



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

MÁXIMA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN UN ALIMENTADOR

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

GERMÁN EDUARDO DUBLÉ JAINAGA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
OSCAR MOYA ARAVENA
GUILLERMO JIMENEZ ESTÉVEZ

SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2010

MÁXIMA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN UN ALIMENTADOR

Dado el inminente auge de la generación distribuida (GD), impulsado por los crecientes avances tecnológicos y su masificación a nivel mundial, resulta de suma importancia tener una noción exacta del impacto que un generador puede llegar a producir sobre las redes de distribución, para procurar mantener la calidad de servicio de los clientes y la seguridad del sistema. Junto con esto están también las iniciativas legislativas adoptadas por el Gobierno, que permiten y facilitan la conexión a la red de este tipo de generación, intentando darle un grado de competitividad dentro del mercado eléctrico.

El objetivo general de esta memoria es el confeccionar una herramienta que permita maximizar la capacidad total de generación en un alimentador en las redes de distribución, mediante la asignación precisa del tamaño de cada generador en cada barra, considerando sus límites técnicos de operación. La metodología de asignación se fundamenta en la relación existente entre el incremento de generación distribuida y las restricciones técnicas de la red, tales como: la tensión en las barras; el nivel de cortocircuito en la subestación de bajada; y la razón de cortocircuito-generación en las barras. Como resultado, se obtienen señales de máxima generación y su disposición óptima en cada barra del alimentador, sin tener que incurrir en costos adicionales asociados a la realización de modificaciones en la red pre-existente.

La implementación de la aplicación fue llevada a cabo en el programa DeepEdit desarrollado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, de manera de poder ser operada sobre un alimentador cualquiera a nivel de usuario. Se realizaron pruebas para dos tipos de alimentadores, uno de una publicación de referencia con una demanda total de 6,5[MW] y otro utilizado en publicaciones IEEE con una demanda total de 18,9[MW]. En ambos sistemas se determinó la solución óptima mediante la linealización de las relaciones que existen entre la capacidad de generación y las variables eléctricas de las restricciones, obteniéndose capacidades totales de generación de 12,5[MW] y 23,3[MW] respectivamente. Ejecutado el programa se puede verificar que ciertas restricciones se encuentran fijadas en su máximo, pero aun así se ratificó lo óptimo de las soluciones con dos métodos: inhibición de generación y análisis de sensibilidad.

Las aplicaciones que se le pueden dar a la propuesta son diversas, entre ellas: esclarecer los puntos donde se debe compensar tensión, o utilizarse como una herramienta de planificación, que considere la inserción de GD, permitiendo comparar las ventajas y desventajas sobre la asignación de máxima capacidad de GD en el tiempo.

Se proponen mejoras a la aplicación en los ámbitos de incorporar una base de datos de las fuentes de recursos renovables referenciadas a su respectiva barra, o bien en redefinir la función objetivo ahora para minimizar pérdidas, lo que cambiaría el proceso de optimización a uno secuencial.

Agradecimientos

En primer lugar quisiera agradecer a mi familia que siempre estuvo ahí, en las buenas y en las malas. A mi papá por haberme apoyado siempre, con sus enseñanzas y sus consejos. A mi mamá por cuidarme y preocuparse por mí. Y a mis hermanos por escucharme y acompañarme.

Un especial agradecimiento a la mujer que iluminó mi vida, con su inteligencia, pureza y amor. Vannia estoy muy agradecido por tu apoyo y los momentos lindos que hemos vivido. Y aprovecho de agradecer el cariño y el cobijo que me ha ofrecido tu hermosa familia.

Quisiera también agradecer a mi profesor guía Rodrigo Palma por su disposición y confianza para poder haber sacado adelante mi proyecto. A los profesores Guillermo Jiménez, Oscar Moya y Jaime Cotos que dedicaron su tiempo en instruirme y aconsejarme.

A mis compañeros de trabajo, que a lo largo del semestre me apoyaron a través de extensas discusiones sobre temas de la memoria, pero siempre con momentos de relax que ayudaron a hacer más llevadero el tiempo de trabajo. Entre estos están: Vargas, Seba, José, Chico, Rodrigo S., Rodrigo G., Pablo P., Joshua, Mai, Elena, Javiera K., Diego O., Jaqui y Carlos B.

Y no me podían faltar mis compañeros de eléctrica, que si bien en el tiempo de la memoria nos distanciamos, siempre estuvieron ahí a lo largo de toda mi carrera. Mis entrañables amigos Paul, Cono, Chino, Gordi, Lucho, Javier B., Leonini, Lato, Lopez y J.

Mis compañeros de plan común, que si bien no veo hace mucho, bastante me ayudaron a pasar ese período: Erico, Pedro, Gerardo, Coni, Javier H., Mono, Heidi, Pame y Caro.

Por último gracias a mis amigos que me han acompañado en el transcurso de mi vida.

Nada de todo esto habría sido posible sin ni uno de ustedes. Muchas gracias.

Contenidos

Capítulo1: Introducción.....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivos generales.....	1
1.3 Objetivos específicos.....	2
1.4 Alcances de la memoria.....	2
1.5 Estructura del documento.....	3
Capítulo2: Antecedentes sobre Generación Distribuida.....	4
2.1 Redes de Distribución.....	4
2.2 Generación Distribuida, GD.....	5
2.3 Tecnologías asociadas a la Generación Distribuida (GD).....	7
2.3.1 Energía Eólica.....	7
2.3.2 Energía Solar.....	8
2.3.3 Energía Hidráulica.....	9
2.3.4 Energía por Biomasa.....	10
2.3.5 Ajustes de espacialidad.....	11
2.4 Generador Virtual.....	12
2.5 Normativa vigente que involucra a GD.....	13
2.5.1 Leyes sobre ERNC.....	13
2.5.2 Normativa para MGNC y PMG.....	15
2.5.3 Artículos de la NTCO de PMGD relevantes para la metodología.....	17
Capítulo3: Problema de localización de GD.....	18
3.1 Impacto de GD en las redes de distribución.....	18
3.1.1 Flujo de Potencia y Capacidad Térmica.....	18
3.1.2 Regulación de Tensión.....	19
3.1.3 Contribución al nivel de cortocircuito.....	21
3.2 Trabajos de localización anteriores.....	22
3.2.1 Minimización de pérdidas.....	22
3.2.2 Sistemas de información geográfica (GIS).....	24
3.2.3 Máxima capacidad en un alimentador.....	26
Capítulo4: Modelo propuesto DGMaxCap.....	27
4.1 Criterios y alcances.....	27
4.2 Formulación del problema.....	27
4.3 Función objetivo y restricciones.....	29
i. Tensiones.....	29
ii. Nivel de Cortocircuito en barra de Transmisión, SCL (Short Circuit Level).....	30
iii. Razón de Cortocircuito, SCR (Short Circuit Ratio).....	31

iv.	<i>Equipos y Recurso</i>	32
v.	<i>Problema de Optimización</i>	34
4.4	Validación del modelo.....	34
4.5	Supuestos y Observaciones	35
4.5.1	Impedancia de falla del GD.....	35
4.5.2	Comportamiento de SCL.....	36
Capítulo5: Implementación de DGMaxCap.....		38
5.1	Ejecución del modelo	39
i.	<i>Base de datos</i>	39
ii.	<i>Interfaz hombre-máquina</i>	40
iii.	<i>Integración de herramientas utilizadas en el sector</i>	41
iv.	<i>Implementación de herramientas de análisis</i>	41
5.2	Clases que interactúan	42
Capítulo6: Estudio de casos.....		46
6.1	Definición caso estudio 1	46
6.2	Resultados caso estudio 1	48
6.3	Definición caso estudio 2	53
6.4	Resultados caso estudio 2.....	55
6.5	Análisis de la Optimización.....	61
Capítulo7: Conclusiones y trabajos futuros.....		63
Referencias		66
Anexo A.....		68
Anexo B.....		72
Anexo C.....		77
Anexo D.....		77

Índice de Figuras

Fig. 1.	Estructura del sistema eléctrico nacional [1].....	4
Fig. 2.	Niveles típicos de tensión [2]	5
Fig. 3.	Disposición del panel solar.....	9
Fig. 4.	Esquema de ajustes de espacialidad	11
Fig. 5.	Esquema con generación distribuida [5]	12
Fig. 6.	Exenciones de peaje para MGNC.....	14
Fig. 7.	Incorporación de ERNC en generación	15
Fig. 8.	Clasificación de los medios de generación [5]	16
Fig. 9.	Procedimiento de conexión de PMGD	16
Fig. 10.	Perfil de tensión para un alimentador bajo carga máxima y mínima [7].....	20
Fig. 11.	Efecto de la ubicación y el tamaño de GD sobre las pérdidas del sistema [8]	22
Fig. 12.	Composición de cuatro capas de un GIS [9]	25
Fig. 13.	Esquema modelo	28
Fig. 14.	Estudio de tensión.....	29
Fig. 15.	Impedancia equivalente generador	35
Fig. 16.	Comportamiento de SCL ante incremento de capacidad en distintas barras.....	36
Fig. 17.	Arquitectura del Sistema DeepEdit [11].....	38
Fig. 18.	Interfaz DGMaxCap	40
Fig. 19.	Modelo en DeepEdit.....	42
Fig. 20.	Alimentador caso estudio 1, Irlanda [10]	46
Fig. 21.	Variación de Tensión ante Generación sobre la misma barra, Irlanda.....	48
Fig. 22.	Variación de Tensión ante inyección en Generador B	49
Fig. 23.	Variación del SCL en transmisión, Irlanda	50
Fig. 24.	Aumento en el SCL en la barra B ante el incremento de la capacidad en las demás barras	51
Fig. 25.	Alimentador caso estudio 2, Kumamoto [15].....	54
Fig. 26.	Variación de Tensión ante Generación sobre la misma barra, Kumamoto	55
Fig. 27.	Variación de Tensión ante inyección en Generador 15	56
Fig. 28.	Variación del SCL en transmisión, Kumamoto.....	57
Fig. 29.	Aumento en el SCL en la barra 7 ante el incremento de la capacidad en las demás barras	58
Fig. 30.	DGMaxCap para diferentes escenarios	65

Índice de Tablas

Tabla 1.	Capacidades máximas sugeridas para distintos niveles de tensión [7].....	21
Tabla 2.	TPDB en MS-Access [13]	40
Tabla 3.	Datos conductores alimentador Irlanda	47
Tabla 4.	Datos cargas alimentador Irlanda	47
Tabla 5.	Interdependencias de Tensión μ_{ij} , Irlanda	49
Tabla 6.	Dependencias de SCLTX, Irlanda	50
Tabla 7.	Interdependencias de SCL $\delta_{ji, i \neq j}$, Irlanda	51
Tabla 8.	Óptima asignación de capacidades, Irlanda.....	52
Tabla 9.	Tensiones caso estudio 1	52
Tabla 10.	SCL caso estudio 1	52
Tabla 11.	Inhibición del alimentador.....	53
Tabla 12.	Datos de líneas y cargas del sistema del distribución de Kumamoto [15]	54
Tabla 13.	Interdependencias de Tensión μ_{ij} , Kumamoto	56
Tabla 14.	Dependencias de SCLTX, Kumamoto	57
Tabla 15.	Interdependencias de SCL $\delta_{ji, i \neq j}$, Kumamoto.....	59
Tabla 16.	Óptima asignación de capacidades, Kumamoto	59
Tabla 17.	Tensiones caso estudio 2	60
Tabla 18.	SCL caso estudio 2	60
Tabla 19.	Disminución de pérdidas	60
Tabla 20.	Tensiones para aumento y disminución de la solución óptima	61
Tabla 21.	SCL para aumento y disminución de la solución óptima	61
Tabla 22.	Multiplicadores de Lagrange del problema de optimización	62
Tabla 23.	Cálculo del factor de tensión c	74
Tabla 24.	Niveles de cortocircuito en Irlanda [12].....	77
Tabla 25.	Impedancia de cortocircuito del transformador [17]	77

Capítulo1: Introducción

1.1 Motivación

El progreso industrial y tecnológico está todavía relacionado con un incremento en el consumo de energía. Este crecimiento de la demanda eléctrica debe ir de la mano con ampliar las capacidades de las redes de transmisión y de distribución, de una manera eficiente desde el punto de vista energético; así como también con la construcción de nuevas plantas de generación, siempre respetando las restricciones técnicas y medioambientales de la forma más rentable.

La generación distribuida (GD) ya es una realidad en varios países puesto que posee ventajas como: una mayor flexibilidad a las redes de distribución, retrasa inversiones de la ampliación de la red, permite un mejor y más uniforme despacho de carga, reduce la magnitud de la capacidad de reserva requerida y para los usuarios puede representar un servicio más confiable y de mejor calidad.

Por su parte las redes de distribución tradicionales están diseñadas con el fin de abastecer los consumos de manera radial cuyo flujo de potencia es unidireccional. No suelen estar diseñadas para la conexión de generadores, con los cuales el flujo de potencia puede pasar a ser bidireccional lo que puede repercutir en un mal funcionamiento de algunos elementos en la red, como en los transformadores con cambiador de taps. Sumado a esto, la conexión de estos generadores, puede ocasionar problemas en la coordinación de protecciones de la red debido a su aporte al nivel de cortocircuito y puede provocar desajustes en los perfiles de tensión asociado tanto a la inyección de potencia activa como reactiva.

Los problemas señalados tienen directa relación con el tamaño y la ubicación que se le de al GD. En este contexto, la motivación del presente trabajo es definir las máximas capacidades en cada una de las barras de un alimentador en una red de distribución, ajustándose a las restricciones técnicas eléctricas sin la necesidad de realizar modificaciones en el sistema.

1.2 Objetivos generales

El objetivo general del trabajo es disponer de una herramienta que permita maximizar la capacidad total de GD en un alimentador mediante una asignación precisa del arreglo de generadores posibles de conectar en cada una de sus barras, procurando no alterar las restricciones técnicas asociadas a la seguridad y la calidad de servicio de la red de manera de no tener la necesidad de incurrir en modificaciones en el diseño ni nuevas inversiones.

1.3 *Objetivos específicos*

Los objetivos específicos del trabajo son:

- Contar con un análisis del estado del arte en metodologías de localización de GD y en base a esto elaborar una propuesta de aplicación.
- Identificar los posibles impactos y restricciones técnicas asociados a la conexión de GD en las redes distribución.
- Desarrollar un algoritmo y una metodología para la estimación de la máxima inserción de GD en alimentadores de distribución.
- Crear una aplicación en lenguaje Java para el programa DeepEdit en la cual se implemente el algoritmo escogido.
- Crear una interfaz sencilla que permita que la aplicación pueda ser utilizada en forma simple a nivel de usuario.
- Realizar pruebas en distintos alimentadores de manera de poder validar el correcto funcionamiento del método programado.
- Disponer de un análisis de los resultados obtenidos.

1.4 *Alcances de la memoria*

En la memoria se desarrolla una metodología de óptima asignación de la máxima cantidad de GD dentro de un alimentador, desde un enfoque de un inversionista en GD, puesto que no se consideran modificaciones en la red.

Si bien se plantean e investigan cuatro medios de generación en base a recursos renovables éstos no se consideran en forma explícita dentro de los algoritmos de solución. Su incorporación se proyecta en trabajos futuros.

La metodología en la cual se sustenta el trabajo tiene origen en una publicación de referencia [10], la cual es adaptada a las herramientas disponibles e interpretaciones correspondientes.

1.5 Estructura del documento

En el capítulo 2 se hace una revisión de la GD, su contextualización en los sistemas eléctricos, los distintos tipos de GD renovables y las leyes por las que se rigen.

En el capítulo 3 se analiza el impacto que tiene el localizar GD en las redes y como se ha tratado este problema.

En el capítulo 4 se plantea el modelo escogido a desarrollar y programar, con todos los factores que este involucra.

En el capítulo 5 se muestra la forma en que se llevó a cabo el modelo en la programación y el cómo se articuló sus distintas etapas.

En el capítulo 6 se presentan dos redes de prueba a las que se somete la aplicación y los resultados y observaciones que se obtuvieron.

En el capítulo 7 se concluye el trabajo de memoria y se aconsejan los pasos a seguir en la línea desarrollada para lograr la mejor ubicación y asignación de la generación distribuida.

Capítulo2: Antecedentes sobre Generación Distribuida

2.1 Redes de Distribución

Las redes de distribución, lugar donde se desarrolla la generación distribuida, surgen en la necesidad de tener un sistema capaz de suministrar la energía eléctrica demandada por los clientes finales, de manera segura y confiable.

La comisión nacional de energía, CNE, define a las redes de distribución como: “...Aquellos sistemas constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales...”

En la siguiente figura se ilustra un diagrama típico de los sistemas eléctricos de potencia, con sus distintos niveles de tensión, e integrantes.

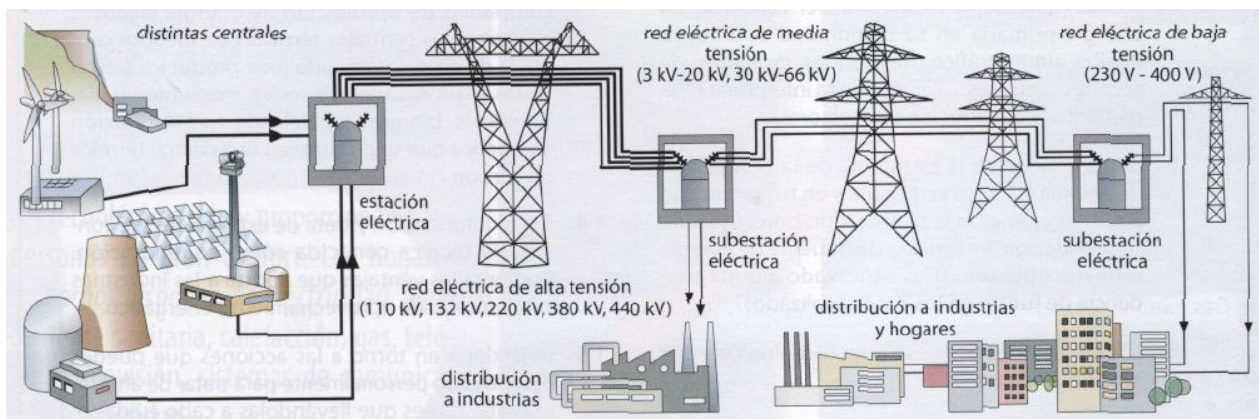


Fig. 1. Estructura del sistema eléctrico nacional [1]

Se puede ver como el esquema tradicional muestra generación a gran escala lejana de los consumos, que a través de extensas líneas de transmisión llega a los sistemas de distribución para ser repartida a los clientes.

En la siguiente figura se muestran los niveles de tensión para las distintas áreas de un sistema eléctrico de potencia, para diferentes países [2].

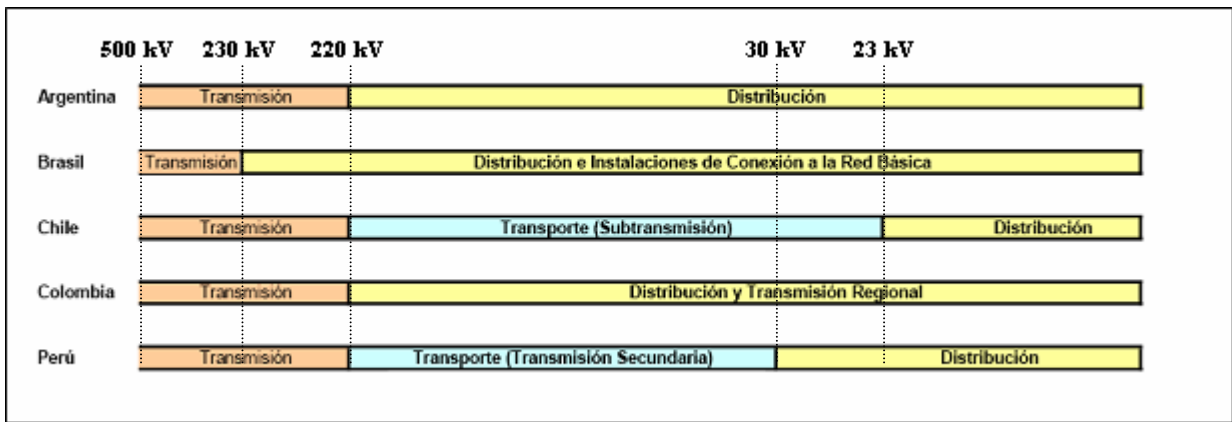


Fig. 2. Niveles típicos de tensión [2]

En Chile se pueden distinguir dos subsistemas dentro de la red de distribución, con una tensión máxima de 23 [kV]:

- Sistemas de distribución primaria: son las redes de media tensión que distribuyen a clientes industriales o a centros de transformación y redes de baja tensión. Las tensiones típicas de redes urbanas son 12,13.2 ó 15 [kV], en cambio en zonas rurales se tiene un valor característico de 23 [kV].
- Sistema de distribución secundaria: es la baja tensión para usuarios finales y se tienen en 380 [V] fase-fase o 220 [V] fase-neutro.

Las subestaciones tienen un rol fundamental en las redes de distribución ya que se podría decir cumplen tres funciones primordiales:

1. Lugar de transformación de los niveles de tensión desde donde se alimentan las redes de distribución.
2. Centro donde se disponen los elementos de protección, corte y maniobra del sistema.
3. Interconexión de las líneas.

El concepto de alimentador se atribuye a la red de distribución en media y baja tensión destinada a alimentar a un grupo de clientes de la empresa concesionaria de distribución. Una subestación suele tener varios alimentadores en sistemas urbanos.

2.2 Generación Distribuida, GD

La definición del concepto generación distribuida no es única, varía según las referencias, pero dentro de todas las opciones encontradas la más aceptada, por su amplitud y no exclusión, es la de Ackermann et ál [3]. Los puntos que considera para su definición del concepto son los siguientes:

a) **Propósito de la GD.** La GD se concibe como una fuente de potencia eléctrica activa, no dándole relevancia a su aporte reactivo.

b) **Ubicación.** Se considera la inserción de GD en los sistemas situados en la red de distribución y/o en la red de baja tensión.

c) **Tamaño de la instalación o potencia nominal.** Se propone la siguiente clasificación en función de la potencia nominal:

Micro GD: 1 W < potencia < 5 kW.

Pequeña GD: 5 kW < potencia < 5 MW.

Mediana GD: 5 MW < potencia < 50 MW.

Gran GD: 50 MW < potencia < 300 MW.

d) **Área de suministro.** La zona o área de suministro no se considera relevante para la definición de la GD. Se considera el concepto Generación Distribuida Incrustada como más apropiado para los sistemas GD destinados a abastecer redes eléctricas locales, aunque no obstante, el término GD Incrustada no aparece con frecuencia en la literatura existente.

e) **Tecnología empleada.** La GD se suele vincular al tipo de tecnología empleada, como por ejemplo las energías renovables, aunque esto no debe ser relevante para su definición.

f) **Impacto ambiental producido.** El impacto ambiental se suele asociar a la definición de GD, pero su medición y valoración resulta muy compleja, por ello, Ackermann no lo considera relevante.

g) **Modo de funcionamiento.** Generalmente, los sistemas GD no están sometidos a las normas de funcionamiento de los sistemas centralizados. El modo de funcionamiento de la GD no se considera relevante para la definición propuesta, debido a la existencia de grandes discrepancias en las normas internacionales en este sentido.

h) **Propiedad.** Los propietarios pueden ser empresas en general o las propias compañías productoras y/o distribuidoras de energía eléctrica. La propiedad no se considera relevante para la definición de GD.

i) **Penetración de la GD.** El nivel de penetración de GD en una red eléctrica determinada es la relación entre la potencia instalada de Generación Distribuida y la potencia total de la red. Así:

$$\text{Penetración GD(\%)} = \frac{P_{GD}}{P_{TR}} \cdot 100 \quad 2-1$$

Donde P_{GD} es la potencia activa del sistema GD y P_{TR} la potencia activa total de la red considerada. El nivel de penetración no es relevante para la definición de GD. Se estima que puede alcanzar entre el 25 y 30 % de la generación total en los próximos años.

En base a todo lo anterior, Ackermann et ál consideran la GD como una fuente de generación de energía eléctrica conectada directamente a la red eléctrica de distribución o en la red eléctrica de baja tensión. Por tanto, plantean la definición de GD básicamente en términos de conexión y localización, en lugar de la capacidad de generación y, además, no ponen límites sobre la tecnología o capacidad de la aplicación potencial de la GD.

Por otro lado, en la ley chilena se define pequeños medios de generación distribuida (PMGD) como los generadores cuyos excedentes de potencia son menores a 9 [MW] y se encuentran conectados a la red de distribución.

2.3 Tecnologías asociadas a la Generación Distribuida (GD)

Un factor importante a considerar es la inserción de las fuentes de generación en base a energías renovables no convencionales, ERNC, dados los beneficios medioambientales que estas significan, además de su independencia de materia prima con un costo atribuible.

Para poder definir el como se puede traducir la información del energético disponible, para efectos del presente trabajo, se utilizó el estudio realizado por Ketterer [4], en el cuál se hace un exhaustivo estudio de 4 tecnologías de generación ERNC, de las cuales se rescata en cada caso la expresión teórica que permite formular la potencia eléctrica que se puede extraer dados los distintos parámetros de las distintas tecnologías.

Si se dispusiera de la información de la variable de interés en cada caso, ya sea: velocidad del viento; radiación solar; caudal y altura del agua; y rendimiento y poder calorífico de la materia prima; faltaría realizar un tratamiento geográfico de los condiciones espaciales de las que se dispone en el entorno de cada barra eléctrica, esto para poseer un dato ya acabado de la potencia total que se puede extraer del lugar, dado el energético primario en cuestión.

A continuación se describen 4 tecnologías de generación y el modelo que deberían seguir para poder ser ingresadas dentro del modelo.

2.3.1 Energía Eólica

Los factores que rigen el potencial eólico son la velocidad y la densidad del viento, las cuales se aproximan a valores constantes. Dados estos datos se puede disponer de la siguiente potencia eléctrica:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \eta \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A [W] \quad 2-2$$

Con η : eficiencia de conversión eléctrica; ρ : densidad del aire; v : velocidad del viento; y A : área que atraviesa el viento.

Es importante considerar factores que alteran la veracidad de la fórmula anterior tales como que cada aerogenerador posee su propia curva de operación la que determina su potencial extraíble y tener en cuenta la altura en la que es instalada la turbina, ya que varía la velocidad y la densidad del aire.

Para obtener los datos de las velocidades del viento existen tres formas que son utilizadas para poder estimarlo:

- Mediciones con anemómetros en la zona en cuestión.
- La distribución de Weibull para estimarlo.
- Velocidad promedio anual del viento.

2.3.2 Energía Solar

Se puede generar energía eléctrica a partir del sol de dos formas, mediante paneles fotovoltaicos o utilizando la capacidad térmica solar mediante colectores solares que calientan un líquido para operar similar a una central térmica.

En esta memoria solo se considerará la energía fotovoltaica cuya potencia extraíble viene dada por:

$$P_{pv} = A \cdot I \cdot \eta \quad 2-3$$

Donde: I es la radiación solar incidente, A es el área del arreglo de paneles fotovoltaicos y η es la eficiencia de conversión eléctrica.

Para poder determinar la radiación solar incidente en los paneles es necesario tener mediciones anuales del lugar, de manera de poder establecer el comportamiento estacional y diario. Con estos datos se puede determinar la potencia disponible, sabiendo el área de paneles que se dispone y su eficiencia de transformación.

Si no se poseen los datos de radiación existen modelos para poder estimarla tales como:

- Modelo de Ashrae
- Modelo de Burridge y Gadd
- Modelo de Spokas y Forcella
- Modelo de Perrin de Brichambaut

Estos modelos difieren en los supuestos de las condiciones atmosféricas, las cuales son variables aleatorias las cuales son interpretadas de diferentes maneras en cada modelo.

Otros factores a considerar en el diseño de los paneles, los cuales pueden alterar los parámetros determinantes de la potencia eléctrica de la que se dispondrá, son:

- El ángulo de orientación (α), considerando que no se utiliza seguidor solar, cuyo valor suele ser el valor de la latitud más 15°.

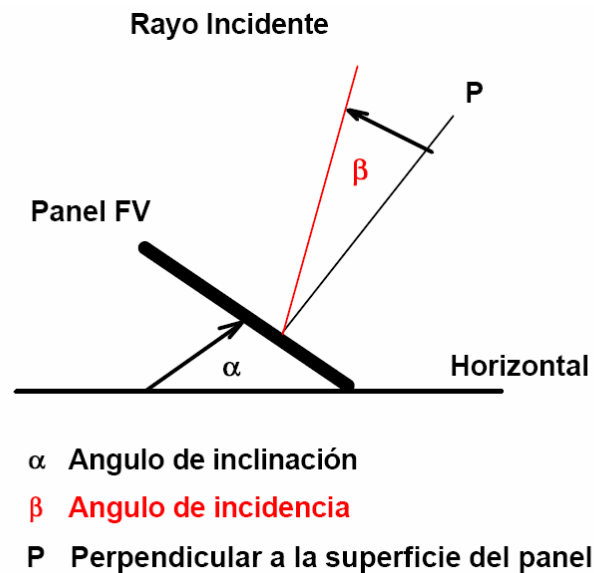


Fig. 3. Disposición del panel solar

- Y el banco de acumuladores a utilizar el cual es muy relevante para el funcionamiento del sistema a lo largo del día, ya que no se dispone de sol en la noche, y sirve para asegurar una tensión estable de suministro. Para dimensionarlos se debe tener una estimación de consumo de energía diario y dimensionar para condiciones adversas, para asegurar un funcionamiento seguro.

2.3.3 Energía Hidráulica

Los factores que determinan el potencial hidroeléctrico son el caudal y la caída de agua del río y quedan expresados en la siguiente fórmula:

$$P = 9,8 \cdot \eta \cdot \rho_{agua} \cdot Q \cdot h \quad 2-4$$

Donde se tiene que: η es la eficiencia de conversión; ρ_{agua} es la densidad del agua; Q es el caudal del río; y h es la altura de la caída de agua.

Típicamente se dispone de una eficiencia de un 85% considerando las pérdidas de los diversos procesos de transformación hasta llegar a la energía eléctrica.

Para tener una buena estimación del caudal del río es necesario tener sus datos de por lo menos 15 años, debido a la variación año a año (año seco, normal o lluvioso) que distorsiona las estimaciones.

Una herramienta buena para estimar la potencia nominal de la central es la curva de caudales clasificados, a partir de los datos hidrológicos, que muestra el porcentaje de tiempo en el que se alcanza o supera un cierto valor de caudal.

Si no se disponen las hidrologías del río en cuestión se pueden extrapolar los datos de una cuenca a otra tomando en cuenta los siguientes factores:

- Régimen hidrológico: ambas cuencas con el mismo régimen hidrológico (nival, nivopluvial, pluvial, pluvionival)
- Tipo de suelo: dadas las diferencias en las filtraciones de los suelos estos deben ser del mismo tipo.
- Uso del suelo: Las pérdidas de agua que se presentan vienen dadas por el empleo que se le da al suelo.
- Datos de régimen natural del río: los datos deben ser de lugares donde no se ha extraído agua con anterioridad como para regadío.

2.3.4 Energía por Biomasa

El potencial extraíble por medio de biomasa viene dado mayoritariamente por el potencial calorífico que posee la materia prima. Cuando se utiliza el biogás como medio de generación el factor relevante son las dimensiones del biodigestor.

La energía que se puede extraer por medio de biomasa viene dada por:

$$E_e = S \cdot \delta \cdot H_b \cdot \eta_e = \pi \cdot R^2 \cdot \delta \cdot H_b \cdot \eta_e [MWh] \quad 2-5$$

Donde: R es el radio del biodigestor anaeróbico; δ es el rendimiento del material; H_b es el poder calorífico de la materia prima; y η_e es la eficiencia eléctrica de conversión (25-35%).

Las variables a considerar para determinar el potencial eléctrico de generación eléctrica por medio de biomasa son los siguientes:

- Capacidad calórica de la materia prima: La materia prima de la que se dispondrá se debe determinar por medio de las características de la zona, con esto su poder calorífico y tipo de generación a utilizar.
- Cantidad de materia prima disponible: Se debe tener una estimación de cuanto desecho orgánico se dispone ya que es directo a lo que se generará.
- Distribución de la producción anual de los desechos orgánicos: La producción tiene un carácter estacional, lo que determina las dimensiones del lugar de almacenamiento y los momentos en que se generará durante el año.

2.3.5 Ajustes de espacialidad

Una vez obtenido el modelo eléctrico en cada caso, se debe efectuar un tratamiento por tecnología para poder estimar la potencia total extraíble en el entorno de cada barra del alimentador objetivo. El procedimiento a seguir para obtener el potencial en conjunto del parque de generación, luego del tratamiento individual por tecnología, sería el siguiente.



Fig. 4. Esquema de ajustes de espacialidad

El esquema consiste en que una vez obtenidos los datos de los energéticos primarios se procede, mediante los modelos de generación descritos en las secciones anteriores, a estimar la potencia por unidad dado el tipo de tecnología. Luego dadas las condiciones espaciales que se requiere para una unidad por tecnología, se procede a estimar de cuantas unidades contaría el posible parque de generadores para cada tipo de energía, con lo que se lograría estimar la potencia total por tecnología.

También es necesario hacer distinción de las distintas características técnicas que posee cada tipo de tecnología, de tal manera que sean incorporadas al modelo representando de mejor forma el impacto que cada tipo de tecnología podría tener sobre la red.

2.4 *Generador Virtual*

El esquema convencional ahora cambia con la mentalidad del generador distribuido, ya que al encontrarse en esta nueva concepción de la generación cercana a los consumos, se reducen pérdidas, y se lleva a un papel más activo a las redes de distribución.

Con esta nueva visión surge la necesidad de la creación de un generador virtual el cual es el ente que se encarga de hacer operar, en este nuevo escenario de distribución, los GD de manera coordinada, aprovechando así sus características conjuntas, ya sea para poder ser consideradas en el mercado de la generación o en el de los servicios complementarios.

La siguiente figura muestra el como sería el nuevo escenario de las redes de distribución.

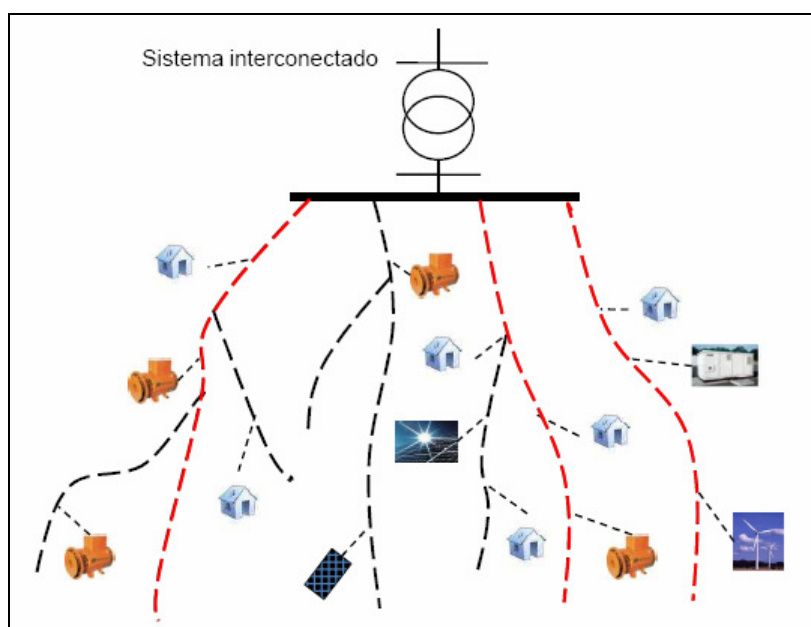


Fig. 5. Esquema con generación distribuida [5]

Las principales razones que existen para querer agrupar a los GD en un generador virtual son [4]:

- Producto de la incertidumbre en el comportamiento de un GD, y al no existir un control de la generación del GD, puede traer un alza de los precios.
- Localización eficiente del GD para así minimizar las pérdidas y rentabilizar las inversiones.
- Tanto la distribuidora como los consumidores dueños de GD necesitan indicadores de mercado para decidir cuándo conviene generar y entregar energía al sistema.
- Integración, control y coordinación de los distintos GD conectados en un sistema de distribución, para así beneficiar la operación.
- Los consumidores se pueden convertir en elementos activos del sistema decidiendo su perfil de demanda en tiempo real y vendiendo los excedentes al sistema.
- Producto de la ubicación de los GD ellos pueden realizar una eficiente regulación de tensión si éstos son correctamente controlados.

2.5 Normativa vigente que involucra a GD

Con el fin de incentivar la inserción de nuevos medios generación de energía eléctrica que hagan uso de los recursos renovables, se introdujeron cambios en las leyes que regulan el sector eléctrico chileno. Estos cambios se produjeron sobre las leyes corta I y corta II, por medio de las cuales se reconoce como distintos a los “Medios de generación no convencionales” MGNC y a los “Pequeños medios de generación” PMG.

La conexión de los MGNC y los PMG se regula por medio del decreto supremo DS N° 244 y los generadores distribuidos por la “Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD”.

Además se produjeron modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos LGSE en cuanto a los porcentajes que se deberían generar con estos medios renovables. [6]

2.5.1 Leyes sobre ERNC

Ley Corta I o ley 19.940

Esta ley introduce modificaciones en la LGSE y establece distintas reglas que facilitan e incentivan la aparición de energía renovable.

Se definen los generadores de energía no convencionales como todos aquellos cuya energía provenga de la energía geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración u otras similares determinadas fundadamente por la comisión.

Se libera parcialmente del pago de peajes de transmisión troncal para las fuentes no convencionales < 20MW. Mientras que si la potencia inyectada es inferior a 9MW el peaje será nulo, por otro lado, si la potencia inyectada es superior a 9MW e inferior a 20MW, el generador deberá pagar peaje por la proporción sobre 11[MW] en que se excede de los 9[MW]. En la siguiente figura se ilustra lo anterior.

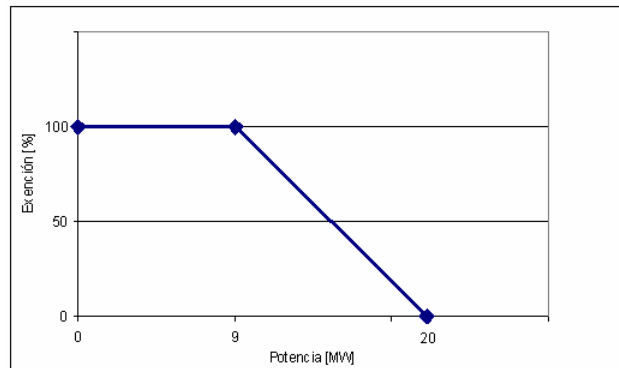


Fig. 6. Exenciones de peaje para MGNC

Se asegura el derecho a la venta de energía a costo marginal y potencia a precio de nudo en el mercado mayorista (spot) a cualquier generador independiente de su tamaño.

Se suma la posibilidad de un régimen estabilizado de precios en el tiempo, determinado por el CDEC para los generadores con inyección menor a 9MW.

Se establece que las empresas distribuidoras están obligadas a conectar a los generadores cuya potencia no supere los 9MW. En caso de ser necesarias obras de ampliación, estas deben ser ejecutadas por la compañía distribuidora y los costos de cargo del generador.

Ley Corta II o ley 20.018

Establece un derecho a los propietarios de pequeños medios de generación no convencionales a suministrar energía a las empresas distribuidoras. El monto de los suministros está limitado al 5% de la demanda de los clientes regulados de la concesionaria.

Ley 20.257

Esta ley establece una modificación en la LGSE, en lo que respecta a la empresas que efectúan ventas de energía eléctrica a clientes finales, los cuales deberán acreditar que un 10% de su total anual deberá ser generado por fuentes de energías renovables no convencionales y se fijan multas para quienes no lo cumplan.

Esta incorporación del 10% deberá ser cumplida de la siguiente forma:

- Entre los años 2010 y 2014 el porcentaje de ERNC deberá ser de 5%.

- Desde el 2015 al 2024 el porcentaje deberá ir incrementándose en un 0,5% anual.
- A partir del 2024 el porcentaje de generación ERNC deberá ser de 10%.

La dinámica anterior se muestra en la siguiente figura.

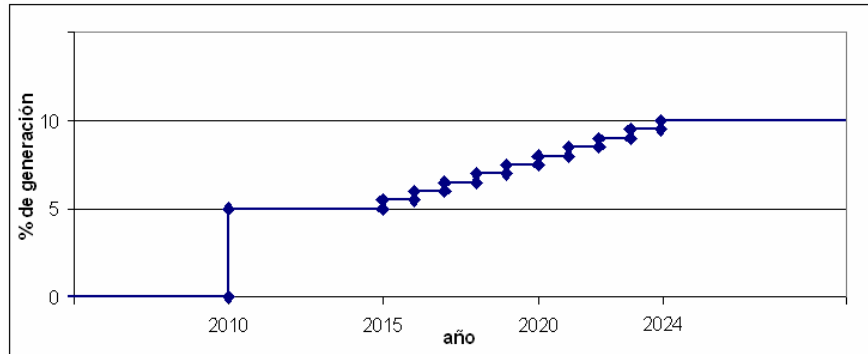


Fig. 7. Incorporación de ERNC en generación

2.5.2 Normativa para MGNC y PMG

El “reglamento para MGCN y PMG”, DS N° 244 define y diferencia los distintos tipos de generación a pequeña escala como:

- *PMGD* (Pequeños Medios de Generación Distribuida): Son aquellos medios de generación con excedentes menores o iguales a 9MW conectados a sistemas eléctricos de distribución.
- *PMG* (Pequeños Medios de Generación): Son los medios con inyección menor a 9MW conectados líneas eléctricas pertenecientes a un sistema de transmisión troncal, de subtransmisión o adicional.
- *MGNC* (Medios de Generación No Convencionales): Son aquellos medios cuya fuente es no convencional, con excedentes menores o iguales a 20MW.

En la siguiente figura se muestra el como quedan situadas en el entorno global de la generación los tipos de generación recién especificados.

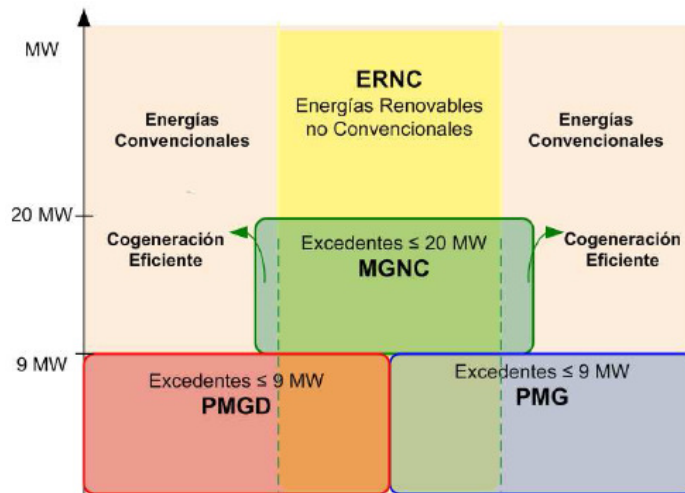


Fig. 8. Clasificación de los medios de generación [5]

La NTCO regula acerca de exigencias técnicas de conexión y operación del PMGD en estado normal y alerta del sistema de distribución.

El procedimiento que debe seguir el propietario de un PMGD para poder conectarse a la red es el se muestra en el siguiente esquema.

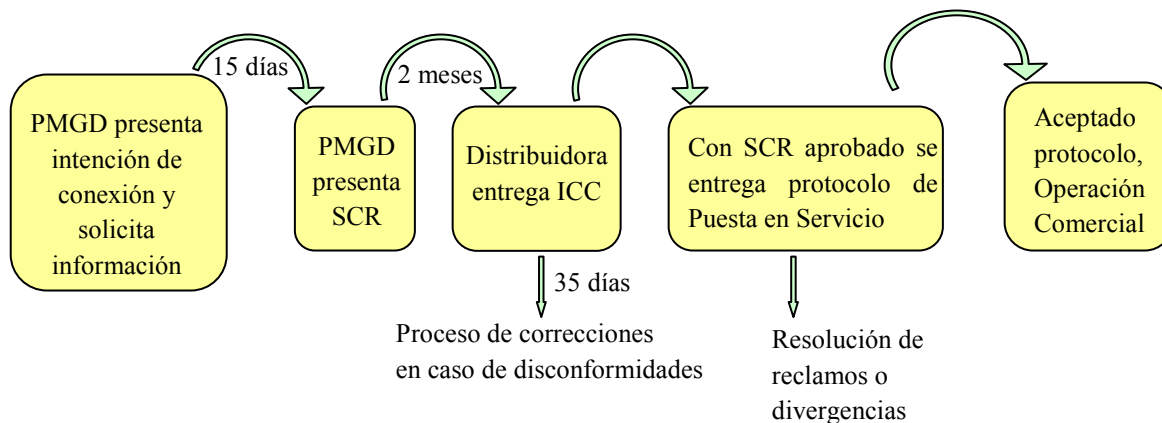


Fig. 9. Procedimiento de conexión de PMGD

- Realizar solicitud de información a Empresa Distribuidora a la que se desea conectar.
- La Empresa Distribuidora entrega la información dentro de 15 días.
- Realizar solicitud de conexión a la red (SCR) con antecedentes del proyecto.
- La Empresa Distribuidora emite informe con criterios de conexión y costos (ICC) dentro de 2 meses.
- El PMDG puede solicitar correcciones al informe de costos dentro de 20 días, dando un plazo de 15 días a la Empresa Distribuidora para responder a dicha solicitud.
- En caso de persistir discrepancias resuelve la SEC.
- Una vez aceptada la solicitud de conexión, está tendrá una vigencia de 18 meses a contar de la recepción del Informe de criterios de conexión.

2.5.3 Artículos de la NTCO de PMGD relevantes para la metodología

A continuación se enuncian 2 artículos relevantes para el desarrollo de la memoria, encontrados en la NTCO de PMGD.

Artículo 2-4

El Interesado en instalar un generador deberá determinar los efectos que produciría la operación del PMGD en el punto de repercusión (punto del Sistema de Distribución SD más cercano a un PMGD, en que están conectados otros clientes o en que existe la posibilidad real y pronta de que se conecten otros clientes). Dichos cálculos y simulaciones se efectuarán considerando las características eléctricas y dinámicas de la red de media tensión en el punto de repercusión asociado, de la potencia a conectar, y del tipo y forma de operación del PMGD.

La conexión de un PMGD a un alimentador de distribución no requiere de obras adicionales si la relación cortocircuito potencia es mayor a 20. Sin embargo, este cálculo deberá ser sustentado adjuntando las correspondientes simulaciones en estado estacionario y dinámico del sistema.

$$k_{ki} = \frac{S_{kv}}{S_{PMGD\max}} \quad 2-6$$

Donde k_{ki} es la razón de cortocircuito-potencia, S_{kv} es la potencia aparente de cortocircuito de la red en el punto de repercusión y $S_{PMGD\max}$ es la potencia aparente máxima del PMGD.

Artículo 3-18

Un PMGD no deberá regular activamente la tensión en el punto de repercusión. En el caso en que la empresa respectiva necesite que el PMGD regule tensión, este servicio deberá ser acordado por las partes referidas.

La elevación de tensión originada por los PMGD que operan en una red de media tensión de un SD no debe exceder, en el punto de repercusión asociado a cada uno de ellos, el 6% de la tensión existente sin dichas inyecciones.

Capítulo3: Problema de localización de GD

3.1 Impacto de GD en las redes de distribución

La inserción de un generador distribuido trae consigo un impacto significativo sobre las redes de distribución, tanto técnica como económicamente. Es por esto que se hace necesario entender estos comportamientos técnicos, de manera de alterar lo menos posible la red o bien tomar decisiones de cambios de elementos o ampliaciones.

Esta memoria se centra mayormente en los cambios estáticos que se producen, desde un punto de vista de la planificación, por lo cual los puntos a estudiar son [7]:

- Flujo de Potencia y Capacidad Térmica
- Regulación de Tensión
- Contribución al nivel de Cortocircuito

3.1.1 Flujo de Potencia y Capacidad Térmica

El conectar un generador en las redes de distribución claramente altera los flujos de potencia. Dependiendo del tipo de generación y de la capacidad los flujos se pueden volver bidireccionales, cambiando así el perfil de carga. El operador del sistema observa como la carga decrece, lo que en conjunto a las variaciones climáticas y las propias de la demanda, pueden repercutir en una carga intermitente difícil de estimar.

También la inserción del GD trae consigo una evidente alteración sobre las pérdidas de la red, pudiendo ser favorables en el caso de que solo logre abastecer la carga local, invertir el flujo y mantener las pérdidas, si se logra exportar lo mismo que antes se importaba, o bien, en el caso de que la penetración de GD sea considerable aumentar las pérdidas.

Todos los elementos en la red de distribución poseen una capacidad máxima de transporte, la cual si se ve excedida resulta en una sobrecarga del elemento, lo cual puede traer consigo daños permanentes en este.

La inversión del flujo de potencia también trae problemas sobre el ajuste de los taps de transformadores, ya que existen algunos diseños que al invertirse el flujo pueden llegar a disminuir notablemente su capacidad de transferencia. Y para la operación de los cambiadores de tap automáticos, que son ajustados para regular tensión en baja, el invertir el flujo puede resultar

en que el rango del tap sea inadecuado para mantener la tensión en baja dentro de su rango permitido.

3.1.2 Regulación de Tensión

Para que los equipos eléctricos que un consumidor puede conectar a las redes de distribución funcionen correcta y seguramente, es necesario que la tensión de operación se encuentre dentro de un rango aceptable. Dentro de estos equipos están los computadores, los cuales son particularmente sensibles a las caídas de tensión, y dado a su crecimiento en uso y en importancia es aún más apremiante asegurar la calidad del suministro.

Es por esto que el operador de los sistemas de distribución exige que la tensión se encuentre dentro del rango del $\pm 6\%$ de variación.

En distribución se rompe el clásico paradigma de las redes en transmisión donde la reactancia de las líneas es mucho mayor que la resistencia, con lo cual la tensión es mucho más dependiente de la potencia reactiva que de la activa. Ahora la resistencia es equiparable a la reactancia e incluso la relación X/R llega a ser menor que 1, con lo cual la tensión llega a depender tanto de la potencia activa como de la reactiva.

La usual correlación que se hace entre las impedancias y las potencias sobre la caída de tensión viene dada por la siguiente relación:

$$\Delta V = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V} \quad 3-1$$

Donde V corresponde a la tensión en el extremo final de la línea, R y X son las impedancias de la línea y P y Q las potencias que se transportan por la línea.

Con esto se puede ver que la tensión en un alimentador está determinada por el perfil de carga que posea este, teniéndose casos críticos de caída de tensión en los extremos para demanda máxima, como se muestra en la siguiente figura.

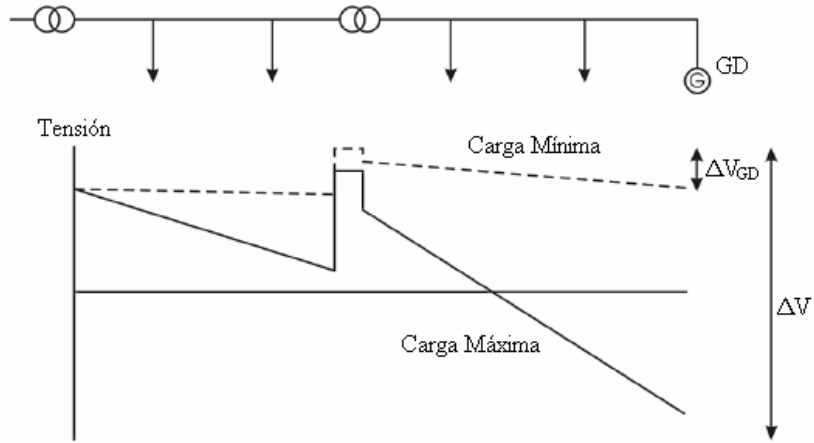


Fig. 10. Perfil de tensión para un alimentador bajo carga máxima y mínima [7]

Donde ΔV_{GD} es el aumento de tensión permitido para el GD, y ΔV es el rango permitido para la tensión en distribución.

Cuando se conecta un GD se ve reducida la carga efectiva en el alimentador con lo que se reducen los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas, dependiendo del tipo de generador. Con esta reducción se reduce la caída de tensión, lo que beneficia a las cargas al final del alimentador, puesto que suelen estar cerca de su cota inferior de tensión.

El ingreso de GD, en gran proporción (alta penetración) o para demanda baja, puede resultar en que el flujo de potencia se invierta, lo que puede conllevar un aumento de tensión incluso sobre la tensión de la subestación de bajada, lo que podría salirse de los rangos establecidos en la norma.

Las líneas con sección de conductor pequeña, alta impedancia, tienen la tensión más sensible ante la conexión de generación, lo que limita el tamaño del generador. GD de mayor potencia deben ser conectados a tensiones mayores.

La tensión a la que un generador puede ser conectado en las redes de distribución depende del tamaño y características del generador como también de la topología de la red, parámetros del sistema y la proximidad de la carga. La capacidad adecuada puede ser determinada por estudios detallados sobre el punto de interés, por lo cual utilizar reglas generalizadas no es recomendable. Pero si existen sugerencias de máximas capacidades por nivel de tensión como se muestra en la siguiente tabla.

Nivel de Tensión	Máxima Capacidad de GD
400 V red	50 kVA
400 V barra	200-250 kVA
11-11,5 kV red	2-3 MVA
11-11,5 kV barra	8 MVA
15-20 kV red o barra	6,5-10 MVA
63-90 kV red	10-40 MVA

Tabla 1. Capacidades máximas sugeridas para distintos niveles de tensión [7]

3.1.3 Contribución al nivel de cortocircuito

El nivel de cortocircuito (N_{cc}) en un punto de una red se refiere a la magnitud de la corriente que alimentaría una falla en el lugar en cuestión. Las corrientes de cortocircuito son mucho mayores que las corrientes nominales, y pueden significar serios daños de la red, generadores y en los equipos de los consumidores. Es por esto que los equipos en la red deben estar diseñados de tal manera que puedan soportar estas condiciones por períodos cortos, mientras los sistemas de protección de la red reaccionan y los interruptores respectivos operen, aislando así la falla.

Los generadores de máquina rotatoria contribuyen aumentando el N_{cc} de la red donde se conectan. Por esta razón insertar uno de estos generadores en un sector urbano suele tener impedimentos, puesto que estas redes tienen sus equipos de conexión en las subestaciones operando cerca de su límite de N_{cc} . Aumentar esta capacidad de los dispositivos de conmutación para poder permitir la conexión de un GD es generalmente caro, para lo cual sería el GD el que tendría que hacerse cargo de esos costos.

Los generadores sincrónicos GS y de inducción GI contribuyen a la corriente de falla pero de distintas formas.

La reactancia del GS en las condiciones transientes es mucho menor (alrededor de un 10%) que en condiciones nominales, por lo mismo la corriente que este entrega a la falla es mucho mayor que lo nominal (de 6 a 7 veces). El GS contribuye a la corriente máxima y empieza a decaer, pero siempre mantiene un aporte a la falla antes de su despeje. Y además el sistema de excitación de la máquina impulsa la corriente intentando mantener la falla.

Los GI para su funcionamiento requieren de potencia reactiva de la red para su excitación, con lo cual una falla en el sistema lo desabastece de excitación, por lo cual este no ayuda a mantener la falla, pero si contribuye a la corriente máxima.

Para el cálculo de las corrientes de falla se consideran las impedancias entre la falla y los respectivos generadores que aportan a esta, para redes con baja impedancia se tienen corrientes

de falla mayores. En media tensión se tiene impedancias menores que en baja tensión, por lo cual mayores son las corrientes de cortocircuito.

El Ncc es utilizado como indicador de cuan robusta es una red eléctrica, lo que trae consigo que: un generador aportará mucha más corriente a un cortocircuito cercano que a un lejano y que el Ncc decae con el nivel de tensión.

3.2 Trabajos de localización anteriores

3.2.1 Minimización de pérdidas

El objetivo de la metodología presentada en [8] es encontrar la capacidad y el lugar adecuado para instalar un GD en una red de distribución de manera que se minimicen más las pérdidas. Para esto el método se sustenta en la ecuación de pérdidas exacta.

$$P_{p\acute{e}rdida} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [\alpha_{ij}(P_i P_j + Q_i Q_j) + \beta_{ij}(Q_i P_j - P_i Q_j)] \quad 3-2$$

Donde $\alpha_{ij} = \frac{r_{ij}}{V_i V_j} \cos(\delta_i - \delta_j)$, $\beta_{ij} = \frac{r_{ij}}{V_i V_j} \text{sen}(\delta_i - \delta_j)$ y donde $r_{ij} + jx_{ij} = Z_{ij}$ son los elementos de la matriz de admitancias. $V_i, V_j, P_i, P_j, \delta_i$ y δ_j son las tensiones, las potencias y los ángulos respectivamente en los extremos de las líneas.

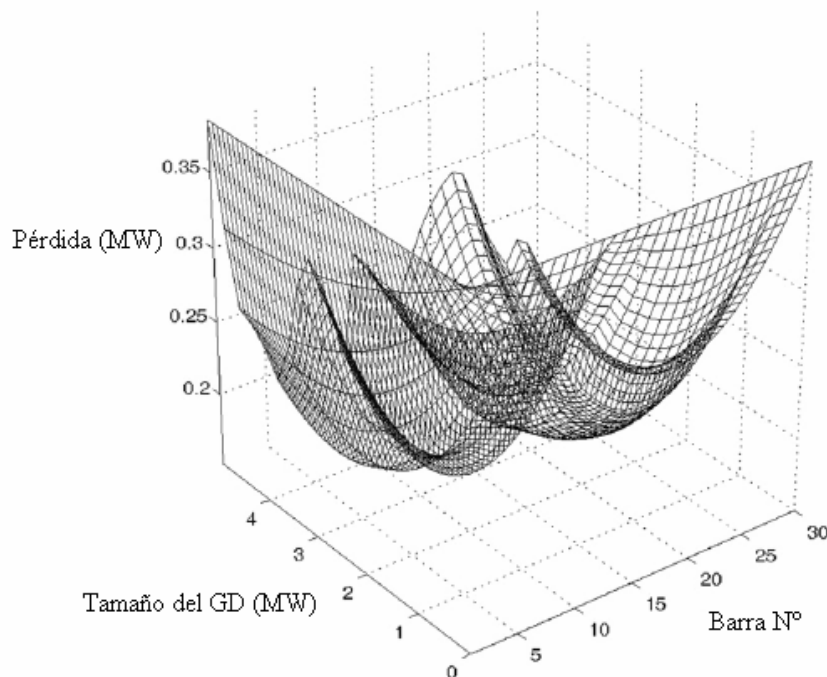


Fig. 11. Efecto de la ubicación y el tamaño de GD sobre las pérdidas del sistema [8]

En la figura se puede ver el como reaccionan las pérdidas del sistema de distribución ante la inyección de generación en distintas ubicaciones.

Este trabajo toma como punto de partida el clásico método de la sensibilidad de las pérdidas para ubicar los GD, donde la sensibilidad se define como:

$$\alpha_i = \frac{\partial P_{p\acute{e}rdida}}{\partial P_i} = 2 \sum_{i=1}^N (\alpha_{ij} P_j - \beta_{ij} Q_j) \quad 3-3$$

Y el método consiste en los siguientes pasos:

1. Realizar flujo de potencia base.
2. Calcular los factores de sensibilidad para cada barra y hacer una lista de prioridad en orden descendente con respecto a las pendientes iniciales.
3. Seleccionar barra con mayor prioridad y posicionar un GD.
4. Variar la capacidad del GD en pasos pequeños y calcular las pérdidas para cada caso.
5. Guardar el tamaño de GD para el cual se da la mínima pérdida.
6. Comparar las pérdidas con el caso anterior y guardar la nueva solución si es menor, descartando la anterior.
7. Repetir los pasos del 4 al 6 para todas las barras de la lista.

Si bien con estos pasos se puede tener una aproximación acerca de las barras en las que conviene más ubicar el GD no garantiza encontrar la barra óptima, ya que la lista de prioridad se realiza en función a las pendientes iniciales, lo cual no necesariamente es representativo del comportamiento óptimo de la barra. Además la metodología demanda muchos recursos computacionales ya que requiere de cálculos múltiples de flujo de potencia.

El aporte del método es calcular analíticamente a partir de la sensibilidad de pérdidas la capacidad óptima de GD de cada barra, la cual es la que minimiza la función de pérdidas, de la siguiente manera:

$$\alpha_i = \frac{\partial P_{p\acute{e}rdida}}{\partial P_i} = 2 \sum_{i=1}^N (\alpha_{ij} P_j - \beta_{ij} Q_j) = 0 \quad 3-4$$

$$\alpha_{ii} P_i - \beta_{ii} Q_i + \sum_{j=1, j \neq i}^N (\alpha_{ij} P_j - \beta_{ij} Q_j) = 0 \quad 3-5$$

$$P_i = \frac{1}{\alpha_{ii}} \left[\beta_{ii} Q_i + \sum_{j=1, j \neq i}^N (\alpha_{ij} P_j - \beta_{ij} Q_j) \right] \quad 3-6$$

Donde P_i es la potencia activa resultante en la barra i con lo cual, $P_i = P_{GD_i} - P_{Demanda_i}$

Entonces la potencia óptima de generación se puede calcular con la siguiente expresión:

$$P_{GD_i} = P_{Demand_i} + \frac{1}{\alpha_{ii}} \left[\beta_{ii} Q_i + \sum_{j=1, j \neq i}^N (\alpha_{ij} P_j - \beta_{ij} Q_j) \right] \quad 3-7$$

Con el cálculo de potencias anterior los pasos del método queda como sigue:

1. Realizar flujo de potencia.
2. Encontrar tamaño de GD óptimo para cada barra.
3. Utilizando ecuación de pérdidas, para valores iniciales, se calculan las pérdidas para cada caso de GD encontrado en 2.
4. Se ubica el GD que presentó menores pérdidas.
5. Realizar el flujo de potencia con la solución óptima final.

A través de este método se puede encontrar el lugar óptimo para ubicar un GD, desde el punto de vista de las pérdidas. Sólo se necesita de un flujo de potencia para encontrar el óptimo.

Pero con esta metodología no se puede encontrar el set óptimo de generadores en el alimentador, solo la posición óptima con su respectiva capacidad que minimiza las pérdidas y además no se consideran ni verifican las distintas restricciones que se podrían estar excediendo.

3.2.2 Sistemas de información geográfica (GIS)

Un GIS se puede definir como un conjunto integrado por hardware, software, bases de datos relacionados por procesos destinados a: recopilar, preprocesar, analizar y visualizar datos, que estén espacialmente localizados y relacionados entre sí.

Para este caso se puede ver como una herramienta de planificación que facilita de una manera global la interacción de los diversos agentes que se encuentran restringidos a una misma ubicación.

Un GIS se sustenta en digitalizar información para poder ser manipulada. Existen tres modelos de datos digitales para estos fines: modelo de datos de trama, vectorial y de superficie [9].

Modelo de datos de trama: Se divide el área de estudio en un enmallado de celdas regulares, cada celda con el valor de interés y posición georeferenciada. Es el más adecuado para operaciones aritméticas entre capas diseñadas del mismo tipo, sobre una misma área en común.

Modelo de datos vectorial: Se utiliza para definir y manipular elementos gráficos bien definidos como: líneas, puntos, polígonos, etc. Sirve para representar geográficamente elementos como caminos, redes eléctricas, tuberías, etc.

Modelo de datos de superficie: Se representan superficies a través de una serie de triángulos irregulares conectados entre sí. El modelo guarda las relaciones topológicas de estos triángulos.

Es el formato más adecuado para ilustrar los formas de las superficies como modelos de elevación. Permite calcular inclinaciones, ángulos de incidencia, zonas a inundar para centrales hidroeléctricas, etc.

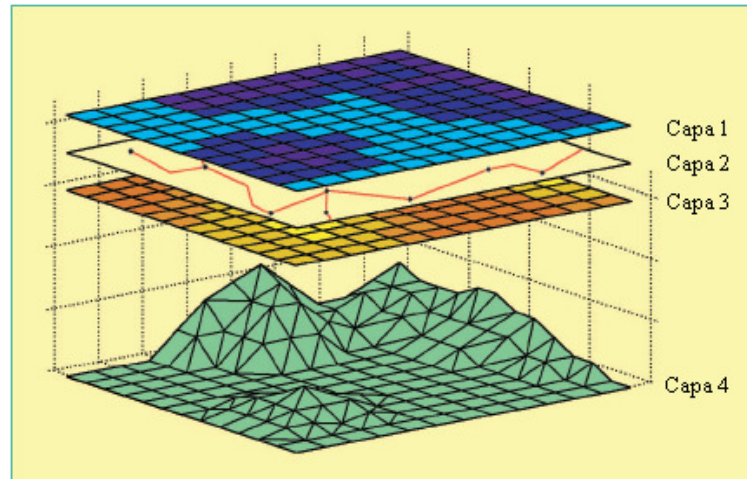


Fig. 12. Composición de cuatro capas de un GIS [9]

En la figura se muestra como los diversos modelos pueden interactuar en un mismo GIS, todas referenciadas a los mismos puntos geográficos. La primera y tercera capa son del modelo de datos en trama, donde en la primera se encuentran los datos del recurso eólico de la zona con valores mayores a mayor altura y la tercera el costo del terreno correspondiente a la instalación de un GD. La segunda capa representa la red de distribución eléctrica existente en la zona, donde los puntos negros son los posibles lugares de conexión. Y la cuarta capa es un modelo de datos de superficie donde se puede ver el relieve de la zona.

Un indicador bastante utilizado para fines de localización de GD, y calculado mediante GIS, es el del costo de la energía normalizado LEC (del inglés *levelized energy cost*), el cuál refiere a los costos económicos necesarios para producir 1 kWh, incluyendo: costos del equipamiento (anualizado según su vida útil), la operación, el mantenimiento y si es el caso el costo del energético primario. El costo del equipo debe considerar, de ser necesario, costos de tierra, caminos para la instalación y la línea eléctrica de interconexión a la red [9].

3.2.3 Máxima capacidad en un alimentador

El objetivo de este método es el maximizar la generación en un alimentador mediante la inserción de GD en las distintas barras [10]. La optimización se sustenta en las restricciones técnicas de tensión en las barras, nivel de cortocircuito en la barra de cabecera del alimentador y la relación de capacidad de generación en las barras dado el nivel de cortocircuito que se posee sin generación.

Esta metodología es la escogida para desarrollar en la memoria y en el siguiente capítulo se especifica en profundidad el algoritmo, el cual se basa en la referencia, pero es adaptado a las herramientas disponibles y criterios adecuados.

Capítulo4: Modelo propuesto DGMaxCap

En este capítulo, a base de la revisión de la referencia [10], se articula el modelo que se empleará en la memoria. Lo esencial del algoritmo es el poder determinar la capacidad máxima de generación distribuida que se puede disponer en un alimentador de un sistema de distribución eléctrico. Esta capacidad máxima considera a la suma de las generaciones en las distintas barras del alimentador.

4.1 Criterios y alcances

El modelo fue obtenido de una publicación IEEE realizada por los autores irlandeses Andrew Keane y Mark O'Malley, denominada “Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks” [10]. En primera instancia el objetivo era simular el método de manera de poder incorporarlo al software DeepEdit intentando reproducir todos los criterios descritos por los autores, pero fue necesario realizar modificaciones pertinentes a los datos disponibles y a parámetros no descritos, pero si necesarios.

El criterio general a utilizar es el de un análisis de sensibilidad sobre ciertas variables (restricciones) a través de la variable principal que se desea estimar, la capacidad instalada. Con esto se logran determinar interrelaciones entre estas variables con respecto a la variable principal, por medio de una linealización. Estas dependencias toman forma en las restricciones del problema de optimización que se desea resolver, el maximizar la capacidad instalada del alimentador objetivo.

4.2 Formulación del problema

El principal objetivo de esta metodología es lograr obtener una asignación óptima de las capacidades en todas las barras de un alimentador de manera de maximizar la generación conjunta, sin exceder las restricciones impuestas por norma o por seguridad de los elementos del sistema.

La forma de lograr esto es, como ya se mencionó, a través de un análisis de sensibilidad sobre tres variables eléctricas: Tensión en las barras del alimentador, corriente de cortocircuito en la barra de la subestación de transmisión del alimentador y capacidad de cortocircuito en las barras del alimentador, haciendo variaciones independientes de capacidad – esto es un generador por barra a la vez – incrementales desde cero hasta la capacidad máxima aceptada, en lo que respecta a GD.

Por medio de este proceso se puede obtener, a través de una linealización de las mediciones antes descritas, el valor incremental que significaría, sobre cualquiera de las tres variables restrictivas, el aumentar la capacidad instalada de generación en cualquier barra del alimentador (en todo el alimentador).

Mediante este planteamiento se está poniendo a prueba el si las relaciones establecidas son efectivamente lineales, puesto que la herramienta a utilizar es la regresión lineal sobre los datos extraídos del análisis de sensibilidad. De no ser lineales se hace necesario realizar alguna modificación al algoritmo (i.e. aumentar el número de iteraciones).

El esquema del modelo recién explicado se muestra a continuación, de donde los puntos señalados se detallan en la siguiente sección de este capítulo.

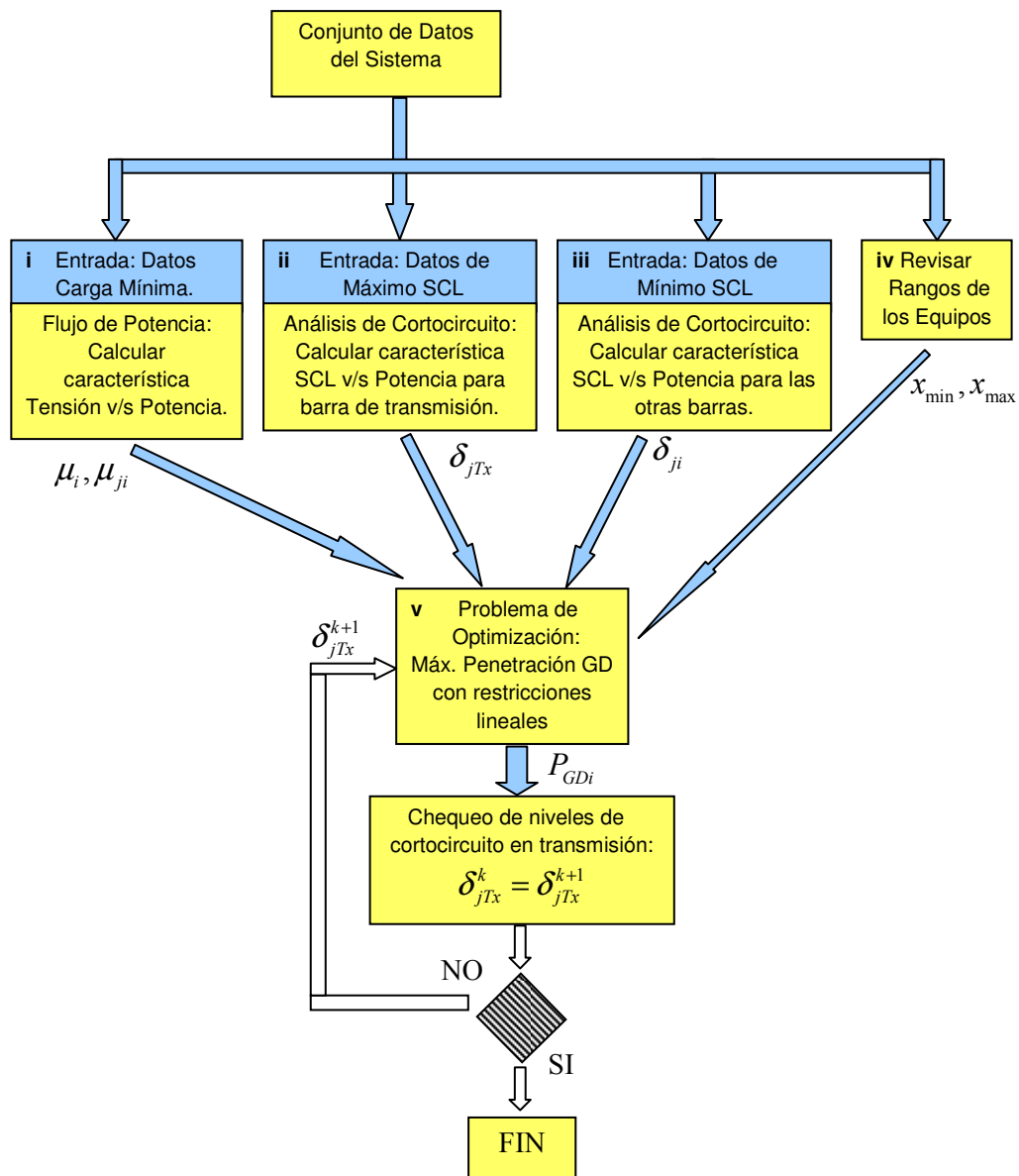


Fig. 13. Esquema modelo

4.3 Función objetivo y restricciones

Este método garantiza la utilización óptima de los elementos (barras, líneas, protecciones) existentes en el alimentador objetivo, ya que estos no se modifican, lo que además de conseguir la máxima capacidad, asegura que se logró de una manera rentable.

Con este modelo se puede determinar una asignación óptima de generación distribuida para cada alimentador en la red. La capacidad de generación debe ser asignada en cada barra del alimentador de tal manera que ninguno de los límites técnicos sea violado.

Con esto la función objetivo del problema de optimización queda dada de la forma:

$$F.O.: Max J = \sum_{i=1}^N P_{GDi} \quad 4-1$$

Donde P_{GDi} es la capacidad de generación distribuida en la barra i con N el total de barras del alimentador.

Las restricciones que limitan el maximizar la capacidad del alimentador, referentes a su configuración y composición, son las siguientes:

i. Tensiones

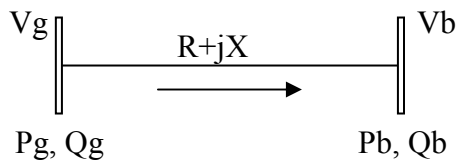


Fig. 14. Estudio de tensión

De la figura se tiene que:

$$V_g = V_b + \frac{R \cdot P_b + X \cdot Q_b}{V_b} + j \frac{X \cdot P_b - R \cdot Q_b}{V_b} \quad 4-2$$

Donde se puede observar que la tensión del generador (V_g) es la tensión en la barra (V_b) más una componente relacionada con la impedancia en la línea y el flujo de potencia que se observa en ella, con lo que entre más grande sea la impedancia o el flujo de la línea mayor será el aumento en la tensión.

Este comportamiento ante la potencia activa se tiene en las redes de distribución a diferencia de las de transmisión debido a que en estas la resistencia es comparable con la inductancia, teniéndose un cociente X/R cercano a 1, diferente a valores típicos de 5 en las redes de transmisión [10].

Por términos de calidad de servicio, dados en la norma, es necesario que la tensión se encuentre acotado:

$$V_{\min i} < V_i < V_{\max i} \quad 4-3$$

Para limitar la posible generación en las barras a los límites de tensión se determinan los factores de dependencias e interdependencias entre estas dos variables, μ_i y μ_{ji} respectivamente.

Para realizar esto se va añadiendo capacidad de generación, en un rango establecido, en cada barra separadamente y se registra la variación en la tensión que desencadena en todas las barras.

Con esto se determinan todas las curvas con las combinaciones de inyección de potencia versus variación en tensión entre todas las barras, de las cuales se rescatan las pendientes de las curvas características de cada variación, denominadas μ_i para las variaciones de las barras consigo mismas y μ_{ji} para las interdependencias de las barras hacia todas las demás barras.

Combinando todas estas dependencias, se tiene que la tensión en la barra i, dadas las inyecciones en todas las barras, esta dado por:

$$V_i = \beta_i + \sum_{j=1}^N \mu_{ji} \cdot P_{GDj} \leq V_{\max i}, \text{ con } \mu_{ii} = \mu_i, \forall i \quad 4-4$$

Donde β_i es la tensión inicial en la barra, sin considerar los generadores distribuidos.

El análisis anterior se realiza en condiciones de carga mínima dado que es el peor escenario para aumentos de tensión.

ii. Nivel de Cortocircuito en barra de Transmisión, SCL (Short Circuit Level)

Para todos los equipos existe un cortocircuito máximo fijado por norma, es por esto que se realiza este análisis de cortocircuito para asegurar que no se exceda esta restricción en la barra de transmisión, ante la inyección de generación en las barras de distribución. El SCL (short circuit level) es mayor en transmisión, con lo cual las barras cercanas a la barra de transmisión encontrarán antes su límite.

$$SCL_{Tx} < SCL_{nominal}$$

4-5

Como $SCL_{nominal}$ de la barra de transmisión se utiliza el SCL máximo que pueden despejar de manera segura una falla las protecciones de la subestación.

Para implementar esta restricción, sobre la posible generación en las barras, se determinan las curvas características de la dependencia del SCL en la barra de transmisión, ante la inyección de potencia en las barras de distribución (δ_{jTx}). Se utiliza la regresión lineal para este cálculo con la cual se determinan las pendientes.

Estas dependencias calculadas forman en conjunto el SCL_{Tx} , dadas las inyecciones en las barras, de la siguiente manera:

$$\sum_{j=1}^N \delta_{jTx} \cdot P_{GDj} + \alpha_{Tx} \leq SCL_{nominal} \quad 4-6$$

Donde α_{Tx} corresponde al $SCL_{inicial}$ sin generación presente.

La linealización anterior es un modelo bastante exacto si se escogen los rangos de variación de potencia adecuados, esto debido a que las curvas obtenidas no son exactamente lineales. Para esto inicialmente se utiliza el rango tal que las restricciones fijadas inicialmente se satisfagan, para que posteriormente, luego de realizada la optimización de las asignaciones de las potencias, sean recalculados los δ_{jTx} en un rango en torno al valor obtenido y se realice nuevamente la optimización de las capacidades.

iii. Razón de Cortocircuito, SCR (Short Circuit Ratio)

La razón de cortocircuito es la proporción de potencia activa admisible en la barra, dada la potencia de cortocircuito existente en la barra sin generación incorporada. A través de esta restricción se controla cuanto puede caer la tensión en la barra ante una interrupción en un alimentador.

La conexión de generadores de inducción a una red con alta impedancia produce problemas de inestabilidad si el SCR no está limitado aceptablemente. La caída de tensión ante una falla puede producir una aceleración en un generador de inducción eólico, de manera tal que si la velocidad excede el nivel crítico podría llegar a embalsarse el generador, llevándolo a absorber aún más reactivos colapsando así la tensión en bornes.

Es por esto que es necesario acotar el SCR, siendo un 10% un valor recomendado por el estándar Europeo EN50160.

$$\frac{P_{GDi}}{SCL_i \cdot \cos(\phi)} \cdot 100 \leq 10\%, \text{ con } SCL_i(MVA) \quad 4-7$$

Se incorpora a esta restricción las variaciones en el nivel de cortocircuito que producen las inyecciones de potencia en cada barra sobre las demás barras del alimentador. Esto se realiza variando la potencia inyectada en una barra y registrando el SCL (δ_{ji}) en las demás barras, y repitiendo esto para todas las barras. Resultando así una potencia de cortocircuito para cada barra de la forma:

$$SCL_i = \alpha_i + \sum_{j=1}^N \delta_{ji} \cdot P_{GDj}, \text{ con } i \neq j \quad 4-8$$

Donde α_i es el $SCL_{i, inicial}(MVA)$.

Incorporando el cálculo en la restricción inicial se consigue la siguiente restricción:

$$P_{GDi} - 0,1 \cdot \cos(\phi) \cdot \sum_{j=1, i \neq j}^N \delta_{ji} \cdot P_{GDj} \leq 0,1 \cdot \cos(\phi) \cdot \alpha_i \quad 4-9$$

El SCL_{Tx} utilizado en transmisión para estos cálculos es el registrado en el mínimo de verano, puesto que el consumo eléctrico es menor con lo cual se encuentran operando menos centrales generadoras, resultando así en un menor aporte al cortocircuito. Al tenerse el menor nivel de cortocircuito se tiene por seguro que en este caso la capacidad de generación en una barra será como mínimo el requerido (10%).

iv. Equipos y Recurso

Líneas: La corriente por las líneas, entre el generador y su barra, no debe exceder su valor nominal.

$$I_i \leq I_{inominal} \quad 4-10$$

Si se consideran valores estándares para la tensión y el factor de potencia, esta restricción puede ser directamente traducida a la variable de interés.

El trabajo algebraico viene dado por:

$$\begin{aligned}
P &= S \cdot fp & y & & S_{Li} &\leq S_{Li,nominal} \\
S_{Li} &= \frac{P_{GD_i}}{fp_i} & \Rightarrow & & P_{GD_i} &\leq S_{Li,nominal} \cdot fp_i
\end{aligned}
\tag{4-11}$$

Transformador de bajada: La cantidad de generación a conectar menos la demanda mínima del año no debe exceder la capacidad nominal del transformador de transmisión. Si ya existen generadores en el sistema de distribución deben ser restados de la cota.

$$\sum_{i=1}^N P_{GD_i} \leq P_{trafoTx,nominal} + \left(\sum_{i=1}^N P_{d_i} \right)_{\min}
\tag{4-12}$$

Con $\sum_{i=1}^N P_{d_i}$ la demanda mínima del sistema de distribución en conjunto. Es de esperar que el mínimo sea para el valle de verano, ya que en verano el consumo es menor que en todo el año.

Recurso Energía: Es de esperarse que las barras del sistema de distribución no tengan recursos energéticos sustanciales, ya que no fue diseñado con este objetivo, sino con el de satisfacer los consumos. Para esto es necesario acotar la potencia a generar en cada barra en un rango dada su localización. Tampoco hay que dejar de lado que la existencia del generador en cuestión tiene que venir de la mano con las necesidades de algún cliente con el interés de abastecer su carga y vender sus excedentes al sistema.

Considerando los puntos expuestos anteriormente la asignación de potencia a generar en una barra tendrá que ser como mínimo la potencia ya existente en la barra y como máximo el recurso que se dispone en esa localidad.

$$P_{instalada,i} \leq P_{GD_i} \leq P_{disponible,i}
\tag{4-13}$$

Es necesario aclarar que en esta memoria se plantea una revisión acerca de los tipos de tecnología objetivo de GD que se desea incorporar a las redes de distribución (sección 2.3), pero es trabajo aparte, y bastante extenso, el de hacer la correlación entre la redes de distribución y sus posibles energéticos presentes en la cercanía, como se explica en la sección 3.3.2, con su posible desarrollo en plataformas GIS.

Es por esto que la capacidad máxima de generación estará limitada directamente al usuario pero para todas las barras por igual. No excluyendo que de disponerse de estos datos, su implementación sería simple de aplicar en esta metodología, a través de una base de datos.

v. Problema de Optimización

Con la formulación anterior el problema de optimización se puede plantear de la siguiente forma:

$$F.O.: \text{Max } J = \sum_{i=0}^N P_{GD_i} \quad 4-14$$

Sujeto a:

$$V_i = \beta_i + \sum_{j=1}^N \mu_{ji} \cdot P_{GD_j} \leq V_{\max i} \quad 4-15$$

$$\sum_{j=1}^N \delta_{jTx} \cdot P_{GD_j} + \alpha_{Tx} \leq SCL_{\text{nominal}} \quad 4-16$$

$$P_{GD_i} - 0,1 \cdot \cos(\phi) \cdot \sum_{j=1, i \neq j}^N \delta_{ji} \cdot P_{GD_j} \leq 0,1 \cdot \cos(\phi) \cdot \alpha_i, \quad i \neq j \quad 4-17$$

$$P_{GD_i} \leq S_{Li, \text{nominal}} \cdot fp_i \quad 4-18$$

$$\sum_{i=1}^N P_{GD_i} \leq P_{\text{trafoTx, nominal}} + \left(\sum_{i=1}^N P_{d_i} \right)_{\min} \quad 4-19$$

$$P_{\text{instalada}, i} \leq P_{GD_i} \leq P_{\text{disponible}, i} \quad 4-20$$

4.4 Validación del modelo

Para poder verificar el modelo antes planteado es necesario disponer de dos herramientas de cálculo fundamentales en los sistemas eléctricos de potencia como los son el Flujo de Potencia AC y el cálculo de corriente de cortocircuito, necesarios para la determinación de las interrelaciones antes señaladas.

Por supuesto está implícita la necesidad de tener modelados los distintos elementos o dispositivos que componen un alimentador en las redes de distribución, aparte de las dos herramientas ya señaladas, es por esto que se optó por utilizar el software DeepEdit puesto este contiene todas las consideraciones recién enunciadas.

Sobre lo anterior, el poder plantear y calcular el problema en lo que involucra las variables eléctricas, está que el software también da la posibilidad de implementar herramientas de optimización de manera que se puede completar el modelo en su totalidad consiguiendo así el resultado final en un sólo módulo de programación.

Una vez resuelto el trabajo de programación y obtenidos los resultados requeridos, el simple hecho de que la solución se encuentre dentro de los límites establecidos comprobará lo efectivo del modelo planteado.

En primer lugar se pondrá a prueba la aplicación sobre el alimentador tipo planteado en el documento de referencia, para después disponerlo sobre un alimentador más tradicional.

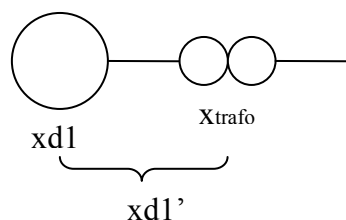
4.5 Supuestos y Observaciones

4.5.1 Impedancia de falla del GD

El valor de la reactancia subtransitoria x_{d1} " del generador es bastante relativo, tanto a la capacidad como al nivel de tensión del generador. Si bien para un mismo modelo se puede encontrar que a medida que aumenta la capacidad del generador disminuye el valor de la impedancia, entrega más corriente a la falla, cuando se cambia de modelo incluso para un mismo fabricante no sigue esta misma relación.

Es por esto que se decidió escoger esta reactancia mediante pruebas en el programa, ecualizando los resultados de la optimización a un comportamiento similar al del obtenido por los autores de la referencia. El valor a utilizar para el x_{d1} " del generador es de 0,15 en base propia, con lo cual al aumentar la capacidad del generador y traspasarlo a la base del programa, el generador aporta en mayor proporción a la falla.

La impedancia del transformador se obtuvo de la norma IEC 60076-5 [17], tomando un valor promedio de 0,07 [pu], utilizando el rango de potencias (1-20 [MW]) de la simulación. Con esto la impedancia equivalente de falla del generador queda como:



$$x_{d1} + x_{Trafo} = x_{d1}' = 0,15 + 0,07 = 0,22[pu] \quad 4-21$$

Fig. 15. Impedancia equivalente generador

4.5.2 Comportamiento de SCL

Si bien para el cálculo de las interdependencias de capacidad versus SCL se utilizó la herramienta de regresión lineal, esto no es del todo correcto y por lo cual es necesario iterar en torno a los valores obtenidos y volver a optimizar.

Lo anterior se debe a que en el cálculo de la corriente de cortocircuito, al ir aumentándose la capacidad de generación se va disminuyendo proporcionalmente la impedancia equivalente del generador (que se ve en la falla). La corriente de cortocircuito trifásico a tierra se calcula con la siguiente fórmula:

$$I_{3\phi} = \frac{V_{ff}}{x_{eq} + x_{falla}} = \frac{V_{ff}}{x_{eq\text{lineas}} + x_{d1}} = \frac{V_{ff}}{x_{eq\text{lineas}} + 0,22 \cdot \frac{100}{P_{GD}}} \quad 4-21$$

Donde $x_{falla} = 0$ ya que la falla es directa a tierra, $x_{eq} = x_{eq\text{lineas}} + x_{d1}$ es el equivalente desde el generador a la falla, considerando el equivalente de las líneas y del generador. La impedancia del generador se traspasa a la base de DeepEdit, con lo cual al aumentar la capacidad del generador P_{GD} el comportamiento que sigue la corriente de cortocircuito no es lineal, es más bien de un comportamiento cúbico.

El manto de las posibles soluciones para el nivel de cortocircuito, ahora para distintos generadores, que siguen el mismo comportamiento, sería el siguiente:

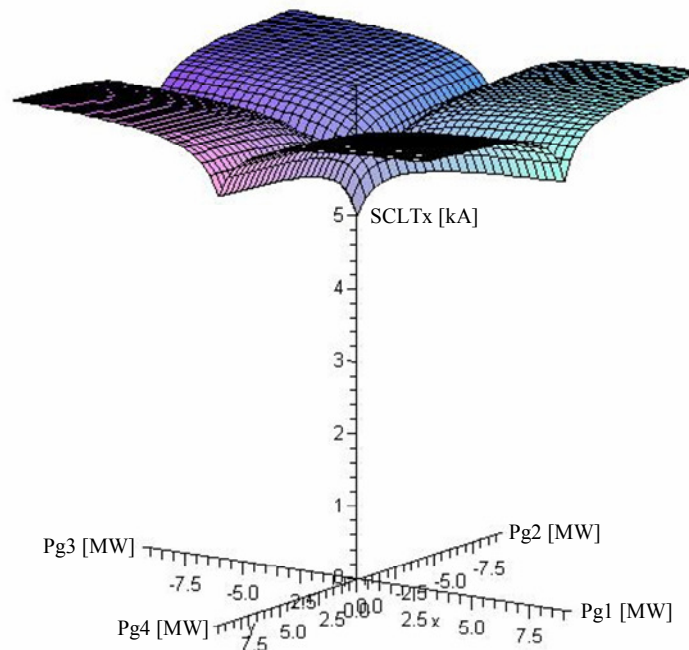


Fig. 16. Comportamiento de SCL ante incremento de capacidad en distintas barras

En la figura se intenta ilustrar el comportamiento señalado de cuatro generadores, uno en cada eje, y el posible manto de soluciones de corriente de cortocircuito que seguirían.

Dada la condición de no linealidad y que el cálculo se realiza con regresión lineal, lo más probable que suceda es que no se alcance el valor deseado en una primera iteración, con lo cual se debe adecuar la restricción del problema de optimización de tal manera que la solución se acerque a su cota de SCL. Para esto se vuelve a calcular la pendiente de SCL pero esta vez en un rango en torno a la solución de la primera iteración.

Capítulo 5: Implementación de DGMaxCap

Como se mencionó anteriormente la implementación del modelo *Distributed Generation Maximum Capacity* (DGMaxCap) se llevó a cabo a través de DeepEdit, plataforma computacional desarrollada en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile.

Las características principales de esta plataforma son [11]:

- Uso de programación orientada al objeto, la que ofrece una alternativa eficiente para el desarrollo de una base de datos orientada al objeto y herramientas de análisis, diseño y programación.
- El modelo orientado al objeto desarrollado ha sido implementado como un sistema distribuido, basado en una arquitectura de tipo cliente-servidor.
- El sistema ha sido programado en lenguaje de programación Java.

En la siguiente figura se muestra la arquitectura cliente-servidor utilizada.

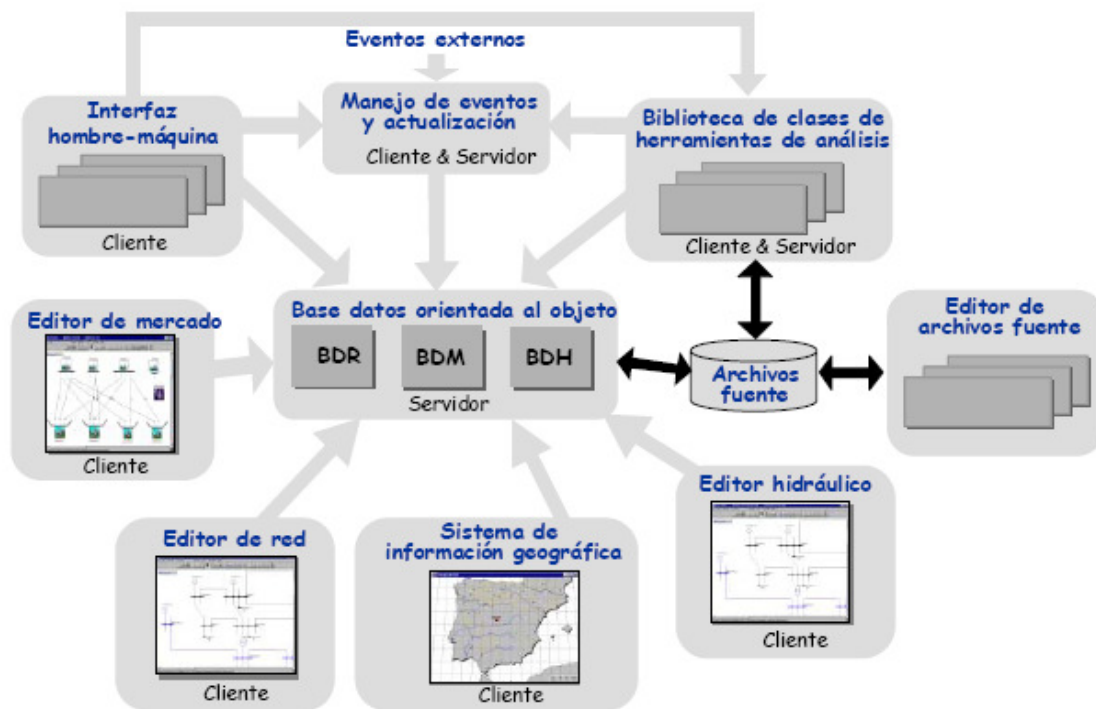


Fig. 17. Arquitectura del Sistema DeepEdit [11]

Donde las componentes necesarias donde se efectúan los desarrollos que articulan la descripción del sistema eléctrico son:

- Base de datos orientada al objeto
- Interfaz hombre-máquina
- Integración de herramientas utilizadas en el sector
- Implementación de herramientas de Análisis

Para el desarrollo de la aplicación es necesario interrelacionarse con todas estas áreas para una correcta y completa implementación del método en cuestión.

5.1 Ejecución del modelo

En esta sección se muestra el como las cuatro áreas antes mencionadas tienen relevancia en la programación del algoritmo DGMaxCap, el como se interrelacionan, y como en conjunto son suficientes para lograr el objetivo.

i. Base de datos

Una vez definido el alimentador a optimizar en DeepEdit, esto es bien definidas las líneas, las cargas, el transformador de bajada y el equivalente del sistema de transmisión, resulta necesario para un mejor resultado, el tener los datos de las distintas demandas del alimentador, en particular la demanda máxima, para el cálculo de cortocircuito, y la demanda mínima para las variaciones (subidas) de tensión.

Es por esto que es necesario utilizar bases de datos para poder situarse en estos escenarios, para lo cual se utiliza la modelación de generación y consumos TPDB (*Transmission Pricing Data Base*) desarrollada en MS-Access para el estudio estadístico de redes en DeepEdit [13].

Esta base de datos está conformada por 6 tablas mediante las cuales se pueden definir los bloques mensuales de demanda y la generación, dada por las hidrologías, al año.

En la primera tabla *blockTime* se tiene el tiempo de duración y la cantidad de bloques en el período total a considerar para la planificación. En esta se disponen de igual número de bloques por mes, de tal manera que la suma de los bloques por mes su cantidad total de horas. En la tabla *loadPower* se tiene la energía consumida por bloque en MWh. La asignación por barra de los consumos, con respecto al total del bloque, se encuentra en la tabla *load* y el factor de potencia de cada carga se encuentra en *CosenoPhi*. La tabla *generator* no es utilizada en este método, y de haber generadores en el alimentador no serán considerados. Por último la tabla *SimInfo* aporta con los datos de la cantidad de bloques, meses, años e hidrologías que presenta la base de datos.

Tabla	Descripción	Unidad
blockTime	Horas por bloque	Horas
loadPower	Energía consumida por bloque	MWh
load	Proporción de cada consumo sobre el total de energía consumido por bloque	-
CosenoPhi	Factor de potencia de cada consumo	-
Generador	Generación por hidrología, bloque, mes, año	MW
SimInfo	Información del número de bloques, meses, años e hidrologías del estudio	#

Tabla 2. TPDB en MS-Access [13]

ii. Interfaz hombre-máquina

Ya con el alimentador definido, con su correspondiente base de datos, se puede proceder a ejecutar el programa. A continuación se muestra la interfaz de la aplicación mediante la cual, seleccionando las características del tipo de generador a instalar y las restricciones eléctricas dadas por la normativa vigente sobre el alimentador, se puede obtener el conjunto de generadores en el alimentador tal que maximice la generación conjunta.

Fig. 18. Interfaz DGMaxCap

El primer grupo de parámetros son típicos en DeepEdit y hablan del área sobre la cual se desea desarrollar el algoritmo, el nivel de tolerancia con que se desea ejecuten los flujos de potencia en el método y si se desea o no imprimir el archivo con los resultados.

En el segundo grupo se define la máxima capacidad permitida en lo que respecta a generación distribuida según la normativa en la que se encuentra inmerso el alimentador y el factor de potencia que este tipo de generadores posee. La última opción dentro de este grupo es por si se desea fijar un generador en el alimentador con cierta capacidad, este no siendo parte del proceso de medición y optimización.

Por último en el tercer grupo se presentan los parámetros restrictivos de la red de distribución en estudio. Aquí se tienen datos típicos como la máxima tensión admisible en niveles de distribución, datos técnicos como el máximo cortocircuito que soportan las protecciones en la subestación de bajada hacia el alimentador y un parámetro de seguridad sobre la generación en una barra. Este último habla de la proporción admisible de generación en una barra versus el cortocircuito en la misma sin considerar la generación instalada aún.

iii. Integración de herramientas utilizadas en el sector

Como ya se mencionó anteriormente las herramientas eléctricas que se utilizan en este desarrollo son el Flujo de Potencia AC para el estudio de la tensión, y el análisis de cortocircuito trifásico a tierra para los niveles de cortocircuito sobre la barra de transmisión del alimentador y para la razón de la generación sobre el cortocircuito de las demás barras; todos estos ante el incremento de la capacidad instalada en todas las barras, pero el comportamiento individual por separado.

iv. Implementación de herramientas de análisis

La herramienta de estudio y de cálculo son el análisis de sensibilidad tanto como de la tensión, el nivel de cortocircuito y la razón de cortocircuito versus el incremento de la capacidad instalada; y la regresión lineal que se realiza a estas curvas. Además se utiliza una herramienta de optimización “Minos”, en la cual se formula el problema de optimización lineal descrito en el Capítulo 4.

5.2 Clases que interactúan

En esta sección se describen las subclases que conforman la clase principal o aplicación DGMaxCap en DeepEdit.

La estructura tiene el típico orden de la programación orientada al objeto, la cual siempre muestra una subclase principal, que es el cuerpo de la clase global, en donde se van desarrollando secuencialmente las instrucciones, y llamando o utilizando a medida que sean necesarias las demás subclases (funciones).

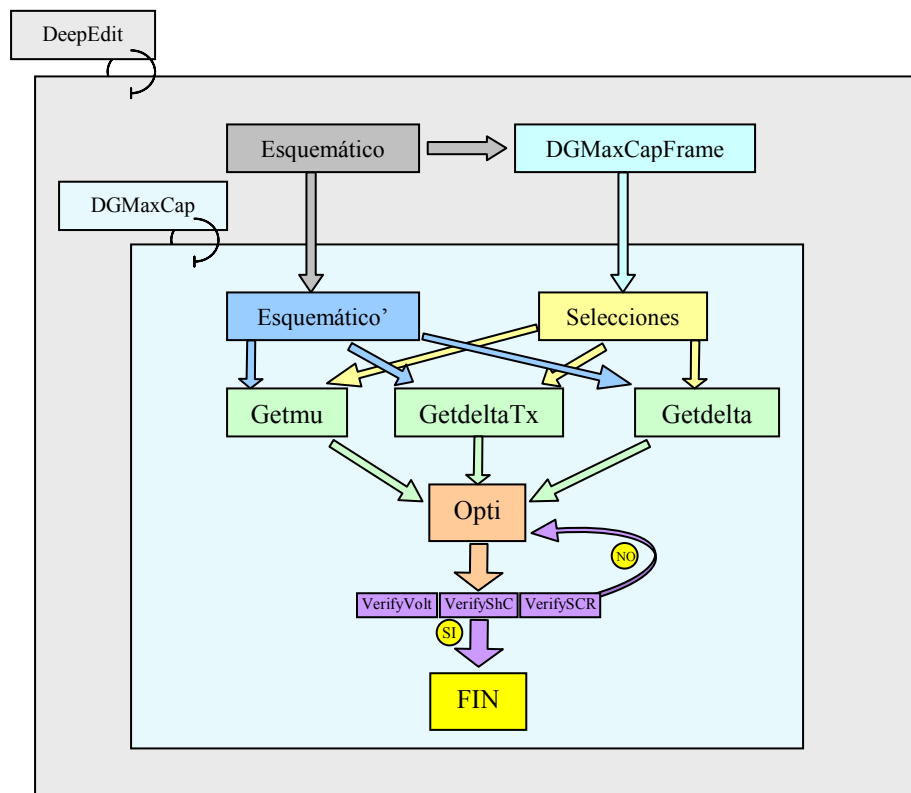


Fig. 19. Modelo en DeepEdit

En la Fig. 19 se muestra la interacción de la aplicación desarrollada, dentro del programa DeepEdit, y el como se interrelacionan sus distintas subclases. Se puede también observar el proceso de iteración en torno a la optimización para lograr que se cumplan las restricciones de forma correcta.

También se muestra la clase DGMaxCapFrame en la cual se desarrolló la interfaz hombre-máquina explicada en la sección anterior (5.1.ii).

Las subclases en el programa son:

Getmu

En esta clase se realiza el análisis de sensibilidad de la tensión en las diferentes barras del alimentador, para todo el rango de capacidades definido.

El algoritmo se posiciona en una barra, activa un generador en esta, y con todas las demás barras sin generador empieza a aumentar la capacidad, para cada paso se ejecuta la herramienta Flujo de Potencia AC y se toman las mediciones en todas las barras de la tensión que se presenta dado que el flujo converge. Luego se repite lo mismo para todas las barras, siempre sólo con generación la barra que se le va variando la capacidad.

Realizado lo anterior se obtiene un arreglo con todas las combinaciones generación en barra medición de tensión en barra, para todo el rango de capacidades.

Cabe señalar que siempre que en el algoritmo para cada capacidad también se fija la operación del generador en su máxima potencia.

Luego para cada curva (distintas potencias) que se tiene entre todas las combinaciones barra generación - barra medición, se realiza una regresión lineal [14], de la cual se extrae solo su pendiente, la que pasa al arreglo final de esta subclase, el con las pendientes entre barra generación – barra medición de tensión, con el que se puede definir la respectiva restricción de tensión dentro del problema de optimización.

GetdeltaTx

Esta subclase tiene la misma lógica que la anterior pero su análisis de sensibilidad es sobre el nivel de corriente de cortocircuito sobre la barra de bajada del transformador de la subestación de alta tensión del alimentador, utilizando claro la herramienta de estudio de cortocircuito de DeepEdit.

Realizada la misma rutina de la clase anterior se obtiene finalmente el arreglo de las pendientes de barra generación (capacidad) – barra de medición de cortocircuito (que es sólo la barra de transmisión) necesaria para definir la restricción de cortocircuito en la barra de transmisión.

Getdelta

En esta clase se realiza una rutina bastante similar a las anteriores, pero ahora el análisis de sensibilidad se realiza sobre la capacidad de cortocircuito en todas las barras del alimentador, menos en la de transmisión en la cual no se tiene presupuestado poder instalar generación. La única diferencia es que para esta restricción no se considera la relación que existe entre el incremento de capacidad y la medición en la misma barra, cosa que si se considera en el algoritmo de las tensiones.

De esta rutina se obtiene el arreglo para la restricción de SCR, que son las pendientes de barra generación (capacidad) – barra medición de capacidad de cortocircuito.

Opti

En esta clase es donde se plantea el problema de optimización el cual se desarrolla con la herramienta Minos en particular con la función lineal que resuelve problemas con función objetivo lineal y restricciones lineales. Para poder ejecutar esta herramienta es necesario escribir el problema en el archivo Economic.dat, puesto que es ahí donde se definen los problemas para Minos. Para escribir el problema se necesita llevar este a otro formato (matricial), el cual se muestra a continuación:

$$\begin{array}{ll} F.O. & CX \\ s.a. & AX \leq B \\ & x_{\min} \leq X \leq x_{\max} \end{array} \quad 5-1$$

Una vez estructurado de esta forma, se procede a escribir en el archivo, en el cual se van escribiendo datos por línea y una vez que se registra el set de datos se deja una línea vacía. El orden es el siguiente:

- Cantidad de variables del problema, esto es la cantidad de elementos que tiene el vector X.
- Cantidad de restricciones, correspondiente al número de filas que posee la matriz A.
- Los elementos del vector C, consecutivos línea a línea.
- Los elementos del vector B, consecutivos línea a línea.
- Los elementos de la matriz A, los elementos de una fila consecutivos, pero una vez que se termina la fila se deja una línea en blanco. Al final del set de A quedan 2 líneas en blanco.
- La condición de desigualdad de las restricciones, estas se declaran a través de un número del 1 al 3, donde 1(=), 2(\leq), 3(\geq).
- La cota inferior de la variable, xmin.
- La cota superior de la variable, xmax.
- El tipo de optimización que se desea efectuar, ya sea maximizar la función objetivo (max) o minimizarla (min).

Definido el problema se puede optimizar ejecutando la función lineal.bat y obtener así la solución.

VerifyVolt, VerifyShC, VerifySCR

Estas tres clases sirven para verificar si se están cumpliendo los límites tanto de tensión, como de nivel de cortocircuito y capacidad de cortocircuito.

GetDBLoadData

Con esta clase se obtienen los datos registrados en la base de datos TPDB con el formato explicado en la sección anterior, y dado que se supone se tienen los datos de varios períodos, se calcula cual es la condición de mínima demanda, la cual, es la condición necesaria para resolver el método de variaciones de tensión, porque es para carga mínima cuando se tienen las mayores crecidas de tensión.

SetPLDBmin

Con esta función se puede asignar la condición de mínima carga desde la base de datos para el cálculo de la restricción de tensión.

Finalize

Esta clase se utiliza para finalizar o vaciar las variables para una posterior utilización de la aplicación.

Calculate

Esta es la clase principal del programa, es el cuerpo donde se forma el hilo conductor del algoritmo antes descrito.

Primeramente se procede a leer las variables de entrada, definir variables necesarias y a leer lo que está presente en el esquemático y archivarlo en arreglos o vectores para un mayor orden para su utilización, y leer la base de datos para tener las condiciones de demanda a utilizar.

Luego se procede a implementar las clases recién descritas para rellenar los arreglos correspondientes a los cálculos sobre el alimentador (*Getmu*, *GetdeltaTx*, *Getdelta*), ajustando la condición correspondiente para cada situación.

Finalmente se realiza el proceso de optimización y se verifica si los datos están dentro de los rangos. De no ser así se reformula el proceso de optimización hasta así llegar a la solución óptima. Y se procede a finalizar o vaciar todas las variables utilizadas.

La no convergencia en primera instancia del algoritmo se debe a que los comportamiento estudiados, en particular los cortocircuitos, no cumplen con una relación lineal, de echo son más bien cúbicas, por lo cual es necesaria la iteración en torno a los puntos encontrados, para así poder respetar correctamente las restricciones.

Del esquemático se pueden observar 5 barras donde posiblemente se puede asignar capacidad instalada mediante el método. El transformador de bajada tiene una capacidad de 31,5 [MW] con tensiones de transformación 38/110 [kV].

En la siguiente tabla se muestran los datos facilitados por los autores, no existentes en su publicación.

Name	Type	Length (km)	R (Ohms)	X (Ohms)	Rated I (kA)
InterLine	O/H 100SCA	2,7	1,0071	1,0584	0,3
LineTxB1	O/H 100SCA	2,3	0,8579	0,9015999	0,3
LineB1B2	630XLPE	2,3	0,1081	0,253	0,56
LineTxA	O/H 300SCA	3,5	0,427	1,246	0,58
LineAD	O/H 100SC	24	8,952	9,408	0,3
LineB2B	O/H 100SCA	41	15,293	16,072	0,3
LineBC	O/H 300SCA	6	0,732	2,136	0,58
LineDE	O/H 100SCA	20	7,46	7,84	0,3

Tabla 3. Datos conductores alimentador Irlanda

	Pmin (MW)	pf
Load A	0,25	0,95
Load B	1,7	0,95
Load C	2,5	0,95
Load D	0,25	0,95
Load E	1,8	0,95

Tabla 4. Datos cargas alimentador Irlanda

Los alimentadores en Irlanda, del tipo rural como este, suelen fijarse a una tensión mayor debido al alto valor de las impedancias de las líneas, de manera de asegurar que la tensión percibida en la cola del alimentador este dentro de norma, por lo cual la tensión de operación es fijada en 41 [kV]. Si bien el bajar la tensión en cabecera del alimentador facilitaría la conexión de aún más generación, puesto le da holgura a esa restricción, se estaría sacrificando la calidad del servicio de los clientes, ya que las tensiones no estarían dentro del estándar si es que los GD dejan de operar.

Otras consideraciones señaladas son el que la máxima tensión permitida es de 41,7[kV] y el factor de potencia del tipo de generador a instalar es de 0.95, con el generador dispuesto en modo PQ.

Los datos de máximo y mínimo SCL que se presentan en la barra de la subestación de bajada del alimentador a lo largo del año, los cuales corresponden al valor punta de invierno y el valle de verano respectivamente, son deducidos de los gráficos de la publicación, resultando los siguientes valores:

$$SCL_{WinterPeak} = 9,34[kA] \quad y \quad SCL_{SummerValley} = 2,36[kA]$$

El último dato necesario es el valor del máximo SCL que soporta la barra de la subestación de bajada antes de verse dañada o necesitarse una reconfiguración de las protecciones. Este dato no se presentaba deducible por lo cual se fue adecuando, tratando de conservar los rangos típicos permitidos según el código de distribución de Irlanda Fig. 30.[11], intentando guardar las proporciones de las asignaciones determinadas en la publicación. El valor determinado fue de $SCL_{maximum} = 11[kA]$.

6.2 Resultados caso estudio 1

El primer paso es el obtener las curvas de variación tanto de tensión, como de SCL en transmisión y SCR en todas las barras con posible conexión, frente a la variación de capacidad de generación en todas las barras, por separado.

En la siguiente figura se muestran las curvas características de la sensibilidad de tensión ante la generación sobre la misma barra.

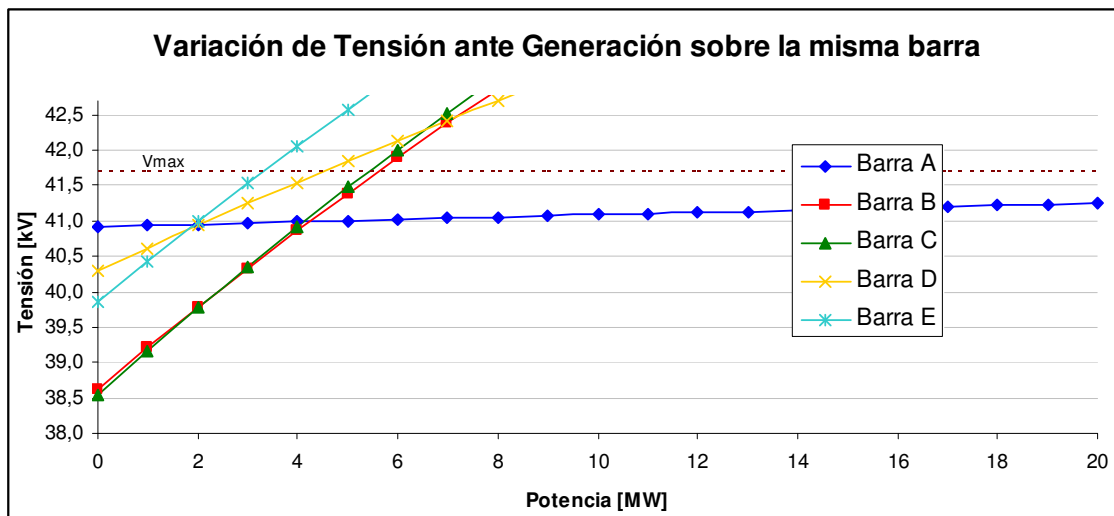


Fig. 21. Variación de Tensión ante Generación sobre la misma barra, Irlanda

Se puede observar como la barra A es la menos sensible ante las inyecciones de potencia, con lo que solo con esta restricción sería en donde más se debería generar. Este comportamiento es debido a su proximidad a la barra de transmisión, ya que posee la menor caída de tensión.

También se puede ver como las barras B y C se comportan de manera similar, con una tensión bastante baja, esto debido a lo separado que se encuentra de la subestación, mediante la línea 5 de 41[km], con una consiguiente mayor caída de tensión.

Al igual que en este gráfico también se determinan las variaciones que produce un generador en una barra sobre las demás barras del sistema, como se muestra en el siguiente caso, para generación en la barra B.

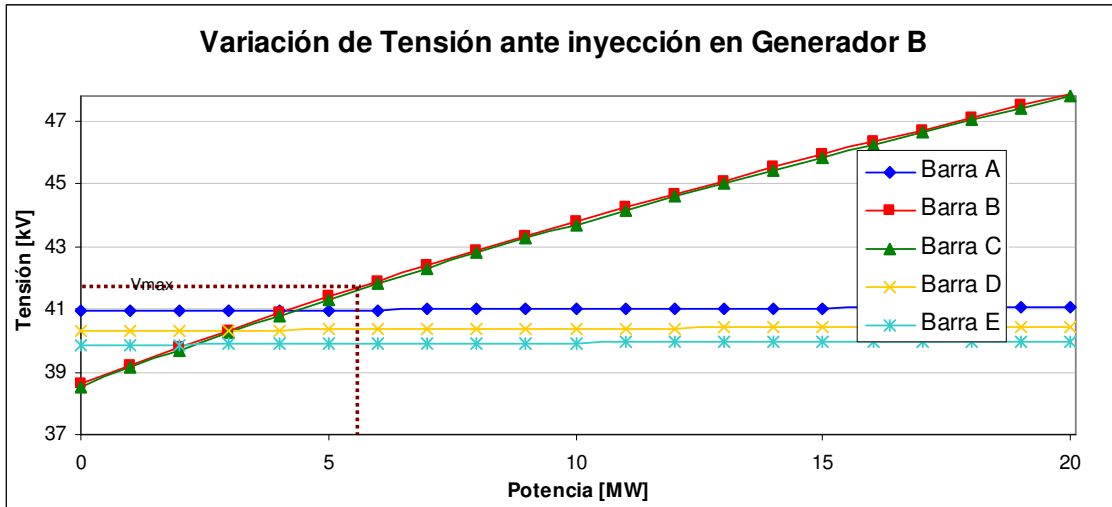


Fig. 22. Variación de Tensión ante inyección en Generador B

Aquí también se puede ver que la tensión en las barras B y C se comporta distinta a las otras barras, esto es como ya se dijo debido a lo distanciado del resto del sistema que se encuentran.

Es así como, mediante una regresión lineal de todas estas curvas, se determinan las sensibilidades de tensión potencia μ_{ij} , tomando como rango para cada generador desde cero hasta que este lleve a alguna de las barras del sistema a salir de su rango permitido de tensión, como se muestra en la Fig. 22 con línea punteada.

Los valores de las pendientes, calculadas en la regresión lineal, con todas las combinaciones de tensión versus generación en el alimentador, se muestran en la Tabla 5.

[V/MW]	Barra A	Barra B	Barra C	Barra D	Barra E
Gen A	0,01656532	0,00866763	0,00868886	0,01683216	0,01702582
Gen B	0,00878285	0,55211443	0,55336554	0,00892715	0,009032
Gen C	0,00878252	0,55207105	0,58795122	0,00892606	0,00903081
Gen D	0,01664848	0,00871658	0,00873756	0,31133728	0,31482544
Gen E	0,01693649	0,00887184	0,00889359	0,31552162	0,56343079

Tabla 5. Interdependencias de Tensión μ_{ij} , Irlanda

De los valores de las pendientes se puede ver de que manera el generar en una barra afectará en la tensión a otra barra y el como su magnitud evidencia la topología de la red.

La variación del SCL en la barra de transmisión ante el incremento de la capacidad de generación en las distintas barras se muestra a continuación.

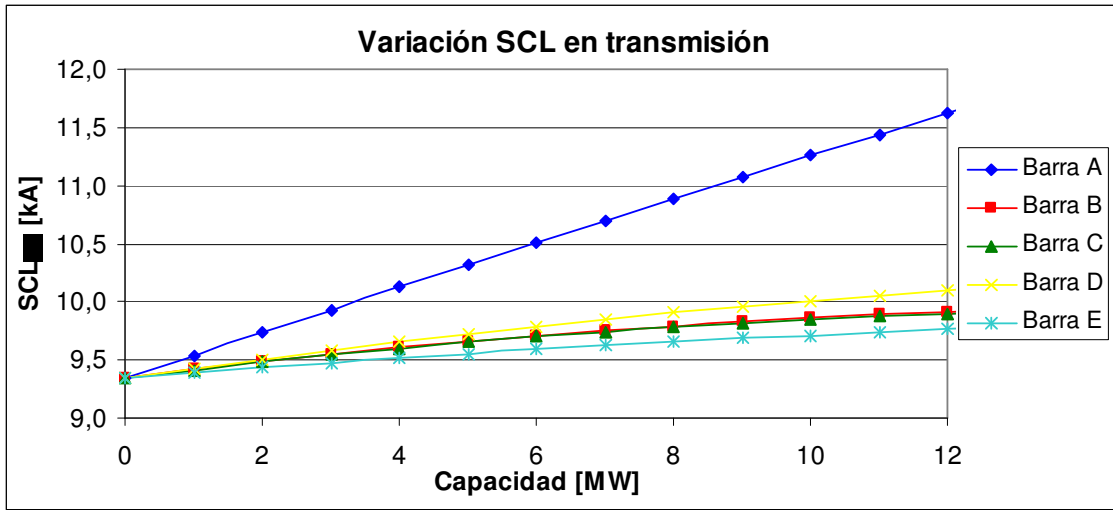


Fig. 23. Variación del SCL en transmisión, Irlanda

Se puede ver como las variaciones en el cortocircuito están dadas por la distancia a las que se encuentre el generador de la subestación de transmisión. Es por esto que la barra A es la que presenta el mayor impacto como se ve en la figura, ya que es la más cercana. De la misma manera que se procedió con el análisis de tensión, el rango para el cálculo mediante regresión lineal comprende hasta que se exceda el límite de cortocircuito.

Los valores de las dependencias δ_{jTx} para la restricción de cortocircuito del problema de optimización se muestran en la siguiente tabla.

[A/MW]	Generador A	Generador B	Generador C	Generador D	Generador E
δ_{jTx}	0,133011	0,048249	0,045978	0,071856	0,029980

Tabla 6. Dependencias de SCLTX, Irlanda

Los valores de las dependencias también señalan en cierto modo la topología del sistema, ya que muestran la lejanía de las barras con respecto a un punto (barra de transmisión).

El aumento en la capacidad de generación en las distintas barras tiene incidencia significativa sobre el SCL de las barras vecinas. En la siguiente figura se puede ver el como varía la corriente de cortocircuito en la barra B ante las variaciones en las capacidades de las demás barras.

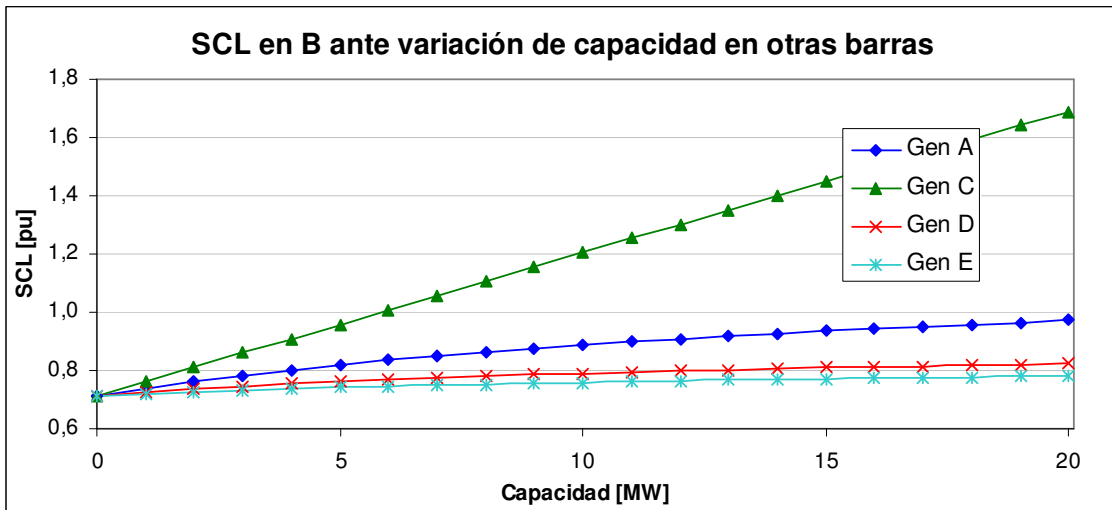


Fig. 24. Aumento en el SCL en la barra B ante el incremento de la capacidad en las demás barras

Del mismo modo que en el SCL en transmisión, se pueden notar las distancias entre las distintas barras y la barra B, a través de este esquema de sensibilidad, ya que las más cercanas a ella, como la barra C, son las que incrementan en mayor proporción el SCL de la barra B.

El mismo procedimiento se efectúa sobre todas las demás barras, variando las capacidades en las barras que las complementan, con lo cual se puede hacer el cálculo de las interrelaciones, mediante regresión lineal, entre todas las combinaciones de barras. En la siguiente tabla se muestran las interdependencias calculadas.

[MVAcc/MW]	B1	B2	B3	B4	B5
Gen A	-	0,90240136	0,82270628	1,69445961	0,87859772
Gen B	2,73146027	-	2,78576684	0,85266409	0,44838707
Gen C	2,68889585	3,0438319	-	0,8395464	0,44152722
Gen D	2,57077593	0,4410805	0,40302036	-	1,35078355
Gen E	1,86057913	0,32444336	0,29661311	1,87321382	-

Tabla 7. Interdependencias de SCL $\delta_{ji, i \neq j}$, Irlanda

Como se explicó en la metodología la restricción de SCR es la cuota de potencia permitida en una barra sobre la potencia de cortocircuito existente anterior a la conexión en la misma barra. Es por esto que no se necesita el aumento de SCL que produce la generación en la barra misma (la diagonal de la matriz de δ_{ji}).

Planteadas ya las restricciones con sus respectivas interdependencias se realiza el proceso de optimización, en el cual si se escoge correctamente el paso de iteración, el cual define el rango en torno al que se recalculan las pendientes de SCL, se logra una correcta convergencia.

La capacidad máxima asignada es 12,5 [MW] en el alimentador como se muestra en la Tabla 8.

Generador	Máxima Capacidad [MW]
Gen A	2,88
Gen B	2,97
Gen C	2,49
Gen D	2,37
Gen E	1,79
Total	12,50

Tabla 8. Óptima asignación de capacidades, Irlanda

Las tensiones fueron modificadas como se muestra en la siguiente tabla.

Barra	Vini [kV] β_i	Vfinal [kV]
B1	40,92	41,08
B2	38,63	41,68
B3	38,53	41,68
B4	40,30	41,70
B5	39,85	41,69

Tabla 9. Tensiones caso estudio 1

Se puede notar como en un principio, por el carácter rural, las tensiones están bastantes altas y como después de ejecutado el algoritmo las tensiones se ven limitadas a su máximo.

Al igual que las tensiones el nivel de cortocircuito en transmisión llega al limite que las protecciones de la subestación son capaces de despejar.

SCLTXini [kA] α_{Tx}	SCLTXfin [kA]
9,34	11,1

Tabla 10.SCL caso estudio 1

Si el escenario inicial fuera distinto y en la barra A ya existiera generación por 8[MW], lo que sucedería sería lo siguiente:

Generador	Máxima Capacidad [MW]
Gen A	8
Gen B	0
Gen C	0
Gen D	0
Gen E	0,7
Total	8,7

Tabla 11. Inhibición del alimentador

La máxima capacidad de la que se podría disponer antes de que alguna restricción fuera topada sería de 8,7 [MW], esto debido al efecto de la inhibición de la generación.

El resultado obtenido es claramente menor que cuando no se asigna generación antes de la optimización.

La inhibición de una red cambia dependiendo del nivel de interdependencia que exista entre las distintas barras. Cuando las barras se encuentran conectadas solo con una línea (como este caso) aumenta el nivel de interdependencia, así también la posible inhibición. No así con sistemas más grandes, los cuales se encuentran típicamente conectados por más líneas al nivel de transmisión, lo que reduce el nivel de interdependencia de las barras.

Esta metodología encuentra la solución óptima de generación desde un punto de vista del inversionista, ya que no considera la minimización de las pérdidas, como típicamente se aborda el problema desde el enfoque del planificador del sistema.

6.3 Definición caso estudio 2

El segundo caso de prueba es la red de Kumamoto de Japón [15], el cual es un típico circuito de distribución de media tensión con un total de 15 barras, de las cuales 14 de ellas tienen carga. Con una carga total del alimentador de 18,9 [MW].

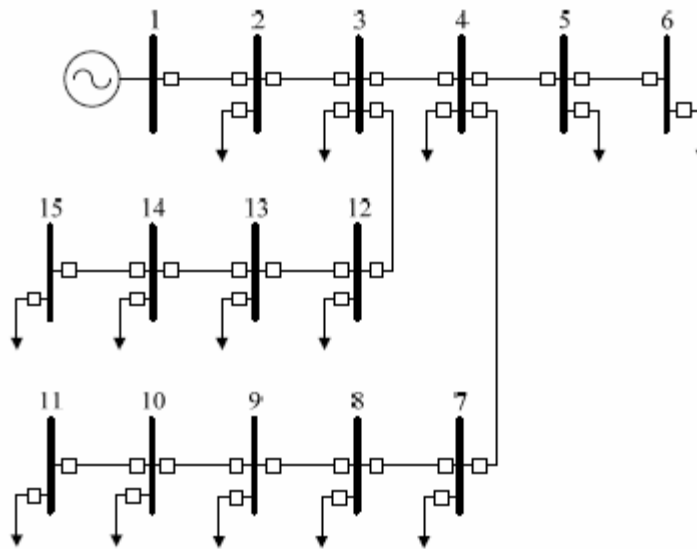


Fig. 25. Alimentador caso estudio 2, Kumamoto [15]

Del esquemático se pueden observar 14 barras donde posiblemente se puede asignar capacidad instalada mediante el algoritmo.

En la siguiente tabla se muestran los datos que permiten construir el alimentador.

Carga	Nodo de Inicio	Nodo Final	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	P (p.u.)	Q (p.u.)
c2	1	2	0,00315	0,075207	0	0,0208	0,0021
c3	2	3	0,00033	0,001849	0,0015	0,0495	0,0051
c4	3	4	0,00667	0,030808	0,03525	0,0958	0,0098
c5	4	5	0,00579	0,014949	0,0025	0,0442	0,0045
c6	5	6	0,01414	0,036547	0	0,0113	0,0012
c7	4	7	0,008	0,036961	0,0312	0,0638	0,0066
c8	7	8	0,009	0,041575	0	0,0323	0,0033
c9	8	9	0,007	0,032346	0,0015	0,0213	0,0022
c10	9	10	0,00367	0,01694	0,0035	0,028	0,0029
c11	10	11	0,009	0,041575	0,002	0,217	0,0022
c12	3	12	0,0275	0,127043	0	0,0132	0,0014
c13	12	13	0,0315	0,081405	0	0,0029	0,0003
c14	13	14	0,03965	0,102984	0	0,0161	0,0016
c15	14	15	0,01061	0,004153	0	0,0139	0,0014

Tabla 12. Datos de líneas y cargas del sistema del distribución de Kumamoto [15]

Con una tensión base de 11,432 [kV] y una potencia base de 30 [MVA].

La máxima tensión permitida en este caso es de 1,05 [pu] y el máximo nivel de cortocircuito es de 20 [kA] el cual es un valor típico para el tipo de red de prueba considerado, el cual representa el valor de corriente a la que el interruptor de barra puede operar de manera segura bajo condición de falla.

En este caso el factor de potencia utilizado para la máquina sincrónica es de 0,9.

Los datos de máximo y mínimo SCL, producidos en invierno y verano respectivamente, son:

$$SCL_{WinterPeak} = 8,508[kA] \quad y \quad SCL_{SummerValley} = 6,61[kA]$$

6.4 Resultados caso estudio 2

Primeramente se calculan las curvas de variación de tensión producida por el incremento de generación. La figura a continuación muestra la sensibilidad de tensión ante la generación en la misma barra.

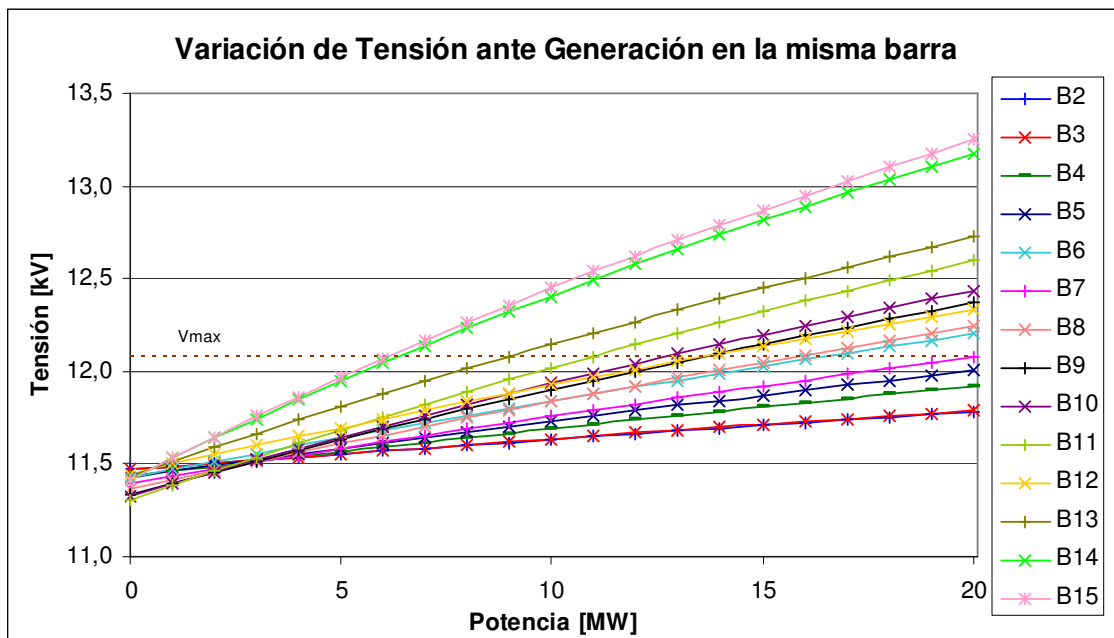


Fig. 26. Variación de Tensión ante Generación sobre la misma barra, Kumamoto

Se puede ver como la barra con mayor sensibilidad de tensión ante la potencia es la 15 seguida por la 14 y la 13, y las que poseen la menor sensibilidad son la 2 y la 3. Esto está relacionado con la distancia a la que se encuentra la barra de la subestación de transmisión, que fija la tensión, donde las más lejanas tienen menor tensión, por las mayores pérdidas, por ende mayor sensibilidad de tensión ante la generación.

Este cálculo de tensiones se realizó desde todas las barras (generación) hacia todas las barras (tensión), pero individualmente. En la siguiente figura se registró las variaciones que produce la generación en la barra 15 sobre todas las barras del alimentador.

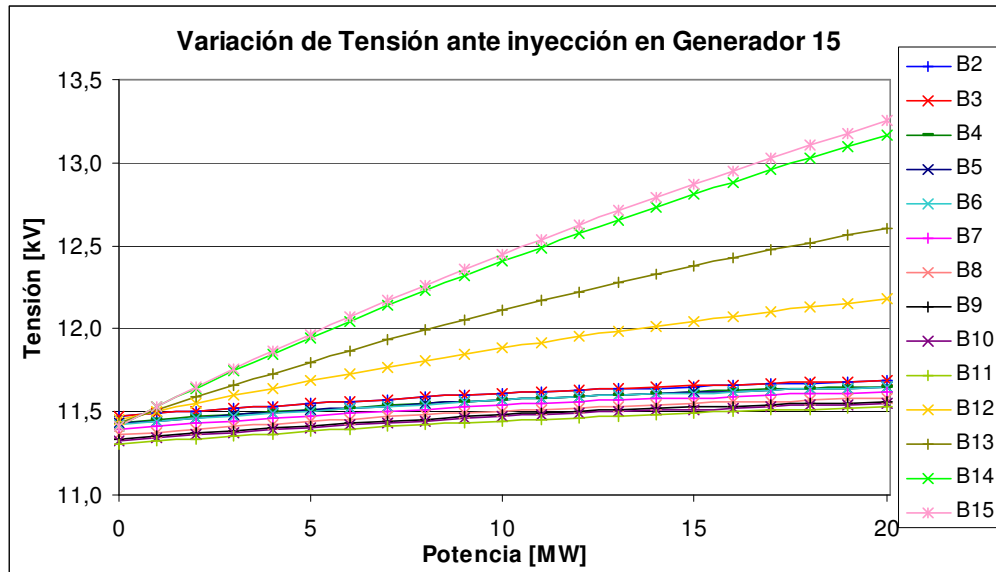


Fig. 27. Variación de Tensión ante inyección en Generador 15

A través de este gráfico se puede tener noción de las distancias de las barras con respecto a la posición de la barra 15, ya que una barra altera mayormente las tensiones de las barras que se encuentran en su cercanía.

Utilizando el cálculo de regresión lineal sobre todos los gráficos de generación de todas las barras, como el de la Fig. 27, se extraen las pendientes las cuales son la sensibilidad de tensión potencia μ_{ij} , utilizando como rango desde cero hasta la potencia de generación que logre que alguna tensión de alguna barra llegue a su máximo.

Los valores de estas sensibilidades que se utilizarán en la restricción de tensión, se encuentran en la Tabla 13.

[V/MW]	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	b13	b14	b15
g2	0,0163	0,0163	0,0164	0,0165	0,0165	0,0165	0,0166	0,0167	0,0167	0,0167	0,0163	0,0164	0,0164	0,0164
g3	0,0164	0,0168	0,0170	0,0170	0,0170	0,0171	0,0171	0,0172	0,0172	0,0172	0,0169	0,0169	0,0169	0,0169
g4	0,0171	0,0176	0,0261	0,0261	0,0261	0,0262	0,0263	0,0264	0,0264	0,0265	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177
g5	0,0171	0,0176	0,0260	0,0309	0,0309	0,0261	0,0263	0,0263	0,0264	0,0264	0,0176	0,0176	0,0177	0,0177
g6	0,0169	0,0173	0,0257	0,0305	0,0424	0,0258	0,0259	0,0260	0,0260	0,0261	0,0174	0,0174	0,0174	0,0174
g7	0,0177	0,0182	0,0269	0,0269	0,0269	0,0369	0,0371	0,0372	0,0372	0,0373	0,0182	0,0183	0,0183	0,0183
g8	0,0181	0,0187	0,0275	0,0275	0,0275	0,0378	0,0490	0,0491	0,0492	0,0493	0,0187	0,0187	0,0187	0,0187
g9	0,0184	0,0189	0,0279	0,0279	0,0279	0,0383	0,0497	0,0583	0,0584	0,0585	0,0190	0,0190	0,0190	0,0190
g10	0,0185	0,0190	0,0281	0,0281	0,0281	0,0385	0,0500	0,0587	0,0632	0,0633	0,0191	0,0191	0,0191	0,0191
g11	0,0187	0,0193	0,0284	0,0284	0,0284	0,0390	0,0505	0,0593	0,0639	0,0749	0,0193	0,0193	0,0194	0,0194
g12	0,0158	0,0163	0,0164	0,0164	0,0164	0,0165	0,0166	0,0166	0,0167	0,0167	0,0492	0,0492	0,0493	0,0493
g13	0,0155	0,0159	0,0160	0,0160	0,0160	0,0161	0,0162	0,0162	0,0163	0,0163	0,0481	0,0741	0,0742	0,0742
g14	0,0150	0,0154	0,0155	0,0155	0,0155	0,0156	0,0157	0,0157	0,0157	0,0158	0,0468	0,0722	0,1046	0,1046
g15	0,0149	0,0154	0,0155	0,0155	0,0155	0,0156	0,0157	0,0157	0,0157	0,0158	0,0467	0,0721	0,1044	0,1090

Tabla 13. Interdependencias de Tensión μ_{ij} , Kumamoto

Las magnitudes de estas interdependencias sirven de mapeo de la topología de este alimentador, puesto que habla de las relativas distancias, impedancias, que separan las distintas barras.

La variación del SCL en la barra de transmisión ante el incremento de la capacidad de generación en las distintas barras se muestra a continuación.

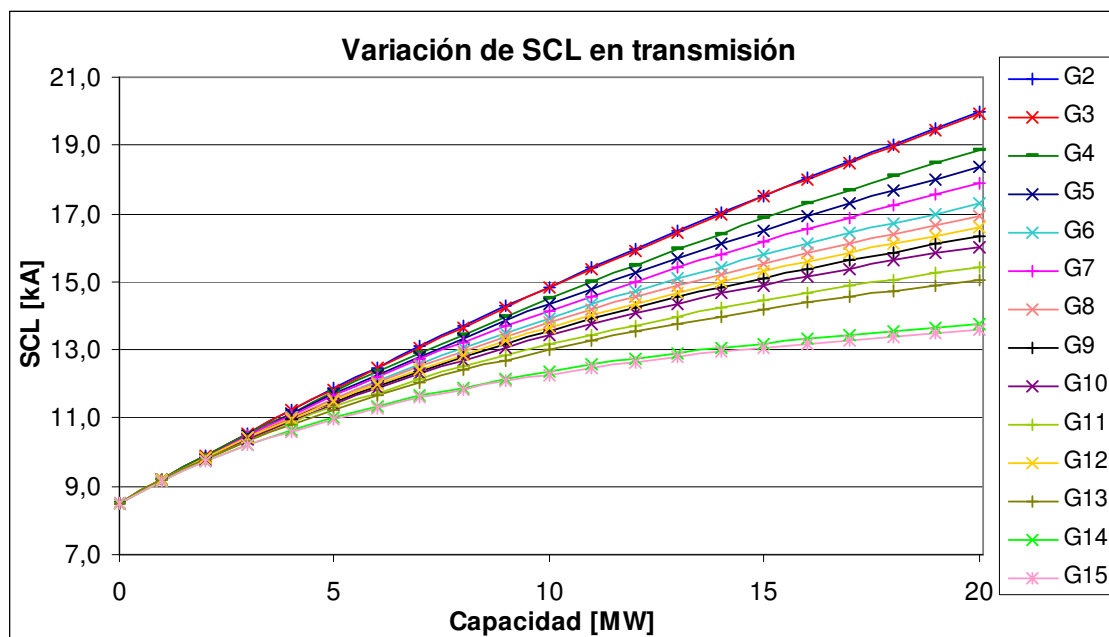


Fig. 28. Variación del SCL en transmisión, Kumamoto

Las barras que afectan en mayor proporción el cortocircuito en transmisión son las más cercanas a esta. Se puede notar como el comportamiento del cortocircuito efectivamente no es lineal, ya que va tomando una curvatura, disminuyendo su pendiente, razón por la cual se hace necesario iterar en la metodología.

En este caso el primer rango de cálculo de las pendientes de estas curvas es completo ya que, como se ve en la figura, ni un generador excede el cortocircuito incrementándose por separado.

Los valores de las dependencias δ_{jTx} para la restricción de cortocircuito del problema de optimización se muestran en la siguiente tabla.

[A/MW]	g2	g3	g4	g5	g6	g7	g8	g9	g10	g11	g12	g13	g14	g15
SCL	0,1288	0,1975	0,1147	0,1872	0,1064	0,1834	0,1756	0,1699	0,0953	0,1604	0,1724	0,1565	0,1395	0,0902

Tabla 14. Dependencias de SCL_{TX}, Kumamoto

Estos valores de interdependencias son los que finalmente se obtuvieron después de iterar en torno a resultados intermedios para poder lograr tener el SCL en un valor dentro de rango.

Se calculan las curvas de cortocircuito de las distintas barras dadas por los aportes de los incrementos en generación en las demás barras. Los mayores aportes de corriente de cortocircuito viene dado por las barras más cercanas a la falla. Como se muestra en la siguiente figura, la barra que tiene una mayor sensibilidad de cortocircuito sobre la barra 7 es la barra 8, puesto que se encuentran contiguas.

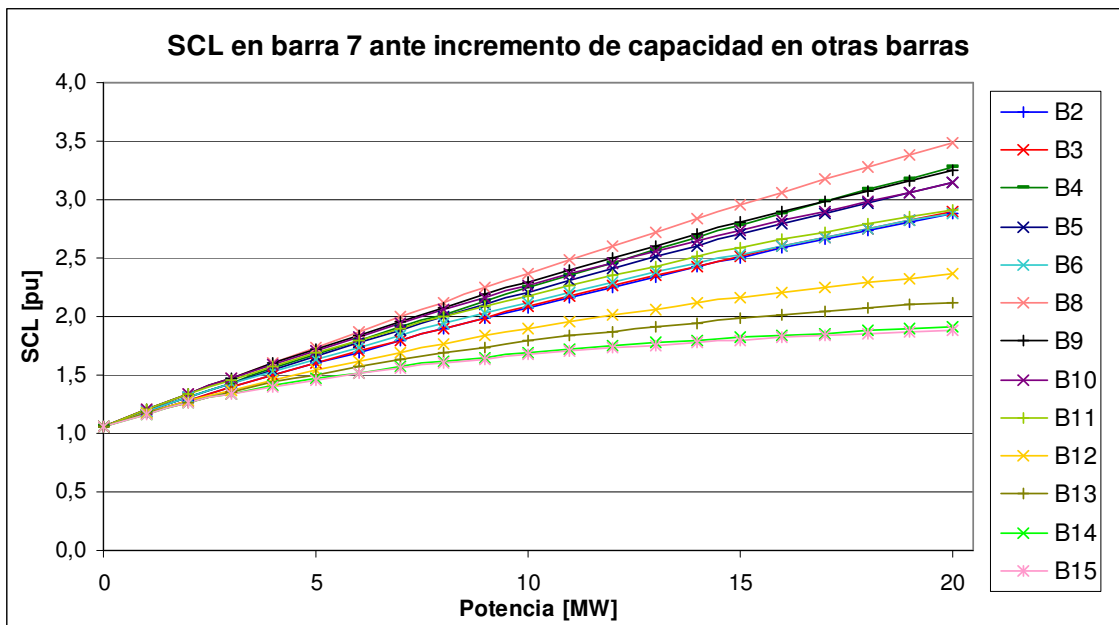


Fig. 29. Aumento en el SCL en la barra 7 ante el incremento de la capacidad en las demás barras

Se procede de la misma manera sobre todas las barras, y se calculan las diferentes interdependencias realizando las respectivas regresiones lineales, resultando la matriz de la siguiente tabla.

[MVAcc/MW]	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	b13	b14	b15
g2	-	4,215	3,778	3,555	3,085	3,337	2,927	2,657	2,531	2,256	2,774	2,115	1,568	1,514
g3	4,240	-	3,802	3,578	3,105	3,358	2,945	2,674	2,546	2,270	2,792	2,128	1,578	1,523
g4	4,194	4,197	-	3,989	3,458	3,742	3,278	2,974	2,831	2,521	2,763	2,106	1,562	1,508
g5	4,168	4,171	4,215	-	3,673	3,719	3,258	2,956	2,814	2,506	2,746	2,093	1,552	1,499
g6	4,105	4,108	4,152	4,176	-	3,663	3,210	2,913	2,773	2,470	2,705	2,063	1,530	1,477
g7	4,140	4,143	4,187	3,938	3,414	-	3,708	3,361	3,198	2,845	2,728	2,080	1,543	1,489
g8	4,081	4,084	4,127	3,882	3,366	4,178	-	3,834	3,646	3,239	2,690	2,052	1,522	1,469
g9	4,036	4,039	4,081	3,839	3,329	4,131	4,188	-	4,022	3,569	2,661	2,030	1,506	1,454
g10	4,013	4,015	4,058	3,817	3,310	4,108	4,163	4,207	-	3,751	2,646	2,019	1,498	1,446
g11	3,957	3,959	4,001	3,764	3,264	4,050	4,105	4,147	4,169	-	2,610	1,991	1,478	1,427
g12	4,056	4,059	3,639	3,425	2,973	3,215	2,821	2,561	2,440	2,175	-	3,199	2,353	2,270
g13	3,925	3,927	3,522	3,315	2,878	3,112	2,731	2,481	2,363	2,107	4,096	-	3,075	2,966
g14	3,769	3,771	3,382	3,184	2,765	2,990	2,624	2,384	2,271	2,026	3,933	4,045	-	4,027
g15	3,749	3,752	3,365	3,168	2,751	2,975	2,611	2,372	2,260	2,016	3,914	4,026	4,161	-

Tabla 15. Interdependencias de SCL $\delta_{ji, i \neq j}$, Kumamoto

Ya obtenidas todas las respectivas interdependencias se proceden a escribir las restricciones del problema de optimización. No se logra la solución óptima en las primeras iteraciones, esto debido a la no linealidad de las restricciones, por lo cual es necesario iterar en torno a las soluciones intermedias.

Una vez lograda la convergencia la solución arroja una capacidad máxima en el alimentador de 23,29 [MW], dada por la siguiente asignación de capacidades.

Generador	Máxima Capacidad [MW]
g2	3,504
g3	0
g4	6
g5	0
g6	5,674
g7	0
g8	0
g9	0
g10	5,406
g11	0
g12	0
g13	0
g14	0
g15	2,703
Total	23,287

Tabla 16. Óptima asignación de capacidades, Kumamoto

Las tensiones fueron modificadas como se muestra en la siguiente tabla.

Barras	Vini [kV]	Vfinal [kV]
B2	11,47	11,84
B3	11,47	11,85
B4	11,43	11,95
B5	11,43	11,98
B6	11,43	12,04
B7	11,4	11,97
B8	11,36	12
B9	11,34	12,02
B10	11,33	12,04
B11	11,3	12,01
B12	11,45	11,91
B13	11,43	11,97
B14	11,42	12,04
B15	11,41	12,05

Tabla 17. Tensiones caso estudio 2

Claramente se mejora el perfil de tensión del alimentador.

Dadas las asignaciones de capacidad el nivel de cortocircuito incrementa de la siguiente forma.

SCLTxini [kA] α_{Tx}	SCLTxfin [kA]
8,508	20,09

Tabla 18. SCL caso estudio 2

Si bien esta metodología está más enfocada para los inversionistas, no intentando minimizar las pérdidas en la red, en este caso estudio se consiguen disminuir las pérdidas de la siguiente forma.

Pérdidas [MW]	
Inicial	Final
0,00076	0,00027

Tabla 19. Disminución de pérdidas

Donde se puede apreciar una disminución de las pérdidas en un 64%. Lo que no necesariamente puede ocurrir en todos los casos.

A continuación se realizan dos casos a partir de la solución encontrada: asignar un incremento en un 10% de la solución; y asignar una disminución en un 10% de la solución. Se obtiene el siguiente perfil de tensión para los dos casos.

Barras	Vini [kV]	Vfinal [kV]	+10%	-10%
B2	11,47	11,84	11,87	11,81
B3	11,47	11,85	11,88	11,81
B4	11,43	11,95	12	11,91
B5	11,43	11,98	12,02	11,93
B6	11,43	12,04	12,09	11,98
B7	11,4	11,97	12,03	11,92
B8	11,36	12	12,06	11,94
B9	11,34	12,02	12,08	11,96
B10	11,33	12,04	12,1	11,97
B11	11,3	12,01	12,08	11,95
B12	11,45	11,91	11,96	11,87
B13	11,43	11,97	12,02	11,92
B14	11,42	12,04	12,1	11,98
B15	11,41	12,05	12,11	11,99

Tabla 20. Tensiones para aumento y disminución de la solución óptima

Como se puede observar en el caso del aumento de la capacidad la tensión en cinco barras viola su restricción de V_{\max} y para el caso de disminución de la capacidad las tensiones se encuentran lejos de su límite, lo que dice que aún se podría inyectar más potencia.

La corriente de cortocircuito en la barra de la subestación también se ve alterada, excediendo su límite para el incremento de capacidad y dejando aún un poco de holgura en el SCL para el caso de disminución de capacidad.

SCLTXini	SCLTXfin	+10%	-10%
8,508	20,09	20,88	19,25

Tabla 21. SCL para aumento y disminución de la solución óptima

Lo anterior muestra que si se varía la solución encontrada pasa a ser una solución no válida y lo obtenido mediante el algoritmo arroja un resultado para el cual tanto la función objetivo como sus respectivas restricciones son alcanzadas óptimamente.

6.5 Análisis de la Optimización

El proceso de optimización además de las soluciones entrega los multiplicadores de Lagrange de las restricciones, los cuales toman valor distinto de cero cuando la restricción se encuentra activa, como se muestra en la siguiente tabla, para los dos casos estudio.

	Irlanda		Kumamoto	
Restricciones	Barra	Multiplicadores λ	Barra	Multiplicadores λ
Tensión	Barra A	-0,275045404	Barra 6	-4,22816667
	Barra B	-1,21664873	Barra 10	-3,41829874
	Barra C	-0,674483664	Barra 15	-2,76218425
	Barra D	-0,477327513		
SCL	Barra Tx	-7,25457881	Barra Tx	-6,42710309

Tabla 22. Multiplicadores de Lagrange del problema de optimización

En la Tabla 22 se pueden ver las restricciones que fueron alcanzadas en su límite en los dos casos estudio.

Estos coeficientes pueden ser interpretados como diferentes señales útiles para la toma de decisiones del planificador, y corresponden a la variable a la cual están limitando.

Los λ de la restricción de SCR dan una señal de inversión en transmisión, ya que al aumentar el nivel de cortocircuito en la barra de transmisión aumenta el nivel también en las barras del alimentador, con lo cual se puede asignar una mayor capacidad de generación.

Los λ de la restricción de SCL_{Tx} dan una señal de invertir en las protecciones, ya que si se amplía la capacidad máxima a la cual aún se puede interrumpir la falla de manera segura, se podrá aumentar aún más la capacidad del generador a instalar en la barra, con lo cual el planificador debe barajar los costos de esas adecuaciones versus las ganancias que se podrían percibir por parte del GD.

Los λ de la restricción de tensión dan una señal al planificador de la ubicación donde se podría instalar un regulador de tensión, ya que se puede analizar la barra que resulto ser más sensible para el óptimo, con lo cual mejorando su tensión se podrá inyectar aún más potencia en el alimentador.

Capítulo7: Conclusiones y trabajos futuros

Se espera que la generación distribuida tome un rol importante en el sistema eléctrico chileno, esto debido a los crecientes avances tecnológicos y a su inminente masificación a nivel mundial. A la par con esto, en Chile se han producido iniciativas legislativas que permiten y facilitan a estos medios conectarse a las redes de forma competitiva.

Bajo este escenario, es de suma importancia tener una noción exacta del impacto que los GD producen en las redes de distribución, procurando mantener la calidad de servicio de los clientes y la seguridad del sistema. Esto debido a que la conexión de un GD influye directamente elevando los niveles de tensión, aumentando el nivel de cortocircuito e incluso pudiendo llegar a invertir flujo y exportar energía hacia el sistema de transmisión.

Junto con esto, los GD tienen mucho potencial para prestar múltiples beneficios a la red, entre ellos mejorar el rendimiento de los sistemas de distribución, retrasar inversiones, mejorar perfil de tensión y también facilitar el uso de los recursos energéticos renovables.

Es por estas razones que se hace crucial disponer de una herramienta con la cual determinar el grado de penetración de GD del que se puede disponer en un alimentador y la correcta disposición en todas sus barras.

La metodología adoptada en esta memoria se hace cargo de incentivar el uso de GD, con el objetivo de maximizar la capacidad total instalada en un alimentador, respetando los niveles de tensión de manera de cuidar y mejorar la calidad de servicio; y que la magnitud con que los GD se dimensionen no signifiquen vulnerar la seguridad del sistema, ya sea desajustando los niveles de cortocircuito de los esquemas de protecciones o exponer a los GD a daños irreparables debido a una mala asignación de su tamaño con respecto al nivel de potencia de cortocircuito en la barra.

Para poder llevar a cabo el objetivo señalado, se desarrolló una aplicación en el programa DeepEdit que permite operar sobre un alimentador cualquiera a nivel de usuario. Como parámetros de entrada se solicitan especificaciones del tipo de generador a instalar como: su capacidad máxima disponible, su factor de potencia y su impedancia subtransitoria; y parámetros típicos de la normativa vigente del sistema de distribución, como lo son: el nivel de tensión máximo, la cuota de capacidad de cortocircuito SCR; y también parámetros de la subestación de primaria de distribución asociada al alimentador como: la capacidad máxima del transformador, los cortocircuitos mínimo y máximo de la típica operación y el cortocircuito máximo de diseño bajo el que las protecciones son capaces de despejar una falla de manera segura.

Esta aplicación fue puesta a prueba por medio de dos casos estudio. El primer caso planteado es el de la publicación de referencia Fig. 20, situado en la realidad de Irlanda, y el segundo caso con un alimentador típico de publicaciones IEEE Fig. 25. A través de los cálculos se pudieron

registrar los comportamientos de las distintas variables involucradas, como la linealidad de los perfiles de tensión ante el incremento de la penetración de GD y el comportamiento no lineal de los cortocircuitos ante la variación de la capacidad de los GD dispuestos en todas las barras. Inspeccionando las distintas curvas obtenidas, con sus respectivas dependencias determinadas, se pudo comprobar la influencia de la capacidad de generación sobre las variables eléctricas de interés, directamente relacionada a la ubicación. Las matrices de interdependencias obtenidas con esta metodología pueden ser interpretadas como un mapeo de la topología del alimentador, dado a que sus magnitudes son directamente proporcionales a las distancias entre las distintas barras.

Los resultados obtenidos a través de la aplicación señalan la cantidad máxima de capacidad asignada en todas las barras del alimentador, donde se puede apreciar que las restricciones se encuentran fijadas en su máximo, lo cual demuestra en sí mismo lo óptimo de la solución. De igual manera se disponen dos métodos para verificar o señalar lo correcto de la solución obtenida. En el primer caso se procede a estudiar el efecto de inhibición de generación que produce el conectar un generador de cierta capacidad sin un criterio de por medio. Se muestra que asignando generación en una barra previamente a la optimización se obtiene un resultado con capacidad total menor a la encontrada con el alimentador sin generación inicialmente. En el segundo caso se procede a realizar un análisis de sensibilidad en torno a la solución, $\pm 10\%$ de las capacidades obtenidas, y se observan las variaciones en las restricciones. Se muestra como en el caso del aumento se exceden las restricciones y para la disminución queda aún suficiente holgura para seguir generando.

Cabe mencionar que el algoritmo no está enfocado en minimizar pérdidas, como se suele abordar desde el enfoque sistémico del planificador, sino que está enfocada más bien desde el punto de vista del inversionista en GD, ya que utilizando esta herramienta, los únicos costos asociados son referentes al generador en sí y su posible operación y mantención. No deben ser considerados costos de ampliación o modificaciones en el alimentador, puesto que las restricciones del problema se ajustan para que la conexión del generador no ocasione problemas en la red considerando la configuración preexistente de la misma.

El análisis realizado sobre los multiplicadores obtenidos de la optimización dan paso a poder utilizar el programa con otros fines distintos al del objetivo principal de la aplicación, ya sea para modificaciones en alimentadores o alguna metodología para ubicación de reguladores de tensión en conjunto a la inserción de GD.

Un trabajo futuro, que requeriría adecuar la programación del algoritmo, sería el tomar ahora como función objetivo el minimizar las pérdidas del alimentador, sujeto a las mismas restricciones planteadas. Este proceso tomaría un mayor tiempo en entregar el resultado ya que para el proceso de optimización sería necesario ir evaluando las pérdidas secuencialmente.

Otra utilidad de la aplicación, pensada para el planificador, sería utilizar la herramienta para un mismo alimentador pero en distintos escenarios futuros asociados a la expansión de la red, con el fin de decidir la capacidad óptima de GD a instalar teniendo ahora en consideración un horizonte de tiempo. Obtenidas las soluciones para cada uno de los escenarios se pueden comparar las ventajas y desventajas sobre el grado de penetración total admisible en la red, asociado a la decisión de conectar o no un generador hoy.

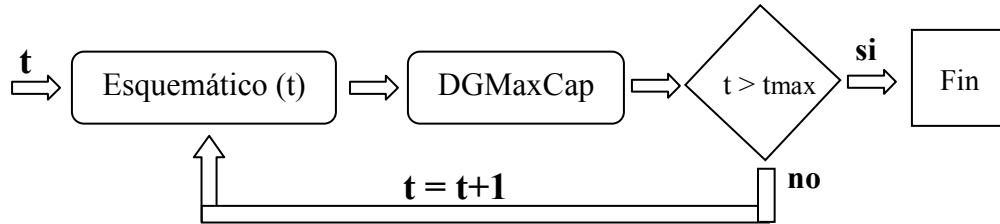


Fig. 30. DGMaxCap para diferentes escenarios

Referencias

- [1] Julio Olmo Escribano. Electricidad y electrónica. Oxford University Press, 2005.
- [2] Juan Alberto Bravo Cerda. Apuntes de “Gestión de la distribución de la energía eléctrica” (EL67F). Ingeniería Eléctrica Universidad de Chile, primavera 2008.
- [3] Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L. “Electricity Market Regulations and their Impact on Distributed Generation”, 2000.
- [4] Javiera Ketterer. Metodología básica para la definición de la ubicación óptima de un generador virtual. Departamento Ingeniería Eléctrica Universidad de Chile, Abril 2009.
- [5] Centro de Energía FCFM. El generador virtual como alternativa de suministro eléctrico. Universidad de Chile, Diciembre 2009.
- [6] CNE, Comisión Nacional de Energía. Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión. 2000.
- [7] Siemens Power Technologies International. Technical Assessment of Sri Lanka’s Renewable Resource Based Electricity Generation”, 2005.
- [8] Naresh Acharya, Pukar Mahat, N. Mithulananthan. “An analytical approach for DG allocation in primary distribution network”, Febrero 2006.
- [9] Ignacio J. Ramírez-Rosado, L. Alfredo Fernández-Jiménez, Cláudio Monteiro, Vladimiro Miranda, Eduardo García-Garrido y Pedro J. Zorzano-Santamaría. GIS Power Up Distributed Generation, Abril 2005.
- [10] Andrew Keane, Mark O’Malley. Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks, Agosto 2005.
- [11] R. Palma, J. Pérez, R. Torres, R. Fuentes. Actualización de Manual de uso de DeepEdit, Agosto 2005.
- [12] ESB Networks. Distribution Code, Ireland, Octubre 2007.
- [13] María Gabriela Alcázar Martínez. Metodología de evaluación de costos para una empresa distribuidora para distintos niveles de penetración de generación distribuida, Agosto 2009.

- [14] Julio H. Cole. Nociones de regresión lineal. Enciclopedia Multimedia Virtual de Economía EMVI. <http://www.eumed.net/coursecon/medir/estima.htm>
- [15] Longatt, Ornelas, Marchena, Guillen, Hernández. Metodología para la Ubicación de Fuentes de Generación Distribuida empleando Programación Lineal, Noviembre 2007.
- [16] Análisis de corto circuito en plataforma JAVA.
- [17] Norma IEC 60076-5. Power Transformers-Ability to withstand short circuit, 2000.

Anexo A

Flujo AC

El flujo de carga realiza un balance de potencias activas y reactivas en cada nodo, en función de las variables de estado de la red, tal como se ve en las ecuaciones (A.1) y (A.2) a continuación [13]:

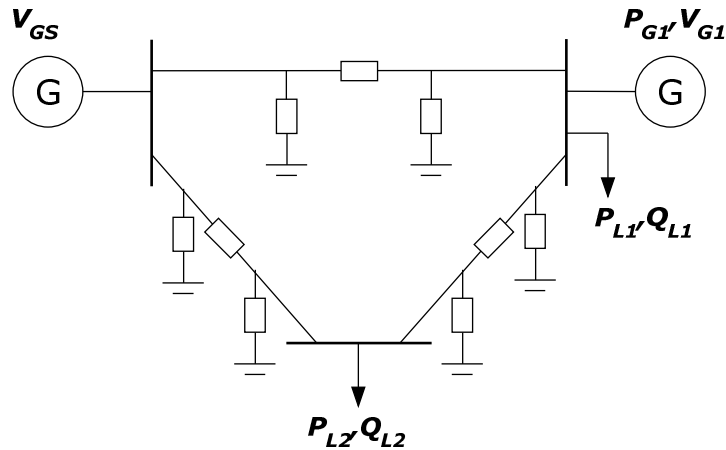


Figura A.1: Representación de la red para flujo AC.

$$\dot{V}_i = V_i \angle \theta_i ; (Y_{bus})_{ij} = y_{ij} \angle \delta_{ij} \quad (A.3)$$

$$P_i - jQ_i = (V_i \angle \theta_i)^* \cdot \left(\sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \angle (\delta_{ij} + \theta_j) \right) \quad (A.4)$$

$$P_{Gi} - P_{Li} = P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j \cdot y_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij} - \theta_i + \theta_j) \quad (A.5)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} = Q_i = -V_i \sum_{j=1}^n V_j \cdot y_{ij} \cdot \sen(\delta_{ij} - \theta_i + \theta_j) \quad (A.6)$$

Donde:

P_i = Potencia activa neta inyectada en el nudo i

P_{Gi} = Potencia activa generada en el nudo i

P_{Li} = Potencia activa demandada en el nudo i

- Q_i = Potencia reactiva neta inyectada en el nudo i
 Q_{Gi} = Potencia reactiva generada en el nudo i
 Q_{Li} = Potencia reactiva demandada en el nudo i
 V_i = Tensión del nudo i
 θ_i = Ángulo de tensión en el nudo i
 δ_{ij} = Ángulo de impedancia equivalente ij en la matriz de admitancia

La representación de la red en estado estacionario se realiza a partir de las matrices G_{ik} y B_{ik} obtenidas de la matriz de admitancia Y_{bus} , que contiene los elementos de impedancia serie y admitancia en paralelo del modelo PI descrito en el capítulo anterior. Los elementos de la diagonal de esta matriz están formados por la suma de todas las admitancias que se conectan a la barra (series y shunt). Los elementos fuera de la diagonal son las admitancias serie que existen entre las barras i y k multiplicadas por menos uno.

Por otro lado, se realiza una clasificación de cada barra según su tipo, ya sean barras de carga, generación o flotantes. Las barras cuyas potencias activas y reactivas son conocidas, se clasifican como barras de carga o barra PQ. Para cada barra de carga, se tiene una ecuación de balance de potencia activa y una ecuación de balance potencia reactiva. Las barras de generación (PV) son aquellas con tensión y potencia activa conocidas. Para cada barra se tiene una ecuación de balance de potencia activa y el tensión de barra especificado. La barra flotante o slack, corresponde a una barra de referencia que realiza el balance de potencia activa demandada y potencia activa consumida. El balance de potencia reactiva es, por otro lado, realizado en forma local por cada barra PV.

Luego, por cada barra se tienen 6 variables P_{Li} , P_{Gi} , Q_{Li} , Q_{Gi} , V_i , θ_i y un total de $2n$ ecuaciones, donde n es el número de barras. Por medio de una aproximación lineal de Taylor, el método de Newton-Raphson permite resolver el problema en forma precisa luego de 4 a 6 iteraciones. La representación matricial del sistema de ecuaciones se observa en (A.5):

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

La matriz compuesta por las submatrices H, N, M y L es llamada Jacobiano y debe ser invertida en cada iteración para encontrar los nuevos valores de $\Delta \theta$ y $\Delta V/V$ hasta que se cumpla la tolerancia impuesta.

$$\theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta \theta_i \quad (\text{A.9})$$

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \Delta V_i \quad (\text{A.10})$$

Para empezar las iteraciones, se suelen imponer las tensiones de barra de 1 pu y ángulos en cero grados.

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j \neq i}^n V_i V_j y_{ij} \text{sen}(\delta_{ij} - \theta_i + \theta_j) \quad (\text{A.11})$$

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = -V_i V_j y_{ij} \text{sen}(\delta_{ij} - \theta_i + \theta_j) \quad j \neq i \quad (\text{A.12})$$

$$N_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2V_i y_{ii} \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i}^n V_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \theta_i + \theta_j) \quad (\text{A.13})$$

$$N_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (\text{A.14})$$

$$M_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j \neq i}^n V_i V_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \theta_i + \theta_j) \quad (\text{A.15})$$

$$M_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = -V_i V_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \theta_i + \theta_j) \quad j \neq i \quad (\text{A.16})$$

$$L_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2V_i y_{ii} \text{sen}(\theta_{ii}) - \sum_{j \neq i}^n V_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \theta_i + \theta_j) \quad (\text{A.17})$$

$$L_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = -V_i y_{ij} \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (\text{A.18})$$

El diagrama de flujos para la resolución del flujo de potencia AC, por medio de Newton-Raphson, se muestra en la figura A.2. La precisión de la salida va a depender del nivel de tolerancia impuesto.

La importancia de la resolución del flujo de potencia radica en la posibilidad de resolver un gran número de problemas como los siguientes:

- Permite determinar los flujos de potencia activa y reactiva en una red eléctrica
- Permite determinar las tensiones en las barras de una red eléctrica
- Permite calcular las pérdidas en una red eléctrica
- Permite estudiar las alternativas para la planificación de nuevos sistemas o ampliación de los ya existentes
- Permite evaluar los efectos de pérdidas temporales de generación o de circuitos de transmisión.
- Permite evaluar los efectos de reconfigurar los circuitos de un SEP (por ejemplo ante la pérdida de una línea de transmisión)

- Permite evaluar las mejoras que se producen ante el cambio en la sección de los conductores de un SEP.

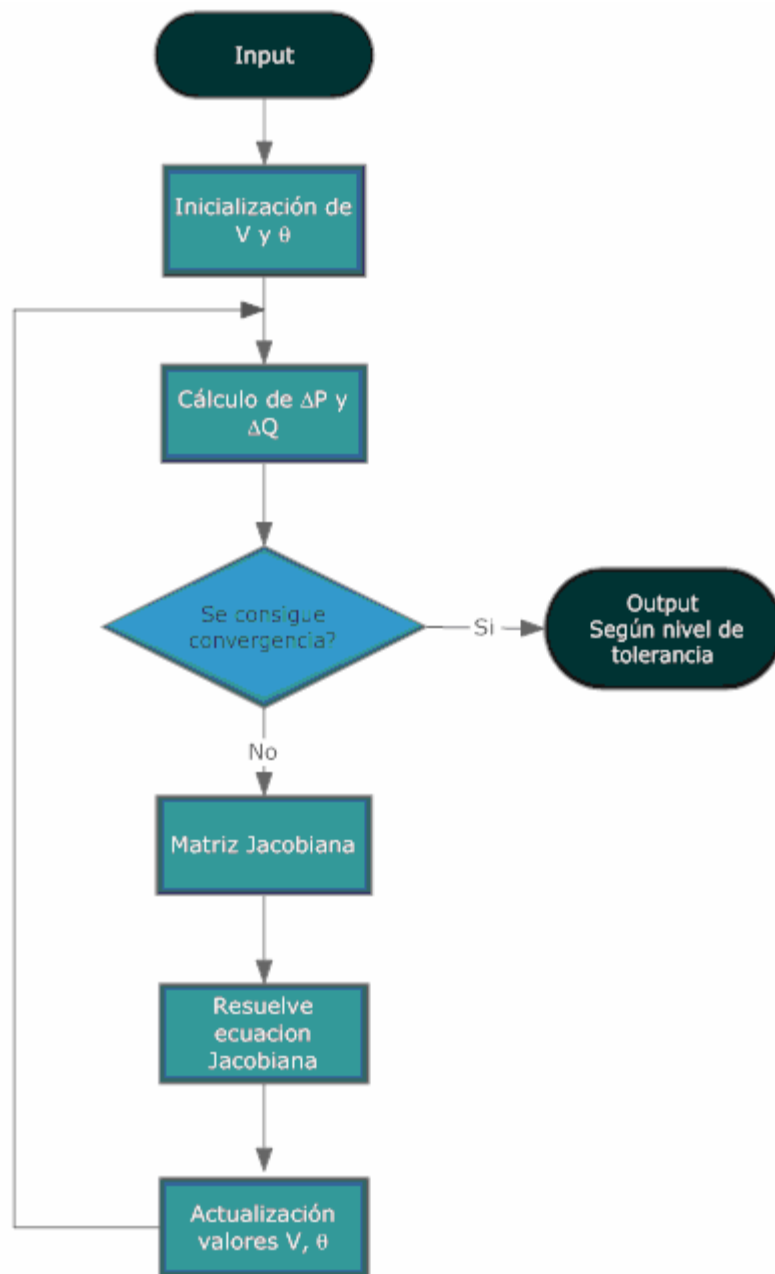


Figura A.2: Diagrama de flujo Newton-Raphson

Anexo B

B.1. Metodología General de Cálculo de cortocircuito [16]

El programa calcula la corriente de cortocircuito ante una falla trifásica por el clásico método del uso de la Zbarra. En efecto la corriente de cortocircuito para una falla trifásica en la barra “k” es:

$$I_k'' = \frac{V_k^{pre}}{\sqrt{3}(Z_{kk} + Z_f)} \quad (B.1)$$

Donde:

I_f

V_k^{pre} : Tensión Prefalla en la barra fallada.

Z_{kk} : Elemento [k,k] de la matriz de impedancias Zbarra.

Z_f : Impedancia de falla.

El cálculo de la matriz Zbarra, o matriz de impedancia de transferencia en circuito abierto, se realiza a través de un algoritmo de construcción directa. Para redes pequeñas, en donde el vector de corrientes posee una sola componente (I_f), resulta más eficiente la construcción directa en lugar de la inversión de la matriz de admitancias, incluso mediante técnicas de factorización triangular óptima. Sin embargo, la misma referencia muestra que para problemas de redes muy grandes, la factorización triangular tiene ventajas evidentes y puede servir para resolver de forma efectiva y económica problemas de hasta 10 veces mayores que la técnica de construcción de la Zbarra.

La técnica de construcción directa empleada sigue el siguiente procedimiento:

- Incluir ramas al nodo de referencia:

Condiciones:

1. Agregar rama de referencia a un nodo nuevo (q)
2. Rama no acoplada mutuamente

Regla:

1. Hacer: $Z_{qq} = z$
z: impedancia propia de la rama agregada

- Agregar ramas radiales a nodos nuevos

Condiciones:

1. Agregar rama de un nodo creado (k) a un nodo nuevo (q)
2. Rama no acoplada mutuamente
3. Nodos definidos previamente (p)

Regla:

1. Hacer: $Z_{iq} = Z_{ik}$ para $i=1, 2, \dots, p$
2. Hacer: $Z_{qi} = Z_{ki}$ para $i=1, 2, \dots, p$
3. Hacer: $Z_{qq} = Z_{kk} + z$
z: impedancia propia de la rama agregada

- Cerrar “loops” a referencia agregando una impedancia:

Condiciones:

1. Agregar rama entre un nodo creado (k) y referencia
2. Rama no acoplada mutuamente
3. Nodos definidos previamente (p)

Regla:

1. Hacer $q = p + 1$
 2. Hacer: $Z_{iq} = Z_{ik}$ para $i=1, 2, \dots, p$
 3. Hacer: $Z_{qi} = Z_{ki}$ para $i=1, 2, \dots, p$
 4. Hacer: $Z_{qq} = Z_{kk} + z$
 5. Eliminar fila y columna “q” por reducción de Kron
- z: impedancia propia de la rama agradada

- Cerrar “loops” entre nodos creados agregando una impedancia:

Condiciones:

1. Agregar rama entre un nodo creado (k) y otro nodo creado (q)
2. Rama no acoplada mutuamente
3. Nodos definidos previamente (p)

Regla:

1. Hacer $q = p + 1$
 2. Hacer: $Z_{iq} = Z_{ik}$ para $i=1, 2, \dots, p$
 3. Hacer: $Z_{qi} = Z_{ki}$ para $i=1, 2, \dots, p$
 4. Hacer: $Z_{qq} = Z_{ii} + Z_{kk} - Z_{ik} - Z_{ki} + z$
 5. Eliminar fila y columna “q” por reducción de Kron
- z: impedancia propia de la rama agradada

Para cada uno de los métodos mencionados anteriormente, se asumen ciertas condiciones distintas previas a la construcción de la matriz Zbarra. Por ejemplo, el método IEC para el cálculo de corrientes de cortocircuito máximas o mínimas, se asume como válido desprestigiar todos los elementos pasivos en derivación. Quiere decir que se ignoran las cargas, las compensaciones, las susceptancias de las líneas, los reactores, etc. A continuación se mencionan los fundamentos e hipótesis de cada método.

B.2. Método IEC 909:

Es el método aprobado en la norma IEC 60909-0 para el cálculo de corrientes de cortocircuito. A continuación se presenta un resumen de los principales aspectos del método:

Corriente de Cortocircuito:

El valor efectivo de la corriente subtransitoria inyectada en el nodo fallado sería:

$$I_k^n = \frac{-c \cdot V_k^{pre}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{kk} + Z_f)} \quad (B.2)$$

donde:

Z_{ii} : Valor [i,i] de la Matriz de impedancias de circuito abierto Zbarra

V_k^{pre} : Valor de la tensión antes de la falla, en la barra fallada

- c : factor de corrección de tensión
 Z_{kk} : Elemento [k,k] de la matriz de impedancias Zbarra.
 Z_f : Impedancia de falla.

El factor c se determina de acuerdo con la Tabla 23 a continuación:

Tensión Nominal	Cálculo del factor de tensión c	
	Corriente Máxima	Corriente Mínima
	c_{max}	c_{min}
Baja Tensión: (100V - 1000V) Con tolerancia +/- 6% Con tolerancia +/- 10%	1,05 1,10	0,95
Media tensión >1kV hasta 35kV	1,10	1,00
Alta tensión > 35kV		

Tabla 23. Cálculo del factor de tensión c

Matriz de Impedancias en circuito abierto:

El cálculo de la Matriz de impedancias en circuito abierto se calcula bajo las siguientes condiciones:

- Todas las corrientes de cargas son despreciables.
- Todas las tensiones en todas las barras son iguales en módulo y ángulo.
- Las redes de secuencia positiva es balanceada excepto en el punto de falla. En el caso en estudio serán siempre balanceadas.
- Todas las admitancias shunt son despreciables (compensadores, susceptancia de las líneas, etc)
- La única conexión a referencia se realiza a través de los generadores.

Método cálculo de la corriente “Pick” de cortocircuito:

Es el máximo valor posible de la corriente de cortocircuito. Resulta de multiplicar el valor cresta de la corriente subtransitoria de corto circuito por un factor “k”:

$$i_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_k'' \quad (\text{B.3})$$

El factor k deberá ser calculado por medio de la fórmula presentada a continuación:

$$k = 1.02 + 0.98e^{-3R/X} \quad (\text{B.4})$$

Por lo general se emplea alguna de las siguientes opciones para la estimación del factor “k”:

Método A: Relación R/X Uniforme

Se asume que la relación R/X es constante e igual a la menor de las relaciones de toda la red. A partir de la determinación de dicho valor, se puede emplear la relación (B.4).

Método B: Método de imprecisiones en la relación R/X

En forma simplificada, se puede incluir una corrección por imprecisiones de la relación R/X multiplicando por un factor de corrección 1.15 como se muestra a continuación:

$$k = 1.15 \cdot k_b \quad (B.5)$$

k_b se obtiene sustituyendo en (B.4), la relación R/X determinada por la impedancia de cortocircuito. Si la relación R/X en todas las ramas resulta menor a 0,3 el factor de corrección debe ser 1,5 como se dijo anteriormente. Sin embargo, puede ser alcanzado 1,8 o un límite de 2.

Método C: Método de corrección por frecuencia:

K se calcula con (B.4) da la relación R/X por:

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad (B.6)$$

con: $Z_c = R_c + jX_c$

Z_c es la impedancia equivalente de cortocircuito y donde $f_c = 20$ Hz si la frecuencia de la red es de 50 Hz ($f_c = 24$ Hz si la red es de 60 Hz).

Método Complete:

Realiza el cálculo de cortocircuito para un punto de operación del sistema asumiendo ciertos supuestos que serán explicados más adelante. Las variables de estado que determinan el punto de operación deben ser determinadas mediante un Flujo de Carga. Es decir, el método supone conocidas todas las tensiones en módulo y ángulo de todas las barras del sistema. Se supone, el método debería entregar con mayor precisión el valor de la corriente de cortocircuito para cierta condición de carga y configuración del sistema.

Corriente de Cortocircuito:

El valor efectivo de la corriente subtransitoria de falla sería:

$$I_k'' = \frac{c \cdot V_k^{pre}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{kk} + Z_f)} \quad (B.7)$$

Las tensiones prefalla son iguales en módulo y ángulo al valor de las tensiones producto de la realización de un flujo de carga previo multiplicado por un coeficiente de ajuste “c”. A diferencia del método IEC909 en donde el factor de corrección de tensión *c* era determinado por la Tabla 23, este factor *c* podrá ser cualquier número real positivo asignado por el usuario para encontrar las condiciones deseadas del estudio.

Matriz de Impedancias en circuito abierto:

Se calcula de acuerdo a las siguientes condiciones:

- Las cargas y compensadores se pueden representar como impedancias constantes e iguales al valor:

$$Z_c = \frac{|V_k^{pre}|^2}{S_c^*} \quad (B.8)$$

- Las susceptancias de carga de las líneas son consideradas como admitancias constantes e iguales a las anteriores a la falla.
- La red de secuencia positiva es balanceada excepto en el punto de falla.

Tensiones Prefalla:

Se obtienen mediante el cálculo de un flujo de carga y se multiplican todos por un mismo valor constante y positivo “c”. Este valor puede ser cualquier número real positivo. El valor por defecto será 1, para que las tensiones representen exactamente los valores de las tensiones en el punto de operación justo antes de ocurrida la falla. Cualquier valor diferente podrá ser usado para encontrar situaciones favorables/desfavorables útiles para encontrar máximos y mínimos aportes de cortocircuito.

Método de cálculo de la corriente “Pick” de cortocircuito:

Igual que en el método IEC909, las corrientes máximas de cortocircuito se estiman por cualquiera de los tres métodos antes mencionados.

Anexo C

Niveles de Cortocircuito en Irlanda [12]

Tensión de conexión [kV]	Nivel de Cortocircuito [kA] (Simétrico RMS) Normalmente	Nivel de Cortocircuito [kA] (Simétrico RMS) Cierta Áreas Designadas
BT (Residencial)	9.0	
BT	37.0	
10	12.5	20
20	12.5	20
38	12.5	20
110	26.0	31.5

Tabla 24. Niveles de cortocircuito en Irlanda [12]

Anexo D

Impedancia del transformador [17]

Potencia Nominal [kVA]	Impedancia de cortocircuito mínima [%]
Hasta 630	4,0
631 a 1250	5,0
1251 a 2500	6,0
2501 a 6300	7,0
6301 a 25000	8,0
25001 a 40000	10,0
40001 a 63000	11,0
63001 a 100000	12,5
Sobre 100000	>12,5

Tabla 25. Impedancia de cortocircuito del transformador [17]