideraciones para el diseño del EDAC para enfrentar problemas de subtensión o subfrecuencia se encuentran explicitadas en el artículo 6-56 de la NTSyCS.

En cuanto al Sistema de Transformación se debe considerar que la construcción de una nueva subestación, en general, se realiza para que finalmente quede con 4 transformadores de 50 MVA, con un máximo de 8 alimentadores por transformador en el caso de 12 kV y 6 alimentadores en el caso de 23 kV.

El criterio de planificación que se utiliza para definir las necesidades de inversión en transformación es realizar inversiones por crecimiento de la demanda, cuando existen transformadores con demanda igual o superior a su capacidad nominal en condiciones normales de suministro, además se plantean nuevas inversiones para enfrentar condiciones de contingencia y mantener buenos estándares de calidad de servicio.

2.4.3- Metodología para Determinar Inversiones

Considerando los antecedentes históricos, las estimaciones de demanda, los criterios de planificación, y los modelos de red e hipótesis de generación, se obtiene el diagnóstico del Sistema de Subtransmisión, que permitirá generar el Plan de Obras de Subtransmisión y los proyectos de inversión del periodo en estudio.

El modelo de red y la hipótesis de generación, permite estructurar la información sobre las distribuciones de carga, condiciones de borde de generación, y consideraciones operacionales del sistema. Estos antecedentes sirven para generar las bases de datos a utilizar en las simulaciones

computacionales, para el análisis de subestaciones de interconexión y de líneas de Subtransmisión.

Para el modelo de red se utilizan distribuciones de cargas en subestaciones de poder representativas de invierno y verano, considerando las capacidades de líneas de Subtransmisión a 15°C y 30 °C para cada periodo respectivamente. Además se incorpora la compensación de reactivos en subestaciones de poder y de interconexión. También se incluyen los refuerzos de todos los tramos cuyas obras concluyen antes de diciembre del año anterior. Finalmente, se utilizan tensiones típicas en los TI.

A continuación se entregan algunas de las consideraciones relacionadas con las hipótesis de generación, incorporadas en los modelos de simulación del flujo de potencia, para el Sistema de Subtransmisión, utilizados en la determinación de los requerimientos de puntos de interconexión y líneas de Subtransmisión.

- Análisis de Subestaciones de Interconexión
 - Ausencia de aportes desde Central Nueva Renca.
 - Barras principales de aporte en Ancoa 500 kV, Jahuel 220 y Polpaico 220.
 - Aportes de generación acordes a una condición hidrológica media
 - Ajuste factor Q/P en los puntos de compra de energía.

- Análisis de Líneas de Subtransmisión
 - Barras principales de aporte en Ancoa 500 kV, Jahuel 220 y Polpaico 220.
 - Aportes de generación acordes a una condición hidrológica media
 - Ajuste factor Q/P en los puntos de compra de energía:

- Se analizan dos escenarios: con y sin presencia de aportes desde la Central Nueva Renca, dependiendo de cuál de estas condiciones es la más desfavorable para la contingencia de la línea que se estudia.

2.4.4- Metodología de Evaluación de Proyectos de Inversión

Debido a que el objetivo de la iniciativa propuesta es cumplir con los criterios técnicos de planificación que apuntan a la obligatoriedad de dar suministro, la evaluación de los proyectos se resume en:

- Elección de la alternativa de mínimo Valor Actualizado de Costos (VAC)
- Determinación del Valor Actualizado de Costos (VAC) de la alternativa seleccionada
- Determinación de la multa mínima que hace rentable el proyecto.

2.4.5- Incorporación de Compensación de Potencia Reactiva

El Decreto Ley N° 249 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija los precios de nudo vigentes a partir del 2 de diciembre del año 2002, estableció la obligación de pagar cargos por potencia reactiva en el SIC, a través del cálculo de la razón Q/P en los puntos de compra de las distribuidoras.

Este decreto obligó a las distribuidoras, a iniciar planes de compensación de potencia reactiva en sus sistemas eléctricos, de tal forma de reducir los cargos por este concepto.

Basado en estos antecedentes, las empresas distribuidoras desarrollaron estudios técnicos que derivarían en planes de instalación de bancos de condensadores. Estos bancos fueron instalados en las barras de media tensión (MT) de las subestaciones y en posteriores etapas en las barras de alta tensión (AT).

CAPÍTULO 3 - REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE DE LAS REDES INTELIGENTES

La red eléctrica del futuro se puede imaginar como una red en la que los flujos de energía están siempre controlados, sin ninguna sobrecarga ni apagones en cascada, una red con una estructura similar a la de Internet, donde los actores del negocio pueden interactuar en línea de manera de satisfacer sus expectativas energéticas y no energéticas. Una red donde se entremezclan las diferentes tecnologías al servicio del negocio eléctrico, de la empresa y los clientes.

Tan sólo en el ámbito de las fuentes de energía, la red del futuro se concibe descentralizada, y menos dependiente de las mega-plantas generadoras, a través de la integración de miles de fuentes alternativas de energía distribuidas en los clientes con, por ejemplo, paneles solares en los techos de sus viviendas para intercambiar energía con la red.

Es este nuevo concepto de RRII el que representa un cambio en la visión de la red de eléctrica, pasando de ser un medio pasivo, mero transmisor unidireccional de energía, a un integrante activo de las decisiones, dotado de inteligencia propia, capaz de tomar acciones y ser un canal bidireccional entre las empresas distribuidoras y sus clientes [1].

Una red inteligente de energía eléctrica promete una mayor eficiencia, fiabilidad y seguridad que conduzca a un mayor uso de fuentes de energías renovables que impacten positivamente nuestro medio ambiente. Todos estamos de acuerdo que tales atributos, si es que se pueden lograr a un precio asequible y sostenible, son dignos de nuestros esfuerzos como comunidad mundial.

3.1- Definición de Red Inteligente

Definiciones con respecto a que es una Red Inteligente, existen muchas, por mencionar algunas:

- DOE (Department of Energy): Una Red Inteligente aplica tecnología, herramientas y técnicas disponibles que traigan el conocimiento a la energía, conocimiento capaz de hacer la red mucho más eficiente.
- GE (General Electric): La Red Inteligente es en esencia el matrimonio entre la tecnología de la información y la tecnología de automatización de procesos con nuestras redes eléctricas.
- IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers): Representa una visión para una actualización digital de las redes actuales de transmisión y distribución tanto para optimizar las operaciones y abrir nuevos mercados como para la producción de energías alternativas.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission): Las redes avanzadas aplicarán tecnología digital a la red permitiendo coordinar en tiempo real la información de plantas de generación y las demandas.
- ABB (Asea Brown Boveri): Una Red Inteligente aplica tecnologías que le permiten afrontar los desafíos de capacidad, fiabilidad, eficiencia y sostenibilidad.

En el ámbito nacional Chilectra ha entregado la siguiente definición:

- Red que integra la infraestructura eléctrica con las nuevas tecnologías de la electrónica, sistemas de información y comunicaciones, convirtiéndola en una red interactiva y dinámica, capaz de integrar la GD y tecnologías de almacenamiento de energía, posibilitando generar nuevas propuestas de valor a los clientes y al negocio eléctrico.

La definición de Red Inteligente depende del lugar en el mundo en el que se pretenda implementar, dado que las necesidades son diferentes.

En Estados Unidos, por ejemplo, suelen citarse los siguientes atributos como necesarios para definir una red inteligente [2 – 6]:

- Autorreparación tras perturbaciones eléctricas.
- Posibilidad de participación activa de los consumidores en la respuesta a la demanda.
- Elasticidad ante ataques materiales y cibernéticos.
- Suministro de electricidad de calidad para responder a las necesidades del siglo XXI.
- Admisión de todas las opciones de generación y almacenamiento.
- Capacidad para nuevos productos, servicios y mercados.
- Optimización del aprovechamiento de activos y la eficiencia operativa.

Según un informe de la Comisión Europea [7], la Red Inteligente en Europa se describe con estas características:

- Flexible: satisface las necesidades de los clientes y responde a los cambios y desafíos futuros.
- Accesible: permite el acceso a las conexiones a todos los usuarios de la red. En particular, la Red Inteligente debe permitir el acceso a fuentes de energía renovables y la generación local de alta eficiencia sin emisiones de dióxido de carbono o con emisiones reducidas.
- Fiable: es segura y garantiza la calidad del suministro. Debe responder a las demandas de la era digital y responder de manera elástica a los peligros y las incertidumbres.
- Económica: proporciona el mejor valor posible gracias a la innovación, la gestión eficiente de la energía y la igualdad en términos de competencia y reglamentos.

China, una de las economías con más demanda de energía del planeta, también está desarrollando el concepto de Red Inteligente. Según una memoria publicada por la Colaboración conjunta entre EE.UU. y China sobre energía limpia (JUCCCE) en diciembre de 2007, “el término Red Inteligente se utiliza para describir un sistema de distribución y transporte de electricidad que incorpora elementos de ingeniería electrotécnica tradicional y de vanguardia, tecnologías sofisticadas de detección y control, tecnologías de la información y la comunicación para sostener un mejor rendimiento de la red y una gama amplia de servicios añadidos para los consumidores. Una Red Inteligente no se define por las tecnologías que incorpora, sino que por lo que puede hacer” [8].

En nuestro país, Chilectra estableció sus propios objetivos para una red eléctrica como la existente en la actualidad. Los objetivos que plantea son los siguientes [1]:

- Asegurar un suministro eléctrico eficiente y de alta confiabilidad.
- Que permita sorprender a los clientes con nuevos productos y servicio energéticos que le aporten valor.
- Asegurar seguir creciendo con rentabilidad con un importante compromiso por la sostenibilidad.
- Integrar distintos tipos de GD.

3.2- Capas del Modelo de Red Inteligente

Tal como se hace en telecomunicaciones se pueden establecer distintas capas para este nuevo modelo de red, que se presentan en el siguiente esquema (Figura 13).

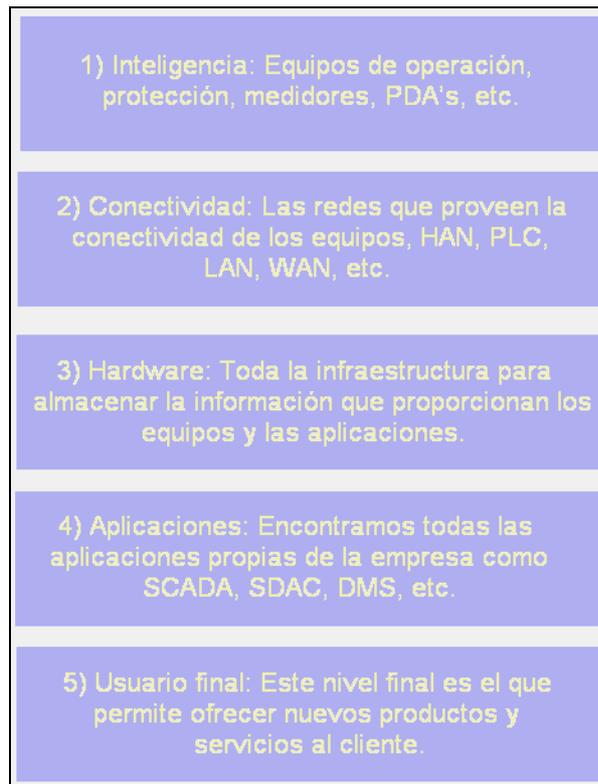


Figura 13: Capas del Modelo de Red Inteligente

3.3- Objetivos orientados a los clientes y las empresas

Como se vio anteriormente, los objetivos que persiguen las RRII son muchos, es por ello que se hará una separación de ellos según a quién van dirigidos. Primero se presenta un resumen de los objetivos orientados a los clientes.

- Permitir a los clientes participar de la optimización del sistema.
- Proveer a los clientes mayor información y alternativas de suministro.
- Reducir el impacto ambiental.
- Mejorar los niveles de confiabilidad y seguridad de suministro.
- Facilitar el ingreso de los generadores de todos los tamaños y tecnologías.

A continuación, se presenta una tabla resumen con los objetivos de las RRII para los tres grandes segmentos que componen un sistema eléctrico, que son la generación, la transmisión y la distribución.

Tabla 5: *Objetivos orientados a los distintos segmentos de los sistemas eléctricos*

Tópicos	Generación	Transmisión	Distribución
Mayor uso de información digital y tecnología de control para mejorar confiabilidad, seguridad y eficiencia de la red.	✓	✓	✓
Optimización dinámica de operaciones de la red y sus recursos con seguridad cibernética.		✓	✓
Implementación e integración de la respuesta de la demanda y recursos de eficiencia energética.			✓
Suministro a los consumidores de información oportuna y opciones de control.			✓
Desarrollo de normas de comunicación y la interoperabilidad de los equipos y aparatos conectados a la red, incluyendo la infraestructura al servicio de la red.	✓	✓	✓
Implementación e integración de recursos distribuidos y generaciones incluidos los recursos renovables.		✓	✓
Identificar y reducir las barreras innecesarias a la adopción de tecnologías, prácticas y servicios de redes inteligentes.	✓	✓	✓
Despliegue de tecnologías inteligentes para medir, comunicaciones respecto de las operaciones y el estado de la red, y automatización en distribución.		✓	✓

Teniendo en cuenta los objetivos se pueden considerar al menos tres las áreas fundamentales que se consideran en la línea de las RRII para la transmisión de hoy:

- **Red de Comunicaciones:** Una Red de Comunicaciones robusta es fundamental para el despliegue de RRII.
- **Monitoreo en tiempo real y control:** Sensores y dispositivos inteligentes que permiten mejorar la observación en tiempo real un análisis y respuestas rápidas a perturbaciones en el sistema.
- **Análisis de eventos:** Mejoramiento de la vigilancia y análisis de datos frente a fallas.

Los que traerán como beneficios una mayor confiabilidad, que se traducirá en menos interrupciones y una mejora en la satisfacción de los clientes, y un mejor análisis de eventos que conllevará una respuesta más rápida a los eventos de falla y la identificación de las medidas correctoras.

3.4- Principales Desafíos de las Redes Inteligentes

Los desafíos principales a los que se enfrentan las RRII se traducen en hacer más con menos y mejorar la eficiencia, seguridad y sostenibilidad medioambiental, los que dependerán de una combinación de tecnologías de sensores, comunicación, información y control para conseguir que toda la red sea inteligente, desde el ciclo de producción de energía hasta el suministro y el uso.

Entre los desafíos técnicos más urgentes se encuentran:

- El crecimiento económico asociado a la capacidad de la red mientras se minimiza, en la mayor medida posible, su impacto ambiental.
- El aumento del aprovechamiento de los recursos de la red con el control y la gestión del flujo de potencia.

- La gestión y el control del flujo de potencia para reducir la pérdida de potencia y la demanda máxima en los sistemas de transporte y distribución.
- La conexión de los recursos de energía renovable de lugares locales y remotos a la red y la gestión de la generación intermitente.
- La integración y la optimización del almacenamiento de energía para reducir la demanda de la capacidad en las redes.
- La integración de las cargas móviles (por ejemplo, vehículos eléctricos recargables) para reducir los esfuerzos en la red y utilizarlos como recursos.
- La reducción del riesgo de apagones, y si se produce uno, la detección y el aislamiento de las posibles perturbaciones del sistema y la rápida restauración del servicio.
- La gestión de las respuestas de los consumidores para reducir los esfuerzos en la red y optimizar el aprovechamiento de los recursos.

3.5- Tecnologías que Componen las Redes Inteligentes

Se proyecta que la red eléctrica del siglo XXI será “rica” en tecnología de información, dispositivos electrónicos, sistemas informáticos, sistemas de comunicación, medidores o contadores inteligentes.

Las capacidades de comunicación y control de la Red Inteligente hacen posible integrar completamente los nuevos dispositivos a la red. A continuación, se separan en cuatro grupos las tecnologías que componen la Red Inteligente, agregando además una breve descripción de lo que ofrecen para llegar a los objetivos propuestos.

3.5.1- Tecnología de la Información

La revolución tecnológica que vive la humanidad actualmente es debida en buena parte a los avances significativos en las Tecnologías de la Información y la Comunicación. Los grandes cambios que caracterizan esencialmente esta nueva sociedad son: la generalización del uso de las tecnologías, las redes de comunicación, el rápido desenvolvimiento tecnológico y científico y la globalización de la información.

Por Tecnologías de la Información o Tecnologías de la Información y de la Comunicación (TIC) se entiende un concepto difuso empleado para designar lo relativo a la informática conectada a Internet y, especialmente, el aspecto social de éstos. También se las suele denominar NTIC's (por Nuevas Tecnologías de la Información y de la Comunicación).

Las TIC agrupan un conjunto de aparatos necesarios para administrar la información, y especialmente los computadores y programas necesarios para encontrarla, convertirla, almacenarla, administrarla y transmitirla.

3.5.2- Redes de Comunicaciones

Las Redes de Comunicaciones pueden incluir la banda ancha, la fibra óptica, la misma red eléctrica, la telefonía inalámbrica y otras.

Su función es comunicar los dispositivos inteligentes instalados en la red eléctrica, entre ellos y con los sistemas de control centrales y/o distribuidos, de manera de permitir una operación eficiente y transacciones económicas por servicios ofertados.

La información que proporciona la comunicación de dos vías permite a los dispositivos inteligentes operar y gestionar la red eléctrica.

Las redes de comunicaciones son protegidas por la seguridad de la información, contando con sistemas de autenticación de sus participantes, codificación y encriptación de datos. La red debe protegerse, en este caso, contra cyber-ataques.

3.5.3- Dispositivos en Base a Electrónica de Potencia

Son dispositivos electrónicos, principalmente semiconductores, que se aplican en el control y transformación de potencia eléctrica. Esto incluye tanto aplicaciones en sistemas de control como de suministro eléctrico a consumos industriales o incluso la interconexión de SEP.

El principal objetivo de esta disciplina es el procesamiento de energía con la máxima eficiencia posible, por lo que se evitan utilizar elementos resistivos, potenciales generadores de pérdidas por efecto Joule. Los principales dispositivos utilizados por tanto son bobinas y condensadores, así como semiconductores trabajando en modo corte/saturación (on/off).

En la actualidad esta disciplina está cobrando cada vez más importancia debido principalmente a la elevada eficiencia de los convertidores electrónicos en comparación a los métodos tradicionales, y su mayor versatilidad. Un paso imprescindible para que se produjera esta revolución fue el desarrollo de dispositivos capaces de manejar las elevadas potencias necesarias en tareas de distribución eléctrica o manejo de potentes motores.

Son innumerables las aplicaciones de la electrónica de potencia, entre las que destacan: en Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAI), en sistemas de control del factor de potencia, en interfaces entre fuentes de energía renovables y la red eléctrica, etc.

Las líneas de investigación actuales buscan la integración de dispositivos de potencia y control en un único chip, reduciendo costes y multiplicando sus potenciales aplicaciones. No obstante existen dificultades a salvar como el aislamiento entre zonas trabajando a altas tensiones y circuitos de control, así como la disipación de la potencia perdida.

3.5.4- Medidores Inteligentes

Los medidores o contadores inteligentes registran el uso de la energía en forma digital y pueden transmitirlo por telecomunicaciones. Esto permite la gestión de la demanda de energía eléctrica de los clientes en periodos de baja,

media y alta demanda, de manera que se tenga un abastecimiento económico, especialmente si existen incentivos para usar la energía en momentos fuera del horario de punta.

Los desarrollos de software, de semiconductores y telecomunicación inalámbrica aumentan su velocidad de innovación al encontrar nuevas oportunidades en el sector de la energía eléctrica.

3.6- Beneficios que Ofrecen las Redes Inteligentes para las Redes Nacionales

Al contar la red eléctrica con la inteligencia adecuada, que permita medir datos, transmitirlos, almacenarlos y procesarlos para tomar buenas decisiones, se logrará una:

3.6.1- Mayor Utilización de los Activos

Hoy en día la red eléctrica no utiliza al máximo su capacidad instalada, básicamente por la necesidad de mantener ciertos niveles de respaldo ante el poco manejo de la red, por falta de información de lo que ocurre en ella.

Las tecnologías inteligentes permitirán una utilización más cercana a la capacidad máxima sin comprometer a los equipos y la calidad de suministro, pero postergando la construcción de nuevas instalaciones, normalmente de costo importante y de difícil materialización por las normas ambientales y el rechazo social.

Por ejemplo, los sensores ubicados en las líneas de transmisión dan a los operadores de la red información en tiempo real sobre la temperatura en el conductor y de otras condiciones ambientales, quienes pueden operarlas muy cercanas a su límite máximo.

3.6.2- Operación más Eficiente

La automatización de la red eléctrica permite reconfigurarla de manera tal de:

- evitar que los elementos y equipos sean sometidos a niveles de carga por sobre sus capacidades máximas, que podrían poner en peligro su integridad.
- optimizar las pérdidas técnicas y el consumo de reactivos.

El mantenimiento preventivo basado en técnicas predictivas, en base a la información recolectada de los equipos de la red y sistemas expertos, disminuyen los costos de atención y reparación de fallas mayores.

3.6.3- Mayor Calidad de Suministro

La inteligencia incorporada permitirá mejorar la seguridad, calidad, confiabilidad y disponibilidad de la red eléctrica.

La red tendrá las siguientes características:

- Red tolerante a ataques y protegida ante catástrofes de origen medioambiental y ataques cibernéticos.
- Red automatizada que permite entregar un producto confiable.
- Red que permite la integración de GD a su red, especialmente en Media Tensión.
- Red Auto-reparable o Auto-reconfigurable capaz de detectar, analizar, responder y repararse ante perturbaciones.

3.6.4- Rendimiento Energético Mejorado

Con la incorporación de GD a la red eléctrica, el desarrollo de fuentes energéticas renovables, acumuladores de energía y sistemas de gestión de la demanda, se tendrá un sistema eléctrico en donde los flujos de potencia tendrán

múltiples direcciones, lo que permitirá un mejor uso de los recursos energéticos en beneficio de los clientes.

3.6.5- Menor Contaminación Ambiental

Al promover la integración de fuentes de GD en base a energías limpias y fomentar el mercado de la energía limpia donde los clientes tienen la opción de pagar un sobreprecio para cubrir su uso eléctrico con energía verde, permiten desplazar el uso de centrales generadoras más contaminantes.

También contribuye a reducir la generación de respaldo necesaria para satisfacer los peaks de demanda máxima, al gestionar la demanda de manera de disminuir estas demandas máximas.

3.6.6- Nuevas propuestas de valor

- Incorporar al consumidor como parte importante del sistema. Que la red pueda identificar y gestionar la demanda operable del sistema y ésta sea un parámetro más para la operación.
- Generar nuevas forma de relación con los usuarios de la energía eléctrica, haciéndoles nuevas ofertas de valor en el ámbito del confort, la seguridad, la eficiencia energética, etc.
- Alcanzar una mejor integración con la GD y Energías Renovables
- Venta de calidad de servicio diferenciada
- Tarifas flexibles, con precio de la energía en tiempo real
- Gestión de la demanda por electricidad de los clientes
- Gestión de los equipos generadores de respaldo de los clientes
- Mercado de la energía limpia.

3.7- Proyectos de Redes Inteligentes en el Mundo

Una serie de esfuerzos complementarios para acelerar el desarrollo de la red inteligente están en curso alrededor del mundo.

Tanto en Estados Unidos como en Europa, en los últimos años se han establecido diferentes grupos de trabajo destinados a definir una visión compartida de las redes eléctricas del futuro, recibiendo un importante respaldo económico por parte de los gobiernos correspondientes e incorporando a todos los actores involucrados en la industria.

El diagnóstico es que se está utilizando la red de un modo para el que no fue diseñada. Su arquitectura, por tanto, debe ser cambiada para que pueda soportar la nueva demanda, haciéndola más resistente a fallas y ataques, y lo bastante flexible como para evolucionar a medida que nuevas soluciones tecnológicas estén disponibles y pueda satisfacer las necesidades y desafíos que le impone esta sociedad cada vez más exigente, conocedora de sus derechos y que demanda servicios energéticos de alta confiabilidad, eficientes y de bajo costo.

Las nuevas tecnologías deberán poder integrarse en todos los sectores de la red, incluso en las instalaciones y equipos del cliente. Por otro lado, también deberán poder integrarse a la red todas las nuevas fuentes de energía, especialmente aquellas en base a recursos renovables.

El proyecto Intelligrid en Estados Unidos es liderado por la EPRI (Electric Power Research Institute) y con la participación de todos los actores involucrados en el desarrollo de la red eléctrica del futuro (proveedores de electricidad, reguladores, proveedores de equipos y tecnología, clientes, entre otros).

La visión es contar con una red eléctrica que integre los avances en comunicaciones, computación y la electrónica para satisfacer las necesidades del futuro.

La misión del proyecto Intelligrid es permitir el desarrollo, integración y aplicación de las tecnologías para facilitar la transformación de las redes eléctricas para que sean eficientes, y provean productos y servicios eléctricos seguros, de alta calidad y confiables.

Otro proyecto es el llamado GridWise, el cual fue conformado por una alianza que incluye a las empresas eléctricas, a la administración de la energía, a empresas multinacionales de la tecnología (Areva, General Electric, IBM, y Schneider), a organizaciones de investigación y más.

Esta alianza apunta a conducir el desarrollo a nivel nacional (EE.UU.) de las innovadoras tecnologías para la red inteligente. La alianza trabaja en la coordinación estrecha con el gobierno estadounidense para el aseguramiento de la energía eléctrica del futuro.

Mientras tanto en la Comunidad Europea se está desarrollando el proyecto SmartGrids que fue definido por la ETP (Europe Technology Platform) el año 2005, para crear una visión común sobre las redes eléctricas del 2020 y más allá. La plataforma incluye representantes de la industria, operadores de sistemas de la transmisión y de distribución, de entidades de investigación y de reguladores. Su visión es que la red del futuro será: flexible, accesible, confiable y económica.

Su objetivo es desarrollar una visión compartida de las RRII, identificar las necesidades de investigación, alinearse con programas regionales y locales en redes eléctricas y elaborar conclusiones y recomendaciones de las acciones a seguir, estrategia de investigación y plan de trabajo.

Así se han ido desarrollando varios proyectos alrededor del mundo, siendo Alemania y España los mayores propulsores de diferentes proyectos en Europa.

3.7.1- Proyectos Nacionales

Chile ha ido ganando adeptos a este concepto. Existen distintas organizaciones, tanto gubernamentales como privadas, trabajando en el

desarrollo y planificación de nuestro sistema eléctrico. Las distribuidoras son las que han ido avanzando en términos prácticos, agregando dispositivos de medida y software a sus redes.

Una empresa que destaca en este ámbito es Chilectra, quien en los últimos años ha intentado desarrollar algunos proyectos de automatización de la red de distribución MT, buscando incorporar inteligencia que le permita tener una mayor información de cómo está comportándose la red, de manera de poder tomar las acciones necesarias para una mejor calidad de servicio.

Un proyecto interesante es el desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile en conjunto con una Compañía minera de Collahuasi: la primera microrred inteligente de generación eléctrica a base de Energías Renovables No Convencionales de Chile, denominada ESUSCON (Energía Sustentable Cóndor).

A base de energía solar fotovoltaica (la mayor del país con 23 kW), eólica, un banco de baterías y la unidad diesel ya existente, esta microrred es capaz de abastecer a los cerca de 80 habitantes de este pueblo, con electricidad las 24 horas del día. De este modo, Huatacondo cuenta hoy con un sistema de suministro eléctrico único en Chile, basado en la adopción de las energías renovables de un modo realista y sustentable.

3.8- Tecnologías y Metodologías de las Redes Inteligentes en Alta Tensión

La investigación realizada en una primera etapa ha revelado la existencia de distintos polos de desarrollo tecnológico asociados a la implementación de una red eléctrica inteligente, que hace necesario profundizar su estudio en aspectos más específicos.

Las tecnologías y metodologías desarrolladas para las RRII en alta tensión son variadas, pero aún falta profundizar en la interoperabilidad de éstas para que se potencien y logren una sinergia a favor del sistema en su conjunto.

A continuación se presenta una clasificación realizada a partir de la investigación realizada.

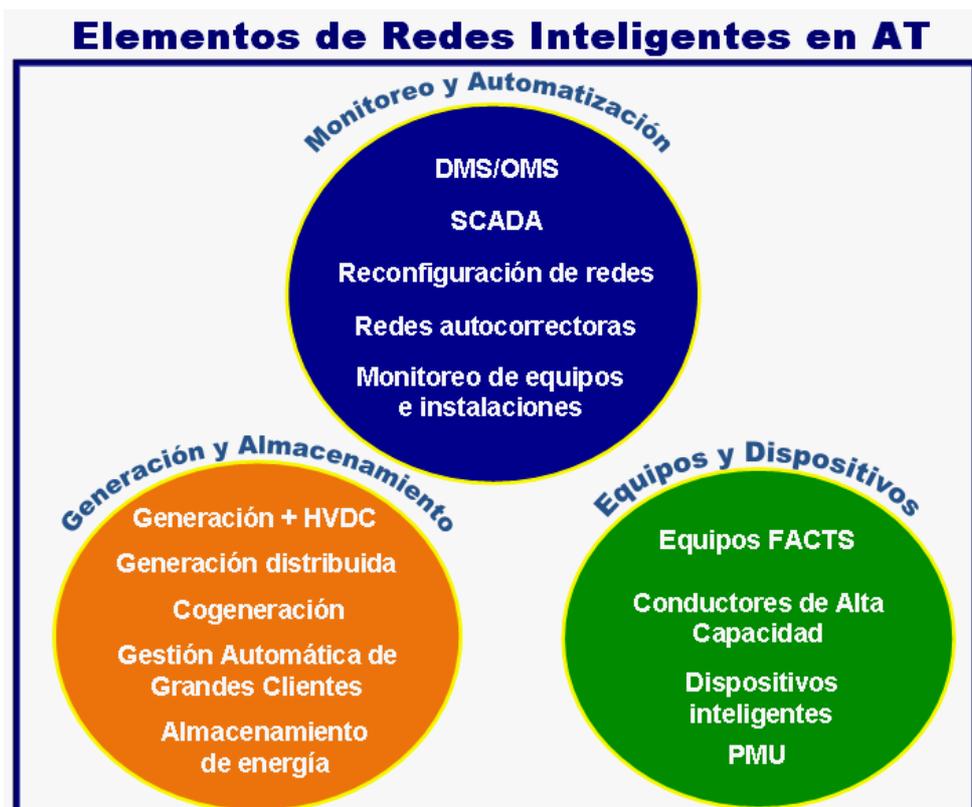


Figura 14: Clasificación en grupos de los elementos de Redes Inteligentes en AT

3.8.1- Monitoreo y Automatización

Este conjunto considera a los elementos de RRII en alta tensión, que tienen por objetivo conocer el estado del sistema utilizando equipos de medición y actuadores que, coordinados a través de software, permiten tener información completa de la red y en algunos casos tomar acciones de control sobre la misma.

Este grupo está compuesto por:

- SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)
- DMS (Distribution Management System) / OMS (Outage Management System)
- Monitoreo de equipos e instalaciones
- Reconfiguración de redes
- Redes auto-correctoras

3.8.1.1- SCADA

Hace algunas décadas, los sistemas clásicos de supervisión y control de redes incorporaban tecnologías relativamente sencillas. Normalmente, un sistema de ese tipo se basaba en un panel mural que presentaba el estado del sistema. Este panel se cubría frecuentemente con notas adhesivas y chinchetas que describían cambios específicos.

La planificación, ejecución y seguimiento de las acciones de control se imprimían en papel. Hoy en día, estos sistemas han ido evolucionando gracias a las tecnologías de la información y al uso masivo de la computación, que son capaces de almacenar grandes volúmenes de datos y permiten realizar análisis de manera mucho más eficiente y en tiempo real. Estos sistemas también son conocidos como EMS (*Energy Management System*) y son considerados como una importantísima herramienta para controlar la generación y las redes de transmisión de alto voltaje.

La evolución de los SCADA es la integración de sistemas, por ejemplo, con DMS (*Distribution Management System*) lo que permitiría notificaciones de corte de suministro, consulta de los estados de los equipos y notificaciones de restablecimiento. También se ha explorado otros datos como indicadores de tensión y datos de intervalos de demanda, para realizar perfiles de tensión y un mejor conocimiento de la carga de todo el sistema.

Los centros de operaciones integrados serán una de las claves para las RRII, ya que sin duda el funcionamiento general de los sistemas eléctricos será cada vez más complejo. El crecimiento de la GD, el almacenamiento de energía, la respuesta a la demanda afectarán a los flujos de suministro eléctrico y a los perfiles de tensión. Además, hay una tendencia creciente a aplicar más

inteligencia en los dispositivos de la red, tales como Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED), ordenadores y pasarelas de subestación, sensores y medidores avanzados. En presencia de proporciones crecientes de inteligencia y control descentralizados, el centro de operaciones integrado será una forma centralizada de supervisar y coordinar todo el sistema.

Para el siglo XXI se espera que las compañías explotadoras de RRII dispongan de una visión completa del sistema que incluye estado y vigilancia, control, respuesta a cortes de suministro, trabajo planificado, carga óptima de los equipos, mejor control de la GD, almacenamiento de energía y recursos para la respuesta a la demanda. Estos centros integrados de operaciones ayudarán a las empresas en su misión para cumplir los objetivos de clientes, propietarios, empleados y de la misma sociedad.

3.8.1.2- DMS/OMS

Estos sistemas son grupos de herramientas de software y aplicaciones que permiten automatizar las operaciones de la red de distribución de una compañía eléctrica. Además, reducen los tiempos de respuesta frente a interferencias de sus clientes lo que se traduce en una reducción del número total de minutos sin suministro que afecten a sus clientes. OMS en particular, es un sistema que se encarga de producir cortes de suministro en caso de que ocurra alguna contingencia aguas arriba en el sistema, que pudiesen provocar importantes inestabilidades en el sistema reduciendo así la posibilidad de un apagón generalizado (*BlackOut*).

3.8.1.3- Monitoreo de Equipos e Instalaciones

El monitoreo de equipos e instalaciones forma parte sustancial de los sistemas de supervisión y adquisición de datos, pero además se usa para anticiparse a eventos de falla y tomar acciones locales automatizadas, lo que permitiría tener respuestas mucho más rápidas y oportunas que aquellas decisiones que se pueden tomar en un centro de control. Este monitoreo está

especialmente orientado a los transformadores de poder, bancos de condensadores, reactores, líneas de transmisión y elementos de protección, lo que permitiría mejorar la gestión en las operaciones de mantenimiento y en el caso de las líneas con monitoreo térmico, permitiría conocer su capacidad dinámica por efectos medioambientales en tiempo real.

Además, se deben considerar con especial atención aquellos equipos de medición orientados a la medición de flujo, frecuencia y tensión, quienes nos entregan señales significativas del estado del sistema en su conjunto.

3.8.1.4- Reconfiguración de Redes

La reconfiguración es un proceso que altera la estructura topológica de una red eléctrica cambiando el estado de los elementos de maniobra del sistema. El objetivo de este proceso es lograr encontrar la estructura del sistema que minimiza algún objetivo previamente definido.

Esta alternativa en niveles de Alta Tensión se ha planteado con el objetivo de disminuir los niveles de sobrecarga en el sistema, dado un cierto escenario con diferentes restricciones, por esto, plantear que existe una única configuración topológica óptima para una red podría resultar incorrecto. Uno de los objetivos más comunes que persigue esta opción de la reconfiguración, es la de proporcionar a los operadores del sistema una herramienta adecuada para gestionar la congestión. En este sentido, la reconfiguración de la red parece especialmente atractiva ya que permite a los operadores de redes de transporte aliviar sobrecargas por medio de maniobras que se encuentran pre-establecidas y que permitirían una mejor gestión de la red frente a escenarios adversos.

La liberación del mercado eléctrico ya es una realidad en muchos países, donde la competencia involucra a las empresas de generación, pero este ambiente no se extiende al caso de las redes eléctricas, quienes deben ser capaces de soportar una cantidad cada vez mayor de intercambios de energía con fuertes limitaciones a la instalación de nueva capacidad de transmisión. A su vez, los operadores de las redes de transporte son responsables de la operación

segura y confiable de la red, ya que el funcionamiento riesgoso de la transmisión puede derivar en una falla con apagón parcial o total del sistema.

Es dentro de este marco donde toma relevancia la reconfiguración de redes, ya que, en algunos casos, esta alternativa sería capaz de reducir considerablemente las sobrecargas, evitando acciones de redespacho que impliquen alguna modificación en los patrones de generación o de consumo. La configuración óptima de la red es un problema de optimización combinatoria que puede requerir un esfuerzo notable para el cálculo de grandes sistemas eléctricos, pero es un problema que se ha venido trabajando desde la década de los ochenta donde se propusieron cambios en la topología con el fin de aliviar las sobrecargas de la red [16-21].

Años después, un excelente estudio sobre el uso de las aperturas correctivas en sistemas de transmisión fue realizado en 1999 por Rolim Machado [22]. Un renovado interés por el problema de la reconfiguración óptima de la red es presenciado por trabajos recientes [23-26].

Las técnicas de optimización, que parecieran ser las más adecuadas disponibles hoy en día para dar solución a este tipo de problemas, son el algoritmo de *branch-and-bound* [24] y los procedimientos de inteligencia artificial, como los algoritmos genéticos o de evolución. En particular, el algoritmo de solución empleada en [25,26] pertenece a las estrategias de evolución que difiere del algoritmo genético en las reglas de transición para evolucionar la población, los cambios de configuración se coordinan con las tomas de los transformadores y el ajuste de los elementos de derivación, así como el redespacho en generación.

Uno de los trabajos que ha impactado con mayor fuerza en el desarrollo de la reconfiguración de redes es el desarrollado por Granelli y Montagna [27] en el que se aplican ambos enfoques, el determinista y el genético para resolver el problema de encontrar el mejor arreglo topológico de la red con respecto a los criterios de seguridad más utilizados. En el trabajo recién mencionado, la reconfiguración del sistema se modela como un problema lineal entero mixto en

donde el flujo es tratado como si fuera de Corriente Continua, lo cual facilita los cálculos.

Por su parte, el problema de la reconfiguración de redes de distribución ha sido abordado utilizando diversos métodos y funcionales de optimización. Si clasificamos los trabajos de acuerdo al funcional empleado encontramos esencialmente dos tipos: (i) minimización de pérdidas debido al efecto Joule en las líneas de distribución, y (ii) optimización de otros funcionales relacionados con confiabilidad y tiempos de restauración del servicio.

Dentro del primer grupo encontramos varios métodos heurísticos: McDecmott *et al.*[28] utilizan un funcional de costo no lineal que minimiza las pérdidas eléctricas y un algoritmo de revisión una vez encontrado un mínimo local; Goswami y Basu [29] presentan un algoritmo para minimizar las pérdidas totales calculando en cada etapa los flujos de potencia, mientras que Gomes *et al.*[30] emplean un algoritmo que calcula el flujo de carga y toma decisiones de reconfiguración minimizando las pérdidas totales del sistema. Shirmohammadi y Hong [31] presentan un método que considera inicialmente la red completamente conectada y los interruptores son abiertos selectivamente hasta eliminar cualquier ciclo en la red y obtener una configuración radial de mínimas pérdidas en las líneas. Entre las técnicas que se han utilizado para resolver estos problemas de optimización mono-objetivos, están la Programación Dinámica [32], Redes Coloreadas de Petri [33], Simulación Templada [34], Colonias de Hormigas [35] y Algoritmos Genéticos [36], por mencionar algunos de ellos.

Toune *et al.*[37] presentan un excelente resumen teórico sobre métodos heurísticos aplicados al problema de restauración de servicio. Min y Chan proponen en [38] un conjunto de índices asociados a grupos de interruptores y un algoritmo de cálculo que resulta muy eficiente y numéricamente muy preciso, cuando minimiza las pérdidas en las líneas y el tiempo de restauración del servicio. Además, se suman un conjunto de otras publicaciones que se han orientado al tratamiento de otros importantes objetivos para las redes de distribución, como son las funciones de costos utilizadas por Zhou [39], energía

no suministrada por J. Mendoza [40] o Brown [41] minimizando índices de frecuencia y duración de las fallas.

Dentro del segundo grupo se encuentra el trabajo de Vega *et al.* [42], quienes estudian la confiabilidad de una red eléctrica industrial utilizando la energía no suministrada (ENS) como funcional de optimización. Popovic y Ciric [43] proponen un algoritmo jerárquico multiobjetivo que reduce la complejidad del problema, y a la vez, permite emplear múltiples funcionales que consideran pérdidas eléctricas, índices de confiabilidad y la ENS a las cargas.

Posteriormente, el mismo grupo [44] introduce un algoritmo basado en lógica difusa y teoría de probabilidades que les permite minimizar la ENS promedio. Huang [45] propone el uso de una red difusa de causa-efecto y la transformación, por medio de factores ponderadores, de un proceso de optimización multiobjetivo en un funcional simple que minimiza el tiempo de restauración del servicio. Recientemente, Rodríguez y Vargas [46] han propuesto un nuevo método heurístico que también usa lógica difusa y minimiza el tiempo de restauración del servicio.

Tanto en esta área de investigación como en otras aplicaciones en la ingeniería, hoy en día existe una tendencia a la optimización de los problemas bajo una mirada más amplia a través de un tratamiento multiobjetivo. Por esta razón, en los últimos años ha existido un creciente desarrollo de nuevas técnicas de optimización basadas principalmente en métodos de inteligencia artificial y en forma más específica en algoritmos evolutivos.

Los trabajos presentados en [47] y [48], abordan el problema de configuración de la red desde el punto de vista de la planificación, con el objetivo de encontrar el conjunto de soluciones eficientes entre varios objetivos.

En el trabajo de F. Mendoza [47], se comparan el Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA) y el Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA) de primera generación tomando en cuenta los costos de construcción de la red y los posibles costos de energía no suministrada. En tanto que Carrano [48] utiliza el NSGA 2 para minimizar los costos de construcción de la red y los costo asociados a la ocurrencia de posibles fallas.

3.8.1.5- Redes Autocorrectoras

Las herramientas de supervisión y control de áreas extensas como, por ejemplo, las Unidades Medidoras de Fases (PMU), los Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS), y los equipos distribuidos de generación y almacenaje de energía son las principales tecnologías con las que se pretenden abordar los problemas de las redes de hoy. Previsiblemente, la evolución de estas tecnologías llevará a la realización de redes eléctricas autocorrectoras, lo que hasta ahora es un concepto futuro en el que se está trabajando fuertemente por muchas empresas de proveedores.

Una red autocorrectora ha de responder a amenazas, fallas de materiales y otras influencias desestabilizadoras, evitando o reduciendo la propagación de las perturbaciones. Para responder a estos desafíos se requiere de las siguientes capacidades:

- Reconocimiento temprano de problemas inminentes
- Redesplicue de recursos para minimizar efectos adversos
- Respuesta rápida y coordinada a perturbaciones evolutivas
- Minimización del tiempo necesario para reconfigurar y reestablecer el servicio.

Para implementar una red autocorrectora, se requiere una compleja infraestructura que exige un sistema distribuido en el que los emplazamientos de hardware, software y datos sean transparentes para el usuario. Así, agentes inteligentes y autónomos, distribuidos por toda la red, podrán ejecutar las funciones requeridas y soportarán procesos locales, globales y/o cooperativos gracias al acceso a una información oportuna y eficaz en todo el sistema.

La arquitectura a su vez debiese ser modular, flexible y escalable para satisfacer las necesidades operacionales globales y permitir la implementación evolutiva a mayor escala.

Los agentes inteligentes autónomos distribuidos por todo el sistema en una jerarquía virtual, deben ser capaces de adaptarse a eventos y escenarios, y actuar de forma competitiva y cooperadora en bien de todo el sistema. Los

agentes pueden mejorar la actuación de control respondiendo a los problemas más rápidamente que el operador humano. Así, el sistema soporta más inteligencia en todos los niveles, especialmente en niveles inferiores, como las subestaciones, para proporcionar respuestas de control oportunas y precisas. Sin embargo, determinar el grado de autonomía en cada nivel y establecer los protocolos para resolver conflictos entre niveles puede ser un difícil problema de diseño.

Existe también una dimensión temporal, basada en las escalas de tiempo del fenómeno físico, pertinente en el sistema eléctrico, en las que se pueden distribuir las diversas tareas de los agentes. Esta coordinación temporal se puede llevar a cabo por medio de varios ciclos de ejecución.

Finalmente, la visualización efectiva de la información debe permitir al operador conocer el estado del sistema de un vistazo y responder puntualmente. Este conocimiento de la situación es una parte integrante del análisis y control. Además del estado actual, deben visualizarse proyecciones de tendencias, cambios previstos y escenarios anticipados. Pueden ser necesarias varias vistas del mismo objeto para presentar diferentes aspectos del sistema a numerosos usuarios con necesidades diversas. Para todo esto, la estimación de estados corresponde a un requisito previo para las capacidades de autocorrección.

3.8.2- Generación y Almacenamiento

Este conjunto alberga a todos los elementos de RRll que aportan energía al sistema y que quitan energía del sistema a través de actividades coordinadas con clientes.

Este grupo lo componen:

- Gestión Automática de Grandes Clientes
- Generación Distribuida (+HVDC)
- Cogeneración
- Almacenamiento de Energía

3.8.2.1- Gestión Automática de Grandes Clientes

Este tema está relacionado con la coordinación que pueden lograr las empresas con los grandes clientes de manera de que en los periodos puntas, estos puedan ser desconectados del sistema por necesidad de la empresa que explota la red, con el fin de no sobrepasar la capacidad de las líneas y posponer inversiones en infraestructura. Estos acuerdos generalmente toman en consideración convenios tarifarios y los grandes clientes optan por generadores de respaldo de manera que las desconexiones no intervengan en sus procesos productivos.

3.8.2.2- Generación Distribuida (+HVDC)

La GD corresponde a la incorporación de fuentes de generación a la red de BT, MT o AT. En el largo plazo permite lograr un uso más eficiente de la red y es uno de los tópicos que ha adquirido más relevancia para el desarrollo de las RRII, ya que impone diferentes desafíos al manejo de las redes actuales, modificando la orientación de los flujos de energía, aumentar los niveles de seguridad de la red, entre otros.

Existen diferentes tipos de GD entre ellos destacan: los generadores eólicos, los paneles fotovoltaicos, la generación por biogás, la generación por biomasa, la generación por energía geotérmica entre otras.

La tecnología HVDC (High Voltage Direct Current), en su categoría HVDC Light, puede contribuir a la integración de la generación de energías renovables dispersas, como la energía eólica, en las redes de corriente alterna evitando introducir perturbaciones en el sistema.

3.8.2.3- Cogeneración

Podría considerarse como parte de la GD pero su característica principal la diferencia del resto: permite obtener energía eléctrica a partir de los procesos productivos industriales. Su ventaja es aportar energía en sectores industriales donde se registran altos niveles de consumo, mejorando así el uso de la red.

3.8.2.4- Almacenamiento de Energía

A nivel mundial se están haciendo esfuerzos por aumentar la capacidad de almacenamiento en espacios reducidos, de manera de hacer factible la instalación de estos equipos en niveles de alta y media tensión, de manera de prestar un soporte a la red, los objetivos específicos de estos equipos son recortar los peaks de demanda y disminuir los tiempos de corte.

3.8.3- Equipos y Dispositivos

Este último conjunto lo integran los elementos de RRII que aportan a mejorar la capacidad de la red, dispositivos que entregan información tanto local como global del sistema.

Este grupo lo integran:

- Dispositivos Electrónicos Inteligentes
- Conductores de Alta Capacidad
- Unidades Medidoras de Fasor
- Equipos FACTS

3.8.3.1- Dispositivos Electrónicos Inteligentes

También conocidos como IED por su sigla en inglés (*intelligent electronic device*) es un dispositivo equipado con microprocesadores que tienen la capacidad de recibir o enviar datos, o hacer control desde o a una fuente externa. Tiene canales para entrada y salida de datos, además de canales especiales para comunicación local. En general, se busca emplear IEDs que cumplan con las siguientes propiedades: Almacenamiento y generación de bases de datos; blindaje contra disturbios eléctricos; posibilidad de programación local y remota; interfaces para comunicaciones tanto locales como remotas.

La propiedad más importante de estos dispositivos es su capacidad de auto-gestión, es decir, la capacidad de analizar datos y efectuar operaciones de

protección y control en forma autónoma, sin necesidad de recibir órdenes de un operador. Esta propiedad es la que en definitiva ha impulsado su empleo en subestaciones como parte integrante de un sistema de control automatizado.

3.8.3.2- Conductores de Alta Capacidad

La tecnología de conductores ha tenido una importante evolución y se espera que siga desarrollándose. Las últimas dos tendencias son los conductores de alta capacidad aéreos y de baja flecha, y los conductores encapsulados.

Las ventaja de los conductores de alta capacidad aéreos es que permiten el aumento de la capacidad de transmisión de una línea de hasta 2 veces la capacidad original. Esto se logra con conductores de aleaciones especiales de diámetro similar al existente, manteniendo las mismas torres de suspensión y cumpliendo con las distancias mínimas, con la potencia de transmisión aumentada. No cambia el ancho de la franja de seguridad y por ende de la franja de servidumbre. Mientras que su desventaja radica en el aumento de las pérdidas porcentuales de transmisión. Por ejemplo, una línea con conductores normales tiene pérdidas del orden de 7% cuando circula la potencia nominal. Al cambiar por un conductor de alta capacidad de igual diámetro las pérdidas aumentarán aproximadamente al 19 % de la nueva potencia nominal, la que hemos supuesto que se duplica. La solución es menos eficiente desde el punto de las pérdidas óhmicas de la línea.

Por otro lado, los conductores encapsulados son hechos de material superconductor, por lo que necesitan ser refrigerados en todo su trayecto, o bien son de aleaciones metálicas similares a los conductores de alta capacidad aéreos pero que se encuentran encapsulados en gas a alta presión como el Hexafluoruro de azufre (SF₆). Permiten aumentar varias veces la energía transportada a un mismo nivel de tensión que un conductor común y a pesar de que hay varios desarrollos en el mundo, siguen considerándose como prototipos y por los altos costos de inversión solo en casos aislados se consideran como una alternativa viable.

3.8.3.3- Unidades Medidoras de Fasor

También conocidas por su sigla en inglés como PMU (Phasor Measurement Unit). Se trata de un dispositivo que, mediante la aplicación de una tecnología generalizada en el campo de los satélites, ofrece nuevas posibilidades para la supervisión, protección, análisis y control de los sistemas eléctricos. Las unidades PMU dependen de una señal de tiempo GPS para realizar un marcado de tiempo sumamente preciso de la información del sistema. Un receptor de satélite GPS proporciona un impulso de sincronización preciso, en correlación con las entradas de tensión e intensidad muestreadas; en general se trata de las tensiones trifásicas en una subestación y de las intensidades de las líneas, transformadores y cargas que finalizan en la subestación. A partir de estas muestras de datos, se calculan las tensiones e intensidades de secuencia positiva y se marcan en el tiempo, asignándoles permanentemente el microsegundo exacto en que se ha hecho la medición de los fasores.

La tecnología de medición sincronizada de fasores es relativamente nueva, de modo que varios grupos de investigación de todo el mundo están desarrollando activamente aplicaciones de esta tecnología. El uso de esta tecnología eliminará en gran parte el retardo inherente a los sistemas actuales de estimación de estado; las compañías eléctricas estarán en condiciones de realizar, en tiempo real, avanzados análisis de los imprevistos estáticos y dinámicos que se producen en sus redes.

Otro grupo de aplicaciones de la medición sincronizada de fasores se caracteriza por aumentar la eficacia de la protección de los sistemas de distribución de energía, es decir, la protección de los sistemas y equipos, y la preparación de esquemas de medidas correctoras. Las unidades PMU facilitan la búsqueda de soluciones innovadoras a los problemas tradicionales de las compañías eléctricas y ofrecen ventajas potenciales, entre las que se mencionan: posibilidad de hacer estimaciones precisas sobre el estado del sistema a intervalos frecuentes, lo que permite controlar los fenómenos dinámicos desde un lugar central y tomar las medidas de control apropiadas; mejora de los análisis posteriores a las perturbaciones, ya que la sincronización

GPS permite obtener instantáneas precisas de los estados del sistema; posibilidad de implementar un sistema avanzado de protección a partir de las mediciones sincronizadas de fasores, con opciones para mejorar la respuesta global del sistema a los acontecimientos catastróficos; posibilidad de utilizar un sistema avanzado de control con realimentación a distancia, mejorando así el rendimiento de controladores de equipos.

3.8.3.4- Equipos FACTS

El desarrollo de los equipos FACTS (*Flexible AC Transmissions Systems*), basados en la electrónica de alta potencia, ofrece un nuevo y potente medio para afrontar con éxito los desafíos en transmisión. El flujo energético a lo largo de un sistema de transmisión está limitado por una o más de las siguientes características de la red: Límites de estabilidad; límites térmicos; límites de tensión; flujos en bucle, entre otras.

Técnicamente, las limitaciones de la transmisión de energía pueden eludirse siempre si se añade más capacidad de transmisión y/o generación. Los sistemas FACTS están diseñados para superar las limitaciones mencionadas, de modo que los operadores puedan alcanzar sus objetivos sin necesidad de añadir nuevos sistemas. Dado el carácter de los equipos electrónicos de alta potencia, la adopción de las soluciones FACTS estará justificada si la aplicación requiere uno o más de los siguientes atributos: rapidez de respuesta; variación frecuente de la potencia suministrada; suavidad de regulación de la potencia suministrada.

Según el tipo de equipo, es la forma en que se conectan al sistema para tener un mejor control de las variables de la red, unos se conectan en paralelo, otros en serie y algunos en serie-paralelo. Para mayor detalle de los tipos de equipos FACTS revisar Anexo 2.

Las ventajas se pueden agrupar en tres ámbitos: Control, Seguridad y Flexibilidad. En control, se pueden mencionar: mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas; permiten operar con niveles de carga seguros y cercanos a los límites térmicos de las líneas; mayor

capacidad de transferencia entre áreas controladas, permite reducir el margen de reserva en generación. En seguridad, tienden a incrementar la seguridad al aumentar el límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de cortocircuito y sobrecargas, previniendo salidas en cascada y limitando el efecto de otras fallas en el sistema; amortiguan oscilaciones del sistema, que dañan equipos y limitan la capacidad de transmisión; respuesta rápida a cambios en condiciones de red para proveer un control de flujo en tiempo real. Finalmente en el caso de flexibilidad, estos equipos proveen una mayor flexibilidad en la localización de nuevas plantas generadoras, sin perjuicio del sistema.

CAPÍTULO 4 - REDES INTELIGENTES APLICADAS A LA RED DE SUBTRANSMISIÓN METROPOLITANA

Considerando que las RRII serán la solución a los problemas actuales y futuros que enfrentarán las redes eléctricas, la primera pregunta que surge es cómo desarrollar este concepto en etapas y según las necesidades de las redes de nuestro país.

Los objetivos que asumimos primordiales para nuestras redes son:

- Mejorar la confiabilidad de las redes
- Mejorar la flexibilidad del sistema
- Mejorar la eficiencia operativa y de gestión de activos
- Mejorar la capacidad y los sistemas de las redes para integrar GD
- Mejorar la sostenibilidad del sistema

Dado que las RRII que se han desarrollado en el mundo tienen diferentes objetivos según las necesidades de cada lugar y no se encontró en la literatura un patrón que permitiera lograr los objetivos planteados, mediante el cumplimiento de etapas definidas, se decidió organizar una estructura que permitiera ir definiendo prioridades para lograr los objetivos propuestos de manera ordenada y factible.

4.1- Estructura para el Desarrollo de las Redes Inteligentes

Se estableció la siguiente estructura piramidal (figura 15) la cual posee en su base los Sistemas de Información y Comunicaciones, elementos que resultan indispensables y de primera necesidad para un desarrollo óptimo de las RRII para todos los niveles de tensión.

Un escalón más arriba se ubicó la Gestión de Líneas, uno de los principales activos de las empresas de Subtransmisión, y la Gestión de la Demanda, lo que permite hacer un mejor uso de la energía y de la red.

En el último escalón se encuentran la Gestión de Subestaciones de Interconexión, la cual a través de sistemas de monitoreo, automatización y reconfiguración de redes permitirían mejorar el factor de uso de los TI, piezas fundamentales del sistema, y la Gestión de la GD, la cual está en una etapa de desarrollo incipiente pero con altas expectativas de progreso gracias a varios impulsos que esta iniciativa ha estado recibiendo. Por ello la red debe estar preparada para en un futuro cercano recibir la inclusión de la GD.

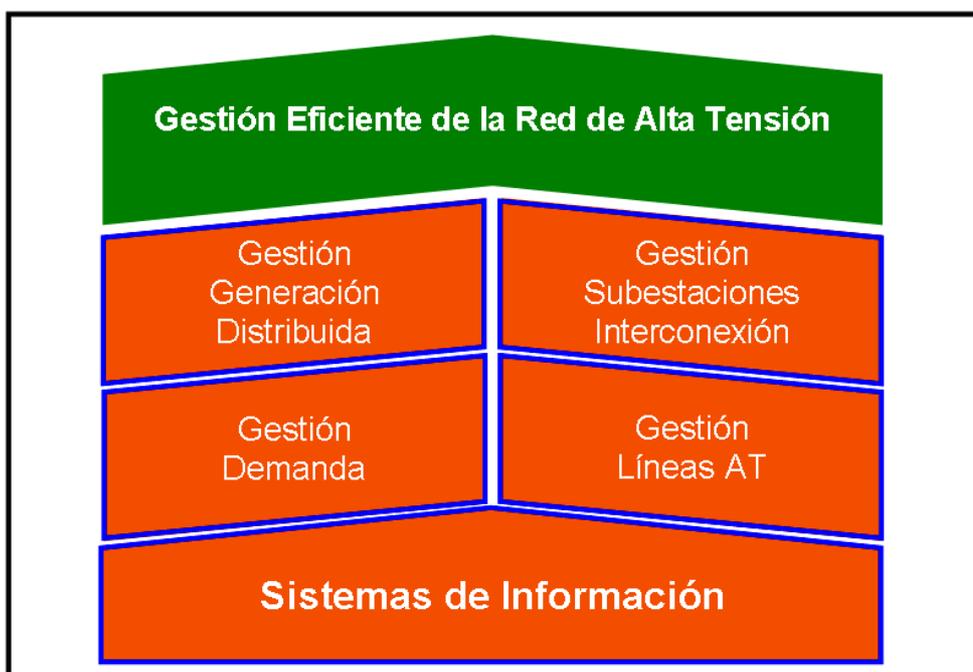


Figura 15: Estructura Piramidal para el Desarrollo de las Redes Inteligentes en AT

4.1.1- Sistemas de Información y Comunicaciones

Es un ítem extremadamente importante para el desarrollo de las RRII, ya que sin duda nos veremos enfrentados a una red mucho más activa y dinámica. Según la información recopilada, no existe ningún país que esté desarrollando

un plan de RRII sin antes realizar planes que consideran importantes inversiones en potenciar sus sistemas de información y comunicación, siendo considerados como el “sistema nervioso” de las RRII.

La red inteligente se alimenta de diversas fuentes y puntos, por lo que se basa en la recopilación y el análisis de un gran número de datos. Esto requiere el uso de software, hardware y redes de datos capaces de interactuar de forma rápida y eficiente.

Recordando que las RRII incluirán GD, participación de los usuarios y un mayor empleo de la automatización, todos estos aspectos precisan de una red de comunicaciones que conecte los dispositivos de protección y control desplegados en toda o gran parte de la red. Resultan requisitos claves la interoperabilidad y la fiabilidad, es decir, que todos los dispositivos de control y protección deben poder comunicarse a través de varios canales.

Por su parte, los sistemas de información resultan vitales a la hora de tomar decisiones, tanto de planificación como de la operación misma de la red, en la que una respuesta oportuna a eventos de contingencias podría evitar el colapso del sistema.

4.1.2- Gestión de Líneas de Alta Tensión

Este bloque se encuentra orientado a mejorar la eficiencia operativa y la gestión de activos. Requiere de gran cantidad de información, con la cual se podría lograr aumentar el factor de utilización, llevando a las líneas cerca de sus límites térmicos dinámicos y en tiempo real. La información necesaria para aquello proviene de estaciones atmosféricas de monitoreo y/o desde el propio conductor. Como ya se mencionó anteriormente, los factores más influyentes en la capacidad de transporte resultan ser la temperatura ambiente y el viento (velocidad y ángulo en que intersecta al conductor), por lo que una buena medición de estos factores permitiría a futuro generar perfiles de carga de las líneas y proyectar cuáles son los escenarios más críticos. Además, permitiría planificar cuáles son las mejores acciones a tomar cuando se enfrenten escenarios complejos, manteniendo los márgenes de seguridad del sistema.

4.1.3- Gestión de la Demanda

La gestión de la demanda es un concepto desarrollado a partir de la denominada respuesta a la demanda, mediante acuerdos de las empresas de transmisión con grandes clientes o clientes libres, pero principalmente las empresas de distribución con grandes empresas de alto consumo eléctrico. Éstas últimas han acordado reducir su consumo en horas punta o durante las horas en que se produce la máxima demanda eléctrica. Una red eléctrica inteligente permitiría que todos los consumidores fueran capaces de reducir sus consumos de energía con facilidad. La gestión de la demanda intenta influir en la manera de consumir electricidad, es decir, en cuánto y cuándo ésta se ha de consumir. La utilidad de la gestión de la demanda es principalmente para la operación del sistema eléctrico y consiste en identificar cuáles son las innovaciones estratégicas que podrían conseguir optimizar las curvas de demanda.

Según estimaciones realizadas a partir de experiencias piloto desarrolladas en otros países, si los precios de la electricidad se modificaran en función del aumento de la demanda, sobre todo en horas de mayor demanda, el consumo se reduciría en un 10% a un 15% durante las horas punta. Esta cantidad podría duplicarse, si los contadores inteligentes pudieran apagar equipos automáticamente, en el caso de que los registros de consumo aumentaran por encima de un determinado punto.

4.1.4- Gestión de Subestaciones de Interconexión

Este bloque también se encamina en la búsqueda de mejorar la eficiencia operativa y la gestión de activos. Uno de los ítems importantes es buscar alternativas que permitan equilibrar la carga de los TI. En el sistema de subtransmisión en estudio éstos no distribuyen homogéneamente la energía, a pesar de estar conectados en anillo, detectándose un importante desbalance en sus niveles de carga.

Para resolver esta problemática se manejan algunas alternativas, como el uso de equipos FACTS que permitirían limitar o redireccionar flujos de potencia,

de manera de reducir la carga de los transformadores más cargados. Otra alternativa, que está relacionada con reconfiguraciones de red, propone construir nuevas líneas que conecten más puntos de consumo con los transformadores menos cargados o realizar aperturas de líneas en el anillo de manera de realizar traspasos de carga entre los transformadores.

En primera instancia, la última opción resulta ser muy atractiva, ya que en teoría no se requiere ninguna inversión o bien una inversión muy menor, pero se debe tener en cuenta que frente a la apertura de líneas, la resistencia de los circuitos aumenta. Por consiguiente, las pérdidas eléctricas aumentarían y los niveles de carga de las líneas también sufrirían incrementos que podrían gatillar un adelanto en las obras de refuerzo de líneas.

Por otro lado, se corre un riesgo importante al realizar aperturas en el anillo, pues bajo esta nueva configuración se podría perder la solidaridad que existe entre ellos cuando se produce una falla. Sin embargo, el riesgo de eventuales contingencias en los puntos de interconexión podría ser minimizado si se aplicaran tecnologías y metodologías de redes autocorrectoras. Éstas permitirían que ante un evento de falla el sistema se reconfigure automáticamente, de manera de prestar respaldo al elemento fallado, disminuyendo así los efectos adversos que produciría a los usuarios finales. Para lograr este objetivo, sería necesario implementar una importante infraestructura de dispositivos electrónicos inteligentes capaces de automatizar las operaciones ante diferentes eventos de falla con una completa red de comunicaciones acorde a las exigencias que impone este desafío.

En el caso de las Subestaciones de Interconexión se puede perfeccionar el monitoreo de los equipos para desarrollar mejores planes de mantenimiento del tipo predictivo, de manera de detectar fallas incipientes y poder tomar acciones preventivas evitando fallas de gran envergadura, dada la gran cantidad de potencia que son capaces de aportar al interior del anillo de Subtransmisión.

4.1.5- Gestión de la Generación Distribuida

Una red inteligente está concebida en gran parte para conectar fuentes de energía renovables descentralizadas, de cogeneración, y distribuir energía de una manera más eficiente en materia de costes, con menos incidencia de los gases de efecto invernadero y en respuesta a las necesidades de los consumidores mediante avanzadas tecnologías de control y gestión de la red eléctrica.

Los pequeños generadores de energía renovable pueden situarse más cerca de los usuarios en lugar de tener una fuente centralizada de gran volumen y a una considerable distancia.

En este ítem, se encuentran una serie de desafíos para el sistema en su conjunto. La inclusión de las energías renovables podría generar problemas de coordinación de protecciones y/o de despacho y eventualmente sobrepasar la capacidad de algunas líneas que podrían no encontrarse en condiciones de aumentar el flujo por ellas. Por ello es necesario tener la información en tiempo real del estado de la red de manera disgregada y en su conjunto. Además, es necesario mantener el cumplimiento de los estándares de calidad de la energía eléctrica voltaje/frecuencia, lo que puede requerir equipo técnico adicional en el sistema eléctrico y soporte de otros servicios complementarios; y superar situaciones extremas, como interrupciones de suministro repentinas (ej. una falla en una unidad de generación) o la interrupción del sistema de transmisión.

Es en este punto donde aparece con fuerza la existencia de Centrales Eléctricas Virtuales (CEV) que interconectan diferentes centrales eléctricas reales (de diversa naturaleza, como solar, eólica e hidráulica) así como dispositivos de almacenamiento distribuidos en el sistema eléctrico mediante tecnología de la información. Esta CEV puede diseñarse/operarse para que cumpla siempre con un programa determinado. Desde la perspectiva del sistema eléctrico total, una CEV es similar a una central eléctrica convencional y simplificará la programación diaria. La variabilidad de algunas tecnologías de energía renovable se tiene en cuenta en la CEV y no es necesario que sea tratada en la planificación diaria del sistema eléctrico.

Un ejemplo de esto es el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) del operador español, inaugurado en junio de 2006, cuyo objetivo es dotar de una supervisión y un control más exhaustivos a la generación de energía renovable para integrar en el sistema eléctrico la máxima producción de energía de origen renovable. La función principal del CECRE es gestionar e integrar el régimen de producción especial en función de las necesidades del sistema eléctrico.

En España, todos los centros de producción de renovables con una potencia instalada total mayor de 10 MW deben ser controlados por un centro de control conectado directamente al CECRE. Esos centros de control de generación renovable (CCG) deben tener un control suficiente de las centrales para poder ejecutar las órdenes del CECRE en un plazo de 15 minutos en todo momento. Este avanzado intercambio de información de sistemas permite un control rápido y fiable de los activos de generación de renovables.

4.2- Focos de Profundización de la Memoria

Los tópicos en que profundizó la memoria son los siguientes:

- Gestión Líneas de Alta Tensión
- Gestión Subestaciones de Interconexión
- Gestión de la GD

4.2.1- Gestión Líneas de Alta Tensión

Los objetivos planteados para este tópico son los siguientes:

- Disminuir incertidumbre en modelación
- Gestionar inversiones
- Focalizar planes de mantenimiento
- Apoyo a la operación

Para lograr cumplir con estos objetivos se definieron las siguientes tareas específicas:

- Elaborar criterios para la ubicación de equipos de monitoreo de líneas, considerando aspectos de Planificación, Operación y Mantenimiento.
- Analizar resultados del monitoreo y proponer nuevos parámetros para el cálculo de capacidad de transmisión.

Primero se hará una pequeña introducción teórica respecto de los factores que influyen en la capacidad de transporte de los conductores, la que está íntimamente relacionada con la temperatura que alcanza el conductor, la ecuación que rige esta característica es

$$m \cdot c_p \cdot \frac{dT}{dt} = P_J + P_M + P_S - P_C - P_R - P_V \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

- m : masa del conductor por unidad de largo (en kg/m)
- c_p : calor específico del material del conductor (en J/kg °C) (en Al ~800)
- T : Temperatura del conductor (en °C)
- t : Tiempo (en s)
- P_J : Efecto Joule (en W/m)
- P_M : Efecto magnético (en W/m)
- P_S : Radiación solar (en W/m)
- P_C : Pérdida por convección (en W/m)
- P_R : Pérdida por radiación (en W/m)
- P_V : Pérdida por evaporación (en W/m)

Los factores más influyentes en la capacidad de transmisión de una línea eléctrica son:

- La velocidad y dirección del viento
- La temperatura ambiente

Los métodos para determinar la capacidad de transmisión son clasificados en 2 grandes categorías: capacidad estática y capacidad dinámica de transmisión [13].

El método estático es ampliamente utilizado debido a su simplicidad, ya que no requiere de la instalación de ningún tipo de monitoreo en la red. Para

calcular la capacidad de transmisión de la línea eléctrica se emplea la ecuación de balance calórico para el conductor en régimen permanente (Ec. 4.1), considerando un conjunto de parámetros atmosféricos representativos cuyos valores se asumen considerando la época del año en la cual se está realizando el cálculo y determinando las peores condiciones medioambientales y de operación, a las cuales se puede exponer la línea de transmisión.

El método dinámico está compuesto principalmente por mediciones en línea de variables eléctricas y/o climatológicas, estudio de las condiciones atmosféricas históricas para, a partir de dicho historial, realizar predicciones de capacidad o calcular, utilizando las condiciones reales de operación, la capacidad dinámica de transmisión de la línea.

Las posibilidades de incrementar la capacidad de transmisión radican principalmente en levantar las restricciones correspondientes a las condiciones de operación de la línea eléctrica. Si se utiliza el criterio de capacidad estática de transmisión, se debe evaluar las alternativas de cambiar los valores predeterminados de los parámetros atmosféricos y de temperatura de trabajo del conductor. Si se pretende utilizar la metodología denominada capacidad dinámica de transmisión, se debe determinar el mejor sistema a implementar para realizar el monitoreo de las variables que inciden en el cálculo de la capacidad de transmisión.

Hoy en día, dentro de la Región Metropolitana, existen dos tramos de líneas a los que se les ha hecho un seguimiento mediante la instalación de monitores de temperatura del conductor los cuales entregan una medición directa y en tiempo real de la carga del conductor y de la temperatura ambiente.

Para la instalación de estos monitores no es necesaria la desconexión de las líneas, permitiendo detectar los puntos críticos de operación del sistema. Estos tipos de dispositivos entregan importantes volúmenes de información por lo que se hace necesario un buen manejo en las bases de datos para utilizar de manera óptima la información recopilada.

Las ventajas de la monitorización se dividieron en tres bloques:

- Operaciones:
 1. Conocer la capacidad máxima de transmisión en línea para condiciones extremas de operación y para condiciones de contingencia, logrando realizar traspasos de carga óptima.
 2. Monitorear puntos críticos en puntos intermedios, los cuales por ahora no sean observados.
- Mantenimiento:
 1. Focalizar planes de mantenimiento identificando tramos con niveles elevados de temperatura y/o de mayor flecha. Esto permitirá una mejor gestión de flota.
- Planificación:
 1. Caracterización de las curvas de carga, determinando factor de diversidad de líneas y horarios de mayor exigencia.
 2. Visualización de cambios en la cargabilidad de las líneas frente a cambios en las condiciones de borde.
 3. Realizar ajustes a los modelos de flujo horario, permitiendo verificar resultados de flujo de carga en condiciones de contingencias o en condiciones extremas del sistema.
 4. Redefinición de capacidad máxima de transmisión, determinando las condiciones climáticas más frecuentes de forma sectorial, que permitan ajustar los niveles de capacidad de transmisión para la planificación.

4.2.1.1- Propuesta de criterios para la definición de los puntos de medición

Sabemos que los recursos económicos son limitados, es por ello que se elaboraron criterios para la definición de los puntos que resultaría conveniente monitorear. Con esta finalidad se definieron las siguientes etapas:

Etapa 1: Determinar candidatos

1. Tramos con sobrecarga N-1 en Hora de Demanda Máxima (Periodo).
2. Tramos con sobrecarga N-1 fuera de Hora de Demanda Máxima (Análisis curva de carga, Factor de Coincidencia).
3. Tramos críticos por operación CDEC.
4. Tramos críticos por fallas en puntos de interconexión.

Etapa 2: Aplicar Filtro a los candidatos

1. Tramos con proyectos en curso que no son postergables.

Etapa 3: Priorización

1. Tramos que registren mayor nivel de sobrecarga, independiente de la hora a la que esta se produzca.
2. Tramos que registren una mayor tasa de falla.
3. Tramos más propensos a no cumplir con las restricciones de distancias mínimas o que tenga vanos críticos por efectos de distancia entre sus torres.
4. Tramos inmersos en zonas de baja ventilación.
5. Tramos que tienen conductores cerca del final de su vida útil.

Para poner en práctica estos criterios, se decidió utilizar una aplicación en el software DigSilent que permite simular flujos horarios que sigan la curva de carga horaria, con el fin de saber de manera aproximada los niveles de carga que se registran en los diferentes tramos de línea del sistema de Subtransmisión de la Región Metropolitana.

Se seleccionaron el 30% de las líneas que registraron el mayor nivel de carga para los cuatro escenarios en estudio. Estos escenarios son:

- Invierno con Generadora Renca funcionando
- Invierno sin Generadora Renca funcionando
- Verano con Generadora Renca funcionando
- Verano sin Generadora Renca funcionando

Se hace esta división porque en invierno y verano se registran niveles de consumo muy disímiles, sumado a que la capacidad de los conductores es diferente por los cambios de temperatura ambiente. Además, la irrupción de la Central Renca en el sistema produce importantes cambios en los niveles de flujo dentro del sistema anillado.

Un último criterio fue el que los tramos que hubiesen quedado como tramos críticos para monitorizar, no fueran tramos consecutivos de manera de poder abarcar zonas amplias con un mismo monitor.

Luego con los criterios propuestos se elaboró un grupo con los tramos candidatos a ser monitoreados, los que quedaron a disposición de la compañía por representar información estratégica.

4.2.2- Gestión Subestaciones de Interconexión

El objetivo planteado para este punto es el de mejorar el factor de utilización de las instalaciones, principalmente enfocado a los TI.

La tarea trazada para lograr el objetivo planteado es el desarrollo de un modelo de optimización que simule toda la red de subtransmisión de la Región Metropolitana y que permita, a través de cambios topológicos, mejorar el factor de utilización de los puntos de interconexión.

En este tema se realizó una revisión a través del software DigSilent de los efectos que tendría cada una de las aperturas por sí sola de los interruptores ubicados en los extremos de las líneas del anillo, con el fin de tener un primer acercamiento con los resultados en términos de redistribución de flujos por efecto de la apertura de líneas. Además, esto permitió observar cuáles eran los transformadores que tenían un mayor nivel de carga.

El desarrollo de este modelo de optimización implica establecer una función objetivo y restricciones, además de definir los supuestos que incorpora el modelo. En este caso el objetivo planteado es minimizar el plan de inversiones en subestaciones de interconexión y líneas. Las restricciones asociadas al modelo son básicamente cumplir con los estándares de calidad en

operación normal y mantener los estándares de seguridad ante contingencias. Las consideraciones que se tomaron para el desarrollo de este modelo fue mantenerse dentro de los márgenes de operación en nivel de tensión, pérdidas y respaldo.

El objetivo concreto del modelo es ser una herramienta que entregue configuraciones de red, que permitan optimizar el factor de utilización de las instalaciones de manera económica, conservando los estándares de seguridad. Para ello se ideó un modelo denominado *Modelo de Radialización*. Este *Modelo de Radialización* consta de 3 módulos como se observa en la Figura 16.

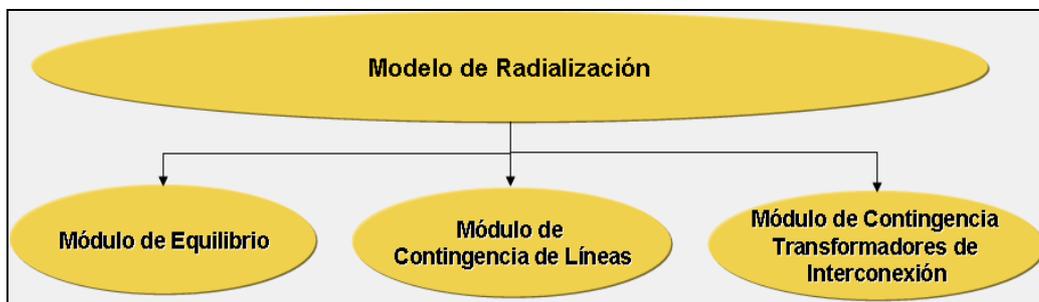


Figura 16: Módulos del Modelo de Radialización

A continuación, se describirá el objetivo de cada uno de los módulos desarrollados para el modelo.

- *Módulo de Equilibrio:* Tiene por objetivo equilibrar la carga de los TI, mediante la apertura de interruptores en los extremos de las líneas en 110 kV que conforman el anillo de subtransmisión en estudio.
- *Módulo de Contingencia de Líneas:* Este módulo tiene por objetivo evaluar los refuerzos de Líneas que debieran realizarse debido a las nuevas configuraciones propuestas por el Módulo de Equilibrio.
- *Módulo de Contingencia Transformadores de Interconexión:* Este último módulo es el encargado de verificar los niveles de seguridad del anillo, aplicando contingencias en los puntos de interconexión, utilizando reconfiguración de anillo y evaluando el nivel de carga desprendida.

La unión de estos tres módulos forma el *Modelo de Radialización*, el que será explicado con más detalle en el capítulo 5.

4.2.3- Gestión de la Generación Distribuida

El objetivo planteado para este tópico es el de evaluar posibles postergaciones de inversiones a partir de la masificación de la GD en la Región Metropolitana.

Para cumplir con el objetivo planteado se propuso elaborar un estudio que determine el impacto de la GD, en particular, de las posibilidades de Cogeneración dentro de la zona de estudio.

Otros tipos de GD quedan descartados de este análisis debido a las características propias de la Región Metropolitana, la cual no posee condiciones favorables para la instalación de generadores eólicos, el viento dentro de la zona de estudio es de mala calidad, además de que este tipo de tecnología es desarrollada principalmente en zonas de baja densidad poblacional, debido a las dimensiones que tienen este tipo de generadores para realizar aportes significativos a la red.

La generación por biogás se descarta también porque se ha determinado que estos proyectos no son rentables, ya que los actuales vertederos de Santiago no fueron diseñados con este fin. En el mediano plazo podría eventualmente reevaluarse esta posibilidad para una ciudad que produce toneladas y toneladas de basura, es más, en 2004, cada chileno y chilena, según el Sistema Nacional de Información Ambiental (SINIA), produce un promedio de 1.000 gramos (1 kilogramo) de desechos al día, lo que significa la generación de entre 6 y 7 mil toneladas de basura al día en la Región Metropolitana.

La generación por biomasa también queda descartada debido a que este tipo de generación se origina a partir de la quema de basura. El tratamiento para realizar la quema y controlar las altas emisiones requiere grandes inversiones. Experiencias que se han desarrollado en otros países como Japón, Inglaterra, Dinamarca han resultado muy exitosas.

La generación vía celdas fotovoltaicas por ahora se desprecia dado que la generación que se logra a través de este sistema es marginal para las superficies que se manejan dentro de la ciudad, además, los elevados costos de esta tecnología no la hace competitiva en Santiago.

Se realizó un estudio por parte de la empresa distribuidora, en el que se determinó que para más de un centenar de industrias la cogeneración en el escenario actual resultaría rentable como un proyecto con un horizonte de evaluación de 15 años con un potencial mayor a los 300 MW distribuidos en todo el contorno de la ciudad de Santiago, pero resulta que la rentabilidad de estos proyectos es muy sensible a la variación de precios de la energía eléctrica y de los combustibles.

El impacto que la GD puede lograr en el sistema en estudio, es el llamado “enmascaramiento” de la demanda. Este nombre es utilizado por los operadores de las redes en España, quienes llevan varios años de desarrollo en este tipo de tecnologías. Dicho “enmascaramiento” hace referencia a que la inclusión de la GD en la red produce distorsiones sobre los niveles de demanda de energía, ya que el sistema en su conjunto solo observa una disminución de la demanda cuando los generadores distribuidos entran en operación y como estos medios están tan atomizados, no les resulta claro el nivel de consumo real que se produce en su sistema.

La inclusión de la GD en el sistema de subtransmisión en estudio podría provocar un adelanto en las inversiones de líneas y en protecciones, pero eventualmente podría retrasar otras inversiones y disminuir las pérdidas en la red.

CAPÍTULO 5 - OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

5.1- Filosofía del Modelo

Este modelo nace de la necesidad de buscar alternativas para buscar la máxima eficiencia de activos para el sistema en estudio, lo que se traduciría en equilibrar la carga de los TI y evitar mayores intervenciones dentro de la red de la Región Metropolitana.

Esta búsqueda de alternativas también se forja con la intención de desplazar grandes inversiones, como significa la instalación de un nuevo banco de transformadores o más radical aún, lo que significaría establecer un nuevo punto de interconexión.

Tener un modelo que permita manejar los plazos de la realización de proyectos significaría una muy buena herramienta para la planificación del sistema, e incluso podría ser utilizada cuando se enfrentan situaciones extremas en la operación de la red en que los TI estén operando cerca de los límites de su capacidad.

Este modelo busca proponer cambios en la topología de la red de Subtransmisión, mediante la apertura de uno o más circuitos del anillo, forzando la redistribución de flujos, pero siempre manteniendo las restricciones de estabilidad, seguridad y dentro de los márgenes de operación permitidos, asegurando una buena calidad de servicio.

5.2- Descripción del Modelo

La capacidad de la red de subtransmisión [49] debe ser suficiente para abastecer la demanda en operación normal y bajo distintas contingencias, las cuales ocurren cuando uno o más elementos de la red salen del sistema debido a situaciones no previsibles. En operación bajo contingencia, los flujos de potencia se redistribuyen y pueden provocar la saturación de líneas o transformadores que en operación normal están dentro sus rangos operacionales.

En cada escenario de análisis puede cambiar la demanda, las inyecciones, los tipos de barra y la capacidad de las líneas de transmisión. Los escenarios más típicos son invierno y verano, en los cuales la distribución de carga cambia, la temperatura ambiente modifica la capacidad de las líneas de transmisión y las inyecciones se ven afectadas, debido a la diferencia en las lluvias.

En el modelo se consideran las ecuaciones completas de flujo de potencia, es decir, se considera un flujo AC (Alternating Current) para la planificación. Un sistema de subtransmisión es generalmente enmallado y con líneas de transmisión cuya razón reactancia-resistencia no es lo suficientemente grande, esto puede producir errores considerables en el cálculo de los flujos de potencia al realizar aproximaciones del tipo flujo DC.

En el contexto de calidad de servicio y estabilidad del sistema, la red de subtransmisión debe estar diseñada de tal forma de mantener el voltaje en las barras de carga dentro de ciertos rangos operacionales. Además, debe ser robusta ante análisis de contingencias de criterio $N - 1$, es decir, debe mantener los niveles de tensión ante la salida de cualquier elemento de la red. Conjuntamente, se deben mantener los voltajes dentro de sus rangos bajo distintos escenarios de inyección y de demanda.

Los flujos de potencia que circulan por cada una de las líneas de transmisión pueden ser determinados resolviendo un sistema de ecuaciones no-

lineales. Este sistema presenta dos dificultades para su resolución: puede tener múltiples soluciones debido a la no-linealidad y las funciones son no-convexas.

La multiplicidad de soluciones en un flujo de potencia es una dificultad porque podría obtenerse una solución que no corresponde a un punto de operación factible de un SEP. La no-convexidad de las funciones, por su parte, complica la convergencia de los algoritmos de resolución de sistemas no-lineales.

Para determinar las líneas con sobrecarga se deben conocer los flujos de potencia para cada contingencia y/o combinación de apertura realizada en el escenario en estudio, esto implica que se debe resolver muchas veces el sistema de ecuaciones no-lineales, incrementando así el tamaño del problema.

Las variables operacionales pueden influir bastante en los costos de las decisiones estratégicas, basta con que en un período se logren modificar los flujos de tal forma de permitir un retraso de un año en alguna inversión de capacidad para mejorar significativamente el Valor Actualizado de Costos (VAC).

Se pretende desarrollar un algoritmo iterativo que resuelva el problema en su conjunto, es decir, considerando tanto flujos de potencia activa como reactiva y una visión global del escenario de evaluación. El objetivo general es determinar la topología que permita mejorar el factor de utilización de las instalaciones.

Las variables de estado del modelo corresponden a los flujos de potencia y a los voltajes de la red para el escenario planteado.

Las restricciones del modelo se pueden clasificar en tres tipos:

- Restricciones de flujo de potencia,
- Restricciones operacionales de la red y
- Restricciones de control.

Las restricciones de flujo de potencia corresponden a las ecuaciones básicas que rigen el comportamiento eléctrico de un SEP. Las restricciones operacionales corresponden a las limitaciones impuestas al sistema en cualquier

estado de operación, las cuales pueden ser de origen físico, legal o de estabilidad del SEP. Y las restricciones de control corresponden a los grados de libertad para las variables de control.

En esta parte se describen las ecuaciones que rigen el comportamiento de un SEP y las condiciones que se deben cumplir para tener flujos de potencia operacionales (Grainger y Stevenson, 1994; Gómez, 2003) [50].

Un flujo operacional es aquel que además de satisfacer las ecuaciones no-lineales de flujos de potencia también cumplen con las restricciones operacionales: voltaje, capacidad y factor de potencia en los puntos de interconexión.

Después de analizar las ecuaciones básicas y el espacio factible de soluciones, se plantea un modelo de optimización para determinar flujos operacionales, donde las ecuaciones básicas de potencia se plantean como restricciones del problema de optimización no-lineal.

5.2.1- Ecuaciones Básicas

La intensidad de corriente que sale de cada barra del sistema está determinada por la ley de corrientes de Kirchhoff:

$$I_i = \sum_j Y_{ij} \cdot V_j \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Donde:

I_i corresponde al fasor de intensidad de corriente que sale de la barra i ,

V_j corresponde al fasor de voltaje en la barra j

Y_{ij} corresponde al coeficiente (i,j) de la matriz de admitancias de la red eléctrica.

Consideremos el modelo pi para las líneas de transmisión.

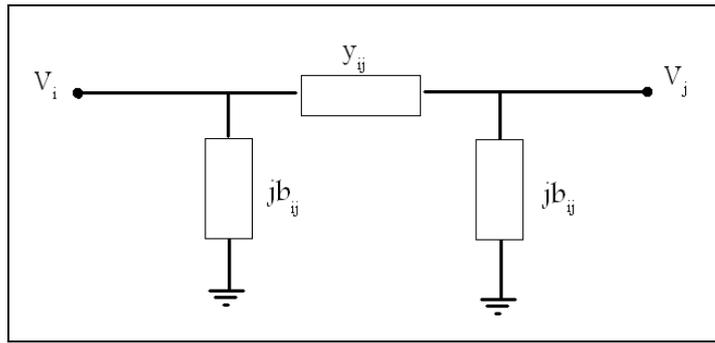


Figura 17: Modelo pi para líneas de transmisión

Donde:

y_{ij} es la admitancia serie (fasor) de la línea (i, j)

b_{ij} es la susceptancia paralelo (escalar) en cada extremo de la línea.

De esta forma, los coeficientes de la matriz de admitancias corresponden

a:

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad \forall (i, j) : i \neq j \quad (\text{Ec. 5.2})$$

$$Y_{ii} = \sum_{j \neq i} (y_{ij} + jb_{ij}) \quad \forall i \quad (\text{Ec. 5.3})$$

La potencia inyectada al sistema por la barra i está determinada por la expresión (5.4):

$$S_i = V_i \cdot I_i^* = V_i \cdot \left[\sum_j Y_{ij} \cdot V_j \right]^* = V_i \cdot \sum_j Y_{ij}^* \cdot V_j^* \quad (\text{Ec. 5.4})$$

Esta expresión define una ecuación compleja para cada barra del sistema, por lo cual, en un sistema eléctrico de n barras se tendrán $2n$ ecuaciones.

Los flujos de potencia, por su parte, quedan completamente determinados una vez conocidos los voltajes en cada una de las barras. Es más, lo que realmente importa son las diferencias de voltaje. Es por esta razón que siempre es posible designar alguna barra de generación con capacidad suficiente como barra de referencia, a la cual se le puede asignar un voltaje en forma arbitraria, tanto en magnitud como en ángulo. El resto de las barras del sistema se pueden

clasificar como barras de carga o de generación. En las barras de carga se conoce tanto la potencia activa como la reactiva y las variables son la magnitud del voltaje y el ángulo, en las barras de generación se conoce la potencia inyectada al sistema y la magnitud del voltaje mientras que las variables son la potencia reactiva y el ángulo del voltaje.

5.2.2-Tipos de Barras y Parámetros

A continuación se presenta una tabla con los tipos de barras asociadas a sus parámetros de referencia y sus variables.

Tabla 6: Variables en un sistema eléctrico de potencia

Tipo de barra	Parámetros	Variables
Referencia	V, δ	P, Q
Carga	P, Q	V, δ
Generación	P, V	Q, δ

Para cualquier tipo de barra, entonces, se tienen dos variables. Por ende, si la red de potencia tiene n barras, el sistema de ecuaciones determinado por la ecuación (5.4) tendrá $2n$ ecuaciones no-lineales y $2n$ variables.

Si consideramos los fasores como:

$$\begin{aligned}
 V_i &= V_i \angle \theta_{ij} \\
 y_{ij} &= y_{ij} \angle \gamma_{ij} \\
 S_i &= P_i + jQ_i
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 5.5}$$

los coeficientes de la matriz de admitancias se pueden escribir así:

$$\begin{aligned}
 Y_{ij} &= -y_{ij} \angle \gamma_{ij} & \forall (i, j) : i \neq j \\
 Y_{ii} &= \sum_{j \neq i} (y_{ij} \angle \gamma_{ij} + jb_{ij}) & \forall i
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 5.6}$$

y la potencia total inyectada al sistema en la barra i

$$S_i = V_i \cdot I_i^* = V_i \cdot \left[\sum_j Y_{ij} \cdot V_j \right]^* = V_i \cdot \sum_j Y_{ij}^* \cdot V_j^* \quad (\text{Ec. 5.7})$$

$$S_i = V_i \cdot Y_{ii}^* \cdot V_i^* + \sum_{j \neq i} V_i \cdot Y_{ij}^* \cdot V_j^*$$

$$S_i = V_i \cdot \sum_{j \neq i} (y_{ij} + jb_{ij})^* \cdot V_i^* - \sum_{j \neq i} V_i \cdot y_{ij}^* \cdot V_j^*$$

$$S_i = \sum_{j \neq i} \left[V_i \cdot (y_{ij} + jb_{ij})^* \cdot V_i^* - V_i \cdot y_{ij}^* \cdot V_j^* \right]$$

$$S_i = \sum_{j \neq i} \left[V_i^2 \cdot (y_{ij} \angle (-\gamma_{ij}) - jb_{ij}) - V_i \cdot V_j \cdot y_{ij} \angle (\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \right] \quad (\text{Ec. 5.8})$$

El interior de la sumatoria corresponde al flujo de potencia que circula entre la barra i y la barra j .

$$S_{ij} = V_i^2 y_{ij} \angle (-\gamma_{ij}) - jb_{ij} V_i^2 - V_i \cdot V_j \cdot y_{ij} \angle (\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \quad (\text{Ec. 5.9})$$

$$S_i = \sum_{j \neq i} S_{ij}$$

Luego, descomponiendo los flujos en la parte activa (P_{ij}) y la parte reactiva (Q_{ij}) obtenemos las ecuaciones básicas de los flujos de potencia que circulan en un SEP.

$$P_{ij} = -V_i \cdot V_j \cdot y_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) + V_i^2 \cdot y_{ij} \cdot \cos(\gamma_{ij}) \quad (\text{Ec. 5.10})$$

$$Q_{ij} = -V_i \cdot V_j \cdot y_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) - V_i^2 (y_{ij} \cdot \text{sen}(\gamma_{ij}) + b_{ij}) \quad (\text{Ec. 5.11})$$

Con lo cual, podemos escribir las potencias activas (P_i) y las potencias reactivas (Q_i) inyectadas en la barra i como una función lineal de los flujos que salen de dicha barra.

$$P_i = \sum_{j \neq i} P_{ij} \quad (\text{Ec. 5.12})$$

$$Q_i = \sum_{j \neq i} Q_{ij} \quad (\text{Ec. 5.13})$$

Notar que la cantidad de subíndices, es lo único que diferencia las variables de potencia total inyectada en barra, de las variables de las de flujos de potencia por línea.

Las variables P_i y Q_i son positivas cuando se inyecta potencia en la barra i y negativas cuando se absorbe potencia. En particular, para todas las barras de carga estas variables estarán fijas y serán negativas.

5.2.3- Descomposición de la Potencia Inyectada

Con la finalidad de un manejo más claro y eficiente de la información es conveniente descomponer la potencia total inyectada en cada barra i (P_i y Q_i) en tres partes: inyección de potencia, demanda y banco de reactivo.

$$P_i = P_{iny_i} - P_{dem_i} \quad (\text{Ec. 5.14})$$

$$Q_i = Q_{iny_i} - Q_{dem_i} + Q_{ban_i} \quad (\text{Ec. 5.15})$$

Donde:

P_{iny_i} corresponde a la potencia activa inyectada en cada barra i .

Q_{iny_i} corresponde a la potencia reactiva inyectada en cada barra i .

P_{dem_i} corresponde al consumo de potencia activa en la barra i .

Q_{dem_i} corresponde al consumo de potencia reactiva en la barra i .

Q_{ban_i} corresponde a la inyección de potencia reactiva de un posible banco de condensadores ubicado en la barra i .

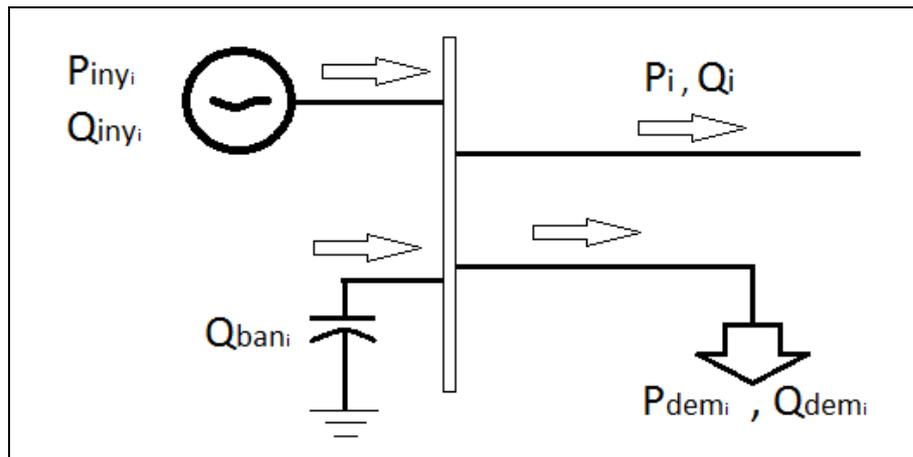


Figura 18: Descomposición de la potencia inyectada

La inyección de potencia (P_{iny_i} y Q_{iny_i}) en cada barra i puede ser producto de un generador conectado a la barra o de una línea del sistema de transmisión que aporta grandes niveles de potencia provenientes de centrales lejanas. En este último caso, la inyección es modelada como un generador equivalente.

5.2.3.1- Factor de Potencia de las Inyecciones

Si la inyección de potencia en una determinada barra es producto de un generador o de una línea del sistema de transmisión, en ambos casos es muy importante tener controlado el factor de potencia de la inyección. Para el caso de un generador, esto se debe a las limitaciones técnicas del mismo, mientras que para una línea del sistema de transmisión se busca no saturar la línea con potencia reactiva, la cual puede ser aportada localmente. Hoy en día, la legislación eléctrica, aplica sanciones monetarias cuando se presenta un exceso de consumo de reactivo del sistema de transmisión.

Es por esta razón que es importante diferenciar en el modelo cada una de las fuentes de inyección en forma separada, aunque estén conectadas a la misma barra.

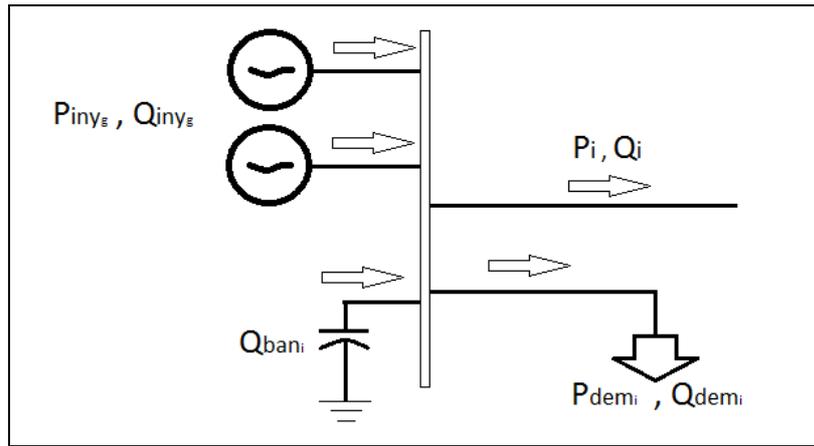


Figura 19: Múltiples inyecciones en una misma barra

Consideraremos el subíndice g para indicar cada fuente de inyección y sea Iny_i el conjunto de inyecciones conectadas a la barra i . De esta forma, la potencia total inyectada al sistema por la barra i se puede escribir de la siguiente forma:

$$P_i = \sum_{g \in Iny_i} P_{iny_g} - P_{dem_i} \quad (\text{Ec. 5.16})$$

$$Q_i = \sum_{g \in Iny_i} Q_{iny_g} - Q_{dem_i} + Q_{ban_i} \quad (\text{Ec. 5.17})$$

Si fuese necesario diferenciar cada consumo o banco de reactivo conectado en una misma barra, podría hacerse de la misma forma.

Si consideramos que las fuentes de inyección sólo permiten inyectar potencia al sistema las variables P_{iny_g} y Q_{iny_g} deben ser siempre no-negativas.

Con esta descomposición para la potencia total de inyección se puede determinar el factor de potencia de cada una de las fuentes de inyección g de la siguiente forma:

$$fp_g = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{Q_{iny_g}}{P_{iny_g}} \right) \right) \quad (\text{Ec. 5.18})$$

Este valor siempre es positivo debido a la condición de no-negatividad de la inyección de potencia activa y reactiva.

Luego, las ecuaciones (Ec. 5.12) y (Ec. 5.13) se pueden reformular de la siguiente forma:

$$\sum_{g \in Iny_i} P_{iny_g} - P_{dem_i} = \sum_{j \neq i} P_{ij} \quad (\text{Ec. 5.19})$$

$$\sum_{g \in Iny_i} Q_{iny_g} - Q_{dem_i} + Q_{ban_i} = \sum_{j \neq i} Q_{ij} \quad (\text{Ec. 5.20})$$

5.2.4- Límites de operación

Existen distintas restricciones en la operación de un SEP. Una de las más importantes es la restricción de voltajes debido a estabilidad del sistema, calidad de suministro y normativas legales. Esta restricción consiste en mantener todos los voltajes de la red dentro de ciertos rangos operacionales y será representada en el modelo de la siguiente forma en este modelo:

$$V_i^- \leq V_i \leq V_i^+ \quad \forall i \in B \quad (\text{Ec. 5.21})$$

Donde B corresponde al conjunto de barras del sistema y $[V_i^-, V_i^+]$, es el rango operacional de voltaje en cada barra i .

Las líneas de transmisión, por su parte, tienen una capacidad de transmisión de potencia aparente que no puede ser superada sin dañar el conductor, la cual puede ser modelada de la siguiente forma:

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq Cap_{ij}^2 \quad \forall (i, j) \in L \quad (\text{Ec. 5.22})$$

Donde Cap_{ij} corresponde a la capacidad de la línea (i, j) y L es el conjunto de líneas del sistema.

Cada una las fuentes de inyección de potencia, a su vez, puede tener un factor de potencia acotado, esta restricción operacional puede escribirse a partir de la ecuación (Ec. 5.18) de la siguiente forma:

$$\cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{Q_{iny_g}}{P_{iny_g}} \right) \right) \geq fp_g^-$$

$$Qiny_g \leq Piny_g \cdot \tan\left(\cos^{-1}\left(fp_g^-\right)\right) \quad (\text{Ec. 5.23})$$

Donde fp_g^- corresponde al factor de potencia mínimo que es permitido para la fuente de inyección g , esta restricción limita superiormente la inyección de potencia reactiva. Además, la red de subtransmisión no debe inyectar potencia activa ni reactiva al sistema de transmisión, situación que puede ocurrir cuando existe un exceso de bancos de condensadores en la red o cuando la inyección total de potencia activa es superior a la demanda más las pérdidas. Esta condición puede ser modelada como restricciones de signo para las variables de inyección:

$$Piny_g, Qiny_g \geq 0 \quad (\text{Ec. 5.24})$$

De esta forma, las restricciones operacionales quedan definidas por (Ec. 5.21), (Ec. 5.22), (Ec. 5.23) y (Ec. 5.24).

5.2.5 Flujos Operacionales

El sistema de ecuaciones no-lineales definidas por la ecuación (Ec. 5.4) tiene $2n$ ecuaciones y el mismo número de variables. Sin embargo, su no-linealidad produce que el sistema pueda tener múltiples soluciones, de las cuales sólo una de ellas corresponde a un flujo de potencia factible.

El conjunto de restricciones operacionales define un dominio operacional del sistema eléctrico, el cual restringe el espacio de soluciones del sistema de ecuaciones no lineales definido por ecuación (Ec. 5.4). De esta forma, se puede garantizar que este sistema tenga, como máximo, una única solución dentro del dominio operacional. En particular, definiendo un rango de voltajes suficientemente pequeño en torno al voltaje nominal, se puede asegurar una única solución y que corresponde a una solución real de un flujo de potencia.

A partir de ahora diremos que un flujo de potencia corresponde, además, a un flujo operacional si satisface las siguientes restricciones:

$$P_{ijc} = -V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) + V_i^2 \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\gamma_{ij}) \quad (\text{Ec. 5.25})$$

$$Q_{ijc} = -V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) + V_i^2 \cdot (Y_{ij} \cdot \sin(\gamma_{ij}) + b_{ijc}) \quad (\text{Ec. 5.26})$$

$$\sum_{g \in \text{Iny}_i} P_{iny_g} - P_{dem_i} = \sum_{j \neq i} P_{ij} \quad (\text{Ec. 5.27})$$

$$\sum_{g \in \text{Iny}_i} Q_{iny_g} - Q_{dem_i} + Q_{ban_i} = \sum_{j \neq i} Q_{ij} \quad (\text{Ec. 5.28})$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq Cap_{ij}^2 \quad (\text{Ec. 5.29})$$

$$V_i^- \leq V_i \leq V_i^+ \quad (\text{Ec. 5.30})$$

$$Q_{iny_g} \leq P_{iny_g} \cdot \tan(\cos^{-1}(fp_g^-)) \quad (\text{Ec. 5.31})$$

$$P_{iny_g}, Q_{iny_g} \geq 0 \quad (\text{Ec. 5.32})$$

Las restricciones (Ec. 5.25), (Ec. 5.26), (Ec. 5.27) y (Ec. 5.28) definen un flujo de potencia tradicional y corresponden a las restricciones de flujo de potencia, mientras que (Ec. 5.29), (Ec. 5.30), (Ec. 5.31) y (Ec. 5.32) limitan las soluciones al espacio operacional del SEP y corresponden a las restricciones operacionales del modelo.

5.3- Elementos de Planificación en el Modelo

En esta sección se describirán las consideraciones que se deben tener en cuenta en la planificación de la red y que sientan un precedente importantísimo en el desarrollo del modelo.

En este caso se consideran como elementos de planificación en el modelo:

- Contingencias
- Escenarios
- Circuitos en paralelo
- Combinaciones
- Factor de Potencia
- Función objetivo

5.3.1- Contingencias

Una contingencia es un evento imprevisto que ocurre en la red y que afecta en la distribución de los flujos de potencia. Las más habituales corresponden a fallas en transformadores o líneas de transmisión provocando la salida del elemento. Uno de los objetivos de la planificación es que la red sea capaz de mantenerse dentro de las restricciones operacionales ante la salida de cualquier elemento de la red. Esto se conoce como criterio de contingencia $n-1$.

Considerando que se desean analizar K contingencias. En cada una de ellas, al menos una línea de transmisión o un transformador sale del sistema, lo cual modifica el conjunto de arcos (líneas y transformadores) de la red. Sea L_k el conjunto de arcos activos en cada contingencia $k=0, \dots, K$, donde $k=0$ corresponde al caso normal, es decir, con todos los elementos de red operando correctamente.

Como las contingencias ocurren en forma imprevista, no es posible ajustar la posición de los taps en estos casos.

5.3.2- Escenarios

El diseño topológico de la red debe ser tal de mantener su operación bajo distintos escenarios de demanda e inyección. Por ejemplo, invierno y verano se consideran como escenarios distintos ya que cambia la demanda, la distribución

de carga, las inyecciones y las capacidades de las líneas. Estas últimas se deben a las eventuales diferencias de temperatura entre los escenarios.

Si bien el modelo considera el análisis de un escenario estático, pueden definirse diferentes capacidades con la inclusión del parámetro denominado razón de cambio de capacidad de la línea o transformador según el escenario (ρ_{ije}), parámetro que también puede ser utilizado para definir un nivel de sobrecarga admisible.

Como los escenarios corresponden a situaciones conocidas y previsibles, se considera que la posición de los taps puede ser modificada por escenario. Luego, las variables de control pueden reescribirse de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} a_{ij}^- \leq a_{ije} \leq a_{ij}^+ & \quad \forall (i, j) \in T, e \in E \\ \alpha_{ij}^- \leq \alpha_{ije} \leq \alpha_{ij}^+ & \quad \forall (i, j) \in T, e \in E \end{aligned} \quad (\text{Ec. 5.33})$$

En donde T corresponde al conjunto de transformadores con taps ajustables presentes en la red y se ha agregado un nuevo subíndice a las variables de control para identificar el escenario correspondiente.

5.3.3- Circuitos paralelos

Para considerar circuitos paralelos, consideremos que cada línea queda completamente definida por tres índices (i, j, c) , para representar la línea que va desde la barra i hasta la barra j por el circuito c . Todas las restricciones de línea se deben replicar para cada circuito, mientras que las restricciones balance de potencia deben escribirse de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \sum_{g \in Iny_i} Piny_{gke} - Pdem_{ike} + Pd_{ike} &= \sum_{j \neq i} \sum_c P_{ijcke} & \quad \forall i, k, e \\ \sum_{g \in Iny_i} Qiny_{gke} - Qdem_{ike} + Qd_{ike} &= \sum_{j \neq i} \sum_c Q_{ijcke} & \quad \forall i, k, e \end{aligned} \quad (\text{Ec. 5.34})$$

La expresión del lado izquierdo en estas ecuaciones corresponde a la potencia total inyectada al sistema por la barra i bajo k la contingencia en el escenario e . Mientras que P_{ijcke} y Q_{ijcke} representan los flujos de potencia por la línea (i, j, c) en contingencia k y escenario e .

5.3.4- Combinaciones

Cuando nos referimos a combinaciones, nos referimos a las diferentes alternativas de apertura que tenemos en el sistema, estas aperturas son realizadas a través de interruptores de poder, los cuales pueden realizar apertura bajo carga. Estos interruptores de poder se encuentran distribuidos en muchos puntos de la red y su operación está asociada generalmente a maniobras en que se detecta una falla o se prepara alguna actividad de mantenimiento para un equipo.

Esta vez, son los interruptores de poder que se encuentran en los extremos de línea del anillo los que consideraremos como variables estratégicas, estos permitirán realizar cambios topológicos en la red que determinaran una redistribución en los flujos de energía.

Considerando que se determina analizar B combinaciones. En cada una de ellas, al menos un interruptor de poder opera, lo que se traduce en la apertura de un extremo de la línea, obligando a que las cargas de ese circuito sean alimentados por el extremo cerrado, lo cual modifica la topología de la red.

5.3.5- Factor de potencia

La restricción de factor de potencia en cada una de las fuentes de inyección será considerada previa al análisis del escenario en estudio. Es decir, esta restricción no se aplica cuando la red se encuentre bajo alguna contingencia y/o combinación.

5.4- Función Objetivo

El objetivo final del modelo es desplazar inversiones, principalmente cuando estas sean requeridas en los puntos de interconexión. Si bien el objetivo es claro, la función objetivo que representa esto, no lo es.

Es por ello que surgieron distintas alternativas como función objetivo, tal como:

$$F.O.(1) = \min \left\{ \sum_{t \in T} (\bar{q}_t - q_t)^2 \right\} \quad (\text{Ec. 5.35})$$

$$F.O.(2) = \min \left\{ \sum M_e \cdot CL_{ij,e} + \sum_{t \in T} N_e \cdot (q_{te} - \bar{q}_{te})^2 \right\} \quad (\text{Ec. 5.36})$$

$$F.O.(3) = \min \left\{ \sum M_e \cdot CL_{ij,e} + \sum_{t \in T} N_e \cdot (q_{te} - \bar{q}_{te})^2 + Perd_e \right\} \quad (\text{Ec. 5.37})$$

Donde:

q_t corresponde a la carga de cada TI

\bar{q}_t corresponde a la carga promedio de los TI

M_e corresponde a un ponderador creado para asignar un peso al costo de inversión en líneas en la función objetivo en el escenario e

$CL_{ij,e}$ corresponde al costo de inversión que implica la expansión de capacidad de la línea (i, j) en el escenario e

N_e corresponde a un ponderador creado para asignar un peso al costo de inversión en TI en la función objetivo en el escenario e

$Perd_e$ corresponde a las pérdidas en el sistema en el escenario e

Las tres funciones objetivo presentadas van aumentando en complejidad de cálculo, a continuación se detallan las ventajas de cada una y sus deficiencias.

La $F.O.(1)$ plantea como único objetivo el equilibrar la carga de los TI a través de la fórmula de la dispersión también conocida como ley de los mínimos

cuadrados que garantiza la búsqueda de un equilibrio entre sus términos. Es una función objetivo sencilla que logra tomar el punto esencial que persigue este modelo, sin embargo, presenta algunas deficiencias debido a que no toma en cuenta la alternativa de reforzar las líneas de transmisión, como para desplazar una inversión en un punto de interconexión.

La $F.O.(2)$ trata de solucionar esta deficiencia agregando un término que pretende reflejar la importancia que tiene considerar la inversión en las líneas a la hora de definir un plan de inversiones, además la inclusión de esta variable permite tener una mayor flexibilidad según el peso que se le asignen a los ponderadores M_e y N_e los que pueden influir fuertemente en el resultado del modelo. Un elemento no considerado en esta función objetivo es indicar cuánto ha influido el posible cambio topológico en las pérdidas que registra el sistema.

La $F.O.(3)$ trata de recoger esta inquietud y propone agregar un término más a esta función objetivo que represente el valor de las pérdidas registradas en el sistema, las cuales debieran verse afectadas por las variaciones topológicas de la red, probablemente debieran aumentar las pérdidas conforme se pierda el enmallamiento y los circuitos en paralelo.

Una deficiencia que es atribuible a estas tres funciones objetivos es que al considerar la dispersión para el equilibrio de transformadores puede darse que el modelo priorice la apertura de líneas en las que no sea necesario, este es el caso por ejemplo cuando se analice el transformador menos cargado, quien mediante esta función objetivo tratará de tomar la mayor cantidad de carga con el fin de acercarse al promedio de carga del resto de los transformadores, se considera que esto no es necesario para estos casos debido a que se pierde innecesariamente el respaldo que existe entre los transformadores en un esquema de conexión en doble circuito.

Sin embargo, también es necesario minimizar las variables dummy, las cuales deben ser nulas en la solución final.

$$\sum_i (CP_i \cdot Pd_i + CQ_i \cdot Qd_i)$$

Para manejar ambos objetivos simultáneamente, una primera alternativa es asignarle un peso suficientemente grande (M) a las variables dummy y minimizar la suma de ambos objetivos:

$$F.O. = \min \left\{ M \cdot \sum_i (CP_i \cdot Pd_i + CQ_i \cdot Qd_i) + \sum_e M_e \cdot CL_{ij,e} + \sum_{i \in T} N_e \cdot (q_{ie} - \bar{q}_{ie})^2 + Perd_e \right\} \quad (\text{Ec. 5.38})$$

De esta forma el modelo tratará en primer lugar de minimizar las variables dummy y luego reducir el costo de las inversiones y de las pérdidas.

Se incluyó en el modelo la alternativa de asignar un costo a las variables dummy. Sea CQ el costo asociado a las variable dummy de reactivo, las cuales representan el costo de inyectar potencia reactiva en la barra i , es decir, el costo de ubicar o incrementar bancos de condensadores en esta barra de la red. Además, consideremos CP_{ik} como el costo asociado a las variable dummy de potencia activa. Este costo puede ser utilizado para representar las multas y compensaciones producto de no abastecer la demanda en la barra i bajo la contingencia k .

5.5- Análisis del Modelo

En la función objetivo se consideran los costos asociados a las potencias dummy y los asociados a las inversiones en capacidad. Si no se considera la posibilidad de desprender carga en ninguna contingencia, los costos asociados a las variables dummy de potencia activa (CP_{ik}) deberían ser M , un número suficientemente grande para anular estas variables. Sin embargo, los costos asociados a las variable dummy de reactivo (CQ) deberían reflejar el costo real de instalación de bancos de condensadores en cada barra i , o también, se puede considerar un costo suficientemente alto en algunas barras en donde no se desea instalar bancos y un costo menor en aquellas barras en donde si es posible, en caso de ser necesario.

La inyección de reactivo puede ser muy dependiente la distribución de carga en el sistema, la cual no es fácilmente previsible. Entonces, puede ser conveniente considerar $CQ=M$ para la mayoría de las barras y sólo asignar costo de inyección de reactivo en las barras importantes de la red (por ejemplo, en los puntos de inyección), ya que en estas barras la demanda es más agregada y, por ende, más fácil de proyectar. Con esto se disminuye la posibilidad de que un cambio en la proyección de demanda implique modificaciones en el plan de inyección de reactivo.

Para simplificar la forma de referirse a las variables del modelo, estas serán clasificadas en tres tipos: variables de estado, variables de control y variables estratégicas.

Las variables de estado corresponden a las potencias (incluidas las dummy) y voltajes en cada contingencia, escenario y período. Las variables de control corresponden a la posición de los taps. Las variables estratégicas son las combinaciones de apertura realizadas con el fin de redistribuir la carga entre los TI.

La solución del problema de optimización presentado determina la configuración óptima de la red, teniendo como objetivo desplazar inversiones en los puntos de interconexión. Sin embargo, este problema de optimización es del tipo no-lineal entero-mixto (MINLP), no convexo y, si es aplicado sobre una red real, es de gran tamaño. Todas estas características hacen prácticamente imposible su resolución con los solver de optimización y los procesadores que se cuentan en la actualidad.

Por esta razón, se estimó que para resolver el problema de optimización presentado, se utiliza una estrategia de descomposición que permite determinar un conjunto de subproblemas de optimización, los cuales son resueltos en forma iterativa hasta cumplir con un cierto criterio de término. La principal característica del algoritmo es que en cada iteración se consideran todas las capacidades como constantes.

Para describir el algoritmo de resolución, primero se desarrollará el subproblema de optimización y, luego, se describirá como es utilizado dentro del

algoritmo iterativo. Posteriormente se realiza un análisis del algoritmo presentado.

5.5.1- Definición del Subproblema

Al considerar constante la capacidad de las líneas (y transformadores, que en por unidad son modelados como líneas), las restricciones de capacidad ya no tienen sentido y son eliminadas del problema de optimización. En el objetivo, a su vez, el término asociado a las inversiones en línea también pierde sentido y puede ser omitido.

Para formalizar con mayor detalle el algoritmo, se consideran las variables de estado de cada escenario e :

$$x_e = (P_{iny_{gkbe}}, Q_{iny_{gkbe}}, V_{ikbe}, \theta_{ikbe}, P_{ijckbe}, Q_{ijckbe}, Pd_{ikbe}, Qd_{ikbe})$$

Sea, además, el dominio D_e definido por las restricciones de flujo y operacionales. Este dominio no considera las restricciones de capacidad porque serán tratadas en forma separada.

También se agrupan las variables independientes, o de control, que en este caso corresponden a la posición de los taps, en este caso se definen constantes para el escenario en estudio. Con esta notación se puede formular el siguiente Subproblema de optimización SP_e para cada escenario e .

$$\boxed{\begin{array}{l} SP_e \Rightarrow \text{Min} \sum_{i,k,b,e} (CP_{i,k} \cdot Pd_{i,k,b,e} + CQ_i \cdot Qd_{i,k,b,e}) \\ s.a \\ (1) \rightarrow x_e \in D_e \\ (2) \rightarrow P_{ijckbe}^2 + Q_{ijckbe}^2 \leq Cap_{ijce}^2 \end{array}} \quad (\text{Ec. 5.39})$$

Cuando las variables dummy se anulan, el dominio D_e admite, como máximo, un único punto factible como solución.

El subproblema SP_e corresponde a un problema de optimización no-lineal y no-convexo, el cual ha sido resuelto exitosamente mediante métodos de optimización no-lineal del tipo de punto interior. Aunque estos métodos no garantizan encontrar el óptimo global, han demostrado empíricamente que pueden anular las variables dummy cuando las restricciones operacionales se lo permiten.

5.5.2- Análisis del Algoritmo

El algoritmo presentado, aunque no garantiza convergencia al óptimo global, es un procedimiento heurístico que busca eficientemente un plan de uso eficaz de las instalaciones, considerando todas las restricciones operacionales y el costo de las inversiones en líneas y en reactivo, además de las contingencias posibles en la red.

La inclusión de las variables dummy le otorga un alto grado de convergencia a los flujos de potencia determinados para cada contingencia, combinación y escenario, esto se debe a que, a diferencia de las técnicas comunes, permite determinar cuáles demandas no es posible satisfacer debido a desequilibrios entre inyección y demanda, o bien, a restricciones de capacidad de los elementos del sistema. Situación que no es posible utilizando técnicas tradicionales de flujos de potencia como Newton-Rapson o Gauss-Seidel, en cuyas metodologías el algoritmo diverge para situaciones de infactibilidad, pero que tienen una ventaja importante en cuanto a la rapidez de convergencia y la confiabilidad que gozan tras décadas de ser aplicados para problemas de flujo de potencia.

Adicionalmente, las variables dummy pueden ser utilizadas para analizar y cuantificar el riesgo de suministro así como también los costos de desprendimiento de carga en situaciones de contingencias y escenarios poco

probables. También otorgan la posibilidad de analizar ubicaciones para GD y bancos de condensadores con inyección ajustable en forma automática.

El algoritmo entrega herramientas para definir un criterio de selección de inversiones con una visión global red, es decir, permite tomar decisiones de inversión se toma analizando conjuntamente todas las contingencias y escenarios posibles.

Como se explicó anteriormente (4.2.2) el modelo consta de tres etapas:

- Modulo de equilibrio
- Modulo de contingencia de líneas
- Modulo de contingencia de TI

El siguiente diagrama de bloques muestra la secuencia de los módulos y el resultado que se obtiene para cada etapa:

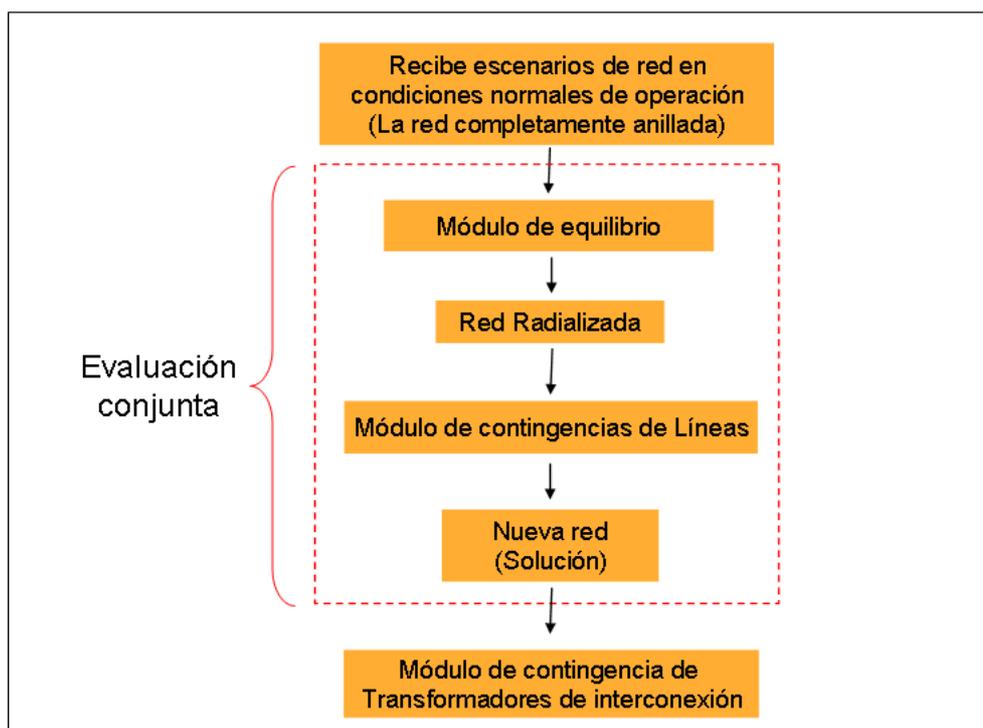


Figura 20: Diagrama de bloques de módulos y resultados

Se puede observar que el modelo realiza una evaluación conjunta de los dos primeros módulos debido a que para radializar el anillo se establece como

restricción que las líneas no sean sobrecargadas ante un evento de contingencia cualquiera, permitiendo asegurarnos que independiente de la apertura que se haga en el anillo, el sistema mantendrá el criterio de N-1 para las líneas que conforman el anillo. A su vez, el tercer modulo se establece como un punto de verificación para el sistema en que se determina cuanta es la carga desprendida si es que ocurre una falla en un punto de interconexión con la nueva configuración.

Para el módulo de equilibrio se barajaron dos opciones:

- Opción 1

Desarrollar una heurística en base a un análisis previo del sistema que permita definir prioridades y restricciones en la apertura de interruptores, obteniendo así un conjunto de radializaciones a aplicar en el sistema. Este procedimiento se basa en el denominado método de Montecarlo, una técnica no determinística o estadística numérica usada para aproximar expresiones matemáticas complejas y costosas de evaluar con exactitud. El método proporciona soluciones aproximadas posibilitando la realización de experimentos con muestreos de números pseudoaleatorios en una computadora. El método es aplicable a cualquier tipo de problema, ya sea estocástico o determinista.

- Opción 2

Implementar una metodología que analice los transformadores desde el de mayor carga al menos cargado, realizando todas las combinaciones a cada una de las líneas asociadas al transformador. Esta metodología responde a que generalmente el punto de interconexión que se encuentra con mayor carga, es el que finalmente es reforzado con la instalación de un nuevo banco de autotransformadores.

Como resultado de estas dos opciones se generó una tercera alternativa, la cual fue realizar un análisis del sistema definiendo restricciones de apertura, reduciendo así el número de combinaciones de aperturas, quedando las que realmente aportan a mejorar el equilibrio de carga de los transformadores. Este

análisis se hizo utilizando el software DigSilent V.13.2 en el que está el sistema simulado.

Una vez reducido el número de combinaciones de apertura se implementó la opción 2, donde se privilegia realizar aperturas en las líneas que se encuentran directamente relacionadas con el transformador más cargado.

Para ello se realizó una investigación que tenía por objetivo verificar el aporte en reducción de carga de los transformadores cuando se efectúa una combinación de apertura en el sistema. Con esta investigación se logró ligar las combinaciones a los transformadores y una cierta sensibilidad con respecto a la influencia que ejerce cada una de las aperturas al sistema.

A continuación se muestra un nuevo diagrama de bloques que explica el método que sigue el modelo.

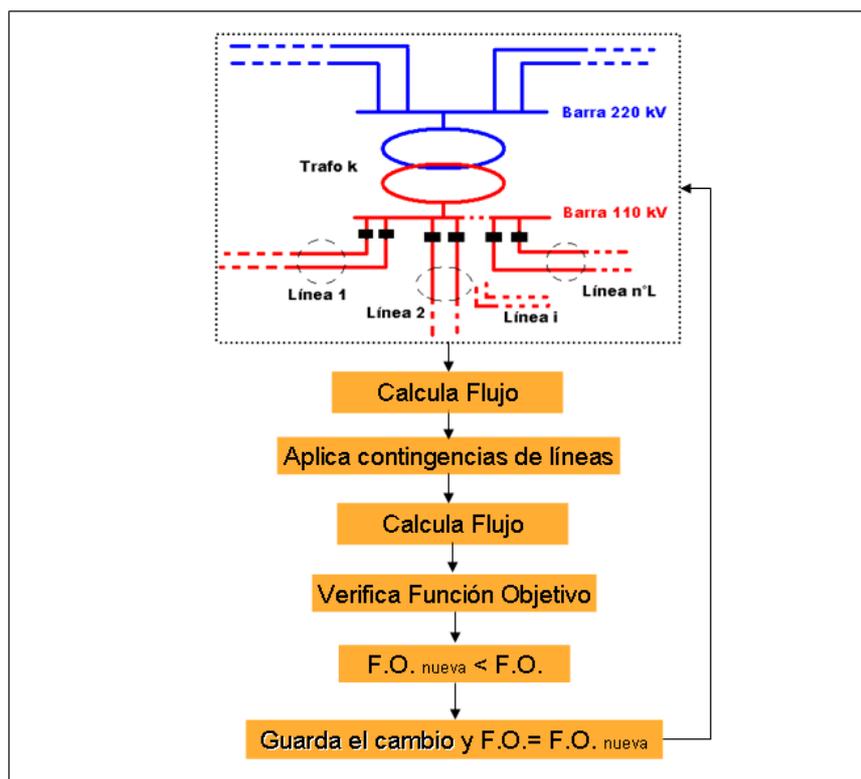


Figura 21: Diagrama de bloques que sintetiza el método utilizado

Una vez seleccionado el transformador más cargado, en este caso denominado genéricamente como Trafo k , se realiza una combinación de apertura que aporte en la reducción de carga de dicho transformador, luego se calcula un flujo de potencia con el cual se logra determinar en cuanto se redujo la carga del transformador y verificar que no quede otro transformador mas cargado que el Trafo k antes de la apertura, de manera de que la disminución de la carga de un transformador no vaya en desmedro de otro transformador del sistema.

Cuando ya se ha verificado que la combinación de apertura aporta al equilibrio de la carga de los transformadores, se aplican las contingencias en las líneas de todo el sistema de Subtransmisión, de manera de verificar que no se produzcan sobrecargas en las líneas cuando se aplique el criterio N-1 de seguridad.

Luego se calcula la función objetivo de cada una de las combinaciones que aportan al equilibrio de los TI y que no perjudican el funcionamiento del sistema y se verifica si esta función objetivo es mejor que la función objetivo anterior, si esta afirmación se cumple, se guarda el cambio de configuración en la red que más aporta a la función objetivo y se actualiza el valor de la función objetivo.

5.5.3- Etapa de Implementación

El algoritmo fue implementado en AMPL y el subproblema de optimización fue resuelto con el solver KNITRO, este solver utiliza el método de punto interior para encontrar un punto estacionario, es decir, donde se satisfacen las condiciones de optimalidad de KKT.

Este modelo fue aplicado sobre una red compleja, pero que se puede comprender de mejor forma en el diagrama unilineal simplificado, mostrado en el Anexo 3, que permite entender a grosso modo la topología existente. Las características son las siguientes:

- 460 barras.

- 280 tramos de líneas de transmisión.
- 8 puntos de inyección.
- 7 transformadores de interconexión (220-110 kV).
- 74 bancos de condensadores.

La red fue analizada bajo 25 contingencias de línea posibles, más las 7 contingencias para cada TI, criterio $n-1$.

La demanda del sistema fue considerada como la demanda coincidente del 90% de la carga máxima en cada barra.

Se consideraron 4 escenarios:

- Invierno con Central Renca
- Invierno sin Central Renca
- Verano con Central Renca
- Verano sin Central Renca

Los que se deben analizar por separado, ya que como se explicó anteriormente el modelo considera un escenario estático. Las inyecciones, la demanda y las capacidades cambian para cada escenario.

Para cada línea se consideró definirle un costo asociado de inversión, en caso de que se haya visto superada su capacidad en el transcurso de ejecución del modelo. Estas alternativas difieren para cada tramo de la red, debido principalmente a la diferencia en longitud de cada tramo y a la ubicación geográfica de la línea.

Para expansión de capacidad en TI se consideró la única posibilidad de conectar uno similar en paralelo.

Respecto a los costos asociados a las variables dummy de potencia se consideraron valores altos (MM\$100000), de esta forma se logra que el subproblema de optimización intente anular todas las variables dummy si es posible, en caso contrario su prioridad es anular las potencias activa dummy pudiendo activar algunas variables dummy de reactivo.

En esta aplicación, la red de subtransmisión no considera ningún transformador desfasador, entonces se fijaron las variables $\alpha_{ijce} = 0$ para todas las líneas y escenarios.

Se consideró que todas las barras debían estar en una banda de $\pm 5\%$ de su voltaje nominal y que los taps en los TI podrían ser ajustados en $\pm 5\%$ de su posición nominal.

Si bien modelo fue implementado en el software de optimización AMPL, para realizar el ingreso de datos fue necesaria la utilización de un archivo Excel como interfaz, con el que a través de una macros se generó la base de datos necesarios para representar el sistema en estudio.

En este archivo Excel se ingresó:

Parámetros para el Solver: los que definen el número de iteraciones y los márgenes de error permitidos para el flujo operacional.

Barras del Sistema: las cuales incluyen las barras virtuales creadas para cada circuito que serán explicadas más adelante. A cada barra se le definieron su valor de voltaje nominal y sus valores extremos de voltaje (voltaje mínimo y máximo de la barra).

Líneas del Sistema: las cuales incluyen las líneas virtuales que representan los interruptores que posee cada circuito antes de conectarse a una barra. A cada línea o segmento de línea se le incluyeron sus parámetros eléctricos como resistencia, reactancia, susceptancia, corriente máxima y voltaje nominal, además de la longitud del tramo.

Acopladores: los cuales frente a una contingencia específica deben actuar para que las cargas que se encontraban conectadas al circuito fallado sean conectadas al circuito sano para ser alimentadas.

Transformadores de Bajada: Son los transformadores que conectan a las Demandas con el Sistema. Consideran dentro de sus parámetros la resistencia, la reactancia, el voltaje nominal y su capacidad máxima.

Demanda: Son los elementos que representan las demandas en las barras de salida de las subestaciones de bajada en las barras de 12, 23 o 44 kV. Estas demandas están definidas por su potencia activa y su potencia reactiva.

Inyecciones: Las inyecciones en el sistema son elementos equivalentes que representan los flujos de potencia entrante al sistema de Subtransmisión. Estas se encuentran definidas por el tipo de barra a la que están conectadas, el voltaje, la potencia activa y reactiva que inyectan al sistema en estudio.

Transformadores de Interconexión: En este grupo se encuentran incluidos los 7 TI. Los parámetros que tienen incluidos son la resistencia, la reactancia, su capacidad nominal y la posición del tap con el rango de movimiento.

Contingencias: En este conjunto se encuentran tanto las contingencias de líneas como las de los transformadores cada una con un número indicador que las diferencia, son 25 las contingencias de las líneas de Subtransmisión y 7 las de los TI.

Bancos de Condensadores: En este grupo se encuentran todos los bancos de condensadores conectados en diferentes niveles de tensión incorporando también los reactores conectados en el sistema con la potencia reactiva que aportan o consumen según sea el caso.

A continuación se agregan dos figuras, la primera que representa gran parte de los elementos recién mencionados y la segunda presenta un diagrama resumen de la información que se es entregada al modelo a través del archivo Excel.

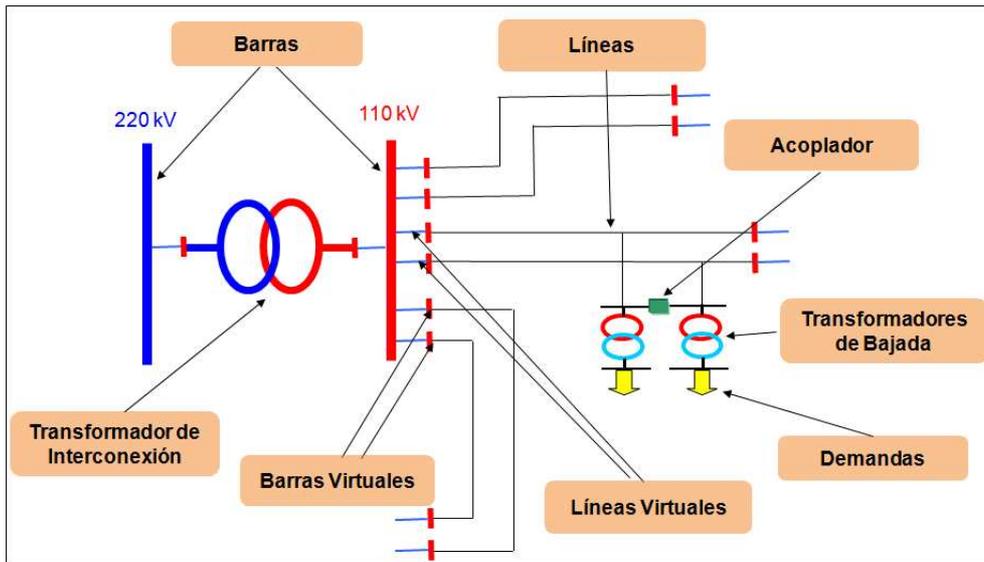


Figura 22: Esquema sencillo que describe buena parte de los elementos presentes en el modelo

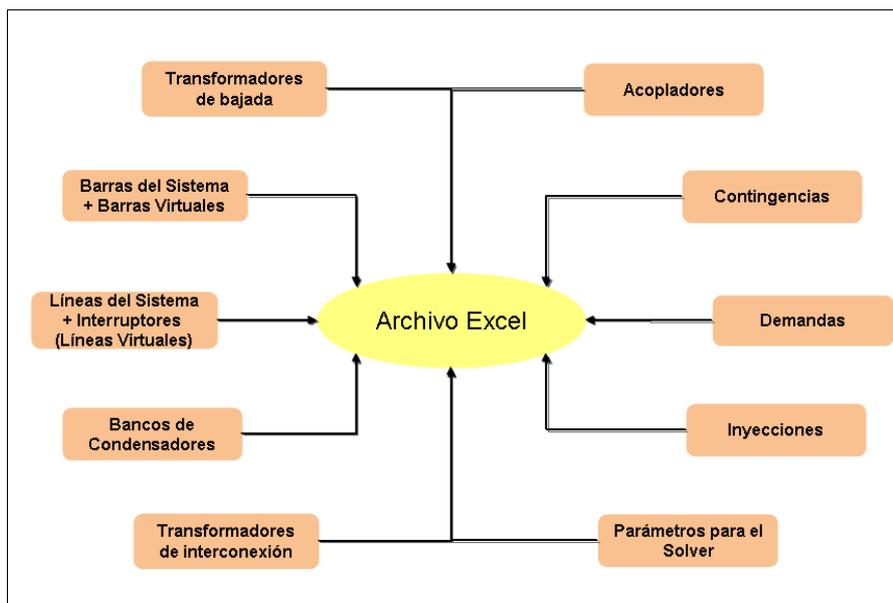


Figura 23: Variedad de elementos considerados para ejecutar el modelo

Una vez agregados los datos se ejecuta la macros para generar la base de datos en el formato acorde con el software AMPL.

Cuando se ejecuta el programa en AMPL, se desarrollan una serie de etapas, en el interior del programa, que pasamos a detallar:

Etapa 1: Se lee la base de datos y se generan K*C Sistemas anillados idénticos en que K representa el número de contingencias de líneas y C representa el número de combinaciones de apertura del anillo.

Etapa 2: Se eliminan las líneas asociadas a contingencias y las líneas virtuales correspondientes a la combinación asignada, con esto cada sistema queda identificado por dos índices, un índice indica la contingencia y el otro indica la combinación aplicada al sistema.

Etapa 3: Corresponde al cálculo de los parámetros de las líneas y transformadores, para ello se representan estos elementos con el modelo PI para líneas de transmisión tal como lo indica la figura 19.

Etapa 4: Luego en el sistema completamente anillado (sin ninguna combinación de apertura), se ejecuta un flujo de potencia en condiciones normales de operación en donde se recupera información del sistema, tal como:

- Nivel de Voltaje de las Barras
- Nivel de Carga de las Líneas
- Nivel de Carga de los TI

Con la información de los TI, se calcula el promedio y la dispersión de los niveles de carga, además se ordenan los transformadores desde el más al menos cargado y se recuperan los índices de las combinaciones de apertura asociadas a la descarga de cada transformador.

Etapa 5: Luego al mismo sistema completamente anillado, se le aplican todas las contingencias de líneas, cada una con su flujo de potencia correspondiente para obtener finalmente el valor de la función objetivo inicial.

Etapa 6: Comienza la aplicación de las combinaciones de apertura que permitirán bajar la carga del transformador más cargado.

Etapa 7: Se determina el real aporte de la combinación al equilibrio de los transformadores, este análisis se realiza en condiciones normales de operación y en este caso también se recuperan los niveles de voltaje y carga del sistema,

para así llevar un registro más completo de los efectos que tienen una combinación de apertura para todo el sistema.

Se determina el promedio y la dispersión en los niveles de carga de los Transformadores de Interconexión, además de ordenarlos desde el más al menos cargado. Además, se determina si el TI que resultó ser el más cargado tras la apertura, tiene un nivel de carga menor a la del transformador que registró mayor carga antes de la apertura, si esta condición se da se prosigue con la etapa 8, en caso contrario, se descarta la combinación de apertura y se prueba con la que sigue a continuación.

Etapa 8: Se prosigue con el análisis de contingencias de líneas y se determina el valor de la función objetivo asociada a cada combinación de apertura y se compara con la función objetivo inicial.

Etapa 9: Se define cual es la combinación que más aporta al equilibrio de los TI y que no perjudica al resto del sistema, es decir, que mantenga el criterio de seguridad N-1 y con buenos niveles de calidad de servicio, esta combinación se hace permanente para replicar el análisis desde la etapa 6.

A continuación se muestra un diagrama de bloques simplificado de las etapas antes mencionadas recientemente.

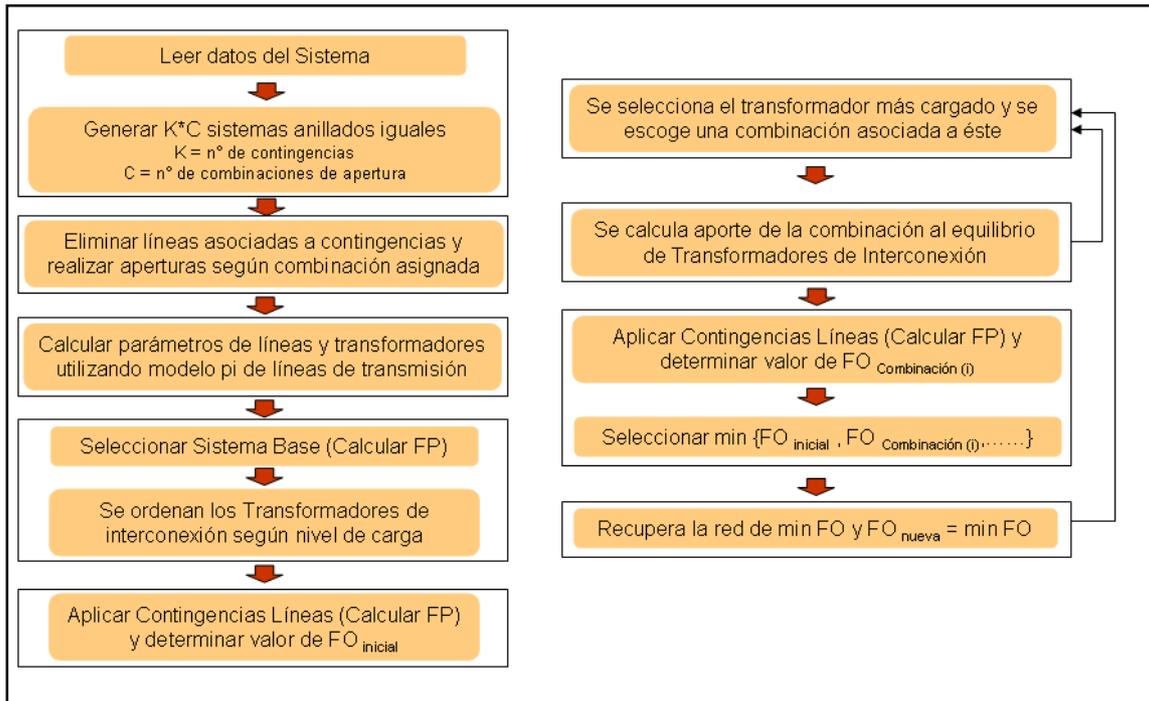


Figura 24: Diagrama explicativo de las etapas que considera el modelo

Por último, el algoritmo finaliza cuando no se registra una mejora sustancial para la función objetivo, con lo que se da por finalizado el programa y se obtiene una configuración topológica que para el escenario analizado es la que obtiene el mejor factor de uso de las instalaciones y que no va en desmedro del Sistema.

5.3.4- Resultados y Discusiones

Dentro de las limitaciones del modelo, se presentaba una leve tendencia a realizar semi-aperturas del anillo de subtransmisión en estudio, con esta información resulta aventurado tomar partido respecto a si es más conveniente radializar la red de Subtransmisión o mantenerla anillada, esto es debido a la gran cantidad de variables que influyen en la toma de esta decisión. Por otro lado, se debe hacer hincapié en que para ejecutar un plan de radialización se enfrentan dificultades en el ámbito:

Técnico: Debido a que la radialización puede influir de manera importante en una disminución en la confiabilidad del sistema, ya que no permite amortizar los cambios que se produzcan en la inyección, ni frente a contingencias en los puntos de interconexión, donde se perdería parte importante de la solidaridad existente entre los TI que hoy se tiene en condición de anillo.

Político regulatorio: La autoridad ha puesto especial interés en aumentar la seguridad del sistema como resultado de los últimos apagones registrados en 2010 producto del terremoto y de las fallas en la operación del sistema de transmisión.

Estos apagones y otros de menor envergadura hicieron que el gobierno molesto con las empresas eléctricas por estas situaciones, convocó a una reunión para adoptar medidas, al mismo tiempo, el Ministro de Energía de ese momento, Ricardo Raineri, advirtió que la autoridad podría aplicar multas de hasta 8 millones de dólares en caso de comprobarse negligencia de las empresas generadoras o distribuidoras de energía. El Ministro informó que además de las multas las empresas están expuestas a las demandas de los usuarios afectados, los que pueden solicitar compensaciones. Se elaboraron 7 líneas de acción para resguardar la entrega del suministro eléctrico continuo a todos los chilenos.

La primera medida apunta a dotar a los Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) de los mejores elementos técnicos para visualizar y analizar el

sistema eléctrico en línea. Esto significa, inversiones importantes en sistemas de monitoreo, programas de análisis y sus adecuados respaldos, para estar siempre anticipándose a los eventos que puedan provocar sus decisiones o eventuales fallas.

En segundo lugar, las empresas deberán realizar capacitaciones y certificaciones permanentes a sus trabajadores que desempeñen actividades críticas. Además se exigirán por parte de la autoridad los más altos estándares internacionales para certificar los programas de mantenimiento, operaciones y maniobras.

Por otro lado, se deberá profundizar en la autonomía de los CDEC respecto a las direcciones de operación de peajes y de presupuesto, además de asegurar su participación activa en la planificación y desarrollo del sistema.

Las últimas dos medidas están enfocadas a las obras de expansión del sistema troncal, que deberán desarrollarse respetando los criterios de seguridad establecidos.

Económicos: La radialización del sistema implica un aumento en las inversiones a realizar en líneas de la red de subtransmisión, con el fin de poder mantener la condición de seguridad (N-1) y la dificultad de responder frente a la integración de grandes bloques de energía a través de un solo punto de interconexión, lo que conllevaría realizar una inversión desproporcionada.

Con respecto a la implementación del modelo surgieron dificultades importantes en los tiempos de procesamiento de la información y en los tiempos en que demora en determinar los flujos de potencia. Estas dificultades en los tiempos se deben a la gran cantidad de datos a procesar y la gran cantidad de sistemas que fueron necesarios crear para generar todas las posibles contingencias y combinaciones en estudio. El tiempo de análisis de un escenario excede por mucho el tiempo esperado para un programa de esta envergadura, lo cual hace de este programa, una herramienta poco eficiente y que requiere mejoras sobre todo en el ámbito del manejo de la base de datos.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

6.1- Redes Inteligentes

De acuerdo a los objetivos planteados, este trabajo cumple con dar forma a todo este movimiento de las Redes Inteligentes pero enfocado en la Alta Tensión, explicando los proyectos que se han desarrollado en Chile y el mundo.

Muchas de las tecnologías aquí mencionadas han dado sus primeros pasos en nuestro país, obteniendo buenos resultados. Sin duda que las Redes Inteligentes pueden responder a muchos de los temas pendientes que tenemos como sociedad, como son la necesidad de energía debido al crecimiento de la demanda energética, entregando nuevas posibilidades de generación y nuevas posibilidades de mejora en transmisión.

La aplicación de las Redes Inteligentes, requiere de importantes niveles de inversión en el ámbito de las Tecnologías de la Información y la Comunicación, elemento que resulta fundamental y que entrega un soporte al desarrollo del resto de las tecnologías.

Resulta interesante la introducción de nuevas tecnologías de análisis, como lo son las redes neuronales y otras, de manera de poder generar alternativas de mejoras en los modelos desarrollados.

Los proyectos de Redes Inteligentes que se han desarrollado en el mundo, cuentan con un importante respaldo de sus gobiernos, por lo que se considera que faltan señales claras que potencien el desarrollo de estas tecnologías en nuestro país.

A través del estudio de las redes inteligentes se elaboró un esquema de los focos a desarrollar para lograr una mejor gestión de la red de

subtransmisión. Estos focos son: Gestión de la Demanda, Gestión de Líneas de AT, Gestión de Subestaciones de Interconexión, Gestión de la Generación Distribuida, todos estos desarrollados sobre una importante plataforma dada por los Sistemas de Información. Dentro de este contexto, se elevaron tres propuestas claras para mejorar la gestión de las instalaciones de la red de Subtransmisión: Monitoreo de Líneas, Inclusión de Generación Distribuida (Cogeneración) y Reconfiguración de Redes (Radialización).

6.2- Modelo de Radialización

El estudio de Sistemas Eléctricos de Potencia en Alta Tensión no es tarea fácil, por cuanto implica la resolución de ecuaciones complejas que sumado a que deben cumplirse varias restricciones físicas y técnicas aumentan aún más su tamaño y complejidad.

Este trabajo cumple con la finalidad de proponer una metodología para determinar una configuración topológica que logre mejorar de manera significativa el factor de uso de los Transformadores de Interconexión.

Se realizó un modelo de la red de Subtransmisión, considerando todos los elementos relevantes de generación, transmisión y consumo. Es importante señalar que las restricciones en estudio, así como los resultados, son muy dependientes del escenario de generación que se presente.

Se determinaron varias posibilidades de función objetivo para el modelo, cada una con diferente grado de complejidad y que entregaron resultados similares frente a un mismo escenario.

El sistema en la configuración actual (completamente anillada) fue capaz de soportar todas las contingencias a las que fue sometido, lo que se debe principalmente al nivel de enmallamiento y un punto de operación inicial bastante robusto frente a los eventos. Con esto se logra evitar el uso de los

Esquemas de Desprendimiento Automático de Carga (EDAC) vigentes, que tienen un elevado costo de falla en caso de ser utilizados.

Los resultados del modelo no resultaron ser del todo satisfactorios, si bien da respuesta a los objetivos planteados, la velocidad con que se resuelve el algoritmo hace que su uso sea inviable, por lo que se sugiere la creación de un modelo que logre un mejor manejo de datos que el desarrollado en este estudio.

Existen muchas dificultades para presentar un plan de radialización alternativo al actual plan anillado de la red, principalmente por el aumento en el nivel de riesgo en la planificación y el descenso en los niveles de seguridad del sistema frente a una falla en algún punto de interconexión, con la imposibilidad de que el resto de los puntos de interconexión presten respaldo en un sistema radializado.

6.3- Futuras Líneas de Investigación

A partir de los análisis realizados en la presente memoria, surgen ciertos temas de estudio que permitirán complementar este trabajo y obtener nuevas conclusiones.

- Realizar estudios técnico-económicos de cada una de las alternativas propuestas para mejorar la gestión de la red de subtransmisión.
- Los riesgos que se incurren en los proyectos de redes inteligentes son principalmente financieros y son muchos los factores que influyen en los resultados por lo que resulta conveniente implementar etapas de prueba para reducir los riesgos y verificar la viabilidad de los proyectos.
- La realización de programas piloto que tengan por objetivo impulsar el desarrollo de los distintos focos propuestos para la implementación de las redes inteligentes en alta tensión. A su vez, estas iniciativas podrían promover a otras entidades a realizar este tipo de proyectos a nivel latinoamericano.

- Para la implementación en la Gestión de la Demanda, se recomienda comenzar con los nuevos clientes que generen consumos de mediana envergadura y que impacten de manera importante en los peaks de demanda. Esta recomendación se da porque en general los nuevos clientes suelen tener mayor flexibilidad a otras formas de generación y de autoabastecimiento.
- A través del perfeccionamiento de las herramientas computacionales de simulación de sistemas eléctricos, se podría pensar en implementar el modelo desarrollado y obtener información precisa sobre que topología es más conveniente para cierto escenario, esto perfectamente daría flexibilidad en la planificación y en la operación del sistema.
- Una mejora importante para el modelo desarrollado, sería poder expandir el análisis para varios escenarios y varios periodos de tiempo sin tener que realizar los cambios de escenario de forma manual. Esta mejora resulta relevante, siempre y cuando los tiempos de resolución del actual programa disminuyan de manera importante.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Valenzuela, Alejandro, “Libro blanco: Los desafíos futuros”, proyecto de redes inteligentes, Chilectra S.A., 2006, Santiago, Chile.
- [2]. US House of Representatives (2007). Energy Independence and Security Act of 2007 (US H.R. 6). Consulta en noviembre de 2009 en <http://georgewbush-whitehouse.archives.gov/news/releases/2007/12/20071219-6.html>
- [3]. US Department of Energy (2008). The smart grid: An introduction. Consulta en noviembre de 2009 en <http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm>
- [4]. US Department of Energy (2008). Smart grid system report. Consulta en noviembre de 2009 en <http://www.oe.energy.gov/>
- [5]. Electricity Advisory Committee (2008). Smart grid: enabler of the new era economy.
- [6]. US Department of Energy (2003). Grid 2030: A national vision for the next 100 years. Consulta en noviembre de 2009 en <http://www.oe.energy.gov/>
- [7]. European smart grid technology platform (2006). European Commission report. Consulta en noviembre de 2009 en <http://www.smartgrids.eu/>
- [8]. Memo by joint US-China cooperation on clean energy (JUCCE) (18 de diciembre de 2007). Smart grid – future grid: A basic information report on smart grid.
- [9]. Comisión Nacional de Energía www.cne.cl
- [10]. Centro de despacho Económico y de Carga del SIC https://www.cdec-sic.cl/index_es.php
- [11]. López, Luis, “Análisis de alternativas de desarrollo de sistemas de medida avanzada bajo el concepto de redes inteligentes en Chilectra S.A.”, memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, 2008, Universidad de Chile.
- [12]. Pizarro, Juan, “Diseño de un esquema de desprendimiento automático de carga para un sistema de Subtransmisión”, memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, 2005, Universidad de Santiago de Chile.
- [13]. Uribe, Cristian, “Aumento de la capacidad de transmisión de líneas eléctricas: Análisis de metodologías”, memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, 2009, Universidad de Santiago de Chile.
- [14]. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Santiago, 2009.
- [15]. Muñoz, S.: “Plan quinquenal de inversiones sistemas y telecomunicaciones 2006 – 2010”, Chilectra S.A., Gerencia gestión redes, Subgerencia de Planificación e ingeniería, Área de planificación técnica, Santiago, 2005.
- [16]. H. Kronig, H. Glavitsch, A systematic approach to corrective switching in power networks, in: CIGRE-IFAC Symposium, Florence, 1983, pp.202–206.

- [17]. M.F. Koglin, Medeiros, Further developments in corrective switching, in: CIGRE-IFAC Symposium, Florence, 1983, pp. 203–206.
- [18]. K.W. Edwin, R. Eichler, Corrective switching—a tool for preventive network operation, in: CIGRE-IFAC Symposium, Florence, 1983, pp. 204–206.
- [19]. A.A. Mazi, B.F. Wollenberg, M.H. Hesse, Corrective control of power flows by line and bus-bar switching, IEEE Trans. Power Syst. PWRS-1 (August (3)) (1986) 258–265.
- [20]. R. Bacher, H. Glavitsch, Network topology optimization with security constraints, IEEE Trans. Power Syst. PWRS-1 (November (4)) (1986) 103–111.
- [21]. E.B. Makram, K.P. Thornton, H.E. Brown, Selection of lines to be switched to eliminate overloaded lines using a Z-matrix method, IEEE Trans. Power Syst. 4 (May (2)) (1989) 653–661.
- [22]. J.G. Rolim, L.J.B. Machado, A study of the use of corrective switching in transmission systems, IEEE Trans. Power Syst. PWRS-14 (February (1)) (1999) 336–341.
- [23]. L.D. Arya, S.C. Choube, D.P. Kothari, Line switching for alleviating overloads under line outage condition taking bus voltage limits into account, Int. J. Electrical Power Energy Syst. 22 (March (3)) (2000) 213–221.
- [24]. E. Lobato, F. Echavarren, L. Rouco, J. Navarrete, R. Casanova, G. Lopez, A mixed-integer LP based network optimization algorithm for overload alleviation, in: 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, June, 2003.
- [25]. M. Doll, J.F. Verstege, An evolution strategy based approach for a congestion management system, in: 2001 IEEE Porto PowerTech Conference, Porto, September 2001.
- [26]. M. Doll, J.F. Verstege, Congestion management in a deregulated environment using corrective measures, in: 2001 IEEE Winter Meeting, January 2001, pp. 393–398.
- [27]. G. Granelli, M. Montagna, F. Zanellini, P. Bresesti, R. Vailati, M. Innorta,(2006). “Optimal network reconfiguration for congestion management by deterministic and genetic algorithms” Electric Power System Research 76 pp. 549-556.
- [28]. T. McDermott, I. Drezga y R. Broadwater. “A heuristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration”. IEEE Trans. on Power System. Vol. 14 N° 2, pp. 478-483. Mayo 1999.
- [29]. S.K. Goswami y S.K. Basu. “A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization”. IEEE Trans. on Power Delivery. Vol. 7 N° 3, pp. 1484-1491. Julio 1992.
- [30]. F.V. Gomes, S. Carneiro Jr., J.L.R. Pereira, M.P. Vinagre, P.A.N. Garcia y L.R. Araujo. “A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems”. IEEE Trans. on Power Systems. Vol. 20 N° 3, pp. 1373-1378. Agosto 2005.

- [31]. D. Shirmohammadi y H.W. Hong. "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction". IEEE Trans. on Power Delivery. Vol. 4 N° 2, pp. 1492-1498. Abril 1989.
- [32]. López E., H. Opazo, L. Garcia and M. Poloujadoff, (2002). Minimal Loss Reconfiguration Based on Dynamic Programming Approach: Application to real. Electric Power Components and Systems, Vol. 30, N° 7, pp. 693 – 704.
- [33]. Lin, C., (2003). Distribution network reconfiguration for load balancing with a coloured Petri net algorithm. IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 150, N°3, pp. 317 – 324.
- [34]. Jeon, Y., J. Kim, J. Shin and K. Lee (2002). An efficient Simulated Annealing Algorithm for Network Reconfiguration in Large Scale Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, N° 4, pp. 1070 – 1078.
- [35]. Ching-Tzong, S., C. Chung-Fu and C. Ji-Pyng (2005). Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction by Ant Colony Search Algorithm. Electric Power Systems Research, Vol. 75, N°2 - 3, pp. 190 –199.
- [36]. Mendoza, J., R. López, D. Morales, E. López, Ph. Dessante and R. Moraga (2006). Minimal Loss Reconfiguration Using Genetic Algorithms with Restricted Population and Addressed Operators: Real Application. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, N° 2, pp. 59 – 67.
- [37]. S. Toune, H. Fudo, T. Genji, Y. Fukuyama y Y. Nakanishi, "Comparative study of modern heuristic algorithms to service restoration in distribution systems". IEEE Trans. on Power Delivery. Vol.17 N° 1, pp. 173-181. Enero 2002.
- [38]. W. Min, H. Chan. "A new approach for distribution feeder reconfiguration for loss reduction and service restoration". IEEE Trans. on Power Delivery. Vol. 13, pp. 870-875. Julio 1998.
- [39]. Zhou, Q., D. Shirmohammadi and W. Liu (1997). Distribution Feeder Reconfiguration for Operation Cost Reduction. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, N° 2, pp. 730 – 735.
- [40]. Mendoza, J., R. López, D. Morales, E. López and M. Meunier (2005). Un Modèle de Reconfiguration pour la Minimisation de l'Énergie Non Fournie Utilisant des Algorithmes Génétiques. IV Congrès Internationale de Electrotechnique du Futur EF'2005.
- [41]. Brown, R. (2001). Distribution Reliability Assessment and Reconfiguration Optimization. Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE/PES, Vol. 2, pp. 994 – 999.
- [42]. M. Vega, H. Sarmiento, L. Matías. "Reconfiguring a primary industrial network based on reliability studies". Industrial Applications Conference. Vol. 2, pp. 1095-1099. Octubre 2002.

- [43]. D. Popovic, R. Ciric. "A multi-objective algorithm for distribution network restoration". IEEE Trans. on Power Delivery. Vol. 14, pp. 1134-1141. Julio 1999.
- [44]. D. Popovic, Z. Popovic. "A risk management procedure for supply restoration in distribution networks". IEEE Trans. on Power System. Vol. 19, pp. 221-228. Febrero 2004.
- [45]. C. Huang. "Multiobjective service restoration of distribution system using fuzzy cause effect network". IEEE Trans. on Power System. Vol. 18, pp. 867-874. Mayo 2003.
- [46]. J.R.A. Rodríguez y A. Vargas. "Fuzzy-heuristic methodology to estimate the load restoration time in MV networks". IEEE. Trans. on Power Systems. Vol. 20 N° 2, pp. 1095-1102. Mayo 2005.
- [47]. Mendoza, F., J. Bernal-Agustin, and J. Domínguez- Navarro (2006). NSGA and SPEA Applied to Multiobjective Design of Power Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, N° 4, pp. 1938 – 1045.
- [48]. Carrano, E.,L. Soares,R. Takahashi, R. Saldaña and O. Neto (2006). Electric Distribution Network Multiobjective Design Using a Problem-Specific Genetic Algorithm. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 21, N° 2, pp. 995 – 1005.
- [49]. Tapia, Felipe,"Expansión Óptima de Capacidad en Redes de Subtransmisión", memoria para optar al grado de magister en ciencias de la ingeniería, 2007, Universidad Católica de Chile.
- [50]. Grainger, J. Y Stevenson, W. (1994). Power System Analysis. New York, EEUU: Mcgraw Hill.
- [51]. Metodologías y Criterios de Planificación, Gerencia Gestión Redes, Chilectra, Santiago, 2008.

ANEXOS

Anexo 1: Artículo 5.5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

La planificación y operación del Sistema Interconectado deberá ser tal que permita conservar los 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 Sistema Interconectado y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.

Para estos efectos, el Estudio de Transmisión Troncal, a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, durante su realización deberá verificar que las alternativas de ampliación recomendadas aseguren el cumplimiento de lo señalado en el inciso anterior, a través de la aplicación del Criterio N-1 o superior, en todos los tramos del Sistema de Transmisión Troncal, que permitan dar cumplimiento a las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio establecidas en la presente Norma Técnica.

Del mismo modo, los Estudios de Subtransmisión a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, deberán cumplir lo señalado en el inciso anterior para las instalaciones de cada Sistema de Subtransmisión.

Asimismo, la Dirección de Operaciones y el Centro de Despacho de Carga, según corresponda, coordinarán la operación de las instalaciones del Sistema Interconectado de modo que se asegure en todo momento lo señalado en el primer inciso del presente artículo, debiendo aplicar un Criterio N-1 o superior, en todas aquellas instalaciones del Sistema de Transmisión que permitan dar cumplimiento a las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio establecidas en la presente Norma Técnica.

Anexo 2: Aspectos Generales del Uso de FACTS

Antecedentes Generales

Uno de los principales objetivos de los sistemas eléctricos de potencia, es entregar energía eléctrica confiable y de calidad a los usuarios. Los efectos de una interrupción del suministro pueden causar graves inconvenientes a los usuarios, además producen pérdidas económicas. Por lo tanto la seguridad es uno de los criterios más importantes a la hora de planificar sistemas y es objetivo principal en la operación de los mismos.

A medida que los sistemas de potencia crecen en términos de transferencia de energía y extensión territorial, se hacen más complejos y difíciles de controlar. Esto puede traer como consecuencia grandes flujos de potencias en las líneas de transmisión sin un control adecuado, evitando la utilización plena del potencial de transmisión. Además, con el continuo aumento de la demanda de la energía eléctrica en los últimos años, aparecen otros problemas como lo son las sobrecargas, “cuellos de botella” y subutilización del potencial de transmisión.

La capacidad de transmisión de las líneas a menudo se ve limitada por las dificultades que representan su construcción, su alto costo, localización, derechos de paso, etc.

Actualmente los sistemas eléctricos de potencia están controlados básicamente por dispositivos mecánicos, los cuales presentan una velocidad de respuesta baja, así como una tendencia a desgastarse rápidamente.

Los dispositivos FACTS, son una tecnología relativamente nueva, basada en electrónica de potencia de alta velocidad, que pueden dar solución a muchos de los problemas que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia.

Gracias a la tecnología FACTS, se puede controlar el flujo de potencia y mejorar la capacidad de las líneas de transmisión. Un dispositivo FACTS bien seleccionado y bien ubicado puede disminuir las limitaciones específicas de una línea.

Definición

El grupo de trabajo de FACTS de IEEE sugiere términos y definiciones para dispositivos FACTS. A continuación se presenta la siguiente definición.

Equipos de transmisión flexible o FACTS (Flexible AC Transmission Systems):

Sistemas de transmisión de corriente alterna que incorporan dispositivos de electrónica de potencia y otros controladores estáticos, para incrementar la controlabilidad y la capacidad de transferencia de potencia.

Clasificación de FACTS

Existen varios criterios para clasificar los dispositivos FACTS, entre ellos está: el tipo de conexión de sus dispositivos, según la función de sus principales elementos y según él o los parámetros que éstos controlen. A continuación, se presenta una breve explicación de las clasificaciones de los dispositivos FACTS.

- Según Tipo de Conexión de los Dispositivos
 - Controladores Serie
 - Consiste en una impedancia variable (condensador, reactor o fuente variable)
 - Principio de operación: inyectar un voltaje en serie con la línea
 - Controladores en Derivación
 - Consiste en una impedancia variable, fuente variable o combinación de ambas
 - Principio de operación: inyectar o extraer reactivos en el punto de conexión
 - Controladores Serie-Derivación
 - Consiste en una combinación de controladores en derivación y serie (separados y coordinados, o unificados)
 - Principio de operación: inyectar o extraer reactivos en el punto de conexión e inyectar un voltaje en serie con la línea

A continuación se presenta una tabla con los dispositivos FACTS, clasificados según su conexión.

Tabla: Dispositivos FACTS según tipo de conexión.

CONTROLADOR SERIE	CONTROLADOR DERIVACION	CONTROLADOR SERIE-DERIVACION
TCSC Thyristor Controlled Series Compensator	SVC Static Var Compensator	TCPAR Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
SSSC Static Synchronous Serie Compensator	STATCOM Static Synchronous Shunt Compensator	UPFC Unified Power Flow Controlled

- Según función de sus elementos de control
 - Controlados por tiristores
 - Como su nombre lo dice, utilizan tiristores para controlar la impedancia reactiva que representan en el sistema de potencia
 - Convertidores de Voltaje
 - Utilizan fuentes convertidoras de voltaje para proporcionar fuentes sincrónicas de voltaje y corriente

Aplicaciones de dispositivos FACTS

- Otorgan la posibilidad de operar las líneas cercanas a sus límites térmicos manteniendo o mejorando la seguridad y confiabilidad en el sistema.
- Los dispositivos FACTS pueden bloquear flujos en anillo indeseados.
- Permite disminuir el efecto producido por un "cuello de botella".

- Incrementar la seguridad del sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria, previniendo salidas en cascada, y limitando el efecto de otras fallas en el sistema y equipos.
- Amortiguar oscilaciones del sistema de potencia, que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.
- Puede mejorar la capacidad de transferencia de potencia, para permitir despacho de generadores más económicos

Un punto que hay que destacar es que mediante la utilización de dispositivos FACTS es posible retrasar o evitar la construcción de una nueva línea o algún refuerzo, sacando mayor provecho a las capacidades instaladas.

Además los dispositivos FACTS aumentan considerablemente la eficiencia, seguridad y confiabilidad de un sistema eléctrico. Permiten responder rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia en tiempo real.

El uso de la tecnología FACTS se justifica principalmente cuando se trata de mejorar la operación dinámica de un sistema eléctrico. Dado su alto costo, se requiere un estudio detallado de su ubicación en el sistema. Pero se convierte en una buena alternativa cuando ya no existen otras posibilidades, como por ejemplo, cuando debido al aumento de la demanda de potencia una línea, ésta se ve sobrecargada y ya no es posible reforzarla o es infactible la construcción de una nueva línea que elimine dicha sobrecarga. Situaciones como éstas, se irán dando con mayor frecuencia, por lo que se vislumbra que los dispositivos FACTS serán cada vez más familiares en los sistemas eléctricos.

Anexo 3: Esquema Sencillo de la Red en Estudio

