



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

**APLICACIÓN DE REDES INTELIGENTES PARA LA COORDINACIÓN
DE ELEMENTOS ACTIVOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA
TENSIÓN**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELÉCTRICO**

EDUARDO NICOLÁS RODRÍGUEZ SEPÚLVEDA

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
FERNANDO FLATOW GARRIDO
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE
2018

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Eduardo Nicolás Rodríguez Sepúlveda
FECHA: 22/01/2018
PROFESOR GUÍA: Alejandro Navarro Espinosa

Aplicación de redes inteligentes para la coordinación de elementos activos en redes de distribución de media tensión

El uso de generación distribuida (GD) ha aumentado de forma considerable en los últimos años a nivel mundial, en países como Alemania se registra una alta participación de la GD, debido a que durante la década del 2000 fue implementada una tarifa mayor frente a otras tecnologías convencionales por sus inyecciones al sistema (*Feed-in Tariff*). La capacidad instalada de generación solar fotovoltaica (Solar PV) es de 31 GWp, en donde un 70% representa energía solar PV conectada a redes de baja tensión (0,4 kV). En Chile bajo el contexto de la Ley 20.571 es posible instalar GD en redes de distribución de forma libre, mientras siga las normas estipuladas en el marco regulatorio. En cifras, según lo declarado en el portal de energía abierta de la Comisión Nacional de Energía (CNE), la capacidad de GD de tecnología solar es de 11,9 MW en total a fines de 2017.

La inclusión de tales niveles de GD trae consecuencias a la operación de las redes de distribución, principalmente relacionadas con la calidad de suministro, tales como problemas de tensión, frecuencia, distorsión armónica y desbalances. Además, posee consecuencias sobre los activos de la empresa distribuidora, como por ejemplo la sobrecarga de conductores o transformadores.

El objetivo principal de este trabajo es utilizar redes inteligentes en un ambiente de simulación para mitigar los problemas de régimen permanente introducidos por la GD de tipo Solar PV, principalmente asociados a sobretensiones y sobrecarga de conductores. Para ello se busca integrar estrategias de control, tanto en la cabecera del alimentador como de forma local en la generación solar mediante el uso adecuado de elementos activos del sistema, tales como, inversores de potencia de la GD, cambiador de tap del transformador de la subestación alimentadora y bancos de baterías.

La metodología incluye la evaluación de estos problemas en una red realista de media tensión (MT) ubicada en la comuna Diego de Almagro, con la finalidad de determinar en qué porcentaje de adopción aparecen los problemas de interés.

Las estrategias mencionadas con antelación se integran en un modelo de optimización usando el solver Gurobi que incluye el cálculo del flujo de potencia (OPF). El OPF se realiza con una relajación del problema no-lineal, para validar las soluciones de este método se compara con el OPF obtenido utilizando OpenDSS.

Los resultados muestran que la coordinación de elementos activos permite solucionar problemas técnicos de régimen permanente en redes MT, el cambiador de tap del transformador AT/MT y la regulación del factor de potencia del inversor en la GD Solar PV permiten contribuir de forma efectiva a la regulación de tensión del sistema, mientras que la capacidad de almacenamiento es la estrategia más efectiva para solucionar problemas de capacidad en los equipos de la red.

“La vida es un viaje no una estación”

Canserbero

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia por el constante apoyo durante toda mi vida, desde el colegio hasta ahora en la universidad. En especial quiero agradecer a mi madre, Cecilia, por acompañarme siempre, especialmente en los momentos más difíciles, cuando más lo necesité.

También quiero dar gracias a mi compañera de vida Paula, por las risas infinitas, por todo el apoyo durante este último año de carrera, por estar siempre ahí para ayudarme a discernir en los momentos más complejos, gracias por acompañarme.

Del mismo modo quiero agradecer a todos mis amigos y a la gente que he conocido durante mi época universitaria, a todos los amigos de Plan Común, a los Electro-Amigos, infinitas gracias por todas las tardes compartidas, por los momentos de distracción. Gracias por ser siempre personas increíbles, la diversidad de personalidades le da una riqueza tremenda al grupo.

Finalmente, quiero agradecer a mi profesor guía, Alejandro Navarro, por su constante apoyo durante el desarrollo de esta memoria, por compartir opiniones y sabiduría acerca de diversos temas ya sean relacionados con el desarrollo de esta memoria o asuntos de actualidad nacional. También quiero agradecer a los miembros de la comisión, Fernando Flatow y Andrés Caba, por el tiempo dedicado a este trabajo y sus valiosas observaciones.

Tabla de contenido

1.	Introducción.....	1
1.1.	Motivación.....	1
1.2.	Objetivos.....	2
1.2.1.	Objetivo general	2
1.2.2.	Objetivos específicos	2
1.3.	Alcances.....	3
1.4.	Estructura del trabajo.....	4
2.	Marco Teórico	5
2.1.	Sector eléctrico nacional.....	5
2.2.	Redes de distribución	6
2.2.1.	Generalidades	6
2.2.2.	Tarificación de la distribución.....	6
2.2.3.	Topología y rangos de operación	7
2.2.4.	Marco regulatorio para la generación distribuida (Ley 20.571).....	9
2.2.5.	Escenario de Generación Distribuida en Chile.....	11
2.2.6.	Redes inteligentes.....	15
2.3.	Sistemas de almacenamiento: Baterías.....	15
2.3.1.	Generalidades	15
2.3.2.	Baterías de ion litio.....	15
2.3.3.	Baterías Tesla de ion litio: Tesla Powerwall y Tesla Powerpack.....	17
2.4.	Control de tensión en sistemas de potencia.....	19
2.4.1.	Generalidades	19
2.4.2.	Transmisión radial sin admitancias	19
2.5.	Flujos de Potencia.....	20
2.5.1.	Ecuaciones nodales y de líneas de transmisión	20
2.5.2.	Modelo de cargas.....	22
2.5.3.	Modelo de generación distribuida conectada vía inversor	23
2.5.4.	Modelo general de transformadores en sistemas de potencia.....	24
2.5.5.	Modelo de transformador con cambiador de derivación bajo carga (OLTC)	26
2.5.6.	Restricción de límite de uso para el cambiador de derivación	29
2.5.7.	Modelo de baterías.....	30
2.6.	Calidad de suministro	31

2.6.1. Métricas de voltaje.....	32
2.7. Sobrecarga de conductores	33
2.7.1. Aspectos generales	33
2.7.2. Métricas para evaluar la sobrecarga de conductores	33
2.8. Estado del arte	33
2.8.1. Cálculo de máxima penetración de generación distribuida o Hosting Capacity	33
2.8.2. Coordinación de elementos activos en redes de media tensión.....	38
2.8.3. Síntesis del estado del arte.....	40
3. Metodología.....	42
3.1. Herramientas computacionales.....	42
3.1.1. Python.....	42
3.1.2. OpenDSS	42
3.1.3. Gurobi.....	43
3.2. Validación del flujo de potencia del modelo de optimización	43
3.2.1. Aspectos generales	43
3.2.2. Metodología para la validación del modelo de optimización.....	44
3.2.3. Caracterización del sistema de pruebas	46
3.3. Esquema general de la metodología para red de distribución real	46
3.3.1. Procesar base de datos de entrada.....	47
3.3.2. Escenarios de simulación sujetos a optimización.....	50
3.4. Formulación del problema de optimización	51
3.4.1. Nomenclatura utilizada para las ecuaciones	51
3.4.2. Función Objetivo (ver en sección 2.5.1).....	51
3.4.3. Restricciones nodales (ver en sección 2.5.1).....	51
3.4.4. Restricciones de tramos (ver en sección 2.5.1)	52
3.4.5. Restricciones para GD conectada mediante inversor (ver en sección 2.5.3).....	52
3.4.6. Restricciones Transformador AT/MT con cambiador de tap (ver en secciones 2.5.5 y 2.5.6).....	52
3.4.7. Restricciones batería (ver en sección 2.5.7)	53
3.5. Fase post-optimización: OpenDSS	53
3.6. Definición de escenarios para red MT realista	54
3.6.1. Caso base teórico o escenario de máxima generación posible	54
3.6.2. Escenarios sujetos a optimización en la red MT basada en red MT de Diego de Almagro	55
3.7. Perfiles de entrada	55
3.7.1. Generación distribuida solar PV	55

3.7.2. Demanda.....	56
3.8. Cálculo de Hosting Capacity para red de distribución de media tensión	57
3.8.1. Problemas de tensión y de corriente del caso base.....	57
4. Desarrollo	59
4.1. Caso de estudio: Red de Media Tensión de 3 barras	59
4.2. Caso de estudio: Red basada en red MT de Diego de Almagro	59
4.2.1. Aspectos generales	59
4.2.2. Caracterización del sistema MT basado en la red MT de Diego de Almagro.....	62
5. Resultados y análisis.....	64
5.1. Red de Media Tensión de 3 barras	64
5.1.1. Caso de estudio sin vertimientos en red MT de 3 barras.....	64
5.1.2. Caso de estudio con vertimientos de generación distribuida en red MT de 3 barras ..	67
5.1.3. Exactitud del cálculo de la operación de la red	72
5.2. Red MT basada en red MT de Diego de Almagro	73
5.2.1. Máxima adopción de generación distribuida de la red	73
5.2.2. Primer escenario con problemas: 90% de adopción de generación distribuida	77
5.2.3. Escenario con 120% de adopción de generación distribuida	81
5.2.4. Escenario con 200% de adopción de generación distribuida	85
6. Conclusiones.....	92
6.1. Discusión de resultados	93
6.2. Trabajo futuro	94
7. Bibliografía.....	96
 Anexo A. Datos de red MT de Diego de Almagro.....	 100

Índice de tablas

Tabla 1: Comparación de diversos aspectos para ambas topologías en base a [7].....	8
Tabla 2: Precios de régimen tarifario BT1 en septiembre de 2017	11
Tabla 3: Datos técnicos de un módulo de baterías Tesla Powerwall y Tesla Powerpack. [17], [16]	18
Tabla 4: Ejemplo de la representación binaria para las variables del cambiador de tap	28
Tabla 5: Rangos de variaciones de tensión.....	32
Tabla 6: Definiciones de Hosting Capacity a partir de [27]	34
Tabla 7: Resultados de [28] para la red danesa	35
Tabla 8: Máxima capacidad de GD admisible en las redes de estudio en porcentaje de la demanda máxima del alimentador de [29].....	36
Tabla 9: Resultados principales de la integración de GD fotovoltaica en redes de distribución MT y BT [36]	37
Tabla 10: Escenarios de estudio en [46].....	40
Tabla 11: Escenarios de optimización para validación del modelo.....	45
Tabla 12: Ejemplo genérico de base de datos de nodos	47
Tabla 13: Ejemplo genérico de base de datos de líneas	48
Tabla 14: Detalle de escenarios sujetos a optimización para red MT basada en red MT de Diego de Almagro	55
Tabla 15: Error de OPF calculado en Gurobi con respecto al simulado en OpenDSS.....	73
Tabla 16: Parámetros de simulación y estándares de análisis para problemas de tensión y corriente	73
Tabla 17: Casos para sensibilidad para distintos casos de almacenamiento	88
Tabla 18: Tamaño de los 49 transformadores MT/BT y su distancia al nodo alimentador en la red MT basada en red MT de Diego de Almagro.....	100
Tabla 19: Datos completos de nodos de red de media tensión basada en red MT de Diego de Almagro.....	101
Tabla 20: Datos completos de líneas de red de media tensión basada en red MT de Diego de Almagro.....	113

Índice de ilustraciones

Figura 1: Capacidad instalada por tecnología y nivel de tensión en Alemania [3]	1
Figura 2: Comparación de topologías en Norteamérica y Europa [7].....	8
Figura 3: Proceso de Conexión Ley 20.571 [8].....	10
Figura 4: Capacidad Instalada de Generación Distribuida por Tecnología, Elaboración propia a partir de [10]	12
Figura 5: Capacidad instalada anualmente, Elaboración propia a partir de [10].....	12
Figura 6: Capacidad instalada por región del país, elaboración propia a partir de [10].....	13
Figura 7: Curva de Pareto de tamaño de proyectos de Generación Distribuida, elaboración propia a partir de [10]	13
Figura 8: Distribución de proyectos licitados a la fecha por el Programa de Techos Solares Públicos [11]	14
Figura 9: Esquema de funcionamiento de una batería ion litio [14]	16
Figura 10: Tesla Powerpack [17].....	17
Figura 11: Módulos de Tesla Powerwall instalados en Holanda por la compañía Eneco [18]	18
Figura 12: Proyección de precios de baterías de ion litio, según el sitio bloomberg.com	19
Figura 13: Transmisión radial sin admitancias [6]	20
Figura 14: Diagrama P-Q de Generación Distribuida conectada a través de inversores de potencia en la barra i	24
Figura 15: Circuito equivalente de transformador monofásico de dos devanados [22]	25
Figura 16: Esquema de funcionamiento del cambiador de derivación y su efecto en las variables eléctricas	27
Figura 17: Circuito original de circuito con transformador con cambiador de derivación	27
Figura 18: Circuito equivalente para el modelo del transformador OLTC inspirado en [23]	28
Figura 19: Gráfico de Pareto para la Hosting Capacity de los 216 alimentadores considerados en [37]	37
Figura 20: Esquema general de la metodología para el estudio en una red de distribución real... ..	47
Figura 21: Esquema de la reducción de tramos serie para construir el modelo de entrada en Gurobi	49
Figura 22: Comparación topológica de red original y red reducida	50
Figura 23: Metodología para el cálculo de flujo de potencia en OpenDSS	54
Figura 24: Perfil de GD solar fotovoltaica	56
Figura 25: Perfil de demanda diario para simulaciones	56
Figura 26: Metodología para el cálculo de la Hosting Capacity de la red de media tensión	57
Figura 27: Gráfico referencial del porcentaje de clientes con problemas de tensión para distintos niveles de adopción de GD.....	58
Figura 28: Gráfico referencial de porcentaje de tramos con problemas de corriente para distintos niveles de adopción de GD.....	58
Figura 29: Sistema de Media Tensión de 3 barras.....	59
Figura 30: Red MT y BT de la comuna de Diego de Almagro [57]	60
Figura 31: Representación gráfica general de la red MT	61
Figura 32: Representación gráfica detallada del área de mayor densidad de la red MT	61
Figura 33: Cantidad de transformadores según su capacidad nominal en kVA para la red MT basada en red MT de Diego de Almagro.....	62
Figura 34: Comportamiento de la tensión debido a la potencia generada y demandada en el nodo de carga para el escenario base y controlando la potencia activa de la GD	65
Figura 35: Pérdidas totales de la red MT de 3 barras en el caso de estudio sin vertimientos	66

Figura 36: Regulación de tensión del cambiador de derivación del transformador AT/MT.....	66
Figura 37: Comportamiento del módulo de la corriente por tramo 2-3 bajo distintas estrategias de control.....	67
Figura 38: Flujo de potencia activa por transformador de subestación alimentadora AT/MT utilizando distintas estrategias de control.....	68
Figura 39: Corriente por línea de transmisión 2-3 en distintos escenarios.....	69
Figura 40: Operación de la batería ubicada en el nodo 3	69
Figura 41: Pérdidas activas y reactivas de la red MT de 3 barras para el caso con vertimientos, utilizando distintas estrategias de control.....	70
Figura 42: Generación diaria bajo distintas estrategias de control en la red MT de 3 barras.....	71
Figura 43: Energía total inyectada por la GD en la red MT de 3 barras	72
Figura 44: Problemas de tensión en la red MT basada en red MT de Diego de Almagro para distintos niveles de adopción.....	74
Figura 45: Problemas de corriente para distintos niveles de adopción de generación distribuida en la red MT basada en red MT de Diego de Almagro.....	75
Figura 46: Potencia activa por el transformador AT/MT de la subestación alimentadora para distintos niveles de adopción de GD en la red MT basada en red MT de Diego de Almagro	76
Figura 47: Pérdidas de energía activa totales en la red basada en red MT de Diego de Almagro para distintos niveles de penetración de generación distribuida solar, sin el uso de redes inteligentes	77
Figura 48: Potencia activa inyectada por la GD en la red MT para un 90% de adopción.....	78
Figura 49: Energía inyectada por la generación distribuida de la red	79
Figura 50: Energía total demandada de la red AT para un 90% de adopción	79
Figura 51: Posición del tap y demanda neta lo largo del día.....	80
Figura 52: Gestión energética de las baterías ubicadas en los dos transformadores más grandes	81
Figura 53: Potencia activa inyectada por la GD en un 120% de adopción	82
Figura 54: Energía inyectada por la generación distribuida para un 120% de penetración.	83
Figura 55: Módulo de la corriente por el transformador AT/MT para un 120% de adopción de GD	83
Figura 56: Gestión energética del almacenamiento para sus distintas localizaciones.....	84
Figura 57: Potencia activa por el transformador AT/MT para un 120% de adopción de GD.....	85
Figura 58: Generación diaria factible y generación total disponible para un 200% de adopción .	86
Figura 59: Energía generada bajo distintos esquemas de control para un 200% de adopción	86
Figura 60: Potencia activa por transformador AT/MT bajo distintos niveles de adopción para un 200% de adopción	87
Figura 61: Generación bajo los distintos escenarios de baterías	89
Figura 62: Generación distribuida bajo distintos esquemas de control y localización de baterías	89
Figura 63: Energía almacenada bajo cada caso de baterías para un 200% de adopción	90
Figura 64: Energía solar utilizada para distintos casos de sensibilidad de dimensionamiento para las baterías	91

1. Introducción

1.1. Motivación

La aparición de generación distribuida en el mundo, marca una tendencia alcista durante los últimos años, se proyecta que la presencia de este tipo de generación seguirá aumentando por diversos motivos, principalmente ligados a las consecuencias medioambientales de la generación eléctrica proveniente de combustibles fósiles y a la disminución de costos de inversión asociados a la generación residencial. [1]

Tal aumento trae consigo nuevos desafíos a los operadores de redes de distribución y a la comunidad científica, principalmente por los desafíos técnicos de la operación de la red bajo este nuevo paradigma, manteniendo los estándares de calidad y seguridad en el sistema.

Los operadores en la actualidad han tratado a las redes de distribución como áreas pasivas del sistema, es decir, como aquellas en las que no se inyecta energía. Debido a la gran inclusión generación distribuida en los últimos años, los sistemas de distribución deben ser tratados como sectores activos del sistema. Las empresas de distribución han funcionado históricamente bajo el concepto *fit and forget*, luego, cuando surgen malfuncionamientos en la red, se resuelven de forma posterior a instalar la generación, generalmente reforzando los conductores de la red. [2]

En Alemania, la capacidad instalada total de tecnología solar fotovoltaica es de 31 GWp. Específicamente aproximadamente un 70% de toda la capacidad solar total se instala en baja tensión como se muestra en la Figura 1. La integración de generación distribuida a tal escala trae consecuencias en el sistema en todo nivel de tensión, tales como flujos reversos desde zonas de distribución al sistema de transmisión, problemas de tensión locales en redes baja tensión, comprometer la seguridad y estabilidad del sistema, en términos de voltaje y frecuencia. [3]

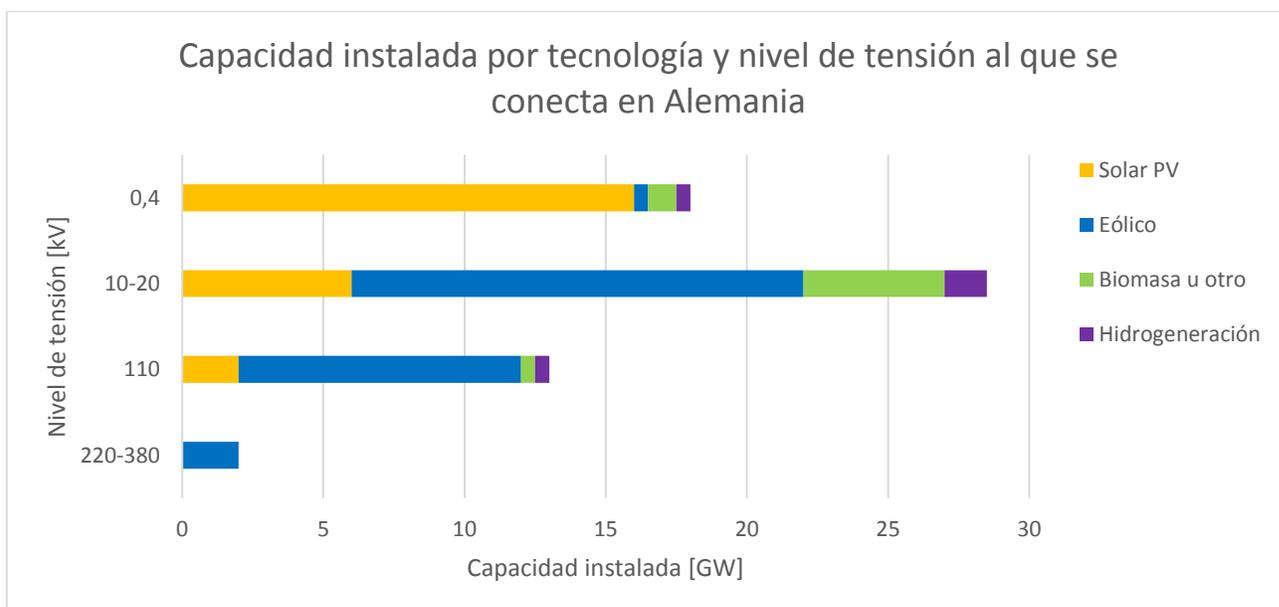


Figura 1: Capacidad instalada por tecnología y nivel de tensión en Alemania [3]

Los desafíos que surgen con el cambio de visión son bastantes, persiguen distintas aristas del problema, tales como económicas, técnicas y de regulación. Una posible solución se relaciona con las redes inteligentes, gestionando el uso de elementos que en su mayoría se encuentran instalados en el sistema de distribución.

La coordinación adecuada de los elementos activos de la red, puede aumentar la adopción de generación distribuida manteniendo los estándares de calidad y seguridad en el suministro eléctrico. Lo que permite disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, posponer inversiones en nuevos tramos de distribución y reducir las pérdidas de energía en el sistema.

En este trabajo se busca identificar, cuantificar y, de ser posible solucionar los problemas técnicos de redes de distribución con altos niveles de generación distribuida libre de emisiones de carbono. Utilizando redes inteligentes se espera que la coordinación de elementos permita mejorar el desempeño de la red, principalmente en aspectos de calidad de suministro brindada a los clientes y sobrecarga de la infraestructura eléctrica pertenecientes a la empresa distribuidora.

1.2. Objetivos

En esta sección se presentan los diversos objetivos de este trabajo de título.

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es coordinar mediante modelos de simulación y algoritmos de optimización, la operación de generación distribuida residencial de tecnología solar fotovoltaica y elementos activos de red, tales como baterías, inversores de paneles solares, cambiadores de tap de transformadores, con el fin de maximizar los niveles de adopción de generación distribuida libre de emisiones, minimizando los impactos técnicos en las redes de distribución de media tensión.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

1. Desarrollar un modelo de optimización que permita la coordinación de elementos activos en una red de media tensión, maximizando el uso de generación libre de emisiones de carbono.
2. Comparar, técnicamente, los distintos escenarios de coordinación de elementos activos, versus el caso base de la red, en el cual se opera sin utilizar ningún método de control para maximizar la adopción de generación distribuida.
3. Analizar el porcentaje de clientes con problemas de tensión, acorde a lo indicado en el marco regulatorio vigente, para cada escenario y el caso base.
4. Analizar los tramos de líneas de la red de media tensión sometidos a sobrecargas de corriente, para cada escenario y el caso base.

1.3. Alcances

En general las redes de distribución, se caracterizan por operar a voltajes inferiores a los 23 kV, en estas redes se distingue una parte de la red que es de media tensión, con voltaje nominal mayor o igual a 1 kV y otra parte de baja tensión, la cual se encuentra muy cercana a los consumos, con niveles inferiores a 1 kV. Para los modelos a desarrollar en este trabajo, se considera sólo la sección de media tensión (MT). [4]

En cuanto a los datos de entrada, se trabaja con una red de distribución realista, que refleje una topología radial, la red de estudio se considera desde la subestación alimentadora hasta los transformadores bajada MT/BT (de media tensión a baja tensión), en donde se agrupan los consumos e inyecciones de generación distribuida.

Se considera que el problema es determinístico, es decir, el comportamiento aleatorio-probabilístico asociado a la demanda y a las condiciones climáticas no serán incorporados a la optimización.

Para efectos de este trabajo se supone que la red de distribución de MT posee implementada la infraestructura necesaria para su operación como red inteligente.

Los distintos métodos o esquemas de control estudiados en el contexto de redes inteligentes, para mitigar los efectos de la generación distribuida en la red, no poseen bandas muertas y actúan de inmediato de ser necesario. Lo anterior es una simplificación, ya que en la práctica las acciones de control no operan de esta forma.

En el contexto de esta memoria se asume que el consumo se comporta con un mismo factor de potencia durante el día, además, se modela la demanda con el modelo de potencia constante¹, es decir, el valor de la potencia extraída del sistema no se afecta del voltaje en el nodo de retiro.

Para efectos de este trabajo, se supone que el número de clientes conectado a un transformador MT/BT es proporcional a la capacidad nominal de dicho transformador. De forma similar, se supone que el porcentaje de adopción de generación distribuida en la red se calcula en proporción a la capacidad nominal de transformación MT/BT al que se conecta la GD.

El cálculo de flujos de potencia se realiza en condiciones de régimen permanente, no se consideran los efectos transitorios en los equipos, presencia de armónicos en las redes ni los armónicos que se introducen por cambios de operación de elementos discretos, tales como cambiadores de taps o bancos de condensadores.

Las líneas de distribución se modelan utilizando su resistencia y reactancia en serie, de secuencia positiva. La capacitancia shunt de cada tramo no se considera en el cálculo del flujo de cargas. Análogamente, los efectos de la rama shunt del modelo exacto del transformador se desprecian, de esta forma los transformadores se representan a través de su resistencia y reactancia serie.

Los aspectos económicos relacionados a las inversiones en equipos, almacenamiento, remuneraciones por inyecciones de energía y otros aspectos financieros, quedan fuera de los

¹ Este modelo de cargas se explica en la sección 2.5.2

alcances de este trabajo, ya que el foco es encontrar formas de admitir más generación distribuida, lo que podría alejarse de aumentar la rentabilidad económica de alguno de los actores involucrados.

El dimensionamiento óptimo de baterías no es parte de los objetivos de este trabajo ni de la optimización a realizar, por lo que los escenarios que incluyan baterías se desarrollarán con una estimación realizada de forma simplificada, sin intentar encontrar la capacidad óptima y factible.

1.4. Estructura del trabajo

El presente trabajo se divide en 6 capítulos estructurados de la siguiente forma:

El Capítulo 1 expone la introducción del trabajo, su motivación, objetivos y los alcances.

El Capítulo 2 presenta un marco teórico que entrega la información necesaria para que el lector pueda comprender la totalidad del trabajo, pasando por la estructuración del sector eléctrico nacional hasta abarcar el estado del arte acerca de la coordinación de elementos activos en redes inteligentes.

Posteriormente, en el Capítulo 3 se muestra la propuesta metodológica y características específicas de los datos de entrada usados para este estudio.

En el Capítulo 4 se detallan las características de las redes de media tensión con parámetros realistas sobre las cuales se aplica la metodología de trabajo.

En el Capítulo 5, se muestran los resultados de las simulaciones realizadas utilizando la metodología de trabajo, para las dos redes de estudio.

Finalmente, en el Capítulo 6, se detallan las conclusiones más importantes de este trabajo, una sección de discusión de los resultados obtenidos, con comentarios acerca de la metodología. Por último, se brindan las sugerencias para el desarrollo de trabajos con una orientación similar.

2. Marco Teórico

El presente capítulo tiene por objetivo ubicar al lector en el entorno en el cual se desarrolla este trabajo de título, entregando los antecedentes previos y necesarios para su contextualización.

En primer lugar, en la sección 2.1 se indica en términos generales sobre la estructuración del sector eléctrico nacional y sus principales actores. En el apartado 2.2 se explica la estructuración de las redes de distribución, sus rangos operacionales y el estado actual de la generación distribuida en Chile. En la sección 2.3 se revisa la teoría asociada a los sistemas de almacenamiento, específicamente acerca de baterías. En el apartado 2.4 se indica la teoría general de control de tensión en sistemas de potencia. En el apartado 2.5 se describen las ecuaciones a utilizar para implementar el cálculo del flujo de cargas óptimo en redes de distribución. En la sección 2.6 se estipulan los requisitos de calidad de producto relacionados con la regulación de tensión en la operación de redes de distribución. En el apartado 2.7 se estudian las sobrecargas a líneas de transmisión en redes de distribución. Finalmente, en el apartado 2.8 se describen los últimos avances en la literatura especializada en la coordinación de elementos activos en redes de distribución.

2.1. Sector eléctrico nacional

En Chile, el sector eléctrico se divide en tres segmentos principales:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

En el ámbito de generación eléctrica, se posicionan las empresas eléctricas propietarias de generadores conectados al sistema de transmisión, lo anterior se diferencia de la generación que se conecta a redes de distribución, la cual se denomina Generación Distribuida (GD).

En el sector de transmisión, se ubican las empresas propietarias de líneas y subestaciones del sistema interconectado nacional (SEN), su pago se cuantifica por el regulador, dicho cargo es financiado por los clientes finales para los segmentos Nacionales y Zonales.²

El comportamiento físico o financiero de los segmentos anteriores no es de gran relevancia para el desarrollo de este trabajo, principalmente porque los efectos de la GD se enmarcan en las redes de distribución. Sin embargo, es importante destacar que, si la penetración de GD es muy alta, dichos efectos pueden propagarse al resto del sistema, por lo que su análisis puede ser menester en el futuro. Es debido a lo anterior, que en la sección 2.2 se profundiza más acerca del segmento de distribución y sus características.

Las entidades responsables de la regulación en el mercado nacional, son principalmente:

- Coordinador Eléctrico Nacional (ex CDEC's)

² Según lo indicado en la Ley de transmisión (Ley 20.936), disponible en <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1092695>

- Ministerio de Energía
- Comisión Nacional de Energía (CNE)
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

El coordinador eléctrico nacional es un organismo autónomo de derecho público, que vela por la operación segura y eficiente en términos económicos del SEN, además, es la entidad encargada de garantizar el acceso abierto a todos los actores del sector.

El Ministerio de Energía es responsable de impulsar leyes y políticas públicas en el sector energético, una de las leyes más relevantes para este trabajo es la denominada Ley de Netbilling o de Generación Distribuida (Ley 20.571), en donde se brinda un marco regulatorio para las condiciones técnicas y financieras de la generación conectada a redes de distribución. El detalle de lo estipulado en dicha Ley se encuentra en la sección 2.2.4.

La CNE es el organismo regulador del sector eléctrico, es una entidad pública creada por el Ministerio de Energía, cuya principal función es analizar normas técnicas, precios y tarifas a los que se someten las empresas del sector eléctrico.

La SEC es una entidad que vela por la seguridad y calidad de los productos entregados en el mercado eléctrico y de combustibles. Su principal función es la fiscalización en diversos ámbitos del mercado energético.

2.2. Redes de distribución

2.2.1. Generalidades

Las redes de distribución tienen como principales características:

- Son redes con tensión nominal baja
- Gran número de clientes (consumos)

En la normativa chilena vigente, se acota el rango de tensión nominal para estas redes hasta los 23 kV, además, se indica que los clientes conectados a estas redes, se ubican dentro de una zona de concesión³ o se conectan en un punto ubicado en dicha zona. [5]

2.2.2. Tarificación de la distribución

El segmento de distribución eléctrica, es un negocio monopolio natural, es decir, distintas empresas poseen la concesión de zonas geográficas identificables, donde se brinda suministro eléctrico a los

³ Una zona de concesión es un área geográficamente identificable donde existe obligatoriedad de brindar servicio para las concesionarias de distribución eléctrica, ya sea para clientes ubicados en ella o que se conectan en un punto perteneciente a la región de concesión.

clientes. Lo anterior se estipula principalmente en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)⁴ y en reglamentos, normas complementarias.

Dadas las características de monopolio, según estipula la Ley, los precios utilizados por las empresas distribuidoras son regulados, calculados por el regulador, el nombre de este precio se conoce como Valor Agregado de Distribución (VAD), en términos simples, se puede descomponer la tarifa de un cliente regulado como sigue:

$$Precio_{energía} = Precio_{nudo} + VAD + Carga_{transmisión} + Carga_{único}$$

El cargo de uso por el sistema de transmisión es calculado por el regulador, en base a los valores del tramo de transmisión (VATT) obtenidos en los estudios de transmisión respectivos (Nacional y Zonal), el precio de nudo utilizado en la tarifa de los clientes regulados se denomina de largo plazo, depende del punto de conexión de la distribuidora y de las licitaciones de suministro para clientes regulado, el cargo único se relaciona con el financiamiento del Coordinador Eléctrico Nacional, el cual posee un presupuesto anual que se incluye en este cargo.

El VAD se calcula cada 4 años en un estudio realizado por la CNE, el ejercicio busca calcular los costos de brindar el servicio de distribución, por una empresa modelo eficiente representativa de un área típica de distribución.

2.2.3. Topología y rangos de operación

En los sistemas de distribución predomina la topología radial, es decir a partir de la subestación alimentadora se desprenden distintos conductores que no se encuentran en ningún otro punto de la red, en la práctica, un punto puede encontrarse conectado a otro alimentador, pero la sección que los conecta se encuentra abierta en condiciones normales de operación, y se cierra en caso de contingencias en alguno de los dos alimentadores para mantener el suministro eléctrico, lo que se conoce en la jerga técnica como traspaso de carga. [6]

Una característica importante de redes con topología radial, se presenta en sus flujos de potencia, los cuales generalmente van en un solo sentido, desde el alimentador primario hacia los consumos finales, esta propiedad permite a la empresa distribuidora dimensionar la sección de los conductores en base a la demanda, en el paradigma actual, con la inserción generación distribuida, la dirección y magnitud de los flujos está sujeta a cambios, por lo que es posible que se necesiten refuerzos en los conductores de la red para mantener la seguridad y calidad técnica en la operación de la red.

En la normativa chilena, se permiten desviaciones en las tensiones y frecuencia de la red, los niveles de tolerancia se indican en la norma técnica vigente. Para este trabajo se considera que la frecuencia se mantiene constante en su valor nominal de 50 Hz, mientras que, para las tensiones se consideran los criterios descritos en la sección 2.6. [5]

Habitualmente las redes de distribución se operan de forma radial, a pesar de lo anterior, existen diferencias topológicas entre sistemas americanos y europeos. Los equipos utilizados son muy similares en ambos casos, la principal diferencia es cómo se configuran estos elementos en el sistema. La Figura 2 muestra la topología general para ambos sistemas.

⁴ Disponible en <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171>

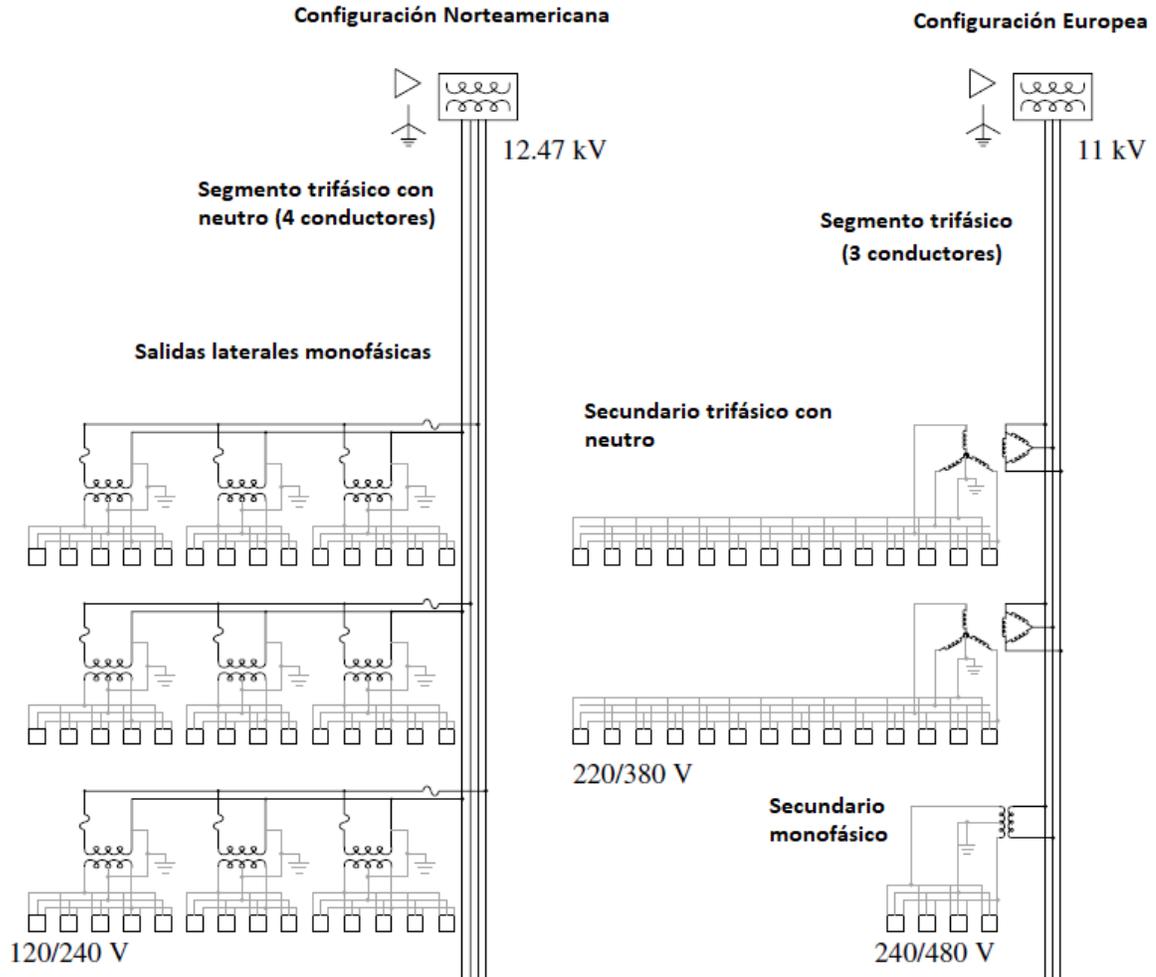


Figura 2: Comparación de topologías en Norteamérica y Europa [7]

En la Tabla 1 resumen los aspectos comparativos más relevantes tratados en [7].

Tabla 1: Comparación de diversos aspectos para ambas topologías en base a [7]

Aspecto	Redes Norteamericanas	Redes Europeas
Voltaje nominal	120/240 [V]	220/380 [V]
Tamaño de transformadores MT/BT	25-50 kVA	300-1000 kVA
Cantidad de transformadores MT/BT	Alta cantidad	Baja cantidad
Número de clientes por transformador MT/BT	Bajo	Elevado
Largo de segmento MT	Mayor	Menor
Largo de segmento BT	Menor (hasta 8 veces más menor que en su homólogo Europeo)	Mayor

Flexibilidad	Mayor flexibilidad en el lado MT. Es más flexible frente a extensiones de la red	Mayor flexibilidad en el lado BT, principalmente para agregar un nuevo cliente
Calidad de suministro	Más susceptible a variaciones rápidas de tensión, inducidas por fallas o motores de inducción	La conexión delta/estrella de los transformadores MT/BT permite proteger a los clientes de las variaciones rápidas de tensión
Robo de energía (Pérdidas no técnicas)	Más complejo, ya que los devanados secundarios no son de fácil acceso	Más sencillo, ya que el secundario del transformador es de fácil acceso
Estética	El uso de cables subterráneos es más complejo ya que existe un gran número de transformadores y dificulta añadir nuevos clientes, al ser un segmento corto es costoso hacerlo de forma subterránea	El segmento BT de las redes puede ser colocado de forma subterránea para mejorar la estética del lugar, de forma más sencilla

Ambos sistemas tienen sus ventajas y desventajas, las redes de distribución en Chile siguen la estructura del modelo europeo.

2.2.4. Marco regulatorio para la generación distribuida (Ley 20.571)

La ley de Netbilling permite la generación local de energía en redes de distribución, la Ley otorga el derecho de vender los excedentes de energía a la red de distribución a un precio regulado.

El proceso de conexión es estipulado por la SEC, como se muestra en la Figura 3.

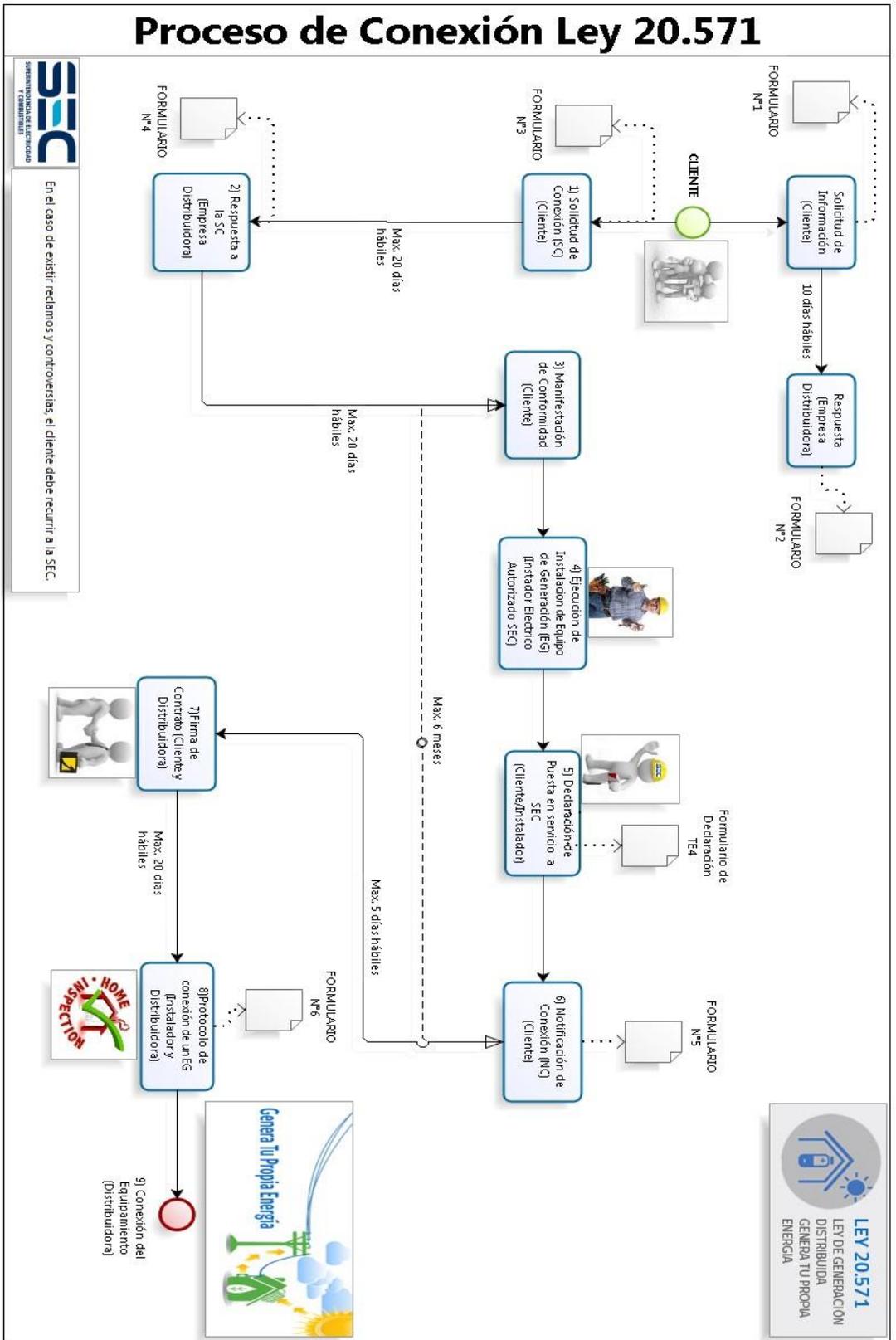


Figura 3: Proceso de Conexión Ley 20.571 [8]

La SEC es responsable de certificar los equipos para generación, dicha información se encuentra disponible en [9].

Los precios a los que se valorizan las inyecciones por parte de los clientes residenciales a la red, son menores al precio de los retiros sin importar el área típica de la compañía, esto se debe principalmente a que en la tarifa BT1, el precio de retiro se compone de un término, el cual incluye el cargo por energía y potencia, mientras que la inyección sólo incluye un precio por energía. En la Tabla 2 se muestra una comparación de precios entre algunas compañías distribuidoras para la tarifa BT1⁵, en donde se puede comparar que para una misma empresa, el valor de las inyecciones es menor.

Tabla 2: Precios de régimen tarifario BT1 en septiembre de 2017

Empresa	Compra Cliente BT1 [\$/kWh]	Inyección Cliente BT1 [\$/kWh]
CGE (Talca)	90,041	75,665
Enel Distribución (1A)	77,016	64,7193
SAESA (Osorno)	87,442	73,48

2.2.5. Escenario de Generación Distribuida en Chile

En la actualidad, se ha apreciado un alza⁶ en las instalaciones de generación distribuida, principalmente impulsado por la Ley de Netbilling, la información acerca del proceso de conexión para los proyectos instalados a nivel de Generación Distribuida se declara a la SEC como se muestra en la sección 2.2.4. La Comisión Nacional de Energía y su portal denominado “Energía Abierta”, poseen una base de datos con la información de los proyectos declarados hasta la fecha, dicha información está disponible en [10]. A fines de 2017 la capacidad instalada total de generación distribuida es aproximadamente de 11,9 MW

Los tipos de tecnologías acogidos a la generación distribuida, son principalmente generación solar, como se muestra en la Figura 4, una pequeña parte de 50 kW corresponde a Cogeneración Eficiente, instalados en la Región Metropolitana, por lo que es claro que la tecnología más relevante es la Solar conectada a través de inversores de potencia.

⁵ Los precios históricos se encuentran disponibles en los sitios web de cada empresa, para construir la Tabla 2 se utilizaron los precios sin los ajustes retroactivos debido a la Ley de Equidad Tarifaria.

⁶ Leve pero sostenida en el tiempo

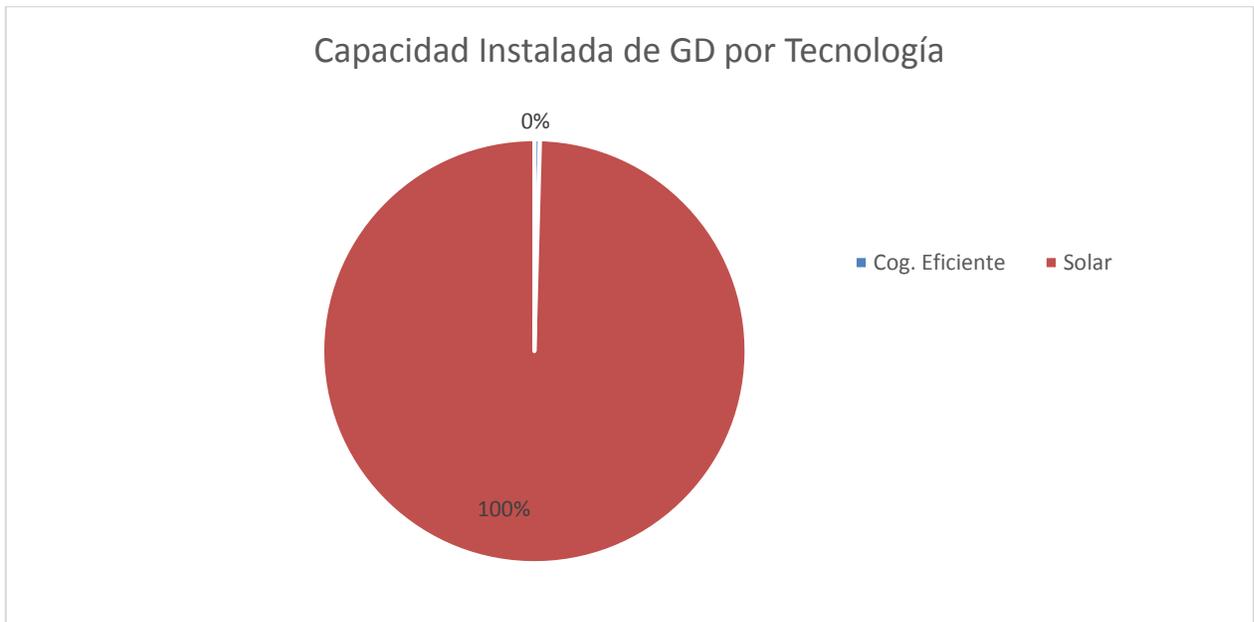


Figura 4: Capacidad Instalada de Generación Distribuida por Tecnología, Elaboración propia a partir de [10]

El aumento de la Generación Distribuida se aprecia a través de los años, en 2017 se han puesto en marcha 1109 proyectos, alrededor de 100 veces la cantidad de proyectos de 2015. En la Figura 5 se puede observar este aumento según la potencia total instalada anualmente, en total en la actualidad se registra 11,962 MW instalados a lo largo del país.

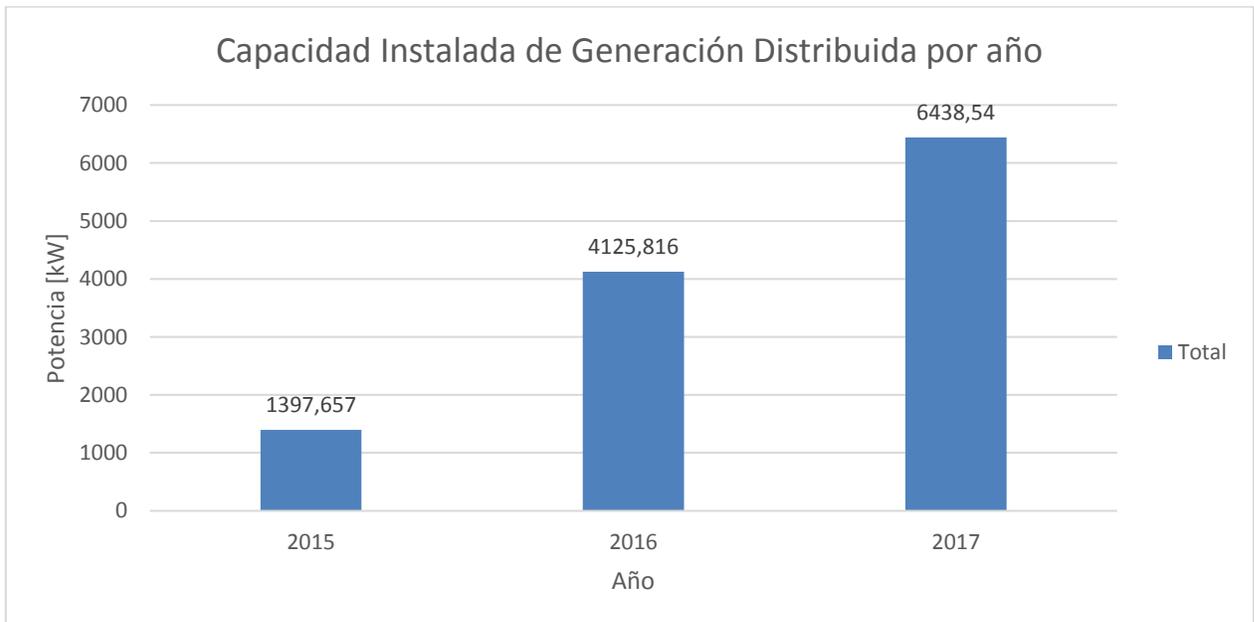


Figura 5: Capacidad instalada anualmente, Elaboración propia a partir de [10]

Otro punto de interés, es cómo se distribuye esta generación distribuida a lo largo del país, para ello se apoya de la Figura 6, se puede ver un máximo en la curva, correspondiente a la Región Metropolitana con 3,6 MW instalados aproximadamente, seguido de la Región de Atacama, con 1,7 MW aproximadamente.

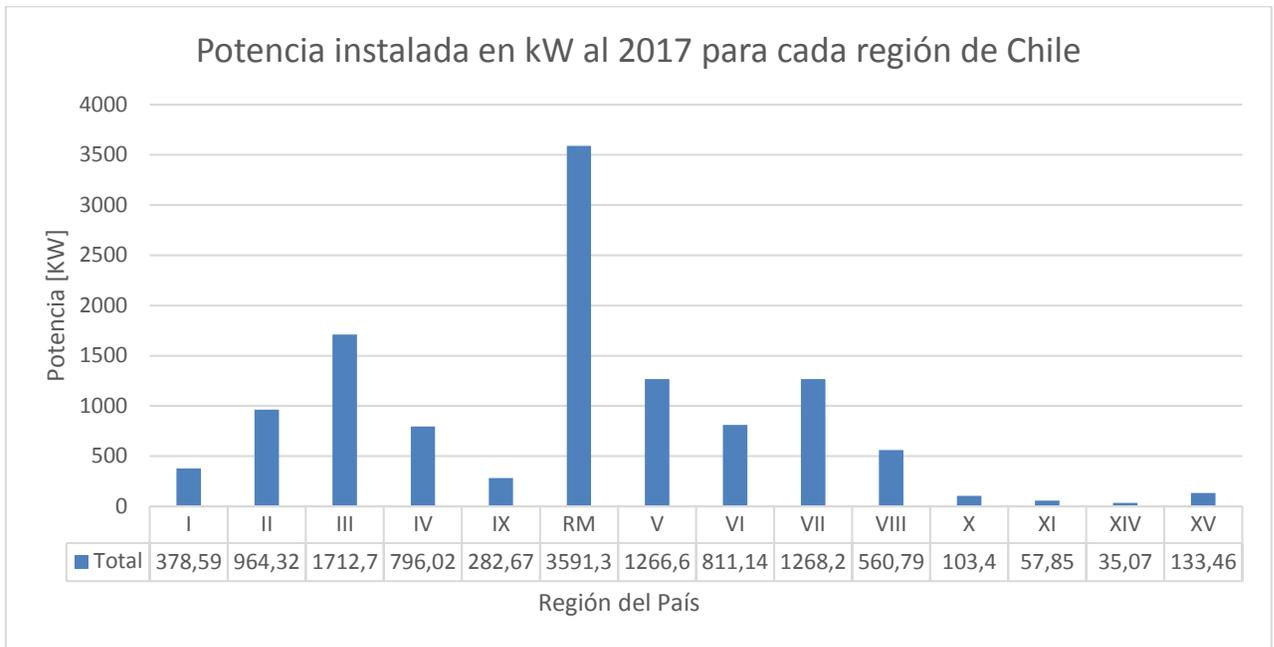


Figura 6: Capacidad instalada por región del país, elaboración propia a partir de [10]

Es posible clasificar los proyectos de generación distribuida instalados hasta la fecha según su capacidad instalada. En la Figura 7, se puede apreciar que gran porcentaje de los proyectos son de pequeña escala, con capacidades inferiores a 4,68 kW instalados, este segmento se ve ligado principalmente a la generación residencial.

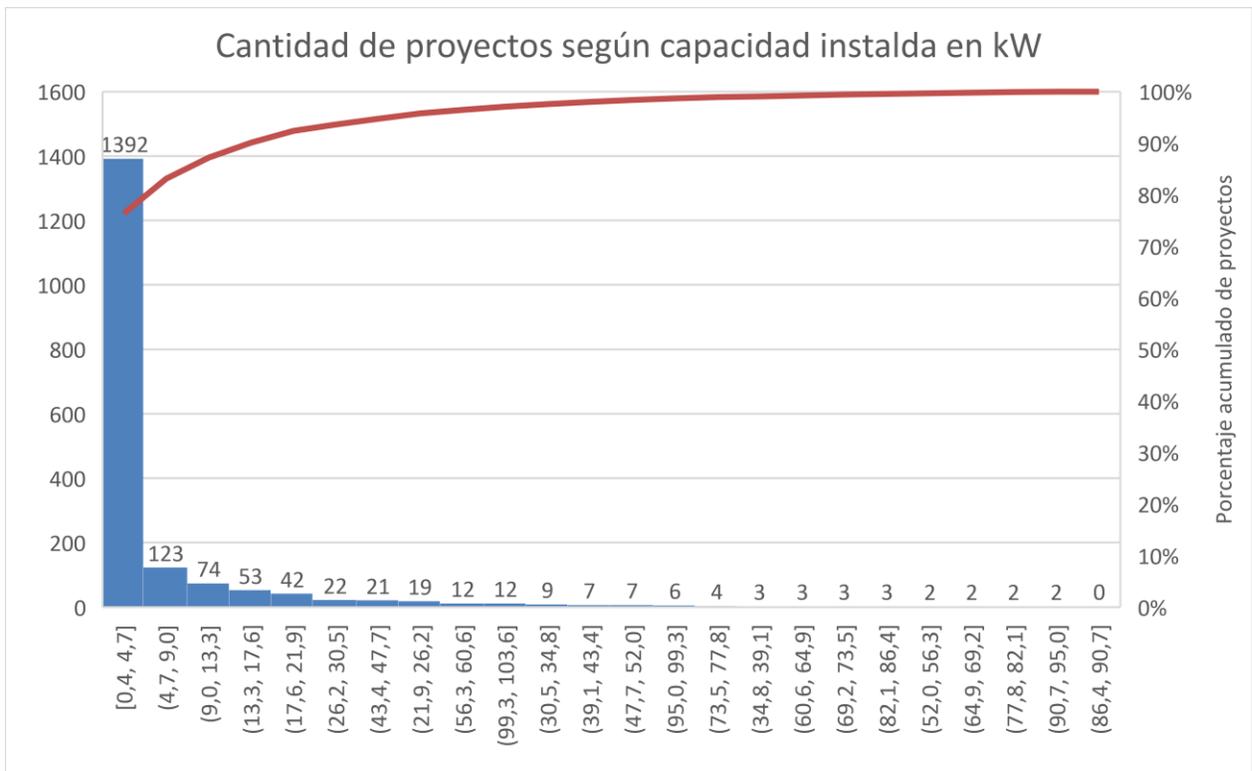


Figura 7: Curva de Pareto de tamaño de proyectos de Generación Distribuida, elaboración propia a partir de [10]

Considerando los datos y gráficos anteriores, se muestra la importancia de la Generación Distribuida en la actualidad a nivel nacional, su instalación se ha visto en alza en los últimos años y se espera que continúe proliferando.

En cuanto a políticas públicas que ha impulsado el Ministerio de Energía, se encuentra el Programa de Techos Solares Públicos (PTSP), el cual busca instalar sistemas fotovoltaicos en diversas estructuras de naturaleza pública, a lo largo del territorio nacional, como muestra la Figura 8. En conjunto estos proyectos representan una capacidad instalada aproximadamente de 3 MWp. [11]

Este programa permite a la autoridad, evaluar mediante la práctica, la calidad de las normas y procedimientos creados para la generación residencial. También, liberar información de costos y detalles de los proyectos de generación domiciliaria para la población, por último, permitiría que instituciones que son sin fines de lucro, abiertas a todas las personas, puedan disminuir sus costos de operación con generación local.

Techos Solares

Proyectos Instalados: 100 Proyectos



Highcharts.com © Natural Earth

Figura 8: Distribución de proyectos licitados a la fecha por el Programa de Techos Solares Públicos [11]

2.2.6. Redes inteligentes

Las emisiones de gases de efecto invernadero poseen un efecto negativo en el medioambiente, marcando un precedente importante para el futuro, en particular, a nivel global se estima que el 25% de las emisiones de gases de efecto invernadero surgen debido a la generación eléctrica. [12]

El concepto de redes inteligentes (en inglés, Smart-grids), surge como una respuesta a las necesidades tecnológicas y ambientales de los sistemas eléctricos modernos. El concepto busca integrar a la red de forma segura y confiable la generación distribuida, vehículos eléctricos, baterías, eficiencia energética, gestión de la demanda, entre otros elementos.

Entre estos elementos, se puede mencionar un elemento que permite gestionar de mejor forma la energía proveniente de generación distribuida, el denominado Transformador “On-Load Tap Changing” (en inglés, OLTC Transformer). La tecnología de este equipo permite cambiar la razón de transformación entre los enrollados de un transformador, sin necesidad de desconectarlo de la red. Este tipo de tecnología posee una amplia utilidad en el control de tensión en redes de distribución. [13]

La integración inteligente de generación distribuida, bancos de baterías y transformadores OLTC, conforman las estrategias de gestión energética de interés para este trabajo.

2.3. Sistemas de almacenamiento: Baterías

2.3.1. Generalidades

En la actualidad existen diversas tecnologías de almacenamiento de energía, las tecnologías que más destacan son las centrales hidráulicas de bombeo y los sistemas de baterías. Esta última tecnología es de amplio interés para este trabajo, ya que puede implementarse en sistemas de distribución, tanto en escala pequeña de forma domiciliaria como a gran escala por parte de la empresa distribuidora, para atacar distintas problemáticas en los sistemas eléctricos, tales como:

- Disminución de la demanda punta: Esta gestión energética permite disminuir los pagos de la distribuidora o de los clientes en situaciones específicas en que la potencia demandada sobrepase los valores estipulados en los contratos.
- Retraso de inversiones en activos de transmisión: Estrictamente ligado con el punto anterior, al existir tramos sometidos a sobrecargas importantes en la red, es posible disminuir el flujo por estos tramos utilizando baterías, evitando así reemplazar el conductor por uno de mayor capacidad.
- Reducción de pérdidas: Las pérdidas en redes de distribución son un factor relevante, el valor de éstas responde a la magnitud de la corriente por los tramos de la red, dichos valores pueden disminuirse almacenando energía de forma local.

2.3.2. Baterías de ion litio

Las baterías de ion litio, al igual que gran parte de las baterías electro-químicas, se componen de cuatro partes fundamentales:

- Cátodo
- Ánodo
- Electrolito
- Separador

Cada parte se compone de distintos materiales, en este tipo de batería, el cátodo se compone de óxido de litio, mientras que el ánodo se compone de polvo de grafito, como electrolito se usan sales de litio, finalmente como separador se utilizan membranas microscópicas. [14]

En la fase de carga los iones de litio se mueven de cátodo a ánodo, a través del separador, cuya función es evitar un cortocircuito entre cátodo y ánodo. En la fase de descarga el movimiento de los iones a través de la batería ocurre de forma contraria, los iones de litio ingresan al cátodo. El comportamiento anterior se esquematiza en la Figura 9.

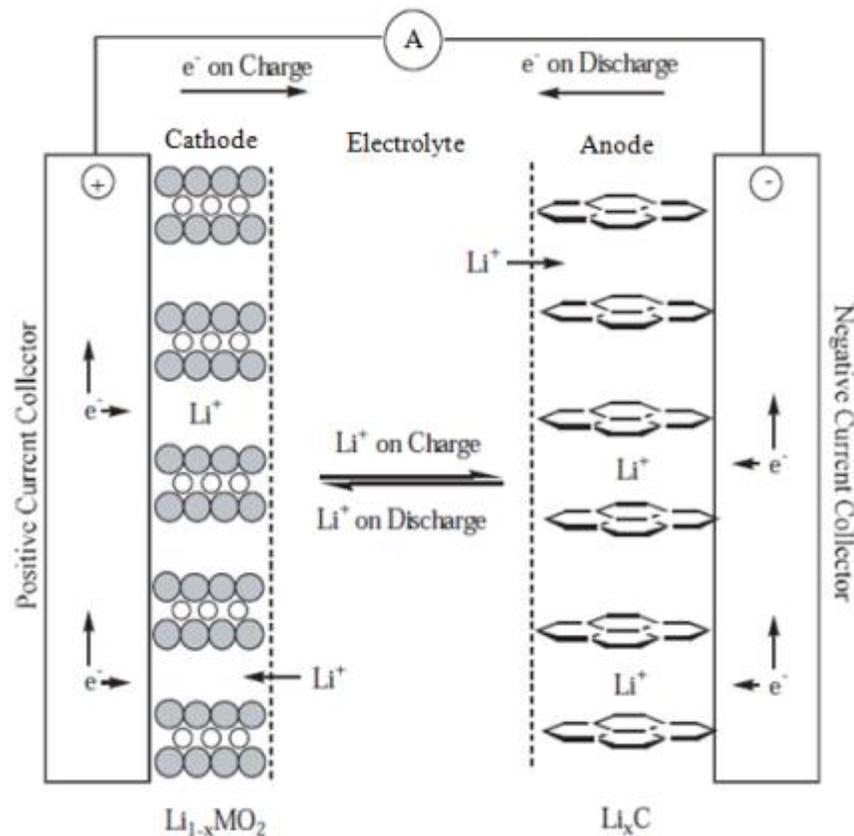


Figura 9: Esquema de funcionamiento de una batería ion litio [14]

Las principales ventajas de este tipo de baterías frente a las otras tecnologías, recaen en su larga vida útil, alta eficiencia y bajo coeficiente de auto descarga, mientras que, su principal desventaja es su elevado costo. [15]

2.3.3. Baterías Tesla de ion litio: Tesla Powerwall y Tesla Powerpack

La empresa de origen estadounidense Tesla Energy comercializa aplicaciones de baterías de ion litio a diferentes escalas, con sus diseños denominados Powerwall y Powerpack. Estos modelos de baterías son de interés para este trabajo ya que son una oportunidad real y aplicable a sistemas de distribución en la actualidad. [16] [17]

Representando las aplicaciones de gran escala se encuentra el modelo Tesla Powerpack, su principal característica es la escalabilidad del modelo, es posible implementar varios módulos al mismo tiempo para obtener una mayor capacidad de almacenamiento, sin algún máximo de módulos, está pensado para aplicaciones industriales y de grandes empresas del sector eléctrico. [17]

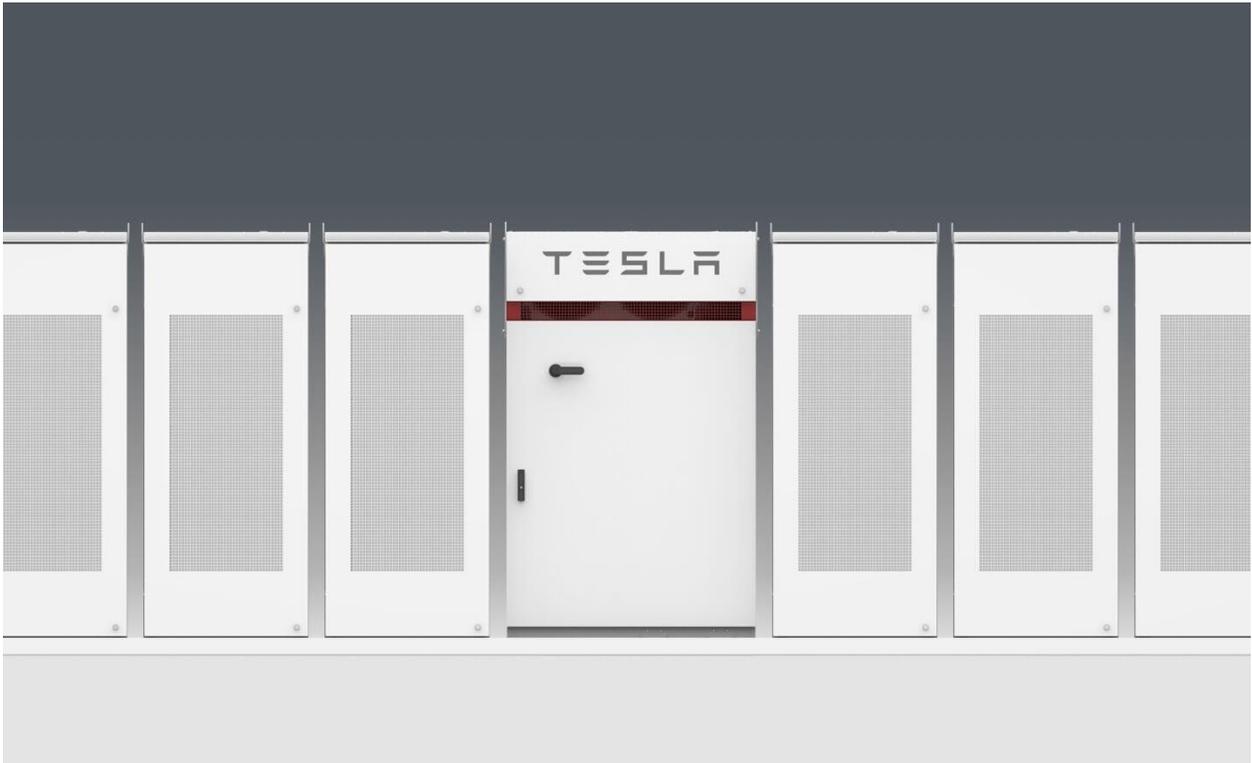


Figura 10: Tesla Powerpack [17]

Por otra parte, se distingue el modelo Tesla Powerwall⁷, una aplicación de baja escala, es posible implementar hasta 10 módulos de forma conjunta, obteniendo así una mayor capacidad de almacenamiento, su capacidad equivale a un tercio del consumo promedio de un hogar estadounidense, este modelo está diseñado para ser incluido a nivel domiciliario, permitiendo la integración de la generación solar. [16]

⁷ La información presentada se refiere al modelo Tesla Powerwall 2, batería de la misma tecnología ion litio, pero de mayor capacidad que su predecesora.



Figura 11: Módulos de Tesla Powerwall instalados en Holanda por la compañía Eneco [18]

En la Tabla 3 se muestra un cuadro resumen con los parámetros más relevantes de ambos modelos.

Tabla 3: Datos técnicos de un módulo de baterías Tesla Powerwall y Tesla Powerpack. [17], [16]

Modelo	Tesla Powerwall	Tesla Powerpack
Capacidad [kWh]	13.5	210
Potencia [kW]	5	50
Eficiencia <i>round-trip</i> ⁸ [%]	90	89
Escalabilidad	10 unidades	Infinita
Tamaño [mm]	1150x755x155	1308x822x2185
Peso [kg]	125	1622
Costo [USD]	6200	82000
Rango de temperatura	-20°C a 50°C	-30°C a 50°C
Costo aproximado por kWh [USD/kWh]	460	390

El costo por kWh es menor en la aplicación de mayor capacidad, sin embargo, se proyecta que los precios de baterías se reducirán en los próximos años, alcanzando valores de 100 USD para 2026 para baterías de ion litio, lo que representa un 25% de su valor actual. La proyección de precios se muestra en la Figura 12, la información es obtenida del sitio *bloomberg*, representa un escenario favorable en cuanto a los costos por kWh de almacenamiento.

⁸ Esta eficiencia considera el ciclo completo de carga y descarga de energía.

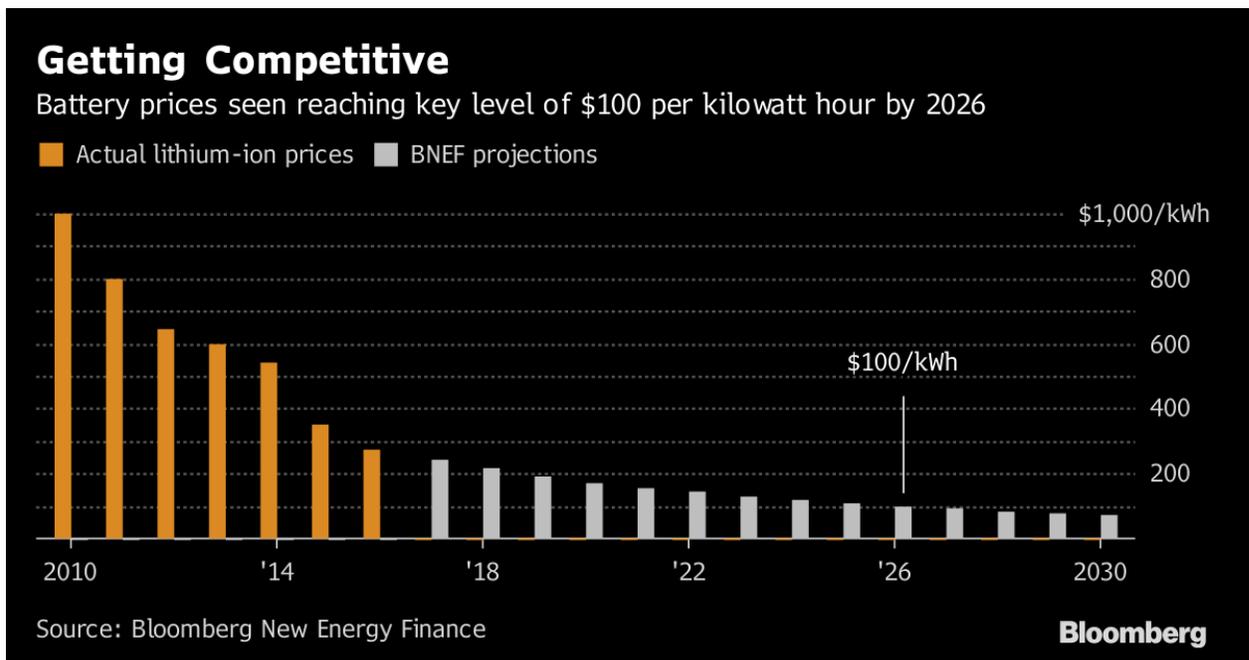


Figura 12: Proyección de precios de baterías de ion litio, según el sitio bloomberg.com

2.4. Control de tensión en sistemas de potencia

2.4.1. Generalidades

Los equipos conectados a los sistemas están diseñados para funcionar a cierto nivel de voltaje, es por ello que, en las redes eléctricas la tensión se debe mantener entre límites admisibles, los niveles de tensión a lo largo de un sistema dependen de lo cargada que se encuentre la red, su topología e impedancias, también de la naturaleza de sus consumos. En términos generales, se distinguen tres tipos de variaciones de tensión: [6]

- Variaciones lentas: Cambios periódicos en los consumos (predecibles y aleatorios).
- Variaciones tipo parpadeo: Cambios bruscos en la tensión debido a equipos que toman carga de forma abrupta.
- Caídas de tensión: Bajas de tensión pronunciadas, que ocurren de forma repentina, de corta duración, asociadas principalmente a fallas en el sistema.

La categoría de mayor interés para este trabajo son las variaciones lentas, principalmente asociadas a las variaciones de la demanda y generación de la red de distribución, ya que pueden ser analizadas mediante simulaciones de régimen permanente.

2.4.2. Transmisión radial sin admitancias

Un circuito simple con topología radial y sin admitancias, representativo de una red de distribución, se muestra en la Figura 1, el objetivo de este desarrollo es encontrar el gradiente de tensiones entre la barra emisora y la receptora.

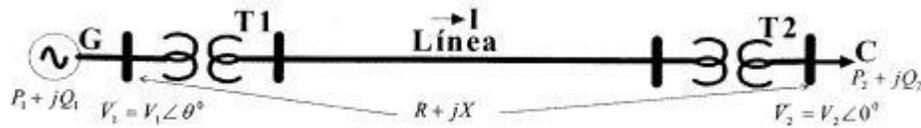


Figura 13: Transmisión radial sin admitancias [6]

En términos matemáticos, este gradiente se puede obtener utilizando las ecuaciones nodales, cuyo desarrollo fue realizado en [6], obteniendo:

$$G = |V_1| - |V_2| = \frac{P_2 * R + Q_2 * X}{V_2}$$

A partir de la expresión anterior, se puede determinar que, en general, los factores que determinan el gradiente de tensión se encuentran en la potencia activa y reactiva de la barra de consumo y la tensión de dicha barra.

Para redes de transmisión, en la línea de transmisión se tiene que el parámetro resistivo es mucho menor que el parámetro inductivo ($R \ll X$), por lo que la expresión anterior se puede aproximar a:

$$G \approx \frac{Q_2 * X}{V_2}$$

Por lo que en estos casos el control de tensión en el sistema de transmisión dependerá de la potencia reactiva y de los cambios de la impedancia de la línea.

En las redes de distribución, la aproximación anterior no es válida, ya que el parámetro resistivo no es despreciable con respecto al inductivo, lo que se lleva a que el gradiente de tensión dependa también de la potencia activa.

Este resultado es importante para este proyecto de título, ya que, si se considera el ingreso de generación distribuida en redes de distribución, se modifica fuertemente el valor de P_2 , puede ocurrir incluso que la dirección de esta potencia se invierta hacia la red, lo que se traduce en que las redes de distribución con generación distribuida puedan manifestar tensiones más altas que si el mismo sistema no tuviese dicha generación, incluso en tensiones fuera de lo estipulado en la norma técnica correspondiente.

2.5. Flujos de Potencia

En esta sección, se presenta en detalle las ecuaciones utilizadas para el cálculo del flujo de potencia incluido en la fase de optimización.

2.5.1. Ecuaciones nodales y de líneas de transmisión

El cálculo de flujos de potencia, busca determinar la operación de un sistema, para describir las transferencias de potencia activa y reactiva en la red, es posible aplicar diversos métodos para su cálculo, entre los cuales destacan los métodos iterativos de Newton-Raphson, Gauss-Seidel. [6]

Para los fines de este trabajo, es necesario utilizar flujos de potencia AC, es decir, que involucren a la potencia reactiva en el cálculo, para así determinar problemas en los perfiles de tensión de la red. Lo anterior es posible, utilizando una aproximación cuadrática de los métodos de cálculo del flujo de potencia no-lineal, mencionados en el párrafo anterior.

El problema de optimización propuesto en [19], se compone como se muestra a continuación:

R_{mn}, X_{mn} : Resistencia y reactancia del tramo mn

Δ_t : Intervalo de tiempo de simulación

I_{mn}^2 : Cuadrado de la corriente del tramo mn

P_{mn}, Q_{mn} : Potencias activa y reactiva del tramo mn

V_m^2 : Cuadrado de la tensión en el nodo m

$$\text{mínimizar } \sum_{t \in T} \sum_{mn \in L} R_{mn} I_{mn,t}^2 * \Delta_t$$

$$\sum_{km \in L} (P_{km,t} - R_{km} I_{km,t}^2) - \sum_{mn \in L} (P_{mn,t}) = -P_{m,t}^g + P_{m,t}^d, \forall t \in T, m \in N$$

$$\sum_{km \in L} (Q_{km,t} - X_{km} I_{km,t}^2) - \sum_{mn \in L} (Q_{mn,t}) = -Q_{m,t}^g + Q_{m,t}^d, \forall t \in T, m \in N$$

$$V_{m,t}^2 - V_{n,t}^2 = 2 * (R_{mn} * P_{mn,t} + X_{mn} * Q_{mn,t}) - Z_{mn,t}^2 * I_{mn,t}^2, \forall t \in T, mn \in L$$

$$V_{min}^2 \leq V_{m,t}^2 \leq V_{max}^2, \forall t \in T, m \in N$$

$$V_{m,t}^2 I_{mn,t}^2 \geq (P_{mn,t}^2 + Q_{mn,t}^2), \forall t \in T, mn \in L$$

En las ecuaciones anteriores, N denota al conjunto de todos los nodos, mientras que L al conjunto de las líneas de transmisión, la referencia para los flujos de potencia se toma siempre desde el primer subíndice al segundo, por ejemplo, P_{km} es la potencia activa que va desde el nodo k al nodo m .

El problema de optimización presenta una restricción cuadrática, además, utiliza cuatro variables de estado:

- Cuadrado de la corriente por cada tramo.
- Cuadrado del voltaje en cada nodo.
- Potencia activa por cada tramo.

- Potencia reactiva por cada tramo.

Cuando se utilizan estas variables de estado, la función objetivo y las restricciones de balance nodal, se transforman en ecuaciones lineales, también, al utilizar este modelo se evita separar el problema en parte real y compleja, sin embargo, se pierde la información de los ángulos de voltajes y corrientes. [19]

Utilizar este modelo se sustenta en que incluye el comportamiento de las tensiones, potencias activas, reactivas y de las corrientes del sistema, también incluye el cálculo de pérdidas en la red de forma explícita.

La exactitud del método se ve fuertemente influenciada por los valores de las impedancias del sistema, siempre que no sean valores muy pequeños la convergencia será correcta, gran parte de la calidad de los resultados se manifiesta en la restricción cuadrática, es deseable que se cumpla con igualdad que $V_{m,t}^2 I_{mn,t}^2 = (P_{mn,t}^2 + Q_{mn,t}^2)$, $\forall t \in T, mn \in L$, este aspecto depende también de la función objetivo, debe ser convexa y creciente con el valor de la corriente de cada tramo, si lo anterior no se cumple se obtendrán errores considerables con este método de cálculo. [20]

2.5.2. Modelo de cargas

Los modelos de carga, son una forma de representar la dependencia de las demandas con el voltaje y la frecuencia presente en la red, se distinguen diversos modelos, dependiendo del objetivo que se desee lograr, en categorías generales, se pueden dividir modelos estáticos y dinámicos.

Los modelos dinámicos de carga utilizan ecuaciones diferenciales para modelar las cargas, con lo que permiten mantenerse muy apegados a la física de los elementos. Por otra parte, los modelos estáticos utilizan ecuaciones algebraicas, permitiendo una integración más fácil con una gama amplia de aplicaciones. [21]

El modelo polinómico de cargas, también llamado modelo “ZIP”, busca representar las variaciones de potencia activa y reactiva, producidas por el voltaje en la barra de conexión de la carga, las ecuaciones que representan este modelo son las siguientes:

a_i : Constantes reales

V : Voltaje en el nodo de retiro

P_0, Q_0 : Potencia nominal

$$P = P_0 * (a_0 + a_1 * V + a_2 * V^2)$$

$$Q = Q_0 * (b_0 + b_1 * V + b_2 * V^2)$$

En este trabajo, se utilizan cargas de potencia constante, es decir, la demanda no depende del perfil de tensiones, esta simplificación es útil para el modelo de optimización, ya que permite mantener la linealidad de las restricciones, evitando requerir métodos no-lineales para resolver dicha fase. Lo anterior representa una simplificación, ya que en general a nivel residencial, cada carga posee

un comportamiento distinto con respecto al voltaje, por lo que la demanda total es una combinación lineal de los distintos modelos detallados anteriormente. [21]

2.5.3. Modelo de generación distribuida conectada vía inversor

Para las inyecciones de generación distribuida a la red, siguiendo el análisis realizado para las cargas, se supondrá que se comportan como una inyección de potencia constante.

La generación distribuida conectada vía inversores, posee una ventaja especial, con la tecnología actual, es posible controlar el factor de potencia del inversor, permitiendo así aportar potencia reactiva al sistema. Gracias a los avances de las telecomunicaciones, en la actualidad se puede controlar el modo de funcionamiento del inversor en forma remota y local, las acciones de interés para este trabajo se relacionan con generar potencia reactiva (factor de potencia en el inversor) y limitar la potencia activa a la salida del inversor.

En términos generales las restricciones asociadas a dicha generación, son las siguientes:

pf: Factor de potencia

P: Potencia activa generada

Q: Potencia reactiva generada

$$0 \leq P \leq P_{\text{máxima}}$$

$$pf_{\text{mínimo}} \leq p \leq 1$$

$$Q = P * \tan(\cos^{-1}(pf))$$

Las ecuaciones mostradas anteriormente, utilizan funciones trigonométricas, por lo que, para implementarlas en un modelo de optimización, se requiere software que permita restricciones no-lineales. Considerando lo anterior, se propone una nueva formulación, que permite describir la región factible utilizando restricciones lineales, como se describe a continuación:

S: Potencia aparente en la salida del inversor

$$0 \leq P \leq S_{\text{max}}$$

$$0 \leq Q \leq P * \tan(\cos^{-1}(pf_{\text{min}}))$$

$$P^2 + Q^2 \leq S_{\text{máx}}^2$$

Utilizando las restricciones anteriores se puede representar la región factible de la GD conectada a través de inversor. En la Figura 14, se muestra un boceto de la región factible, el análisis para el caso en que la GD consume reactivos del sistema es análogo, de esta forma, la generación distribuida puede absorber potencia reactiva, se reformula la restricción para la potencia reactiva, dependiendo de los factores de potencia mínimos (inductivo o capacitivo), como sigue:

$$-P * \tan(\cos^{-1}(pf_{\min_inductivo})) \leq Q \leq P * \tan(\cos^{-1}(pf_{\min_capacitivo}))$$

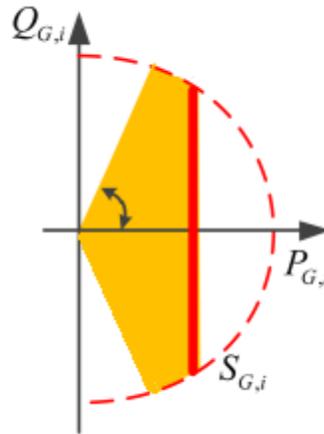


Figura 14: Diagrama P-Q de Generación Distribuida conectada a través de inversores de potencia en la barra i

2.5.4. Modelo general de transformadores en sistemas de potencia

El transformador es uno de los equipos más relevantes en los sistemas potencia, su función más común es elevar o disminuir los niveles de tensión en la red, haciendo de la transmisión de energía un proceso con menores pérdidas.

Según lo visto en el apartado 2.2.3, las redes de distribución en Chile siguen el esquema de Europa, en este esquema existen transformadores de gran tamaño, con un alto número de clientes conectados a cada transformador, comenzando en la subestación alimentadora en donde se reduce de alta a media tensión, este equipo se considera de forma explícita en este trabajo, mientras que el transformador que reduce de media a baja tensión, no se incluye de forma explícita, debido a que el segmento de baja tensión se encuentra fuera de los alcances del trabajo.

En términos generales, el transformador es un circuito magnético de dos enrollados en torno a un núcleo ferromagnético, en general las variables asociadas al devanado primario se acompañan del subíndice 1, mientras que las del secundario lo hacen con el subíndice 2. Los desarrollos mostrados a continuación se inspiran en [22] y [6].

El modelo del transformador ideal presentado en la literatura, se construye considerando que no existen pérdidas de ningún tipo en el equipo. Las siguientes relaciones se cumplen al utilizar los supuestos anteriores:

- Relación de voltajes: $\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2}$
- Relación de corrientes: $\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$

Las relaciones anteriores son elementales para comprender el comportamiento del equipo, incluso cuando se consideran las pérdidas del dispositivo. En el contexto de redes de distribución, típicamente el transformador se utiliza para reducir tensión, desde valores superiores a 100 kV a

tensiones de distribución, inferiores a los 23 kV, si se consideran las relaciones anteriores, específicamente el valor de $\frac{N_1}{N_2}$, se concluye que las corrientes en el lado de distribución serán mayores, incurriendo así en mayores pérdidas.

Cuando se consideran las pérdidas internas del transformador, se obtiene el circuito equivalente de la Figura 15, las resistencias y reactancias de cada devanado se denotan con r_i y x_i respectivamente, mientras que la reactancia y resistencia de la rama de magnetización, asociada a los fenómenos electromagnéticos del núcleo, se denotan con r_p y x_m , finalmente, N_1 y N_2 representan el número de vueltas de cada bobina, respectivamente.

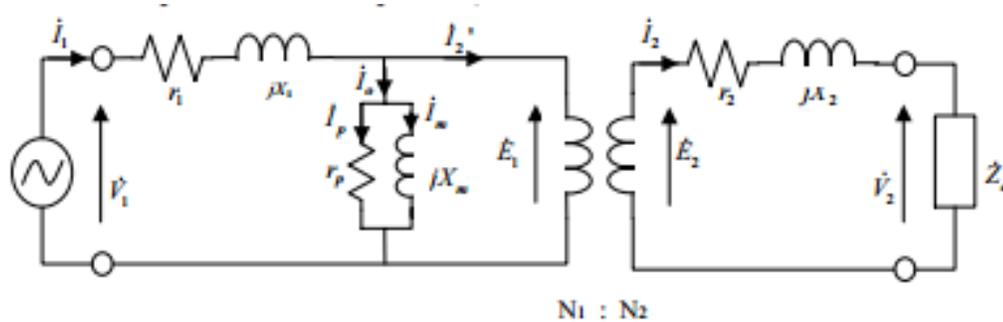


Figura 15: Circuito equivalente de transformador monofásico de dos devanados [22]

En el circuito anterior, se consideran las impedancias asociadas a los dos devanados, flujos de fuga y pérdidas en el núcleo del equipo. Para efectos prácticos y de aplicación, se considera sólo la impedancia serie, esto se debe a que típicamente la rama shunt posee impedancias muy altas, por lo que se desprecia su efecto.

Como ambos lados del transformador están operando a tensiones distintas, siempre es de utilidad referir el circuito a uno de los devanados, así todo el sistema se encuentra en el mismo nivel de tensión y el equipo se representa como una impedancia en serie, luego de resolver el problema de interés con el circuito referido, es posible realizar el proceso inverso para obtener las tensiones y corrientes deseadas del sistema original.

En particular para referir todo el circuito que se encuentra conectado en el secundario al devanado primario del transformador, se utilizan las siguientes relaciones para modificar las tensiones, corrientes e impedancias del sistema.

- Tensión referida al primario $V_{2-referida} = \frac{N_1}{N_2} * V_{2-original}$
- Corriente referida al primario $I_{2-referida} = \frac{N_2}{N_1} * I_{2-original}$
- Impedancia referida al primario $Z_{2-referida} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 * Z_{2-original}$

Si se consideran las relaciones anteriores y que la potencia aparente en el devanado secundario se puede calcular como $S = VI^*$, es claro que, al referir los elementos a algún devanado, las potencias involucradas se mantienen sin cambios.

Referir las ecuaciones al lado de alta tensión del transformador permite plantear el mismo sistema original con la ventaja de que aumenta el valor de cada impedancia conectada al devanado

secundario, ya que se pondera por la razón de transformación al cuadrado $\left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2$. Si los valores de las impedancias son mayores en el sistema referido, mejora los resultados del método utilizado para el cálculo del flujo de potencia descrito en la sección 2.5.1, como se postula en [19] la efectividad del algoritmo se ve perjudicada cuando existen tramos con impedancias R o X muy cercanas a 0.

2.5.5. Modelo de transformador con cambiador de derivación bajo carga (OLTC)

Los cambiadores de derivación o tap, permiten cambiar la razón de transformación de un transformador, esto permite utilizar el equipo en la regulación de tensión de la red. En general, se distinguen dos grandes tipos de tecnologías para el cambio de taps, los cambiadores sin carga (en inglés, NLTC, No Load Tap Changers) y los cargadores con carga (en inglés, OLTC, On Line Tap Changers).

Los cambiadores sin carga permiten cambiar la razón de transformación cuando el equipo se encuentra sin energizar, por lo que no es de gran utilidad para regular tensión durante la operación de la red, por lo tanto, no es una categoría de gran interés para este trabajo.

Por otra parte, los cambiadores con carga, en adelante, OLTC, permiten cambiar la razón de transformación mientras se encuentran energizados y conectados a la red de distribución, por lo que es una alternativa muy útil para regular tensión a lo largo del tiempo, principalmente debido a los grandes cambios de generación y demanda.

En general, el equipamiento necesario para cambiar la razón de transformación, se encuentra ubicado en el lado de alta tensión del transformador, dado que, en dicho sector, las corrientes son menores, lo anterior es importante porque cada vez que se acciona un cambio, para evitar perder la carga, se genera un cortocircuito entre los elementos, por lo que la magnitud de las corrientes es clave.

Considerando lo expuesto en la sección 2.5.4 para el modelo del transformador ideal, el cambiador de tap para cualquier cambiador de derivación, se cumplen las siguientes relaciones:

V_{at}, V_{mt} : Voltajes del devanado de alta y media tensión respectivamente

N_{at}, N_{mt} : Número de vueltas de bobina de alta y media tensión respectivamente

tap : Posición del cambiador de derivación

$$\frac{V_{at}}{V_{mt}} = \frac{N_{at}}{N_{mt}} * ratio = \frac{I_{mt}}{I_{at}}$$

$$ratio = tap_{mínimo} + \frac{(tap_{máximo} - tap_{mínimo})}{\text{Número total de taps}} * posición_{tap}$$

Para estas ecuaciones se asume que no existen posiciones negativas, la posición 0 representa la razón de transformación menor. El comportamiento general de los voltajes y corrientes se resume en el esquema de la Figura 16.

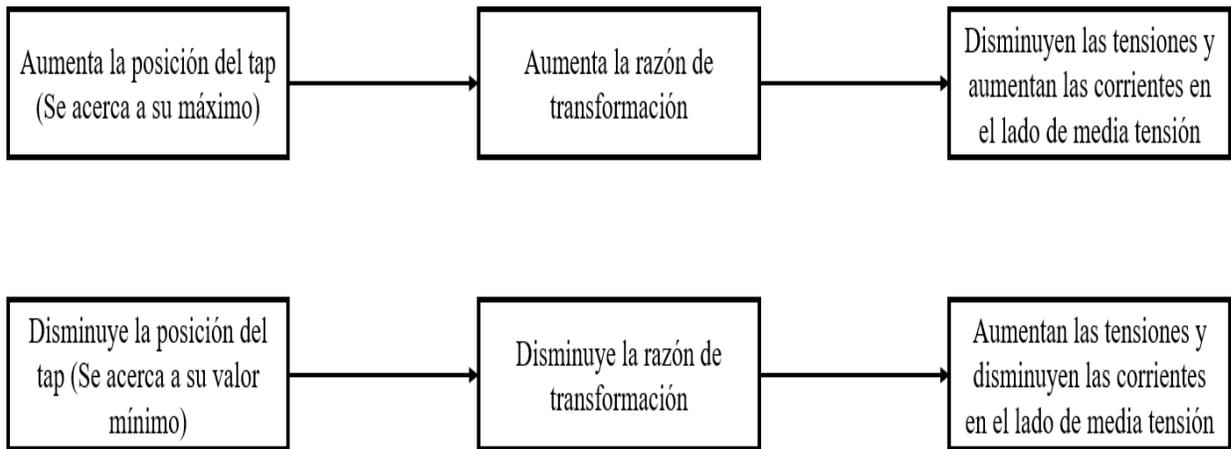


Figura 16: Esquema de funcionamiento del cambiador de derivación y su efecto en las variables eléctricas

Las posiciones del tap en un transformador, son discretas, por lo que añadir este elemento a un modelo de optimización, requiere utilizar algoritmos de programación entera, en [23], se propone un modelo entero y lineal, el cual es utilizado para los efectos de este trabajo.

El sistema original se representa en la Figura 17 considerando una topología referencial y las impedancias internas del transformador

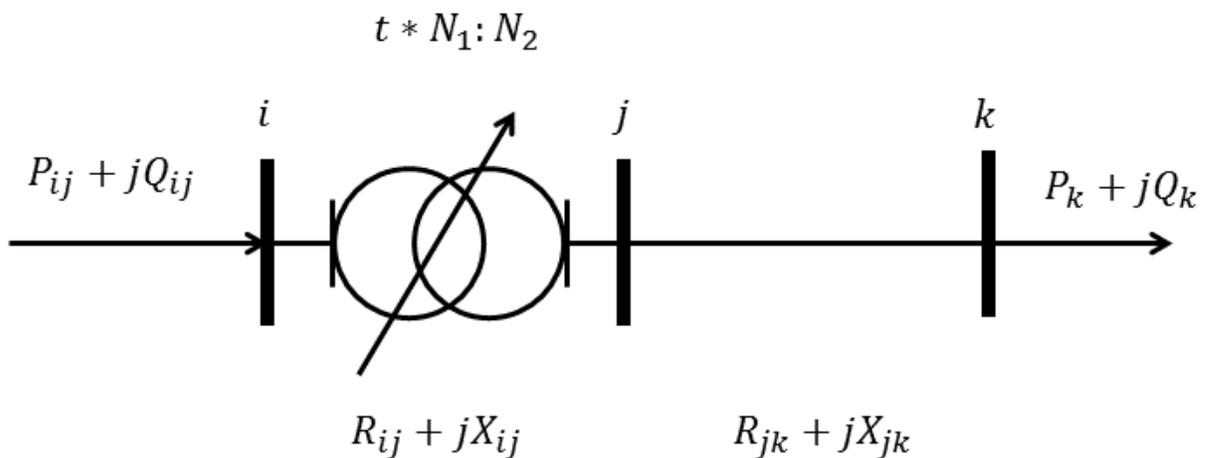


Figura 17: Circuito original de circuito con transformador con cambiador de derivación

La Figura 17 muestra el sistema base para plantear el modelo, el transformador se divide en dos segmentos, el primer tramo representa la impedancia del transformador, seguido de un transformador ideal, cuya razón de vueltas t representa la razón de transformación debida a la posición del tap, esta representación también se utiliza en [6].

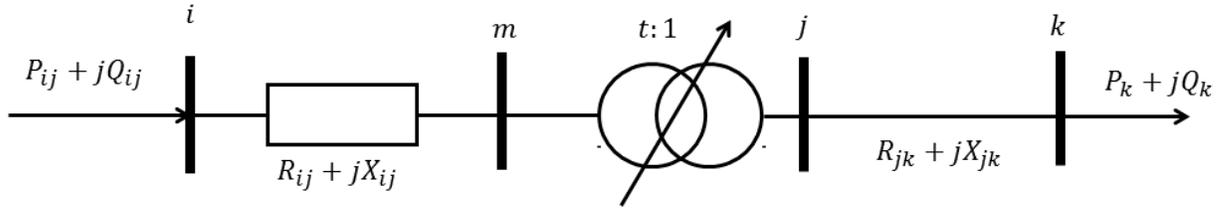


Figura 18: Circuito equivalente para el modelo del transformador OLTC inspirado en [23]

La misión de este desarrollo es obtener una expresión lineal para representar la relación entre voltaje primario y secundario, considerando las ecuaciones de flujo de potencia que se utilizan en este trabajo, propuestas en la sección 2.5. En el sistema equivalente de la Figura 18 se tiene que:

$$V_m^2 = t^2 * V_j^2$$

$$V_i^2 - V_m^2 = 2 * (R_{ij} * P_{ij} + X_{ij} * Q_{ij}) - Z_{ij}^2 * I_{ij}^2$$

Si el transformador posee n_{taps} posiciones factibles, el tap se puede describir mediante:

$$t_{ij} = t_{ij}^{min} + T_{ij} * \Delta t_{ij}, \forall T_{ij} \in [0, n_{taps}]$$

$$\Delta t_{ij} = \frac{t_{ij}^{max} - t_{ij}^{min}}{n_{taps}}$$

La posición del tap T_{ij} puede ser expresada como una sumatoria de variables binarias denominadas λ_{ij} , en donde el subíndice i denota al transformador y el subíndice j al bit correspondiente de la representación binaria. [23]

$$T_{ij} = \sum_{n=0}^{n_{bits}} 2^n * \lambda_{ij,n}$$

La representación binaria de la posición del tap, se ejemplifica en la Tabla 4, relacionando las variables originales con su análogo en la representación binaria. Para ello se supone que el tap tiene 4 posiciones posibles, equidistantes⁹ entre 0,95 y 1,05, para representar esa cantidad de posiciones se requieren de 2 bits.

Tabla 4: Ejemplo de la representación binaria para las variables del cambiador de tap

Posición original (número entero)	Posición en binario	Suma binaria	Razón de transformación
0	00	$2 \times 0 + 2^0 \times 0 = \mathbf{0}$	$0,95 + \mathbf{0} \times 0,033 = 0,95$
1	01	$2 \times 0 + 2^0 \times 1 = \mathbf{1}$	$0,95 + \mathbf{1} \times 0,033 = 0,9833$
2	10	$2 \times 1 + 2^0 \times 0 = \mathbf{2}$	$0,95 + \mathbf{2} \times 0,033 = 1,0166$
3	11	$2 \times 1 + 2^0 \times 1 = \mathbf{3}$	$0,95 + \mathbf{3} \times 0,033 = 1,05$

⁹ La distancia entre cada razón de transformación en este caso teórico sería $\frac{1,05-0,95}{3} = 0,03333333 \dots$

La primera restricción limita la suma binaria, la cual debe ser menor al número de taps del transformador.

$$\sum_{n=0}^{n_{bits}} 2^n * \lambda_{ij,n} \leq n_{taps} \quad (1)$$

Si se llama $U_j = V_j^2$, al multiplicar la ecuación que define la posición del tap, por U_j , definiendo nuevas variables $m_{ij} = t_{ij} * U_j$, $x_{ij,n} = \lambda_{ij,n} * U_j$, se obtiene la segunda restricción del modelo.

$$m_{ij} = t_{ij}^{min} * U_j + \Delta t_{ij} * \sum_{n=0}^{n_{bits}} 2^n * x_{ij,n} \quad (2)$$

Realizando un procedimiento análogo, multiplicando la segunda restricción por t_{ij} , definiendo $y_{ij,n} = \lambda_{ij,n} * m_{ij}$ y $U_m = t_{ij} * m_{ij}$ se obtiene la tercera restricción.

$$U_m = t_{ij}^{min} * m_{ij} + \Delta t_{ij} * \sum_{n=0}^{n_{bits}} 2^n * y_{ij,n} \quad (3)$$

Las definiciones intermedias, son variables adicionales que se agregan al problema, para que sus valores sean los adecuados, se debe utilizar un número M grande, en las siguientes restricciones:

$$0 \leq U_j - x_{ij,n} \leq (1 - \lambda_{ij,n}) * M, \forall n \in [0, n_{bits}] \quad (4)$$

$$0 \leq x_{ij,n} \leq \lambda_{ij,n} * M, \forall n \in [0, n_{bits}] \quad (5)$$

$$0 \leq m_{ij} - y_{ij,n} \leq (1 - \lambda_{ij,n}) * M, \forall n \in [0, n_{bits}] \quad (6)$$

$$0 \leq y_{ij,n} \leq \lambda_{ij,n} * M, \forall n \in [0, n_{bits}] \quad (7)$$

Utilizando el conjunto de restricciones (1-7), es posible representar la posición del tap en el flujo de potencia mediante restricciones lineales. Es posible utilizar el tap como una variable de optimización, o forzar los valores de $\lambda_{ij,n}$ mediante restricciones adicionales en una expresión conocida, esto produce que el tap se encuentre fijo en la posición indicada, esta técnica se utiliza generar escenarios en donde no se coordina la operación del cambiador de derivación del transformador OLTC.

2.5.6. Restricción de límite de uso para el cambiador de derivación

En general, los fabricantes de transformadores con cambiador de tap indican que el uso de dicho equipamiento debe ser limitado, con la finalidad de evitar mantenimientos o desgastes en la vida útil del equipo. En particular para efectos de este trabajo, se toma un valor referencial que considera 300 mil operaciones en 40 años de vida útil, lo que da a lugar a aproximadamente 20 operaciones por día, suponiendo que se usa todos los días forma similar. [24]

Para modelar la restricción asociada al uso del cambiador de tap en el problema de optimización, es necesario recurrir a variables enteras para complementar las ecuaciones mostradas en la sección 2.5.5. Para ello se utilizan las siguientes restricciones y variables:

$$| tap_t - tap_{t-1} | \geq z_t$$

$$| tap_t - tap_{t-1} | \leq z_t * n_{taps}$$

z_t es binaria

$$tap_t = \sum_{n=0}^{n_{bits}} 2^n * \lambda_{ij,n,t}, \forall t \in T$$

Es claro que, para un valor absoluto, se cumple que $| tap_t - tap_{t-1} | \geq 0$, este tipo de restricciones se pueden modelar en Gurobi utilizando una función integrada en el paquete de optimización¹⁰.

Al utilizar el valor absoluto, queda implícito que no importa si la posición del tap aumenta o disminuye, tampoco es relevante si cambia la posición en más de una unidad, ya que todos los casos anteriores se realizan en una sola maniobra, por lo que el desgaste del equipo es el mismo.

Considerando lo anterior, las restricciones mostradas modelan de forma adecuada el fenómeno, ya que, analizando los casos posibles, según la variable binaria z_t :

$$z_t = 0 \Rightarrow | tap_t - tap_{t-1} | \geq 0 \text{ y } | tap_t - tap_{t-1} | \leq 0 \Leftrightarrow tap_t = tap_{t-1}$$

$$z_t = 1 \Rightarrow | tap_t - tap_{t-1} | \geq 1 \text{ y } | tap_t - tap_{t-1} | \leq n_{taps} \Leftrightarrow tap_t \neq tap_{t-1}$$

La restricción final para limitar el uso del cambiador de tap, se aplica sobre la variable binaria, como sigue:

$$\sum_{t=0}^T z_t \leq \Delta taps_{m\acute{a}x}$$

Para la condición inicial, se supone que el cambio de tap en esa etapa no se contabiliza, esto se debe a que las acciones de control se evalúan cada 10 minutos, por lo que la operación de la red en los 10 minutos previos no debiese ser radicalmente distinta, en particular para la posición del tap.

2.5.7. Modelo de baterías

El modelo matemático para la gestión energética de las baterías del sistema, se inspira en los desarrollos mostrados en [25]. Las ecuaciones para modelar las baterías presentes en la red de distribución son las siguientes:

- Nomenclatura

¹⁰ La función utilizada se denomina “*addGenConstrAbs()*”, se describe en detalle en el sitio oficial de Gurobi, disponible en el siguiente [enlace](#).

γ : Coeficiente de autodescarga
 E_k : Energía de la batería en instante k
 η : Rendimiento de carga o descarga
 P_k : Potencia de carga o descarga en instante k

- Balance de energía de la batería entre etapas

$$E_k = (1 - \gamma) * E_{k-1} + \Delta t * \left(\eta^c * P_k^c - \frac{P_k^d}{\eta^d} \right)$$

- Límites de carga y descarga

$$P_{min}^c \leq P_k^c \leq P_{max}^c$$

$$P_{min}^d \leq P_k^d \leq P_{max}^d$$

- Capacidad de la batería

$$E_k^{min} \leq E_k \leq E_k^{max}$$

- Condiciones de borde

$$E_0 = E_{k=0}^{ini}$$

$$E_{final} = E_{k=T}^{final}$$

Utilizando las restricciones anteriores es posible modelar incluir baterías a la red, modificando las ecuaciones nodales de la red, en general para un nodo cualquiera el balance de potencia con la batería es el siguiente:

$$\sum P_{incidente} - \sum P_{exportada} + \sum P_{generada} - P_{demanda} + P_{descarga} - P_{carga} = 0$$

2.6. Calidad de suministro

Las empresas distribuidoras operan sus redes de distribución, el marco regulatorio estipula que deben mantener ciertos estándares establecidos en la norma técnica nacional vigente, los elementos que se regulan en este tipo de normas abarcan tanto variables técnicas como elementos externos a la física de la red. [4]

En particular, los parámetros de calidad de suministro se aplican a los clientes, es decir, no todos los puntos de la red son relevantes para el cumplimiento de los estándares incluidos en la norma, sólo basta que se cumplan los rangos estipulados en el marco regulatorio para los clientes de la empresa distribuidora, si algún punto de la red sin consumidores se encuentra fuera de norma, es un problema de la empresa privada, por lo que al no conllevar ningún daño a los usuarios finales, no se considera como una violación a la norma.

Entre de los aspectos en la norma técnica se distinguen:

- Fluctuaciones de tensión
- Fluctuaciones de frecuencia
- Distorsión armónica de tensión y corriente

- Factor de potencia
- Tiempos de interrupción de suministro
- Otros

De los aspectos anteriores, en este trabajo sólo es relevante lo relacionado con las fluctuaciones de tensión, el resto de los aspectos quedan fuera de los alcances del trabajo.

2.6.1. Métricas de voltaje

En esta sección se explican los criterios presentados en la norma técnica de distribución, disponible en [4].

El principal supuesto con respecto a las mediciones que considera la norma, se relaciona con los intervalos de medición, en donde se especifica que se consideran los promedios de intervalos de 10 minutos de medición. Las fluctuaciones de tensión se evalúan según la siguiente ecuación:

$$\Delta V_k = \frac{|V_k - V_k^{nominal}|}{V_k^{nominal}} * 100$$

En donde:

ΔV_k : Fluctuación de tensión en el punto k [%]

$V_k^{nominal}$: Tensión nominal en el punto k [kV]

V_k : Tensión promedio en un intervalo de 10 minutos [kV]

Considerando esta metodología para el cálculo de las variaciones de tensión, la norma indica dos criterios para las tensiones de la red de distribución. Los criterios se especifican para baja tensión (BT) y media tensión (MT).

El primer criterio indica que las variaciones de tensión deben encontrarse en un rango de -15% y +10% para BT y MT en promedio de cada intervalo de tiempo de 10 minutos de medición continua.

El segundo criterio brinda valores para el comportamiento de las tensiones a lo largo de siete días de medición consecutiva, los rangos presentados en la Tabla 5 se deben cumplir durante el 95% del tiempo, considerando el promedio de intervalos de 10 minutos.

Tabla 5: Rangos de variaciones de tensión

Tensión	Densidad de red alta o media	Densidad de red baja o muy baja
Baja Tensión	$\pm 7,5\%$	$\pm 9,5\%$
Media Tensión	$\pm 6\%$	$\pm 8\%$

Para efectos de este trabajo, en donde sólo se abarcan tramos de media tensión, se considera el límite más estricto de redes con alta densidad, por lo que la tensión debe encontrarse en un intervalo

$\pm 6\%$ de su valor nominal, el 95% del tiempo, considerando el promedio de los valores RMS en intervalos de 10 minutos.

2.7. Sobrecarga de conductores

2.7.1. Aspectos generales

Los tramos de la red de distribución, están sometidos a uso diario y constante en la mayoría de los casos, los flujos por cada cable se limitan principalmente por la corriente a la que se encuentra sometida el conductor, en caso de que dicha intensidad sea mayor a la recomendada, los fenómenos térmicos en el material reducen su vida útil.

El fenómeno descrito anteriormente, se considera como un problema asociado a la corriente por cada tramo, los conductores son propiedad de la empresa distribuidora, por lo tanto, las sobrecargas no afectan de forma directa a los clientes.

La empresa distribuidora no tiene la obligación de controlar la sobrecarga de los conductores, se somete al riesgo de cambiar el conductor antes de lo presupuestado o bien a una posible falla antes del cumplimiento de la vida útil del cable en cuestión, lo que genera la posibilidad de traspasar los límites de interrupción de suministro.

2.7.2. Métricas para evaluar la sobrecarga de conductores

Para evaluar los problemas de corriente en la red, con el fin de determinar los kilómetros de líneas con problemas en el sistema, se utilizan dos criterios:

- El módulo de la corriente por un tramo determinado, no supera el 150% su capacidad nominal, en un intervalo continuo de 10 minutos. [26]
- El módulo de la corriente por un tramo determinado, no supera el 100% de su capacidad nominal, durante 60 minutos consecutivos.

2.8. Estado del arte

2.8.1. Cálculo de máxima penetración de generación distribuida o Hosting Capacity

Frente la gran alza de generación distribuida, en la comunidad científica ha surgido el cuestionamiento acerca de la máxima penetración tolerable en forma eficiente por una red de distribución, tal concepto se conoce como Hosting Capacity (HC).

En [27] se realiza una revisión a las distintas revisiones impulsadas por la comunidad científica actual, de momento no es posible obtener una definición única, las definiciones indican porcentajes de HC distintos en algunos casos, mientras que en otros pueden ser equivalentes, dependerá siempre de la red de estudio. Las distintas definiciones se detallan en la Tabla 6.

Tabla 6: Definiciones de Hosting Capacity a partir de [27]

Nombre	Definición	Expresión matemática referencial
Tamaño del transformador	El porcentaje de penetración se define según el tamaño del transformador MT/BT.	$\frac{PotenciaGD_{nominal}}{S_{transformador}}$
Peak de demanda	Se calcula como la razón entre la demanda punta de potencia activa y la capacidad nominal de GD. Puede considerarse la demanda punta del alimentador o de todo el sistema, ambos casos son distintos en caso que los distintos alimentadores no tengan demandas coincidentes.	$\frac{Potencia GD_{nominal}}{\max(\sum P_{barra, tiempo})}$
Demanda mínima de medio día	La definición es similar a la de demanda máxima, pero considera la demanda mínima obtenida al medio día, ya que a esa hora se espera el peak de GD solar, siendo generalmente el peor escenario para problemas técnicos en la red.	$\frac{Potencia GD_{nominal}}{Demanda al medio día}$
Número de consumidores	Considera la cantidad de clientes con instalaciones de GD, si el panel instalado es del mismo tamaño para todos los clientes, cuyo consumo no es del mismo tamaño, la definición será distinta a las anteriores	$\frac{Número de consumidores con GD}{Total consumidores}$
Área o espacio disponible	Se calcula a partir del porcentaje de espacio utilizado en instalar paneles solares de cierta capacidad y el espacio total.	$\frac{Espacio utilizado}{Espacio total}$

Además de las definiciones existen dos consideraciones adicionales para el cálculo de la HC, disponibles la literatura:

- La ubicación de la GD puede encontrarse: [27]
 - Concentrada en un solo punto
 - Al azar en distintos nodos
 - En todos los nodos de consumo en igual capacidad de GD
 - Al final del alimentador, es decir en el nodo más lejano
 - En el nodo más cercano del alimentador
 - En la mitad del alimentador
- Las condiciones técnicas para su cálculo pueden incluir: [27]
 - Cálculo sólo para el peor escenario
 - Cálculo considerando la variación aleatoria de generación y demanda

- Cálculo integrando media tensión y baja tensión
- Cálculo con demanda muy baja o nula
- Restringir los flujos reversos a la subestación alimentadora
- Considerar la sobrecarga en el transformador MT/BT
- Comportamiento balanceado o desbalanceado en la red

Las metodologías son diversas, el porcentaje de HC obtenido dependerá fuertemente de las opciones elegidas y del caso de estudio.

En [28] se calcula la HC de una red de distribución realista ubicada en Dinamarca, compuesta de 6 alimentadores, considerando la variación aleatoria de demanda y generación en distintos perfiles de entrada. El nivel de adopción se calcula en proporción a la demanda máxima, en el estudio se analizan distintas ubicaciones para la GD, de forma uniforme en todos los puntos de inyección, o bien, concentrada, ya sea en el nodo más cercano o en el más lejano del alimentador. Los resultados se resumen en la Tabla 7.

Tabla 7: Resultados de [28] para la red danesa

	Equitativo	Principio del alimentador	Final del alimentador
Nivel de penetración	129.6%	205%	81%

En [29] se simulan 16 alimentadores típicos de distribución de Estados Unidos, por lo que siguen la topología de redes americanas revisada en la sección 2.2.3. Los casos analizados por los autores son balanceados, la metodología ubica la GD en distintos puntos de la red, los resultados se muestran en la Tabla 8.

El porcentaje de GD admisible se calcula acorde a la demanda máxima, obteniendo para la mayoría de los alimentadores un mayor nivel de penetración en el caso que los paneles se instalan más cerca del alimentador, seguido de cuando se instalan de forma pareja en los puntos de consumo. Específicamente, cuando se distribuye la GD de forma equitativa se obtienen HC superiores al 200% en la mayoría de casos, excepto en los últimos 5 alimentadores, sobre aquellos se detalla que presentan tensiones muy altas sin GD por los autores lo atribuyen a un error metodológico en la estimación de la demanda de dichas redes.

Tabla 8: Máxima capacidad de GD admisible en las redes de estudio en porcentaje de la demanda máxima del alimentador de [29]

Feeder	Cerca del alimentador	A mitad del alimentador	Al final del alimentador	Distribuidos por igual	Localizados al azar					Mínimo	Máximo
1	255	45	30	230	111	155	193	149	56	30	255
2	243	230	218	255	255	255	255	255	255	218	255
3	155	155	155	230	155	168	155	155	155	155	230
4	380	255	130	280	205	230	243	255	280	130	380
5	105	155	180	205	155	155	155	155	155	105	205
6	205	205	168	218	168	205	168	180	168	168	218
7	0	26	26	101	8	8	8	4	4	0	101
8	155	155	205	180	180	180	168	168	155	155	205
9	155	155	155	205	205	155	155	280	155	155	280
10	155	155	105	205	155	180	155	155	155	105	205
11	205	168	155	230	180	205	168	243	168	155	243
12	94	90	83	105	90	98	94	98	94	83	105
13	4	11	8	86	8	8	4	19	19	4	86
14	8	4	34	86	15	15	4	45	30	4	86
15	56	45	11	75	64	19	23	26	41	11	75
16	8	0	0	75	0	11	15	0	0	0	75

El cálculo de la HC realizado en [30] y [31] mediante aproximación permite el cálculo teórico mediante el equivalente de Thévenin, para ello se considera el peor escenario, ubicando la GD en el punto más alejado del alimentador y en condiciones de demanda nula. Esta aproximación puede brindar un valor referencial pero no se presenta como una metodología definitiva para la operación real diaria de una red.

El análisis puede ser llevado considerando la red de baja tensión para un caso de estudio real de UK, considerando la definición de HC según el número de clientes con GD o vehículos eléctricos, los clientes con problemas de tensión comienzan en un 40% de penetración aproximadamente, dichos porcentajes mejoran cuando se utilizan distintos factores de potencia en los inversores de la GD. [32] [33] [34]

En [35] se realiza un análisis de los niveles de HC para la red MT/BT rural de Brasil, considerando distintos factores de potencia en la GD conectada a través de inversor, los resultados muestran que los problemas se pueden disminuir mediante esta metodología, disminuyendo la cantidad de escenarios con problemas, pero no se da prueba alguna de cuál es el mejor factor de potencia para fijar la GD.

La integración de generación fotovoltaica en la red de distribución de UK para media tensión y baja tensión es analizada en [36], los resultados muestran que se puede obtener mayor HC si se instalan paneles en MT y BT, precisamente alrededor de 86% considerando la capacidad conjunta de MT y BT, los resultados generales se resumen en Tabla 9. A modo de discusión, se plantea que la mayor limitante para la instalación de GD en BT, es la cantidad instalada en MT, ya que esta última posee efectos considerables en las redes aguas abajo, limitando la capacidad de esa parte del sistema, perjudicando en parte a los consumidores residenciales que opten por utilizar este tipo de instalaciones.

Tabla 9: Resultados principales de la integración de GD fotovoltaica en redes de distribución MT y BT [36]

Metodología	% de penetración en que parten los problemas de corriente	% de penetración en que parten los problemas de voltaje
Toda la GD instalada en BT	70% en BT, 90% en MT	60% en BT, no aparecen en MT
Toda la GD instalada en MT	Alrededor de 70% en BT, 90% en MT	Alrededor de 10% en BT, en MT no se aprecian problemas

En [37] se analizan 216 alimentadores de origen americano, las tensiones nominales de estos sistemas se encuentran entre 4 kV y 34,5 kV, sus largos se ubican desde 1,8 km a 52,5 km, la demanda máxima de cada sistema varía entre 0,6 MW a 28,5 MW. Para cada alimentador se generan aproximadamente 40.000 escenarios de generación fotovoltaica, los resultados de la adopción en relación a la demanda máxima de cada alimentador, se resumen en la Figura 19. Se aprecia una gran cantidad de alimentadores con HC menor al 50%, sin embargo, existen entre 5 y 10 redes que toleran un 200% de generación distribuida en relación a su demanda máxima.

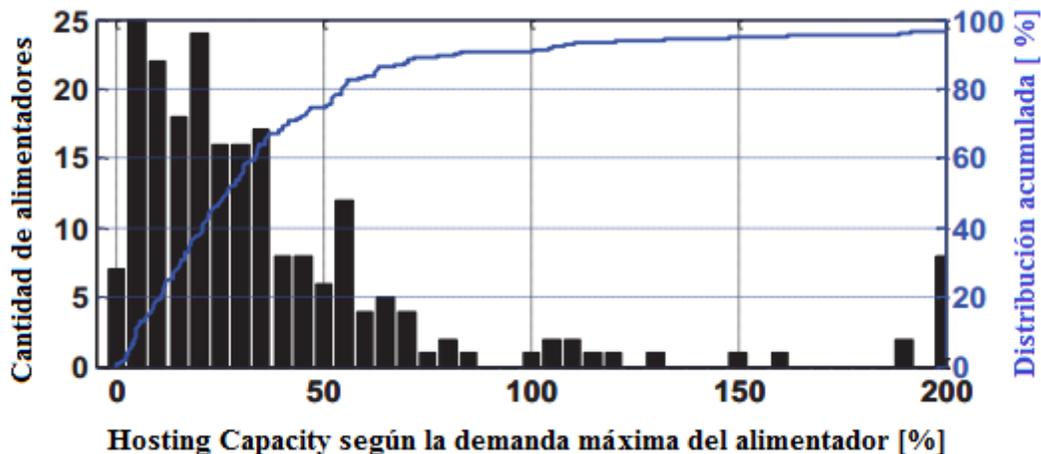


Figura 19: Gráfico de Pareto para la Hosting Capacity de los 216 alimentadores considerados en [37]

Un 72% de los alimentadores ve limitada su HC por problemas de sobre tensión, seguido de un 26% de los alimentadores con problemas de corriente, el porcentaje restante se limita por problemas de tensiones muy bajas en algunos nodos, sobrecargas en transformadores o por ocurrencias múltiples de los criterios anteriores. A modo final del análisis estadístico, las redes de mayor tensión muestran mejores niveles de adopción solar fotovoltaica.

En [38] se estudia el comportamiento de 16 alimentadores de media tensión balanceados, el rango de tensión de los alimentadores se encuentra entre 4 kV y 16 kV, alimentador más largo es de 13 km, mientras que la mayoría se encuentra bajo 5 km de largo, todas las redes poseen al menos un condensador. Considerando el estudio entre 0 y 100% de consumidores con generación solar fotovoltaica, dado el tamaño de cada generador utilizado, la GD no alcanza el 100% de la demanda máxima de cada alimentador, sin embargo, los resultados muestran que un 25% de las redes permiten la instalación de todos los consumidores sin problemas de tensión en la operación de la red.

En [39] se busca determinar la HC sin incurrir en costos para la red, es decir, utilizando sólo infraestructura ya instalada, los casos de estudio se enfocan en un sistema de distribución real y en dos redes de prueba EPRI, en la metodología se busca utilizar el cambiador de derivación del transformador alimentador para regular tensión y verificar si esta acción aumenta la HC. Los accionamientos del cambiador de tap permiten mayor nivel de adopción en el 66% de los casos.

Los aspectos económicos que conlleva la instalación de grandes niveles de GD solar fotovoltaica, son analizados en [40] bajo incertidumbre de la instalación anual de GD, el resultado principal de este trabajo indica que dimensionamiento adecuado de los transformadores MT/BT permite un ahorro sustancial comparado a los refuerzos en líneas de transmisión o ambas alternativas en conjunto.

Según la literatura revisada, la máxima admisión de GD en una red de distribución de media tensión puede ser obtenida utilizando diversas metodologías, en general, el valor obtenido depende fuertemente de la definición de HC que se considere, ya sea en proporción a la cantidad de clientes, de la demanda máxima o del tamaño del transformador.

El cálculo también depende de la red de estudio y de la ubicación de la GD en el sistema, si se considera el análisis del equivalente de Thévenin del sistema, la inyección de la GD genera un alza mayor de tensión al encontrarse concentrada al final del alimentador, ya que la impedancia equivalente de ese sistema es mayor al caso en que se distribuye uniformemente.

Se debe estudiar con una mirada detallada la topología de la red de estudio, principalmente diferenciando entre análisis realizados sobre redes americanas, las cuales poseen tramos de media tensión más largos y con un menor número de clientes por cada transformador MT/BT, comparado con una red de topología europea. [7]

Otro punto importante analizado por algunos autores se relaciona con el uso del factor de potencia en la GD, el cual puede aumentar los niveles de admisión a través de generar potencia reactiva de forma local, mitigando problemas de operación en algunos escenarios de simulación.

2.8.2. Coordinación de elementos activos en redes de media tensión

En la actualidad se ha abierto la posibilidad de insertar generación en redes de distribución, dicha energía, proviene principalmente de fuentes renovables. Se proyecta que la capacidad instalada en este tipo de instalaciones continuará aumentando a lo largo de los años, lo cual, presenta desafíos diversos en los ámbitos de distribución de energía eléctrica.

En este contexto, se espera que los sistemas puedan aprovechar al máximo la energía proveniente de la Generación Distribuida (GD), para ello se debe coordinar la operación de los distintos elementos de la red de distribución, para abastecer la demanda y satisfacer los criterios de seguridad y calidad de servicio correspondientes.

Actualmente se distinguen distintos enfoques al problema, dependiendo de la orientación del mismo, puede enfrentarse un problema de planificación de inversiones o un problema de operación.

Las diferencias principales entre ambos problemas son el horizonte de tiempo y la inclusión de costos de inversión en la optimización. En el caso de planificación, se desea realizar inversiones

en equipos para aprovechar el recurso renovable de la mejor forma posible, mientras que, en el caso del problema de operación, las instalaciones se encuentran disponibles y no se consideran sus valores de inversión en el problema.

En el contexto de operación centralizada, se realiza una fase de optimización para coordinar los elementos de la red, en la que se distinguen distintas funciones objetivo, tales como:

1. Minimizar las pérdidas de energía de la red de distribución.
2. Minimizar los vertimientos de GD renovable (Maximizar la inyección de GD).
3. Minimizar los cambios de taps y de bancos de condensadores.
4. Combinaciones lineales de las funciones 1,2 y 3.
5. Minimizar la potencia demandada de la subestación alimentadora.
6. Minimizar el costo de operación del sistema de distribución.
7. Minimizar el costo total a clientes finales.

En [41] se muestra el estado del arte en este tema, se comentan los distintos métodos adoptados por la comunidad científica para resolver el problema, los métodos difieren principalmente en el método de optimización utilizado y el tipo de problema (probabilístico o determinístico).

Por otra parte en [42] se muestra un modelo que busca coordinar la operación de la red de distribución considerando un pronóstico “one-day-ahead”, el cual se actualiza de forma horaria, se propone que este modelo permite mejorar la coordinación entre el operador del sistema de transmisión y la compañía distribuidora, los resultados de aplicar esta metodología son satisfactorios, permitiendo utilizar mejor los recursos renovables al realizar el pronóstico del futuro en cada hora, permitiendo utilizar al máximo la energía eólica conectada a nivel de distribución en el caso de estudio.

En [43] se propone utilizar flujos de potencia, considerando las tres fases y el neutro de forma explícita, esto se ve motivado por los desbalances típicos de redes de baja tensión, los cuales no son tan significativos en redes de media tensión. Los autores buscan encontrar las decisiones óptimas a partir de las señales del mercado, el clima del lugar y las decisiones de la demanda, la cual tiene una participación activa en el sistema. Para solucionar el problema se propone una solución iterativa que permite encontrar las decisiones óptimas, el mayor desafío se presenta en la naturaleza entera y no-lineal del problema de optimización.

Las ecuaciones clásicas del flujo de potencia (algoritmo de Newton-Raphson) son no-lineales, para enfrentar este desafío, en [19] se propone utilizar una aproximación cuadrática a las ecuaciones de flujos de potencia, para así coordinar la operación de la red de distribución, se compara el método propuesto con otros encontrados en la literatura por los autores, los resultados del modelo de optimización propuesto son satisfactorios, incurriendo de esfuerzos computacionales menores.

En [44] se enfrenta el problema desde una perspectiva probabilística, esta componente se introduce en el problema principalmente por los perfiles de la velocidad del viento, el enfoque del problema es distinto en varios sentidos, principalmente porque se admiten violaciones a las restricciones, los autores proponen asignar un riesgo a algunos límites (de tensión y capacidad de las líneas), dependiendo del nivel de riesgo se puede obtener un problema determinístico (riesgo igual a cero representa que la restricción debe respetarse siempre, mientras que, riesgo igual a uno indica que

la restricción no se debe respetar nunca). La elección del nivel de riesgo puede conducir a resultados muy distintos, por lo que es clave escoger un valor adecuado al tipo de restricciones del problema.

En [45] se desea dimensionar bancos de almacenamiento de energía para una red con alta presencia de generación distribuida de tecnología eólica, para ello se adopta un nivel de vertimiento admisible por el modelo, con esto se realiza una minimización de los costos de inversión en almacenamiento, sujeto a las restricciones de la red, considerando que hay capacidad de almacenar energía, la operación se vuelve un problema acoplado en el tiempo, en términos sencillos, las decisiones de la operación futura se ven afectadas por las decisiones del presente.

En [46] se comparan distintas estrategias de control para admitir niveles más altos de GD, dichas estrategias se motivan en las alzas de tensión producidas por las altas inyecciones de estas fuentes de generación, las estrategias se resumen en la Tabla 10.

Tabla 10: Escenarios de estudio en [46]

Escenario	Estrategia
Base	Reforzar la red
A	Limitar la potencia de GD a 70%
B	La GD entrega potencia reactiva a la red
C	Control de tensión mediante un control automático de potencia activa
D	Control de tensión mediante control automático de potencia activa y reactiva
E	Considerar transformadores de distribución con cambiador de Tap con carga (OLTC)

Los resultados al aplicar las distintas estrategias al caso alemán, indican que las estrategias B, C, D y E permiten disminuir el costo anual total de la red, comparado al costo anual del escenario base que representa las acciones actuales de los operadores en redes de distribución de reforzar la red, es decir, invertir en activos que permitan aumentar la capacidad del sistema, como por ejemplo aumentar la capacidad de algún transformador en el sistema, o bien, reemplazar un conductor por uno de mayor sección.

2.8.3. Síntesis del estado del arte

La literatura de estudio en las secciones 2.8.1 y 2.8.2 muestran que la penetración de generación distribuida es una problemática real en sistemas de distribución a nivel mundial, los enfoques metodológicos varían pero los esfuerzos convergen a una misma idea, aumentar la Hosting Capacity de los sistemas de distribución mediante acciones de control, refuerzos o seleccionando su localización de forma adecuada.

A pesar de que existen múltiples definiciones de Hosting Capacity, cada una con sus distintas metodologías de cálculo, el espíritu de las metodologías siempre refleja el mensaje de mantener a la red entre los límites establecidos por la regulación correspondiente.

Al no modelar de forma explícita las redes de baja tensión se realiza una simplificación considerable, ya que en estos tramos es donde se producen más problemas, principalmente por sus desbalances entre distintas fases, corrientes más altas y desviaciones de tensión más severas.

Considerar sólo los tramos de media tensión de la red es un primer paso para el cálculo de la capacidad máxima de adopción de la red completa, ya que sólo permite realizar conclusiones del nivel de adopción en media tensión.

El estado del arte actual indica que la coordinación de elementos activos es una buena solución para afrontar la masiva entrada de generación distribuida en redes de distribución, evitando o disminuyendo el vertimiento de energía debido a problemas técnicos de la operación diaria. [35] [39] [41] [45] [46]

La mayoría de los casos que incluyen algún tipo de optimización de la operación, incluyen el cálculo del flujo de potencia en el modelo, esto marca un precedente para el camino a seguir en el desarrollo de distintos algoritmos de coordinación de elementos activos en la comunidad científica. [19] [43] [44] [45]

3. Metodología

En esta sección se describe la metodología para el desarrollo de este trabajo.

El subcapítulo 3.1 indaga en las herramientas computacionales utilizadas en la metodología de trabajo, mientras que en el apartado 3.2 se detalla el análisis realizado para validar las soluciones del modelo de optimización. En la sección 3.3 indica la estructura del trabajo sobre una red de media tensión realista. En el subcapítulo 3.4 se indican todas las restricciones implementadas en el modelo de optimización. En la sección 3.5 se explica el cálculo de flujos de potencia utilizando OpenDSS. En el apartado 3.6 se describen los escenarios de control propuestos para una red de distribución de media tensión realista. En el subcapítulo 3.7 se indican los perfiles de entrada para el cálculo de flujos de potencia. Finalmente, en la sección 3.8 se indica la metodología para el cálculo de la Hosting Capacity en este trabajo.

3.1. Herramientas computacionales

3.1.1. Python

Python es un lenguaje de programación, gratuito y de código abierto (en inglés, open-source). Su uso es diverso, en la actualidad es de uso común, se espera que desarrollar un código tome menos tiempo que otros lenguajes como “Java” o “C++”, que requieren un mayor conocimiento del funcionamiento interno de los elementos. Sin embargo, los tiempos de ejecución en esos lenguajes son menores¹¹.

El uso de Python es de gran relevancia para este trabajo, ya que permite cargar los datos de entrada y de salida de los modelos, además, es posible realizar las simulaciones requeridas para conseguir los objetivos propuestos, a través de la integración de múltiples herramientas sobre una misma plataforma desarrollada en este lenguaje.

3.1.2. OpenDSS

OpenDSS es un programa que permite realizar diversas simulaciones en redes de distribución, se caracteriza por ser un programa de código abierto (open-source), ampliamente utilizado en la literatura por lo que su funcionamiento ya se encuentra validado. [47] [48] [49]

Permite la integración con diversos lenguajes de programación, como Python, Java, MATLAB, R, C, C++, VBA. Dicha integración se realiza a través de COM. [50]

En este trabajo se calculan flujos de potencia, en redes de media tensión, utilizando OpenDSS desde Python, permitiendo así aprovechar todos los beneficios de Python en el procesamiento de datos y la modelación real de cada elemento de la red de distribución que brinda OpenDSS.

¹¹ Lo anterior se basa en la comparación realizada por los mismo desarrolladores en <https://www.python.org/doc/essays/comparisons/>

3.1.3. Gurobi

Gurobi es un solver de optimización, con capacidad para resolver una gran variedad de problemas, se caracteriza por una amplia compatibilidad con otros lenguajes de programación, como MATLAB, Python, R, C, C++, Java e incluso puede ser usado desde Excel.

Utilizando Gurobi, es posible atacar problemas de tipo:

- Lineal (LP)
- Cuadrático (QP)
- Con restricciones cuadráticas (QCP)
- Programación entera (MIP)
- Programación lineal entera (MILP)
- Programación cuadrática entera (MIQP)
- Programación entera con restricciones cuadráticas (MIQCP)

Además de lo anterior, otra gran ventaja de Gurobi, frente a otras opciones del mercado, es el alto nivel de personalización de sus parámetros, para obtener soluciones en tiempos menores. [51]

Para este trabajo, se utiliza Gurobi desde Python, la compañía desarrolladora brinda licencias académicas de su software de forma gratuita siempre que sea con fines estudiantiles.

Desde Python, es posible explotar la programación orientada a objetos, para desarrollar un ambiente eficiente y eficaz para lograr los objetivos de este trabajo.

3.2. Validación del flujo de potencia del modelo de optimización

3.2.1. Aspectos generales

Para el cálculo del flujo de potencia (OPF) no se utilizan las ecuaciones no-lineales exactas que describen la operación de régimen permanente de un sistema de potencia, sino que se usa una relajación cuadrática del problema original (OPF-QCP, del inglés Quadratically constrained program, llamado así porque posee una restricción cuadrática según lo visto en el subcapítulo 2.5).

Por lo tanto, es necesario validar el método de OPF integrado en el modelo de optimización desarrollado en Gurobi previamente a ser utilizado sobre la red de estudio, para ello se considera un sistema de distribución realista de tamaño reducido, principalmente el análisis se enfoca en los siguientes aspectos:

- Comparar los flujos de potencia obtenidos en Gurobi con sus homólogos calculados por OpenDSS, para la red de tamaño reducido.

- Verificar que la convergencia del modelo, refleje fielmente el objetivo principal de este trabajo, es decir, que se utilice la mayor generación distribuida según la factibilidad de la operación técnica de la red.

A partir de estos criterios, se genera la metodología descrita en la sección 3.2.2.

3.2.2. Metodología para la validación del modelo de optimización

Con el fin de validar la precisión del OPF-QCP integrado en el modelo en Gurobi en el cálculo de la operación de la red de distribución, se debe cuantificar la diferencia de las variables de estado del modelo de optimización, con sus valores homólogos de OpenDSS, considerando que este último flujo, se computa para el mismo punto de operación obtenido en Gurobi, es decir, el resultado de la optimización es un dato de entrada para la fase de OpenDSS.

Según lo expuesto en los antecedentes de este trabajo, específicamente en la sección 2.5, las variables de estado del modelo implementado, son las siguientes:

- Cuadrado del voltaje en todos los nodos
- Cuadrado de la corriente por cada línea de transmisión
- Potencia activa por cada línea de transmisión
- Potencia reactiva por cada línea de transmisión

Se calculan las estadísticas del error relativo de las variables de estado obtenidas en el modelo de optimización, con respecto a las calculadas en OpenDSS, una herramienta ya validada para estos fines.¹²

Para determinar si el modelo realmente introduce la mayor cantidad de GD que sea posible, se procede a estresar el sistema con una gran cantidad de generación distribuida, bajo distintos métodos de control sobre elementos activos, de esta forma, se puede apreciar como el modelo utiliza los elementos disponibles para evitar o disminuir el vertimiento de generación libre de emisiones de carbono.

Los escenarios a implementar se detallan en la Tabla 11, se busca que los escenarios sean implementados tanto bajo condiciones en las que sea necesario el vertimiento de generación distribuida, como en situaciones que la red puede operarse en rangos factibles y aprovechar en su totalidad la generación distribuida. Con la metodología anterior se puede evidenciar la acción de los elementos activos para evitar el vertimiento, también, permite corroborar que el uso de otros elementos permite reducir las pérdidas de la red, por ejemplo, situaciones en que la generación distribuida inyecte potencia reactiva o se utilice una posición distinta del tap.

¹² Software desarrollado por EPRI (*Energy Power Research Institute, USA*)

Tabla 11: Escenarios de optimización para validación del modelo

Escenario	Coordinar la potencia activa de la GD	Coordinar el factor de potencia de la GD	Coordinar la posición del tap de transformador AT/MT	Coordinar la operación de bancos de baterías
Caso Base Teórico (Máxima generación posible)	No	No	No	No
Coordinando potencia activa	Sí	No	No	No
Coordinando potencia activa y reactiva	Sí	Sí	No	No
Coordinando potencia activa, reactiva y Tap	Sí	Sí	Sí	No
Coordinando potencia activa, reactiva, Tap y Baterías	Sí	Sí	Sí	Sí
Coordinando potencia activa, reactiva y Baterías	Sí	Sí	No	Sí

El escenario base teórico se conforma inyectando toda la generación distribuida, ignorando límites de tensión y corriente, dicha generación opera a factor de potencia unitario. Este escenario representa la totalidad del recurso disponible, en la realidad a penas se superen los límites de voltaje para inyección residencial, la generación distribuida será desconectada. [4]

El escenario “Coordinando potencia activa” constituye el escenario más simple, sólo permite el vertimiento de GD para mantener la operación de la red entre límites factibles, se utiliza principalmente para determinar el vertimiento mínimo que permite la operación factible de la red.

En el escenario “Coordinando potencia activa, reactiva”, se permite que la generación distribuida conectada a través de inversores de potencia, genere potencia reactiva según sea conveniente, el tap se encuentra fijado en su posición central durante todo el día, mientras que en el sistema no existen bancos de baterías.

Por otra parte, en el escenario “Coordinando potencia activa, reactiva y Tap” la generación distribuida se coordina como en el escenario “Coordinando potencia activa y reactiva”, el tap se encuentra libre y es una variable determinada por la optimización, mientras que en el sistema no existen bancos de baterías.

En el escenario “Coordinando potencia activa, reactiva, Tap y Baterías” la generación distribuida y la posición del tap se coordinan como en el escenario “Coordinando potencia activa, reactiva y Tap”, además se determina la operación bancos de baterías mediante la optimización.

Finalmente, en el caso “Coordinando potencia activa, reactiva y Baterías” se coordinan los elementos del escenario “Coordinando potencia activa, reactiva, Tap y Baterías” pero utilizando el tap fijo en su posición central a lo largo de todo el día.

Para los escenarios anteriores, se grafica la generación diaria, potencia activa que fluye diariamente por transformador AT/MT, pérdidas de energía, posición del tap y energía de la batería según sea relevante, y otros gráficos que permitan verificar los efectos sobre la función objetivo que tienen acciones de control, maximizando así el uso de generación distribuida en la red.

El principal objetivo es comparar los resultados de las acciones de control entre sí y con el caso base teórico, en donde se utiliza toda la energía posible a costas de transgredir límites establecidos por las normas de operación.

3.2.3. Caracterización del sistema de pruebas

El sistema de menor tamaño que permite incorporar las estrategias de control de interés y de forma simultánea representar todos los efectos de una red de distribución real relevantes en el marco de los alcances de este trabajo debe contener al menos los siguientes elementos:

- Un transformador con cambiador de tap (AT/MT).
- Tramo de alimentador conectado al nodo MT del transformador con cambiadores de tap.
- Un transformador MT/BT en donde se posiciona la demanda y generación distribuida de la red.

Bajo las premisas anteriores, es posible construir un sistema de media tensión realista, en el que sea posible estudiar los efectos de la inclusión de la generación distribuida en los distintos escenarios propuestos en la sección 3.2.2.

3.3. Esquema general de la metodología para red de distribución real

En este trabajo se distinguen dos grandes etapas, en un principio se procesan los datos de entrada de la red, los datos procesados se utilizan para formar el problema de optimización y en el cálculo de flujos de potencia en OpenDSS. El esquema general de la metodología se muestra en la Figura 20.

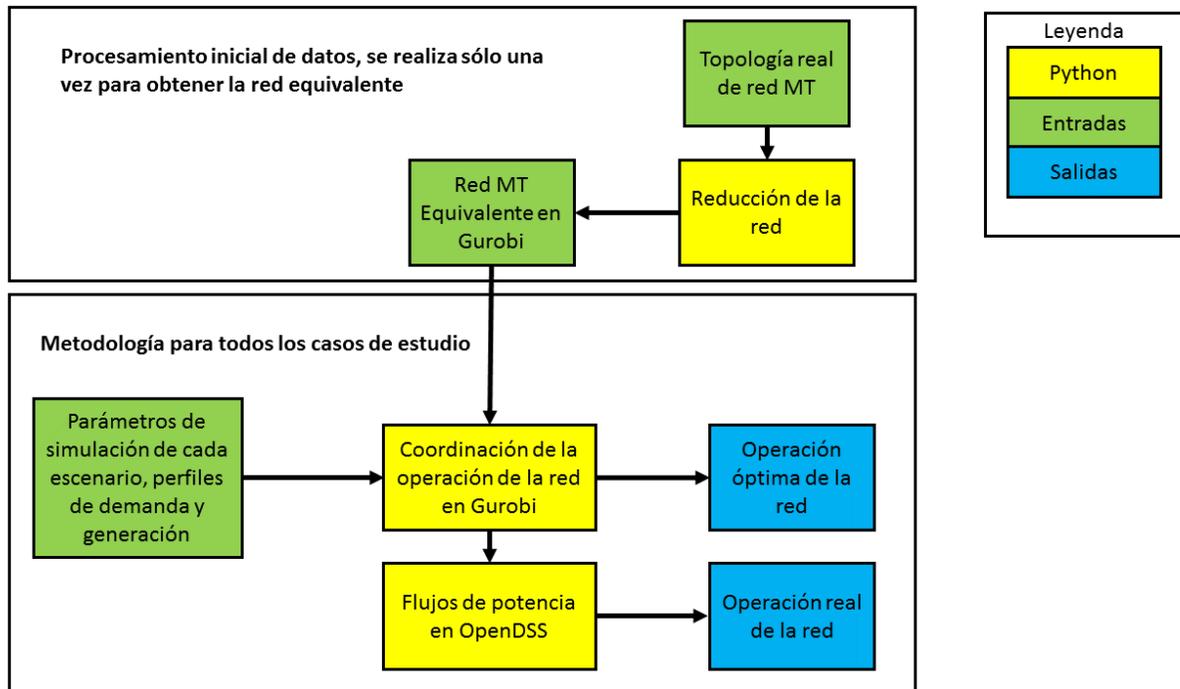


Figura 20: Esquema general de la metodología para el estudio en una red de distribución real

En la sección 3.3.1 se describe el formato esperado de los datos, también se explica cómo se realiza el procesamiento para obtener la base de datos utilizada en la fase de optimización, mientras que, en el apartado 3.3.2 se indican los escenarios de control a implementar en una red de distribución real de media tensión.

3.3.1. Procesar base de datos de entrada

La base de datos de la red de distribución, almacena información sobre los nodos de la red y su ubicación geográfica, ya que los datos de entrada se encuentran mapeados, permitiendo así identificar los equipos en un plano cartesiano de dos dimensiones. La Tabla 12 muestra un ejemplo de formato la base de datos de los puntos de la red.

Tabla 12: Ejemplo genérico de base de datos de nodos

NODO_IEC_ID	TYPE	X [m]	Y [m]
1504082130	transformador	394806,129	7080365,18
40228	estructura	393553,31	7083810,25
1000046126	transformador	396627,95	7080678,39
129153	estructura	395501,25	7080585,38
40204	estructura	393833,38	7082312,94
501893270	estructura	395716,946	7080921,1
40450	estructura	389518,788	7094931,08
504450172	estructura	396144,844	7080452,23
500736522	estructura	396293,107	7079944,55
500735751	tierra	394925,272	7080019,18

En cuanto a las líneas, se indica el tipo de cable que une ambos nodos, la impedancia de cada tipo de conductor es conocida, dicha información se almacena en una base de datos aparte, así, junto a la ubicación de cada extremo de la línea¹³, es posible calcular la impedancia de dicho tramo, multiplicando el largo del tramo por la impedancia base del conductor correspondiente. La Tabla 13 muestra un ejemplo del formato para los datos de líneas.

Tabla 13: Ejemplo genérico de base de datos de líneas

ID	NODO_IEC_ID_1	NODO_IEC_ID_2	PHASES	CUDN
155	172315	1000009626	3	CDAACU3C017000
726	172314	40414	3	CDAACU3C017000
923	504441216	1504441215	3	CDAACU3C013000
283	155822	504081268	3	CDAACU3C013000
335	9531	40255	3	CDAACU3C017000
199	39793	1000009686	3	CDAACU3C013000
69	500711981	39916	3	CDACCU3A034000
774	500739127	40147	3	CDAACU3C013000

Los datos de una red de distribución realista, responden a una disposición espacial de los equipos, ubicados en un punto determinado del plano que representa a la localidad, a pesar de lo anterior, la fase de optimización sólo requiere valores de impedancias entre nodos, por lo que el detalle de dónde se ubica cada equipo en la red es información redundante para la optimización.

Bajo la premisa anterior, es pertinente reducir la red al número mínimo de nodos posibles, sin distorsionar el comportamiento eléctrico del sistema, principalmente por dos motivos:

1. Al reducir la cantidad de nodos y líneas, se reduce la cantidad de variables y restricciones, así se reduce el esfuerzo computacional de la fase de optimización y de OpenDSS.
2. La información necesaria y suficiente para el modelo de optimización son las impedancias entre los tramos y la ubicación eléctrica (a través de líneas de transmisión) de los puntos de intercambio de energía entre GD y demanda, por lo que no necesita la ubicación geográfica los equipos.

Considerando los motivos presentados, la reducción de la red original se compone de los siguientes sub-procesos:

- Comprobar la existencia de anillos e informar en pantalla los nodos afectados. Es posible realizar su corrección manualmente o dejar que el programa elimine alguno de los tramos redundantes que causan el problema. Esto permite garantizar la operación radial de la red de media tensión.
- Eliminar ramas sin demanda, esto es necesario ya que, si existen tramos con demanda cero que estén conectados a la red, puede afectar fuertemente la calidad de resultados de la optimización entera, asociada a la posición del tap en el transformador de la subestación alimentadora y en las estimaciones de las pérdidas de la red, por lo que es altamente posible

¹³ Coordenadas (x,y) que representan la red en un plano cartesiano, cuyas distancias se encuentran en metros

que, bajo condiciones sin demanda, las corrientes obtenidas no se acercan al valor correcto¹⁴.

- Sumar impedancias en serie de tramos que sean del mismo conductor¹⁵, siempre y cuando, el nodo que se ubique en medio de los tramos serie, no tenga demanda o generación. De lo contrario los tramos quedarán representados de forma explícita en los datos finales.
- Los nodos que se eliminan en la suma de líneas en serie, deben tener dos nodos vecinos, en caso de tener más es imposible calcular un equivalente serie o paralelo ya que es parte de la ramificación de la red original. La Figura 21 muestra un esquema de la reducción serie de nodos.

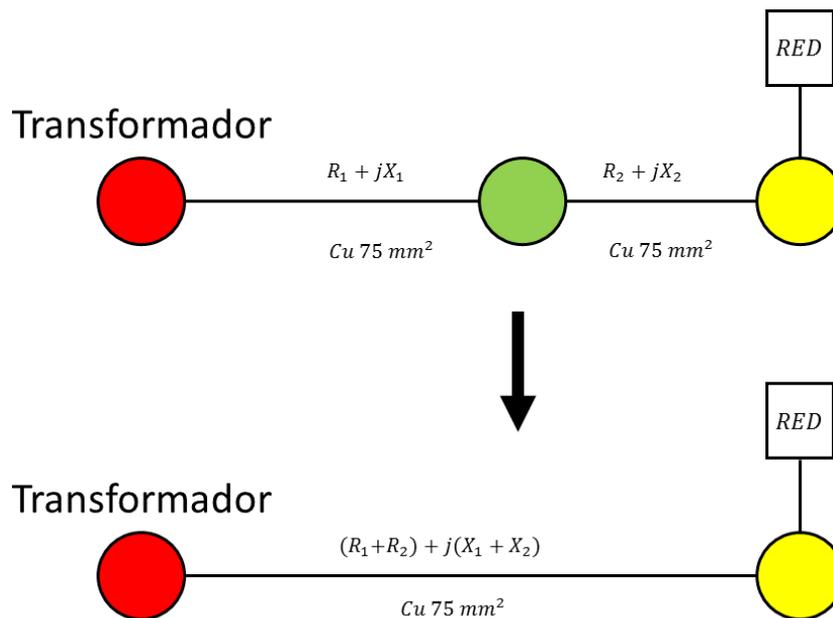


Figura 21: Esquema de la reducción de tramos serie para construir el modelo de entrada en Gurobi

- Escribir planillas de salida, considerando una completa compatibilidad con el formato de los datos de entrada de la fase de optimización.
- Emitir un gráfico de los nodos y tramos de la red, considerando las coordenadas (x,y) de la red inicial, permitiendo así una visualización rápida del esquema final.

¹⁴ En los datos de Infraestructura eléctrica (http://secgis.sec.cl/gis_electrico/infraestructura/maps.html#) específicamente para la red MT de Diego de Almagro existe una rama completa que no posee transformadores MT/BT, por lo que según los alcances de este trabajo, no posee demanda y debe ser eliminada.

¹⁵ El tipo de conductor indica el límite de corriente asociado al tramo, el valor máximo de uso para la línea depende de factores térmicos, por lo que al agrupar distintos conductores no se puede establecer un criterio claro para el límite de corriente del tramo equivalente.

A modo de síntesis, la reducción de tramos en serie bajo las reglas explicadas anteriormente es un proceso necesario, principalmente para reducir la cantidad de datos sin distorsionar los fenómenos de régimen permanente de la red. En la Figura 22 se puede observar una comparación entre de la red completa¹⁶ y el sistema de tamaño reducido obtenido de forma posterior a la reducción, los sistemas se muestran de forma parcial para visualizar mejor el efecto de la reducción, principalmente en los nodos en negro, los cuales no poseen generación o demanda. En números generales, la red completa del ejemplo se representa por aproximadamente 500 nodos, de los cuales 90 se encuentran en el sistema reducido, el número de líneas mantiene una relación similar debido a que ambos sistemas son radiales. El número de transformadores es de 49 en ambos sistemas.

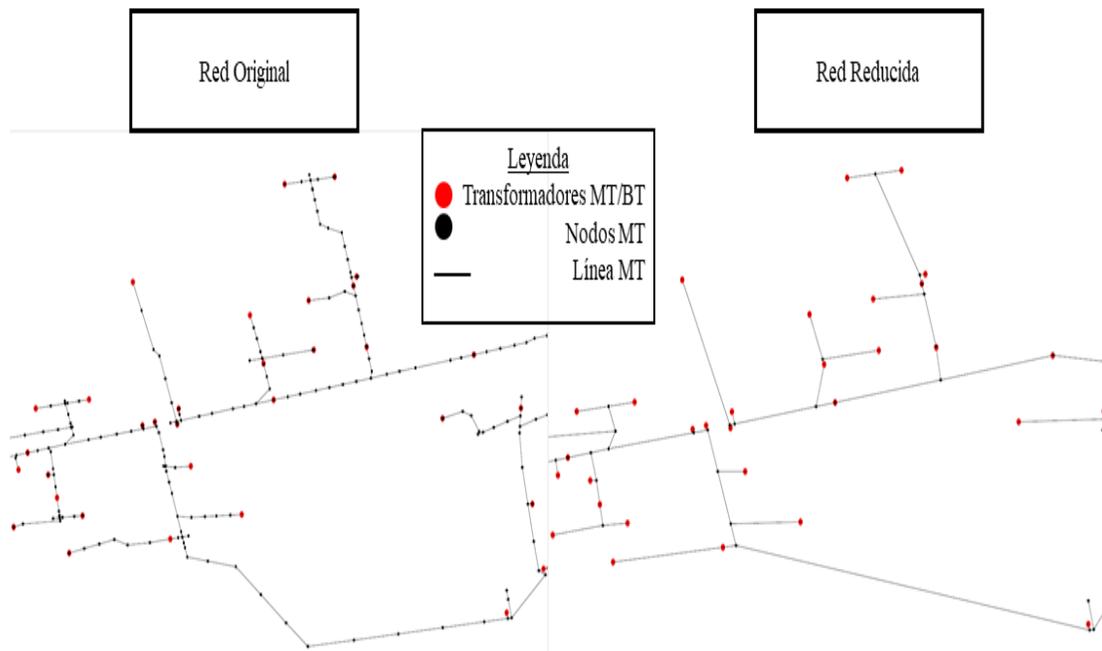


Figura 22: Comparación topológica de red original y red reducida

3.3.2. Escenarios de simulación sujetos a optimización

Utilizando la red obtenida después de los procesos descritos en la sección 3.3.1, se desea coordinar la operación de la red para mediante algoritmos de control maximizar la adopción de GD en la red, para ello se siguen los siguientes pasos:

- Indicar los perfiles de generación distribuida y demanda a utilizar en la optimización.
- Se indican en la base de datos Excel los elementos que se coordinan en la optimización, además de otros parámetros como voltaje de referencia, posición del tap en caso de que esta sea constante a lo largo de la simulación.
- Ingresar las rutas para las planillas de salida, tanto de la optimización en Gurobi como de los flujos obtenidos a través de OpenDSS.

¹⁶ La red utilizada para la reducción se basa en la topología de la red MT de Diego de Almagro

- Posterior a simular, se verifica la calidad numérica de los resultados, para ello se contrastan los flujos de potencia obtenidos en Gurobi mediante la aproximación cuadrática del OPF con lo resuelto por OpenDSS para el mismo punto de operación, según lo indicado en 3.5.
- Comparar los resultados entre los escenarios sujetos a optimización y el caso base, según los criterios de la sección 3.7.

3.4. Formulación del problema de optimización

El problema de optimización se formula en Gurobi, las siguientes secciones describen todas las restricciones necesarias para su implementación. El origen y sustento teórico de estas restricciones se explicitan en la sección 2.5

3.4.1. Nomenclatura utilizada para las ecuaciones

- N, L : Conjunto de nodos y líneas, respectivamente
 R_{mn}, X_{mn} : Resistencia y reactancia de líneas de distribución
 V_k : Tensión en el nodo k
 P_{ik}, Q_{ik}, I_{ik} : Potencias activa, reactiva y corriente por el tramo desde nodo i a nodo k
 $Q_{k,t}^{dem}, Q_{k,t}^{gen}$: Potencias reactiva demandada y generada en el nodo k en instante t
 $P_{k,t}^{dem}, P_{k,t}^{gen}$: Potencias activa demandada y generada en el nodo k en instante t
 $S_{k,t}^{máx}, pf_{min}$: Potencias aparente máxima y factor de potencia mínimo de la GD
 $\lambda_{ij,n}, x_{ij,n}, y_{ij,n}, m_{ij}$: Variables para modelar el cambiador de tap
 γ : Coeficiente de autodescarga
 E_t : Energía de la batería en instante t
 η : Rendimiento de carga o descarga
 P_t^d, P_t^c : Potencia de descarga y de carga en instante t

3.4.2. Función Objetivo (ver en sección 2.5.1)

$$\text{mín} \sum_{t=0}^T P_{\text{subestación alimentadora}} + \sum_{mn \in L} I_{mn,t}^2 * R_{mn}$$

3.4.3. Restricciones nodales (ver en sección 2.5.1)

$$V_{min}^2 \leq V_{k,t}^2 \leq V_{max}^2, \forall k \in N$$

$$\sum_{i=0}^{L_i} (P_{ik,t} - R_{ik} * I_{ik,t}^2) - \sum_{j=0}^{L_e} P_{kj} = P_{k,t}^{dem} - P_{k,t}^{gen} + P_{k,t}^{carga_{batería}} + P_{k,t}^{descarga_{batería}}, \forall k \in N$$

$$\sum_{i=0}^{L_i} (Q_{ik,t} - X_{ik} * I_{ik,t}^2) - \sum_{j=0}^{L_e} Q_{kj} = Q_{k,t}^{dem} - Q_{k,t}^{gen}, \forall k \in N$$

$$V_{\text{subestaciónAT}}^2 = V_{\text{referencia}}^2$$

3.4.4. Restricciones de tramos (ver en sección 2.5.1)

$$V_k^2 * I_{kj}^2 \geq P_{kj}^2 + Q_{kj}^2, \forall k, j \in L$$

$$V_k^2 - V_k^2 = 2 * (R_{kj} * P_{kj} + X_{kj} * Q_{kj}) - Z_{kj}^2 * I_{kj}^2, \forall k, j \in L$$

$$I_{kj}^2 \leq I_{kj}^2 \text{ máx}, \forall k, j \in L$$

3.4.5. Restricciones para GD conectada mediante inversor (ver en sección 2.5.3)

$$0 \leq P_{k,t}^{gen} \leq S_{k,t}^{máx}, \forall k \in N$$

$$P_{k,t}^{gen} * P_{k,t}^{gen} + Q_{k,t}^{gen} * Q_{k,t}^{gen} \leq S_{k,t}^{máx} * S_{k,t}^{máx}, \forall k \in N$$

$$-P_{k,t}^{gen} * \tan(\cos^{-1}(pf_{mín})) \leq Q_{k,t}^{gen} \leq P_{k,t}^{gen} * \tan(\cos^{-1}(pf_{mín}))$$

3.4.6. Restricciones Transformador AT/MT con cambiador de tap (ver en secciones 2.5.5 y 2.5.6)

$$\sum_{n=0}^{n_{bits}} 2^n * \lambda_{ij,n} \leq n_{taps}$$

$$m_{ij} = t_{ij}^{min} * U_j + \Delta t_{ij} * \sum_{n=0}^{n_{bits}} 2^n * x_{ij,n}$$

$$U_m = t_{ij}^{min} * m_{ij} + \Delta t_{ij} * \sum_{n=0}^{n_{bits}} 2^n * y_{ij,n}$$

$$0 \leq U_j - x_{ij,n} \leq (1 - \lambda_{ij,n}) * M, \forall n \in [0, n_{bits}]$$

$$0 \leq x_{ij,n} \leq \lambda_{ij,n} * M, \forall n \in [0, n_{bits}]$$

$$0 \leq m_{ij} - y_{ij,n} \leq (1 - \lambda_{ij,n}) * M, \forall n \in [0, n_{bits}]$$

$$0 \leq y_{ij,n} \leq \lambda_{ij,n} * M, \forall n \in [0, n_{bits}]$$

$$| tap_t - tap_{t-1} | \geq z_t$$

$$| tap_t - tap_{t-1} | \leq z_t * n_{taps}$$

$$tap_t = \sum_{n=0}^{n_{bits}} 2^n * \lambda_{ij,n,t}, \forall t \in T$$

$$\sum_{t=0}^T z_t \leq \Delta t a p s_{m\acute{a}x}$$

$z_t, \lambda_{ij,n}$ son binarias

3.4.7. Restricciones batería (ver en sección 2.5.7)

$$E_t = (1 - \gamma) * E_{t-1} + \Delta t * \left(\eta * P_t^c - \frac{P_t^d}{\eta} \right)$$

$$P_{min}^c \leq P_t^c \leq P_{max}^c$$

$$P_{min}^d \leq P_t^d \leq P_{max}^d$$

$$0 \leq E_t \leq E^{max}$$

$$E_0 = 0$$

3.5. Fase post-optimización: OpenDSS

Utilizando los resultados de la optimización obtenidos utilizando Gurobi, es decir, la posición del tap, niveles de generación distribuida y estado de las baterías en cada instante, se tiene un flujo de potencia determinado para la red de distribución. El esquema se resume en la Figura 23, el cuadro “leyenda” distingue el software en el que se realiza cada proceso.

El objetivo de esta fase es determinar si el flujo de potencia obtenido en Gurobi mediante una relajación del problema no lineal, concuerda con el flujo de potencia de OpenDSS, una herramienta validada para estos fines. Esta fase permite descartar errores numéricos en la optimización y comparar los valores obtenidos para la operación diaria con ambas herramientas.

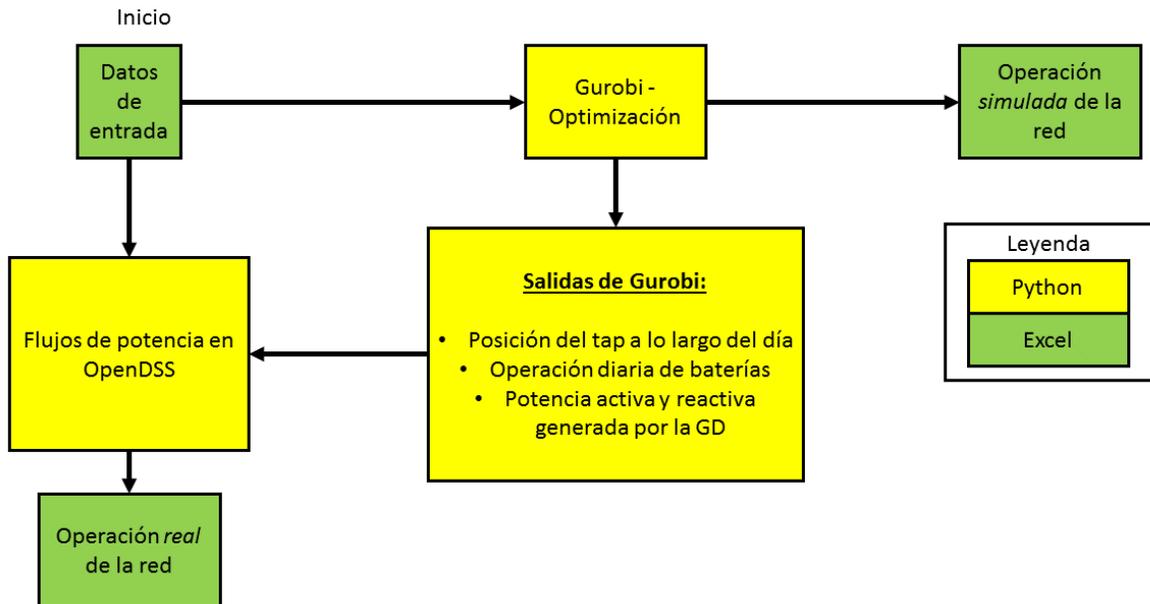


Figura 23: Metodología para el cálculo de flujo de potencia en OpenDSS

3.6. Definición de escenarios para red MT realista

3.6.1. Caso base teórico o escenario de máxima generación posible

El escenario denominado “Caso base teórico”, es un escenario especial ya que busca encontrar la cantidad de problemas que existirían en el sistema de distribución de estudio, bajo las siguientes condiciones:

- No se toma ninguna acción de control en la red respecto a la generación distribuida.
- Los equipos de almacenamiento de energía se encuentran desconectados de la red.
- La GD se utiliza al 100% de su capacidad nominal, sólo para generar potencia activa (factor de potencia unitario).
- Se cuantifican (sin gatillar ninguna acción de control) los problemas técnicos que puedan surgir debido a la masiva inclusión de generación distribuida, tales como problemas de tensión en transformadores o sobrecarga de líneas de transmisión.

Dado que no existe optimización alguna en este escenario, no tiene sentido que se realice la resolución del flujo de potencia en Gurobi, por lo que este escenario se limita a calcular la operación de la red en OpenDSS.

El análisis de resultados para determinar los problemas en la red, se enfoca en las tensiones y corrientes obtenidas en los flujos de potencia, considerando las métricas descritas en las secciones 2.6-2.7 de este trabajo.

3.6.2. Escenarios sujetos a optimización en la red MT basada en red MT de Diego de Almagro

Los escenarios donde se realizan acciones de control durante la operación de la red, se resuelven utilizando Gurobi, con la finalidad de maximizar la adopción de GD proveniente de fuentes renovables en el sistema. La Tabla 14 muestra los elementos que se coordinan en cada escenario.

Tabla 14: Detalle de escenarios sujetos a optimización para red MT basada en red MT de Diego de Almagro

Nombre de Escenario	Coordinar potencia activa	Coordinar potencia reactiva	Coordinar posición del tap transformador AT/MT	Coordinar operación de baterías en la red
Coordinando Potencia activa	Sí	No	No	No
Coordinando Potencia activa y reactiva	Sí	Sí	No	No
Coordinando Potencia activa, reactiva y Tap	Sí	Sí	Sí	No
Coordinando Potencia activa, reactiva, Tap y Batería	Sí	Sí	Sí	Sí

Con los resultados de la operación diaria para los distintos escenarios de optimización y el escenario base es posible realizar una comparación entre todos los casos. Lo anterior permite determinar los efectos que se producen en la operación a escala de régimen permanente al coordinar los elementos activos de la red, principalmente para verificar los niveles de adopción bajo cada estrategia de control.

3.7. Perfiles de entrada

3.7.1. Generación distribuida solar PV

Acorde a la revisión de la sección 2.2.5, la generación distribuida instalada en Chile, bajo la Ley de Netbilling se caracteriza por ser mayoritariamente de tecnología solar. El perfil de generación utilizado sigue la forma de una curva de radiación, con resolución en intervalos de 10 minutos, como muestra la Figura 24.

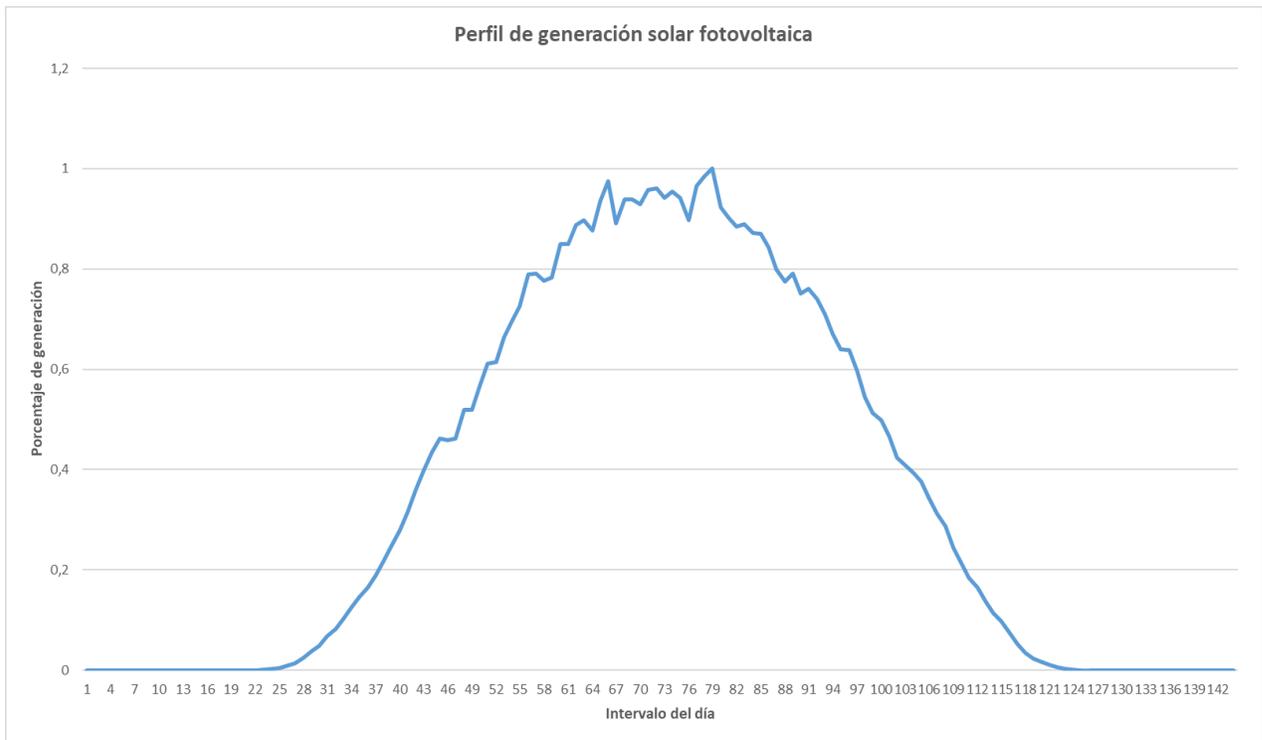


Figura 24: Perfil de GD solar fotovoltaica

3.7.2. Demanda

Los puntos de demanda se ubican en cada transformador de MT/BT en donde se agrupan todos los clientes de BT, gran parte de estos clientes son de tipo residencial, por lo que el perfil usado es un promedio de diversas formas de carga de clientes de este tipo, por lo que la curva representa una agrupación de consumidores. El perfil de demanda utilizado para dichos clientes se muestra en la Figura 25, construido a partir del modelo desarrollado en [52].



Figura 25: Perfil de demanda diario para simulaciones

3.8. Cálculo de Hosting Capacity para red de distribución de media tensión

La metodología para el cálculo de la Hosting Capacity de la red, se detalla en la Figura 26, es importante destacar que el porcentaje de admisión en la red se calcula en relación al tamaño del transformador MT/BT al que se conecta. El OPF de la red se calcula en OpenDSS, para luego, mediante el uso de Python se analizan los problemas de operación (tensión y corriente) en el sistema.

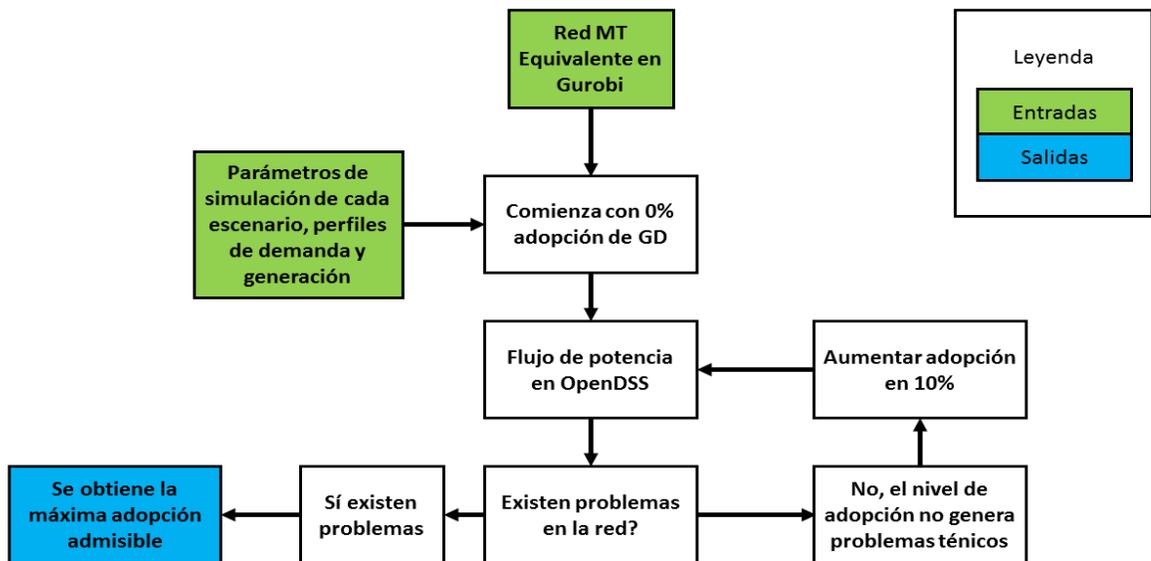


Figura 26: Metodología para el cálculo de la Hosting Capacity de la red de media tensión

3.8.1. Problemas de tensión y de corriente del caso base

Los criterios expuestos en la sección 2.6 se aplican al caso base, para las tensiones se utilizan los siguientes rangos:

- Primer criterio: La tensión promedio medida en intervalos de 10 minutos debe encontrarse en todo momento entre 0,85 y 1,1 p.u. [4]
- Segundo criterio: La tensión promedio medida en intervalos de 10 minutos debe encontrarse el 95% del tiempo de una semana o siete días de medición continua entre 0,94 y 1,06 p.u. [4]

A modo de simplificación, el segundo criterio se considerará diario dado que este es el horizonte de la simulación. Basta con que alguno de los criterios expuestos se cumpla para contabilizar el problema de tensión.

Para identificar los tramos con problemas de corriente, se consideran los criterios expuestos en el apartado 2.7, lo que se sintetiza en los siguientes criterios:

- Primer criterio: La corriente promedio medida en intervalos de 10 minutos debe encontrarse en todo momento como máximo en un 150% de su capacidad nominal. [26]
- Segundo criterio: La corriente promedio medida en intervalos de 10 minutos debe mantenerse como máximo en un 100% de su capacidad nominal durante 60 minutos consecutivos.

De la misma forma que para las tensiones, si alguno de los criterios se cumple para un tramo, se contabiliza el problema de corriente.

Se grafican los problemas de la red para todos los niveles de adopción de generación distribuida, los resultados referenciales se muestran en la Figura 27 para los problemas de tensión y en la Figura 28 para los de corriente.

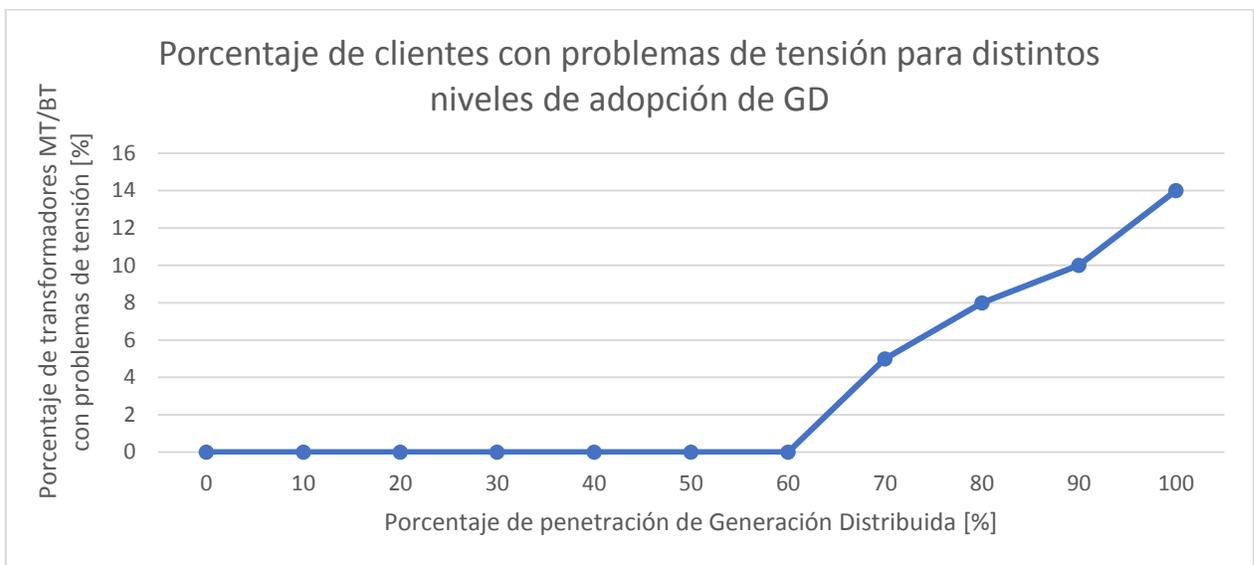


Figura 27: Gráfico referencial del porcentaje de clientes con problemas de tensión para distintos niveles de adopción de GD

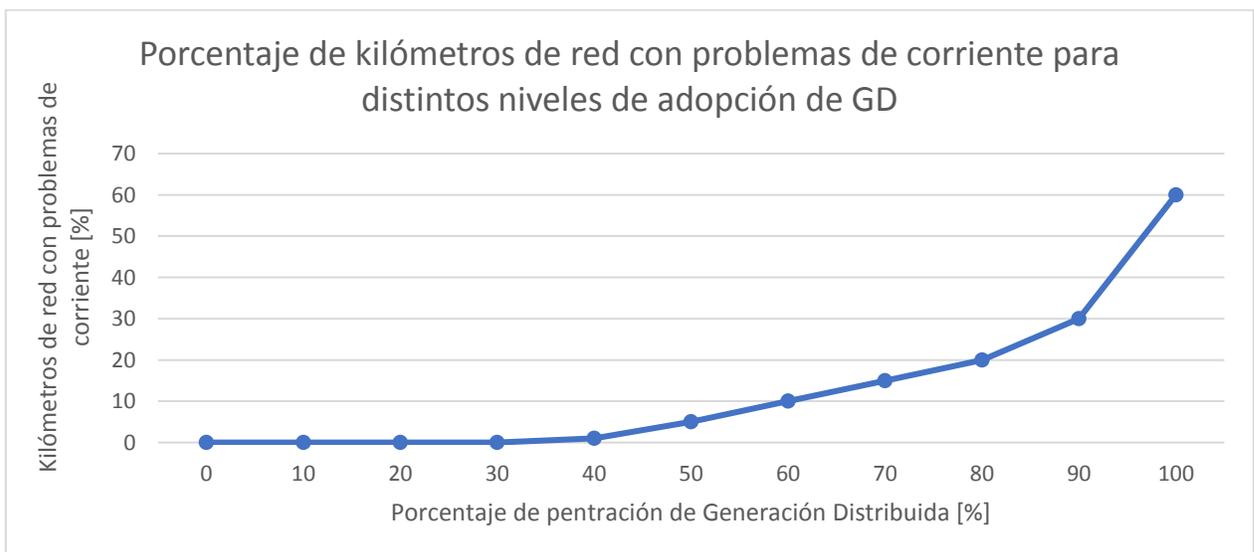


Figura 28: Gráfico referencial de porcentaje de tramos con problemas de corriente para distintos niveles de adopción de GD

4. Desarrollo

En el presente capítulo se contextualizan los casos de estudio de este trabajo, principalmente con la finalidad de entregar las características básicas de los sistemas sobre los cuales se aplica la metodología.

En el apartado 4.1 se indican las características de un sistema de media tensión de 3 barras, el cual permite validar la operación calculada con el modelo de optimización. En la sección 4.2 se caracterizan distintos aspectos del caso de estudio basado en la topología de la red MT de Diego de Almagro.

4.1. Caso de estudio: Red de Media Tensión de 3 barras

Con la finalidad de validar los resultados del modelo de optimización, se sigue la metodología descrita en la sección 3.2.2, aplicada a un sistema de estudio simplificado de 3 barras, los parámetros generales, como impedancias de tramos y el tamaño de la demanda, se obtienen de los tutoriales de OpenDSS disponibles en [53].

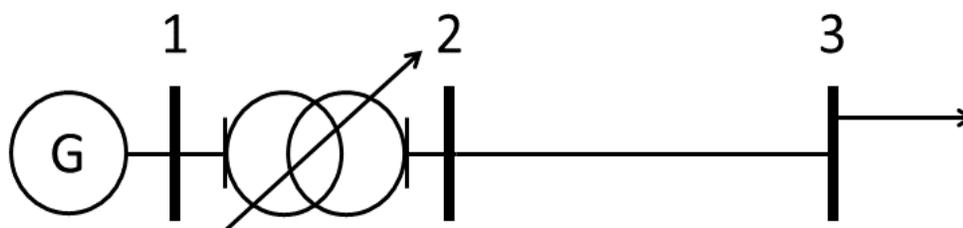


Figura 29: Sistema de Media Tensión de 3 barras

Para efectos del cambiador de tap, se supondrá que puede regular tensión en un rango de 10%, con tres posiciones posibles:

- Posición 0 con ratio de transformación 0,95
- Posición 1 con ratio de transformación 1, esta es la postura central usada para el caso base y en los casos que no se coordina la operación del cambiador de derivación.
- Posición 2 con ratio de transformación 1,05

El tamaño de la demanda es de 5,2 MVA, operando a factor de potencia 0,93 inductivo. La generación distribuida del sistema se dimensiona con un tamaño de 10,4 MVA, tal nivel de adopción permite de activar restricciones de tensión y corriente en el sistema durante la operación diaria de la red MT. Lo anterior es útil para verificar vertimiento de energía y evaluar el funcionamiento de las acciones de control.

4.2. Caso de estudio: Red basada en red MT de Diego de Almagro

4.2.1. Aspectos generales

La localidad de Diego de Almagro se ubica en la tercera región de Chile, denominada región de Atacama, es parte del sector Norte del país. Los orígenes de la localidad se remontan al año 1899,

en donde la comunidad se establecía en forma de caserío, alrededor de la actividad minera de salitre y ferroviaria del ferrocarril de Chañaral, una región vecina. En dicha época, la localidad se denominaba Pueblo Hundido, con gran actividad de agrupaciones sociales como Comité Pro Pueblo Hundido y el Centro para el Progreso de Pueblo Hundido. En el año 1972 el presidente Salvador Allende aprobó la Ley que hace de Pueblo Hundido una comuna, cuyo primer alcalde sería Florencio Vargas. Finalmente, en el año 1977 el nombre de la comuna fue sustituido por Diego de Almagro. [54] [55]

La comuna de Diego de Almagro, se encuentra en el área de concesión la empresa distribuidora EMELAT¹⁷, la cual es parte del grupo CGE¹⁸. En su memoria anual de 2016, la empresa EMELAT declara un total de 100.376 clientes y 638 GWh de energía vendida, además de \$4.640 millones en inversiones de infraestructura y equipamiento¹⁹. [56]

Gran parte de la infraestructura eléctrica de la comuna de interés puede ser consultada en [57], con ello se obtiene la Figura 30, en ella sólo se excluyen dos transformadores de gran tamaño ubicados al noroeste de la ciudad. No se posee conocimiento exacto de la información relacionada a los conductores de la red MT de Diego de Almagro, sólo se posee una codificación del conductor denominada CUDN, por lo que el desarrollo en ningún caso emula el comportamiento de la red real, sino que de una red con la misma topología y parámetros realistas.

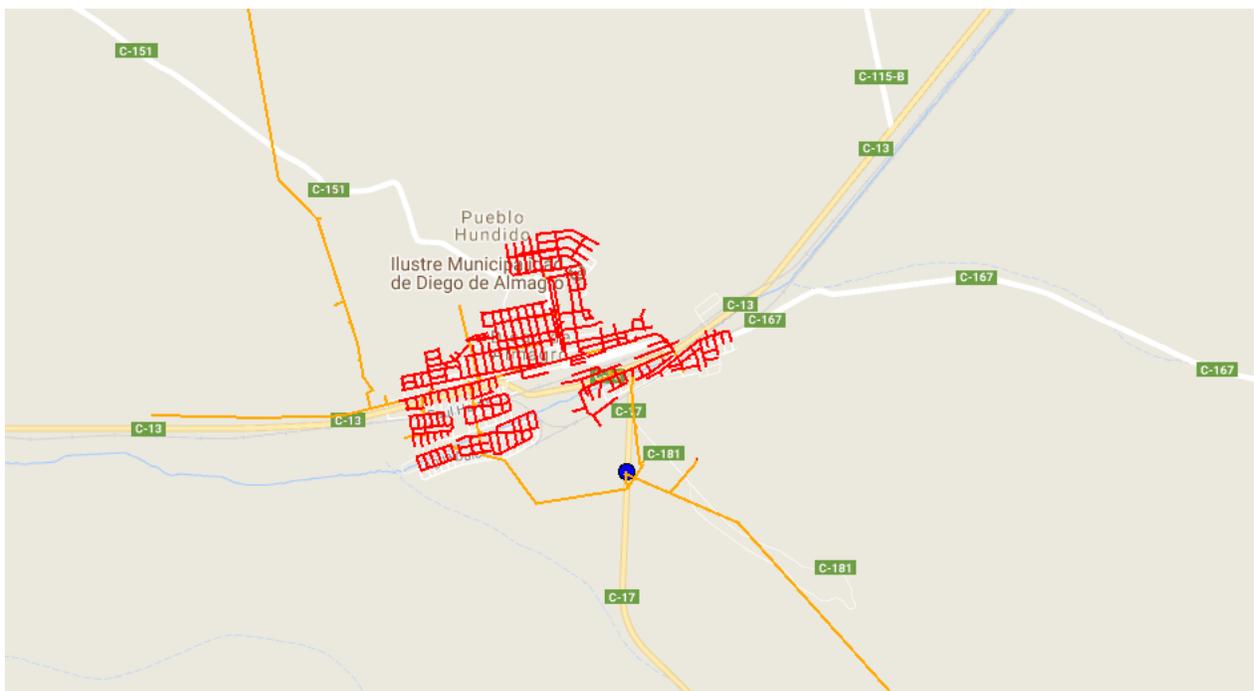


Figura 30: Red MT y BT de la comuna de Diego de Almagro [57]

¹⁷ Empresa Eléctrica Atacama S.A.

¹⁸ Compañía General de Electricidad.

¹⁹ El total de la empresa incluye otras comunas en donde la empresa EMELAT posee concesión para brindar suministro.

Si sólo se consideran los tramos de media tensión de la red, es posible utilizar la metodología descrita en la sección 3.3.1 para reducir la red y obtener el sistema radial con el menor número de nodos posibles que represente fielmente los efectos del sistema original, el sistema reducido se muestra de forma completa en la Figura 31, mientras que en la Figura 32 se muestra la porción más densa de la red. El nodo alimentador se encuentra en la parte más densa de la red, simbolizado con un triángulo.

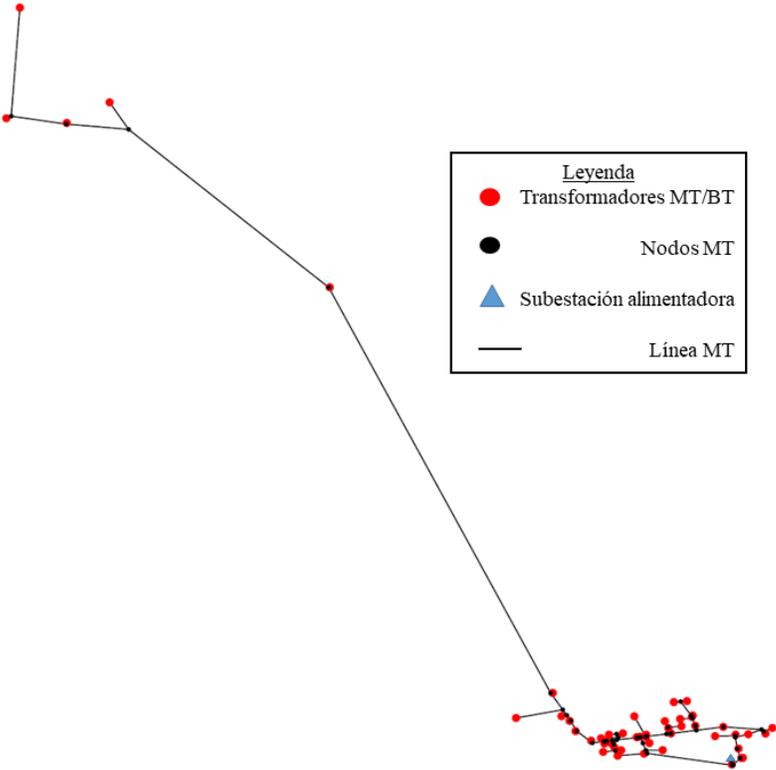


Figura 31: Representación gráfica general de la red MT

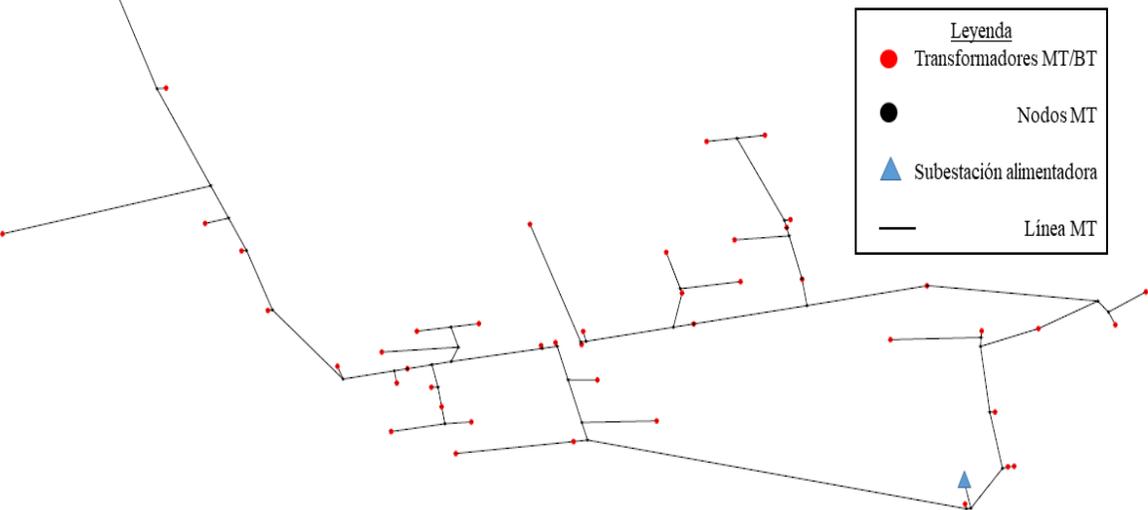


Figura 32: Representación gráfica detallada del área de mayor densidad de la red MT

4.2.2. Caracterización del sistema MT basado en la red MT de Diego de Almagro

Considerando todos los tramos de media tensión, la red de distribución tiene un largo total de 30,729 kilómetros, el sistema nace desde sólo un nodo alimentador. La cantidad de transformadores es de 49 sin considerar el transformador AT/MT, en estos 49 puntos se agregan las demandas y también la generación distribuida solar, la capacidad de transformación total del sistema es de 4,801 MVA²⁰, para efectos de este trabajo se supone que la carga se comporta con factor de potencia 0,93 inductivo durante todo el horizonte de análisis.

En la Figura 33 se muestra la distribución de los transformadores de la red según su tamaño, particularmente se puede ver que los dos transformadores más grandes son de 400 kVA y 500 kVA, mientras que la gran mayoría de ellos se encuentra bajo los 75 kVA. Cerca de un 34% de los transformadores es de 75 kVA, siendo esta la capacidad más común en la muestra de datos.

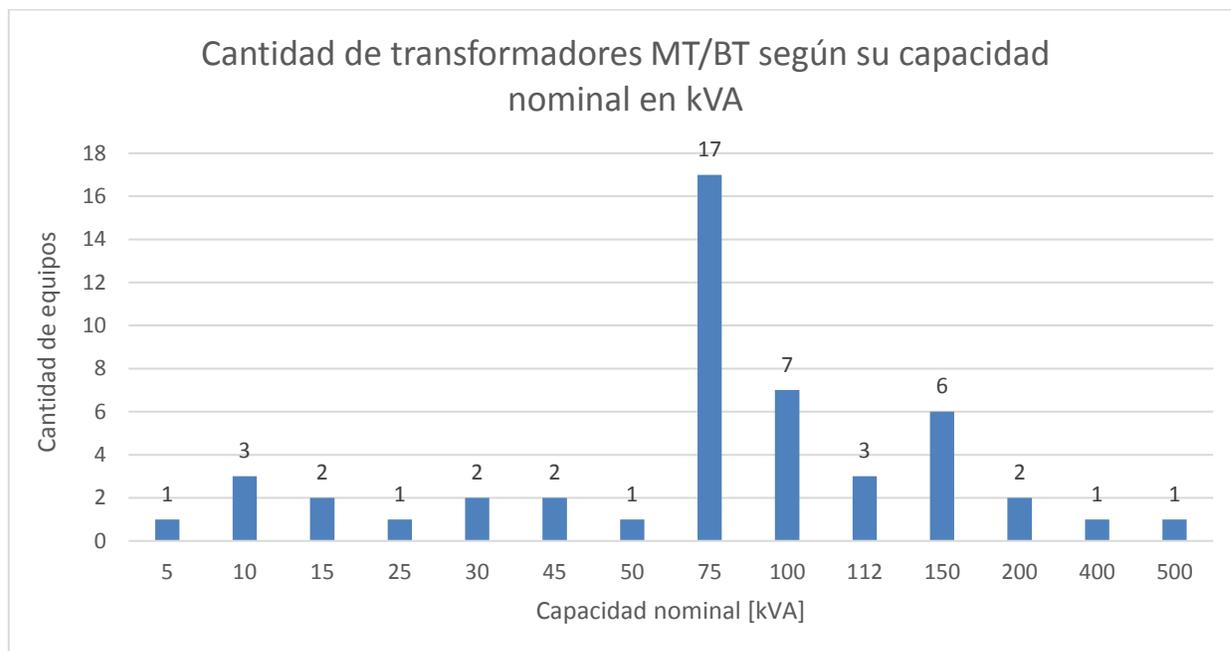


Figura 33: Cantidad de transformadores según su capacidad nominal en kVA para la red MT basada en red MT de Diego de Almagro

La distancia de cada transformador a la subestación alimentadora y su tamaño se encuentran disponibles en el Anexo A. La distancia se calcula utilizando el método del camino más corto proveniente de la teoría de grafos, más conocido como algoritmo de Dijkstra, considerando el largo de las líneas que unen los nodos de la red hasta llegar al alimentador. [58]

La distancia entre los puntos de retiro y la subestación alimentadora, es relevante para la operación de la red, principalmente por las fluctuaciones de tensión asociadas a la variación de las inyecciones o retiros. En particular los cuatro transformadores más distantes se encuentran a aproximadamente 13 kilómetros de distancia²¹, mientras que la mayoría de los transformadores se ubican en la zona de mayor densidad de la red, que se encuentra a menos de 3 kilómetros de distancia de la subestación.

²⁰ Esto en términos de la capacidad de los transformadores MT/BT.

²¹ En particular, el transformador que se ubica a mayor distancia, es el de mayor tamaño del sistema (500 kVA).

Al igual que con la demanda del sistema, se supone que la cantidad de paneles solares es proporcional a la cantidad de clientes conectados al transformador MT/BT, lo cual se supone que también es directamente proporcional al tamaño del transformador. Con respecto al factor de potencia, se supone que la generación distribuida conectada a través de inversores puede operar a factor de potencia límite de 0,93 inductivo o capacitivo.

Para dimensionar los parámetros resistivos e inductivos del transformador AT/MT de la subestación alimentadora, se utilizan valores aproximados como porcentaje de la impedancia en base propia del transformador referida al devanado de alta tensión.

La revisión de datos de transformadores reales se enfoca en algunos de capacidad y razón de transformación similar, a partir de lo publicado en información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional. Finalmente, se considera un 8% de la impedancia en base propia del transformador para este caso de estudio²².

²² <http://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl/instalaciones/?eid=82&type=39>

5. Resultados y análisis

En esta sección se muestran los resultados obtenidos utilizando la metodología descrita en el capítulo 3, para los distintos casos de estudio.

5.1. Red de Media Tensión de 3 barras

En este apartado se muestran los resultados del algoritmo de optimización y de OpenDSS para la red descrita en la sección 4.1, el análisis de los datos obtenidos se realiza con el fin de evidenciar el funcionamiento del modelo de optimización y validar la calidad de las soluciones obtenidas con una aproximación cuadrática del flujo de potencia no lineal.

5.1.1. Caso de estudio sin vertimientos en red MT de 3 barras.

En este caso de estudio no se imponen límites de corrientes por los tramos, los límites de tensión se consideran en una banda de 6% sobre y bajo de su valor nominal. Además, La capacidad nominal de la generación distribuida es de 10,4 MVA en el instante de máxima inyección, lo cual representa el doble de la demanda punta del sistema.

En este escenario no se considera el límite de corriente de la línea 2-3, lo que permite admitir toda la generación solar en el sistema sin producir problemas de corriente. Se desea mostrar que, si sólo se controla la potencia activa de la generación solar, el modelo de optimización obtiene el mismo resultado que el caso base simulado en OpenDSS, ya que no se requieren estrategias de control para admitir toda la generación distribuida en la red, es por ello que se denomina un caso sin vertimientos.

En la Figura 34 permite apreciar la subida de tensión en el nodo de carga debido a las inyecciones de la GD. El modelo en Gurobi determina que es posible utilizar toda la capacidad de GD disponible en un caso sin necesidad de vertimiento de energía limpia, la baja en el voltaje se atribuye a la mayor demanda de esa hora, los efectos de la carga neta²³ sobre la tensión del nodo se manifiestan en la curva. Finalmente, para el nodo de carga se tiene que la tensión y la potencia generada se comportan de igual forma en lo obtenido en OpenDSS para el denominado caso base, a tal punto que las curvas se superponen, lo que indica que los flujos de potencia calculados con ambas herramientas son bastante similares.

²³ Demanda menos generación en el nodo en cuestión o para todo el sistema

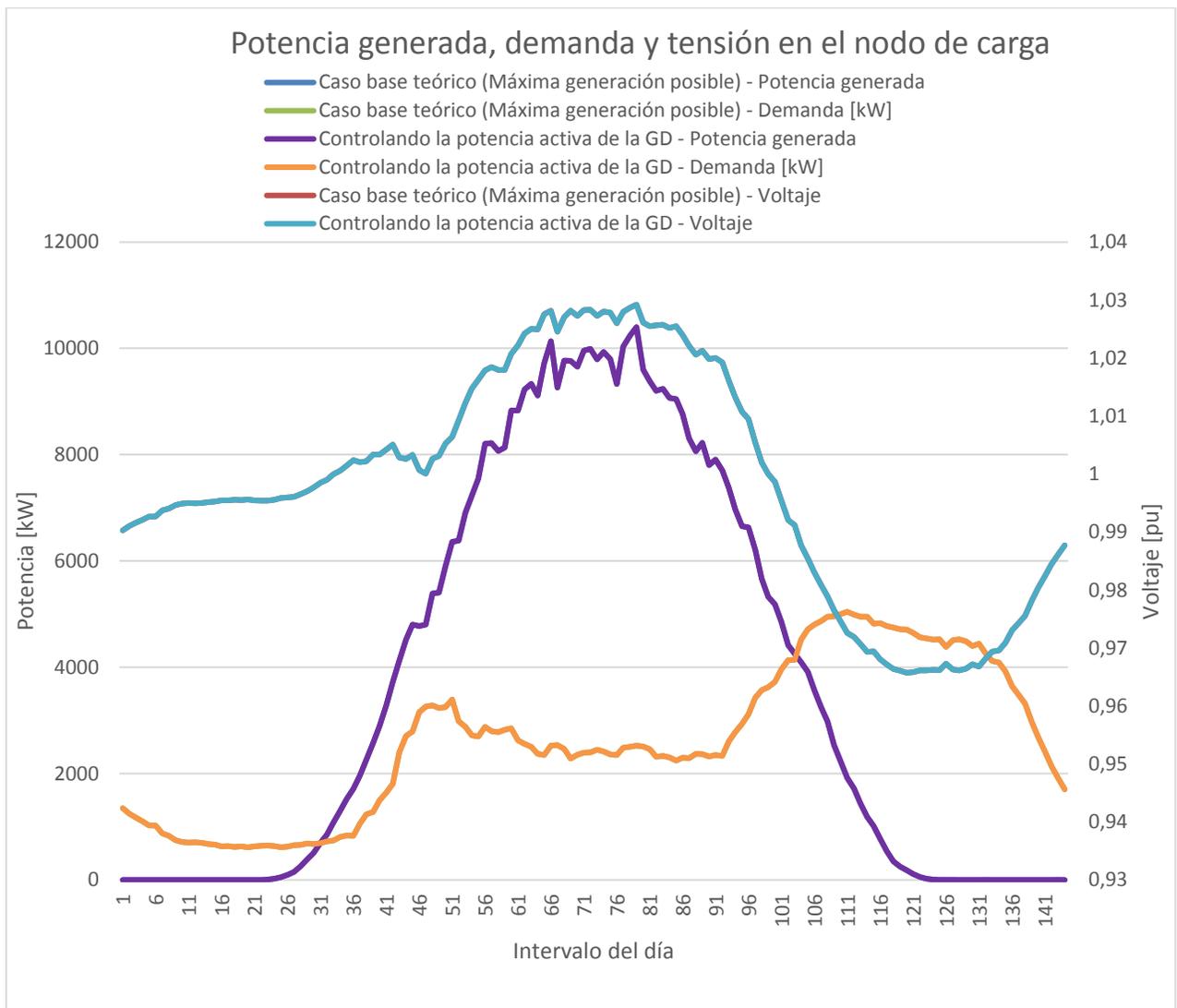


Figura 34: Comportamiento de la tensión debido a la potencia generada y demandada en el nodo de carga para el escenario base y controlando la potencia activa de la GD

El siguiente análisis se relaciona con la regulación de tensión bajo las siguientes estrategias de control:

- Determinar la potencia reactiva inyectada o retirada por la GD solar fotovoltaica
- Coordinar la posición del tap del transformador AT/MT.

Se desea determinar si existe un cambio sustancial en las pérdidas de la red y en la demanda de reactivos del sistema externo ubicado aguas arriba bajo los distintos esquemas de control.

En la Figura 35 se muestra un gráfico de barras con las pérdidas totales de la red, se puede inferir que las pérdidas disminuyen cuando se combinan más estrategias de control, especialmente al utilizar el cambiador de tap, el cual permite operar el sistema a tensiones mayores lo que se traduce en pérdidas y corrientes menores. La diferencia en términos de cantidades energéticas no es considerable porque el escenario permite la admisión de toda la GD sin problemas técnicos de régimen permanente, tales como limitaciones de tensión o corriente.

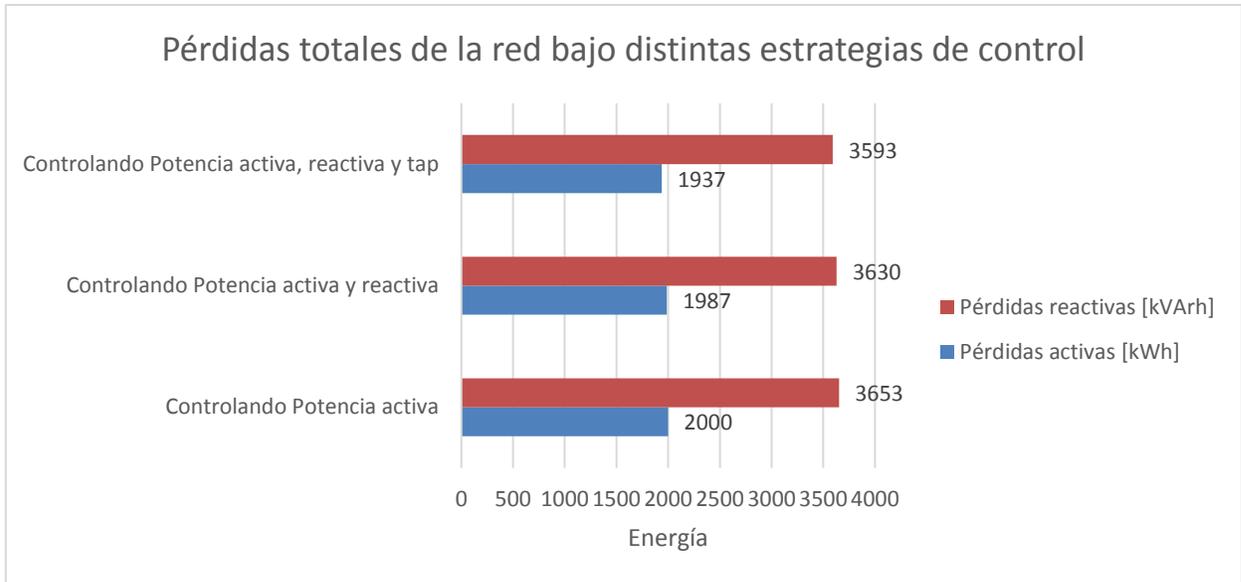


Figura 35: Pérdidas totales de la red MT de 3 barras en el caso de estudio sin vertimientos

Si se coordina la posición del tap es posible regular la tensión en el lado MT de la red, lo anterior se aprecia en la Figura 36, de forma tal que la tensión comienza a subir junto con la generación solar, el cambiador de tap actúa subiendo la razón de transformación cuando el valor de la tensión alcanza su límite superior de 1,06, el control implementado no posee ningún tipo de banda muerta, por lo que el cambiador de tap actúa a penas se alcanza la cota superior y lo hace de forma instantánea, lo anterior lleva a la caída de tensión mostrada en la curva.

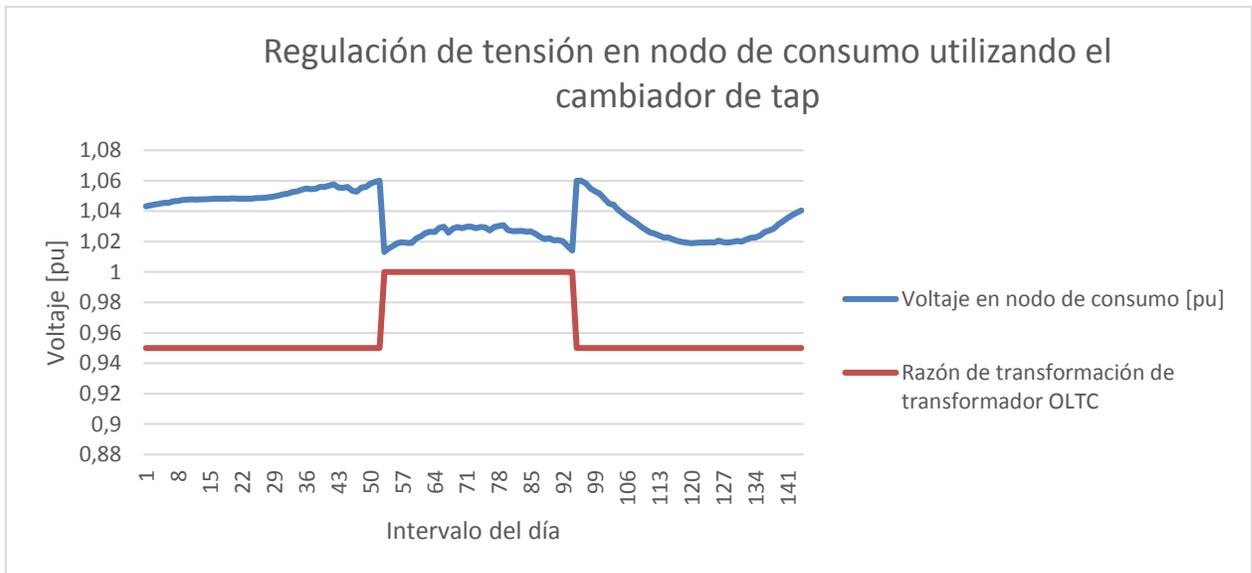


Figura 36: Regulación de tensión del cambiador de derivación del transformador AT/MT

El comportamiento del módulo de la corriente de la línea 2-3 se muestra en la Figura 37, se correlaciona con lo analizado anteriormente, el control sobre el cambiador de tap se muestra como una herramienta efectiva para elevar tensiones y disminuir corrientes por tramos, la diferencia sustancial con otros escenarios de control se da en ausencia de generación solar durante la demanda punta de la red, utilizando el cambiador de tap de forma adecuada es posible operar el sistema con corrientes menores, lo cual produce beneficios para la red de distribución y el sistema de AT

ubicado aguas arriba, ya que se disminuye levemente la exigencia al transformador de la subestación alimentadora.

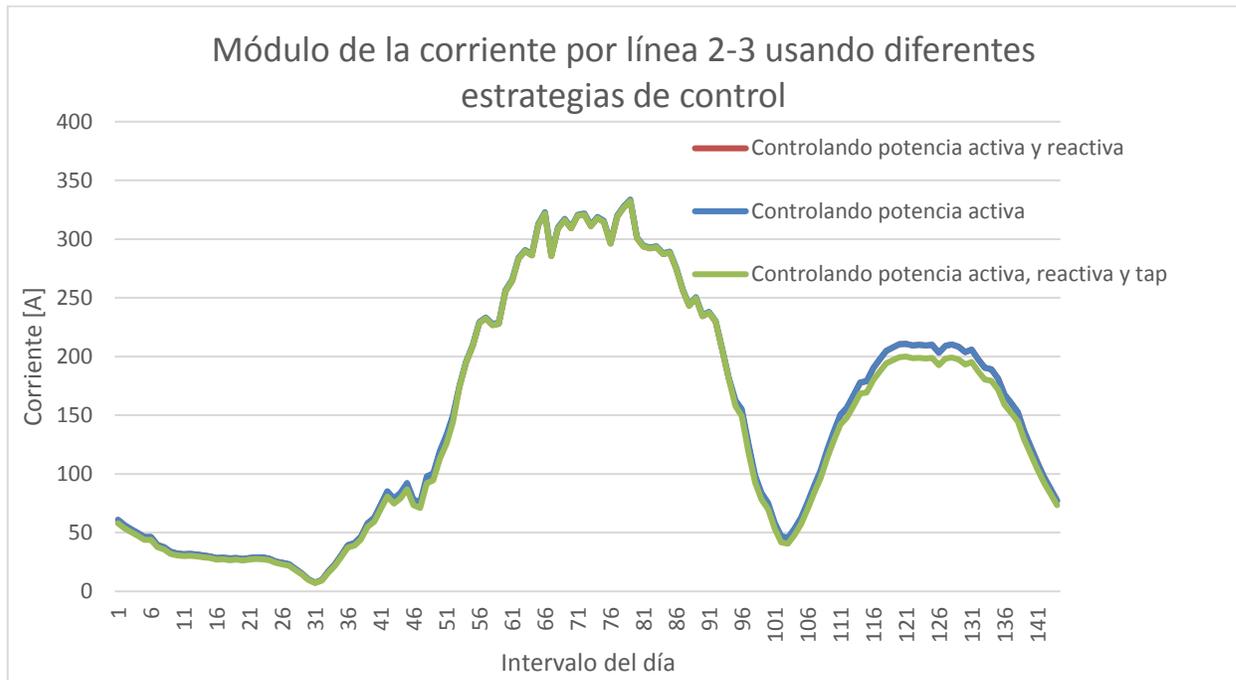


Figura 37: Comportamiento del módulo de la corriente por tramo 2-3 bajo distintas estrategias de control

5.1.2. Caso de estudio con vertimientos de generación distribuida en red MT de 3 barras

Si la GD posee capacidad nominal de 10,4 MVA se genera un flujo de corriente muy alto por la línea 2-3 durante las horas de sol, lo que obliga el vertimiento de energía proveniente de GD por falta de capacidad de transmisión. Los límites de tensión se mantienen en torno al 6% del valor nominal.

El uso de baterías en el nodo de consumo es crucial para almacenar la energía proveniente de fuente solar que no puede ser utilizada por la restricción de corriente en la línea 2-3.

Para el dimensionamiento de la batería se analiza la cantidad de energía vertida y la potencia de carga suficientes para evitar el vertimiento, además se considera la potencia necesaria para utilizar la energía almacenada previamente en las horas posteriores, donde no existen inyecciones de GD solar fotovoltaica.

En la Figura 38 se muestra como en el caso base el flujo por el alimentador es mayor al permitido, esto se debe al límite de corriente del tramo 2-3, el cual fue pensado para satisfacer con una pequeña holgura la demanda, no para exportar tal cantidad de flujo reverso a la red de alta tensión ubicada aguas arriba.

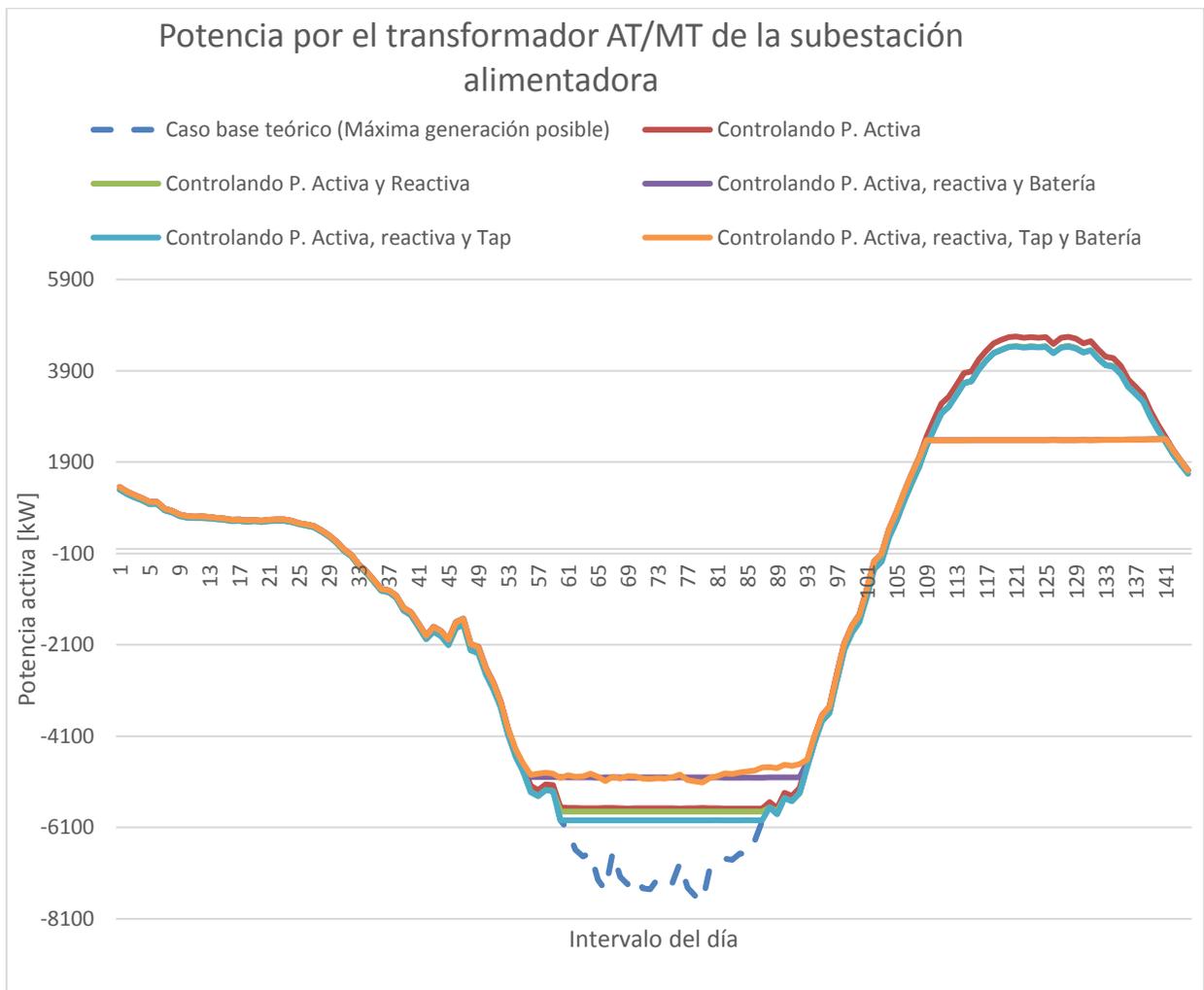


Figura 38: Flujo de potencia activa por transformador de subestación alimentadora AT/MT utilizando distintas estrategias de control

Estos niveles de exportación pueden ser negativos para la red de alta tensión si no se gestionan de forma adecuada, influyendo en su regulación de tensión, en la sobrecarga de equipos, en requerimientos de rampa del sistema, puede traer grandes ineficiencias económicas por operar centrales a mínimo técnico, etc. Estos efectos no son menester de esta red ficticia de 3 barras, pero para una red real podrían incluirse en el análisis mediante restricciones adicionales a la fase de optimización.

Las estrategias de control permiten limitar la corriente del tramo 2-3, los escenarios con baterías almacenan las inyecciones de energía solar para luego utilizarla en las horas punta del sistema, lo cual permite operar el sistema entre rangos factibles de operación con una mejor gestión energética, los efectos positivos que más se destacan son la reducción de pérdidas y una disminución en la demanda punta que se observa desde el sistema de AT.

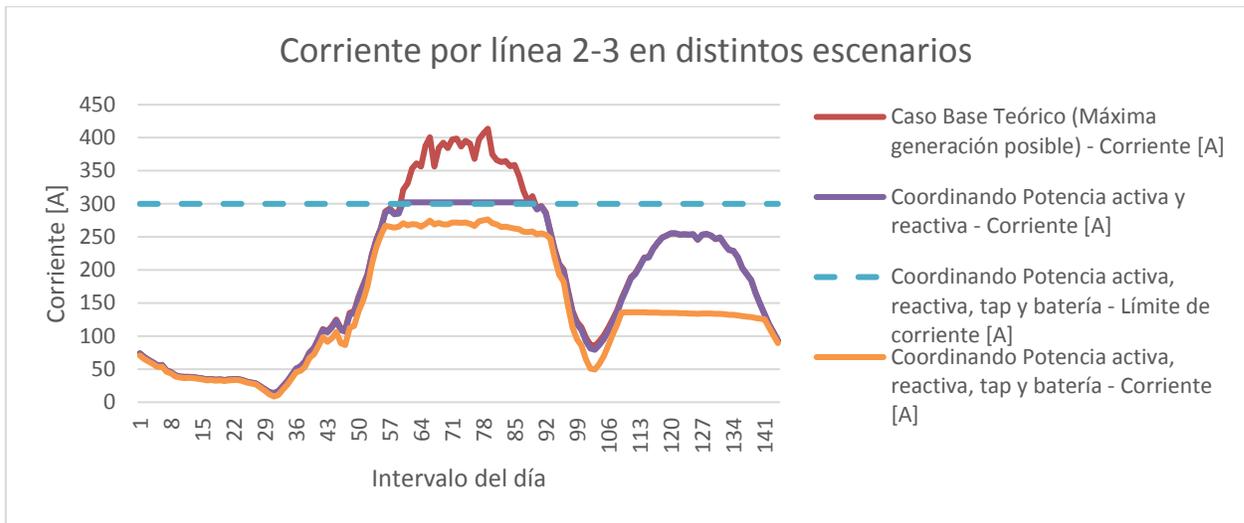


Figura 39: Corriente por línea de transmisión 2-3 en distintos escenarios

En la Figura 39 se muestra la forma en la que se limita la corriente por el tramo 2-3, cabe destacar que como la variable de optimización es el cuadrado de la corriente, no se posee información de la dirección, es por esto que siempre es positiva. También es importante hacer hincapié en cómo se recorta la corriente en el escenario con baterías tanto en las horas de sol como posterior en las horas de demanda alta y baja radiación solar, esto sucede porque al disminuir el valor de la corriente permite reducir las pérdidas de la red, porque estas son proporcionales a I^2 , de esta forma la energía requerida del sistema de la subestación alimentadora disminuye.

Para este nivel de adopción en la red, el almacenamiento implementado es suficiente para recortar la demanda punta con la energía almacenada, sin embargo, si la penetración de GD fuese mayor, se podría necesitar mayor capacidad de almacenamiento, siempre que no se desee desperdiciar energía solar y sea eficiente realizarlo.

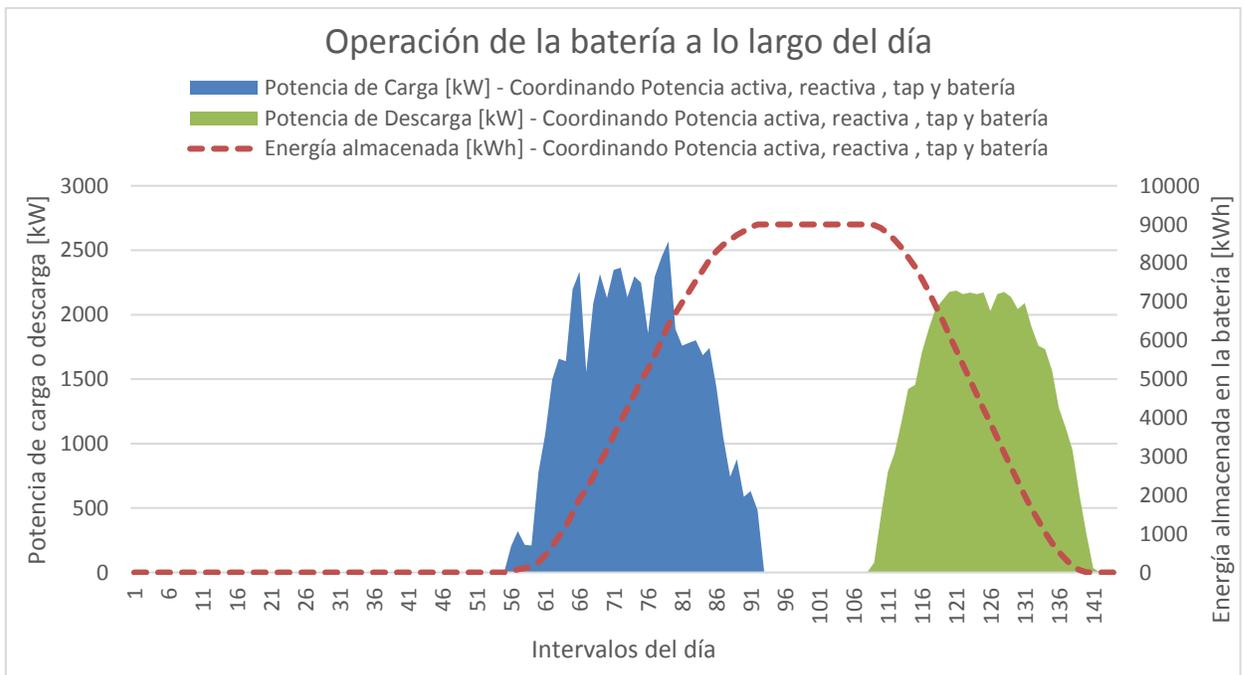


Figura 40: Operación de la batería ubicada en el nodo 3

En la Figura 40 se observa que el uso de las baterías en el modelo de optimización se debe a el perfil solar de la GD, también es importante que la curva de potencia de carga de la batería es más alta que la de descarga dado que el equipo de almacenamiento tiene pérdidas en la carga y descarga. La capacidad de almacenamiento se usa en su totalidad para luego inyectar la energía guardada durante los intervalos posteriores de mayor demanda.

Dado que la batería se utiliza para solucionar un problema de corriente, la forma de la curva de carga de la batería sigue la forma de la carga equivalente del nodo, es decir, capta la energía que no puede ser exportada por la línea que ya se encuentra operando bajo una corriente muy alta con respecto a su capacidad nominal.

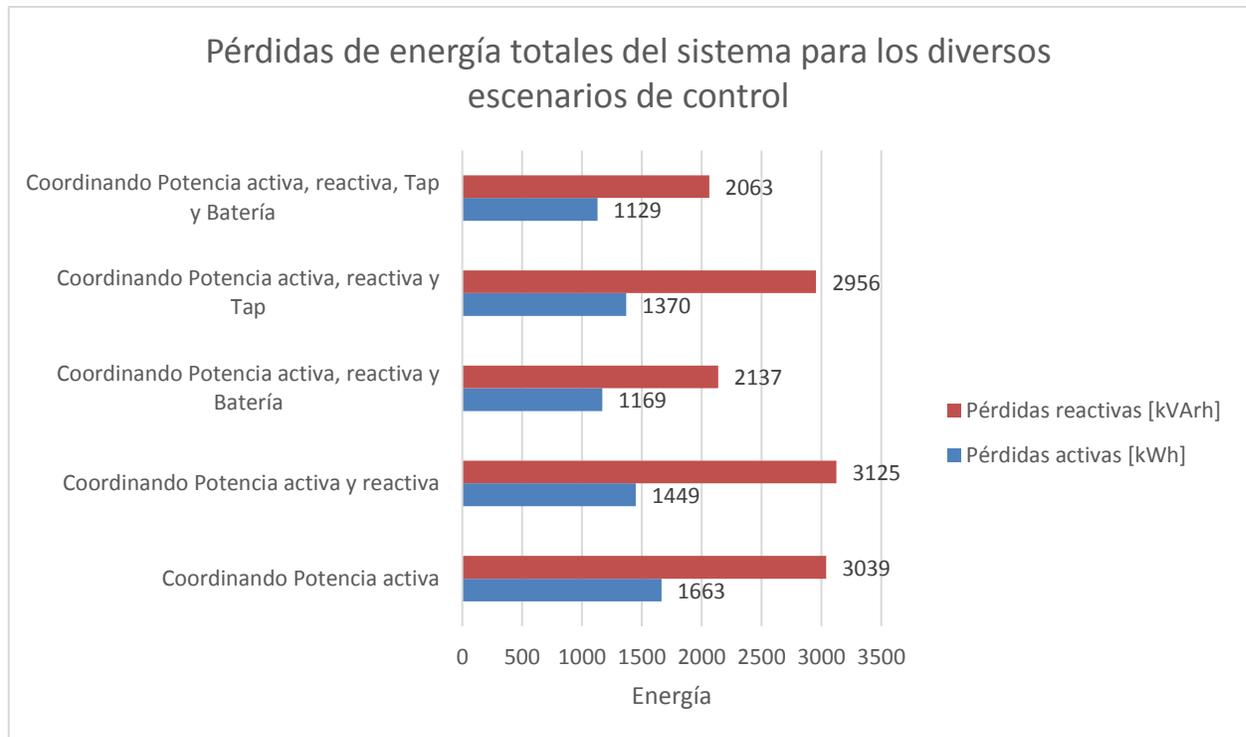


Figura 41: Pérdidas activas y reactivas de la red MT de 3 barras para el caso con vertimientos, utilizando distintas estrategias de control

En la Figura 41 se muestran las pérdidas totales de la red utilizando distintas estrategias de control sobre elementos activos, si se permite que la generación distribuida inyecte potencia reactiva se pueden disminuir las pérdidas totales de la red. Los escenarios con batería reducen las pérdidas del sistema de forma considerable ya que permiten reducir las corrientes por los tramos de la red, el escenario con menos pérdidas se obtiene al combinar todas las estrategias de control.

La mayor parte de las pérdidas de potencia reactiva se producen en el transformador AT/MT, cuya reactancia es considerable comparada a un tramo cualquiera de línea de distribución, típicamente para estos equipos se cumple que $R \ll X$, por lo que evitar la sobrecarga en este equipo es clave para reducir las pérdidas reactivas del sistema, especialmente considerando que el consumo de reactivos en este tipo de equipos en la realidad se encuentra limitado por la compensación local en la subestación alimentadora, o bien, según la cantidad de reactivos que pueda demandar de algún punto cercano.

En la Figura 42 se muestra la generación de potencia activa, el caso base representa todo el recurso disponible, es importante recordar que la admisión completa del recurso genera condiciones de operación infactibles sin el uso de redes inteligentes.

Utilizando baterías es posible utilizar la mayoría del recurso solar sin sobrecargar la línea 2-3, mientras que, el resto de los escenarios muestra vertimientos de energía debido a la falta de transmisión para exportar tales inyecciones.

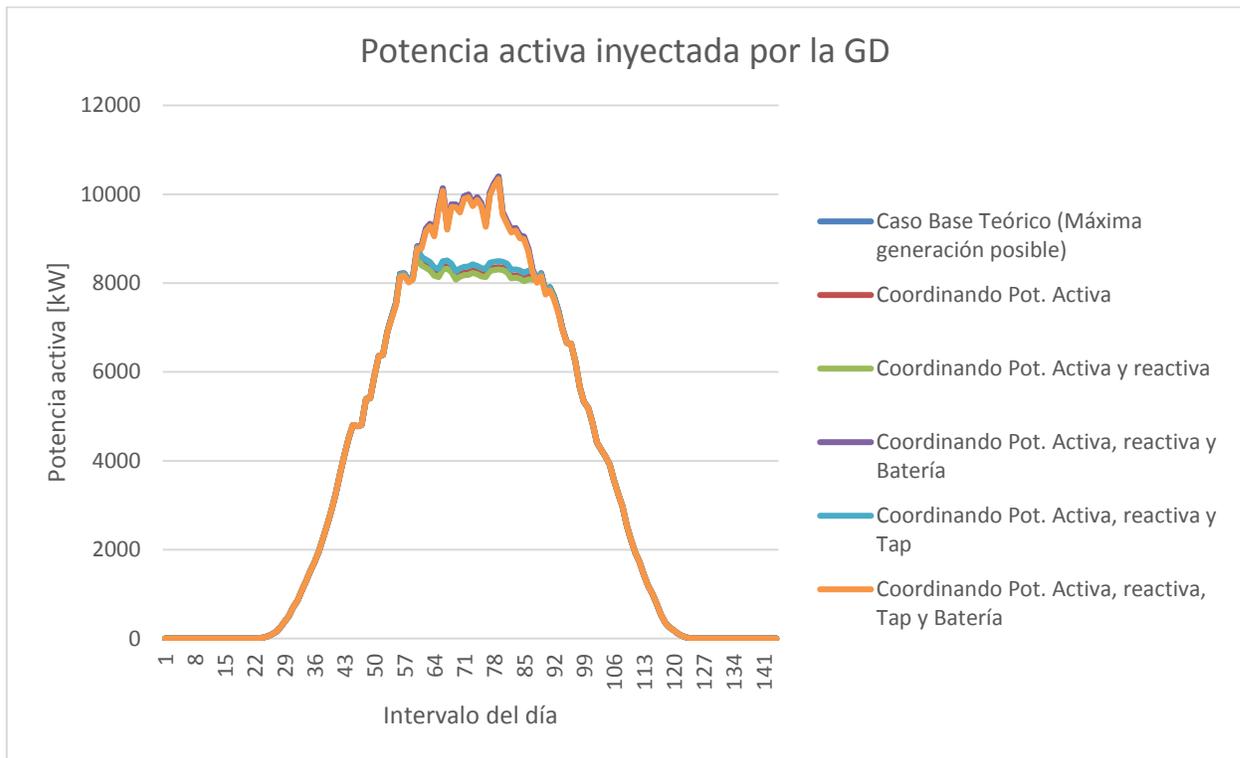


Figura 42: Generación diaria bajo distintas estrategias de control en la red MT de 3 barras

En la Figura 43 se muestra la energía total inyectada por la GD, el vertimiento diario sin utilizar esquemas de control es de 5,7 MWh aproximadamente, mientras que el escenario con baterías permite admitir gran parte del recurso. Las estrategias de control permiten incluir los 5,6 MWh a la red en un día, lo que equivale al consumo de 31 hogares promedio aproximadamente²⁴.

²⁴ Acorde a lo estimado en la cuenta tipo de la Ley de Equidad tarifaria el consumo de un hogar promedio en Chile es de 180 kWh por mes.

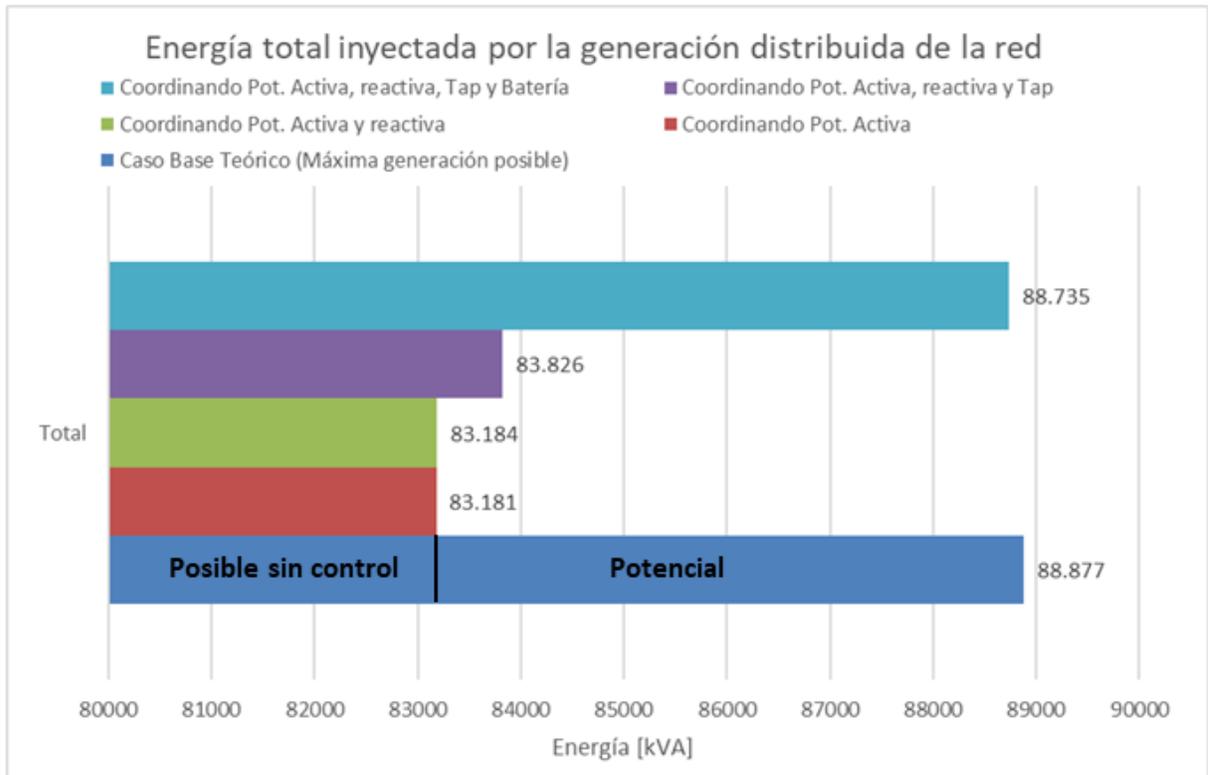


Figura 43: Energía total inyectada por la GD en la red MT de 3 barras

Los resultados mostrados corroboran la efectividad de la tecnología de almacenamiento para solucionar problemas de congestiones en la transmisión, mientras que la generación local de potencia reactiva y el cambiador de tap son aplicaciones enfocadas principalmente a la regulación de tensión en los nodos de inyección.

5.1.3. Exactitud del cálculo de la operación de la red

Considerando los resultados expuestos en las secciones 5.1.1 y 5.1.2, específicamente los flujos de potencia calculados con el modelo de optimización y OpenDSS, es posible calcular la diferencia para cada variable de estado en cada intervalo de tiempo, para todas las estrategias de control. De esta forma se calcula el error relativo del modelo de optimización con respecto a lo obtenido en OpenDSS.

La Tabla 15 muestra el porcentaje de error obtenido con la aproximación cuadrática del flujo de potencia implementada en Gurobi, para esto, se consideran todos los escenarios simulados. El cálculo es preciso en la mayoría de los casos. Sin embargo, hay errores de hasta un 2,7%²⁵ en el cálculo de la potencia reactiva de línea, lo cual se atribuye principalmente a situaciones de carga extremadamente baja, menor a 0,1 [A], en donde la restricción cuadrática ($V_{nodo\ emisor}^2 * I_{línea}^2 \geq P_{línea}^2 + Q_{línea}^2$) no se cumple como una igualdad. Sin embargo, la aproximación en términos generales es aceptable considerando que en la mayoría de situaciones no afectará el funcionamiento correcto de la optimización, para las situaciones con problemas se debe buscar reformular

²⁵ Este porcentaje de error se encuentra en un punto, durante un intervalo de tiempo de todos los escenarios y todos los intervalos de tiempo de las simulaciones.

numéricamente el problema de alguna forma, para evitar analizar datos con problemas en el cálculo de la operación en régimen permanente del sistema MT.

Tabla 15: Error de OPF calculado en Gurobi con respecto al simulado en OpenDSS

Variable	Error promedio [%]	Desviación estándar [%]	Máximo error [%]	Mínimo Error [%]
Voltaje en nodo	0,0282	0,1295	1,0316	0,0000
Potencia Activa de línea	0,002662047	0,005731834	0,1	0,0
Potencia Reactiva de línea	0,040574219	0,185355987	2,7	0,0
Corriente de línea	0,006542042	0,018457366	0,1	0,0

5.2. Red MT basada en red MT de Diego de Almagro

En esta sección se detallan los resultados obtenidos para la red de estudio descrita en la sección 4.2. En el apartado 5.2.1 se calcula la máxima capacidad de generación distribuida admisible por la red, mientras que en las secciones 5.2.2, 5.2.3 y 5.2.4 se muestran los resultados de la coordinación de elementos activos para niveles de adopción de 90%, 120% y 200% de generación distribuida, respectivamente.

5.2.1. Máxima adopción de generación distribuida de la red

Se desea calcular la Hosting Capacity²⁶ de la red MT realista basada en la información topológica de la red MT de Diego de Almagro, según lo estipulado en la sección 3.8, La Tabla 16 resume las condiciones de operación para el cálculo de flujos de potencia y análisis de la operación:

Tabla 16: Parámetros de simulación y estándares de análisis para problemas de tensión y corriente

Parámetro	Observación
Rangos de tensión para el 95% del tiempo, para intervalos de 10 minutos	$\pm 6\%$
Rangos de tensión para todos los intervalos de 10 minutos	Límite inferior: 0,85 pu Límite superior: 1,1 pu
Tamaño de la generación distribuida	En porcentaje del tamaño del transformador MT/BT al que se conecta
Límite de corriente para el 95% del tiempo, para intervalos de 10 minutos	100% de la capacidad nominal
Límite de corriente para todos los intervalos de 10 minutos	150% de la capacidad nominal
Nivel de demanda	Normal
Cambiador de tap	Posición central, razón de transformación 1.
Distribución de la generación	Equitativa en proporción a la capacidad nominal del transformadores MT/BT

²⁶ Máxima adopción factible de generación distribuida, los detalles del concepto se encuentran en el apartado 2.8.1

El porcentaje de clientes con problemas de tensión se muestra en la Figura 44, se puede ver que el funcionamiento fuera de la norma comienza al 90% de adopción, afectando a un 8% de los transformadores MT/BT.

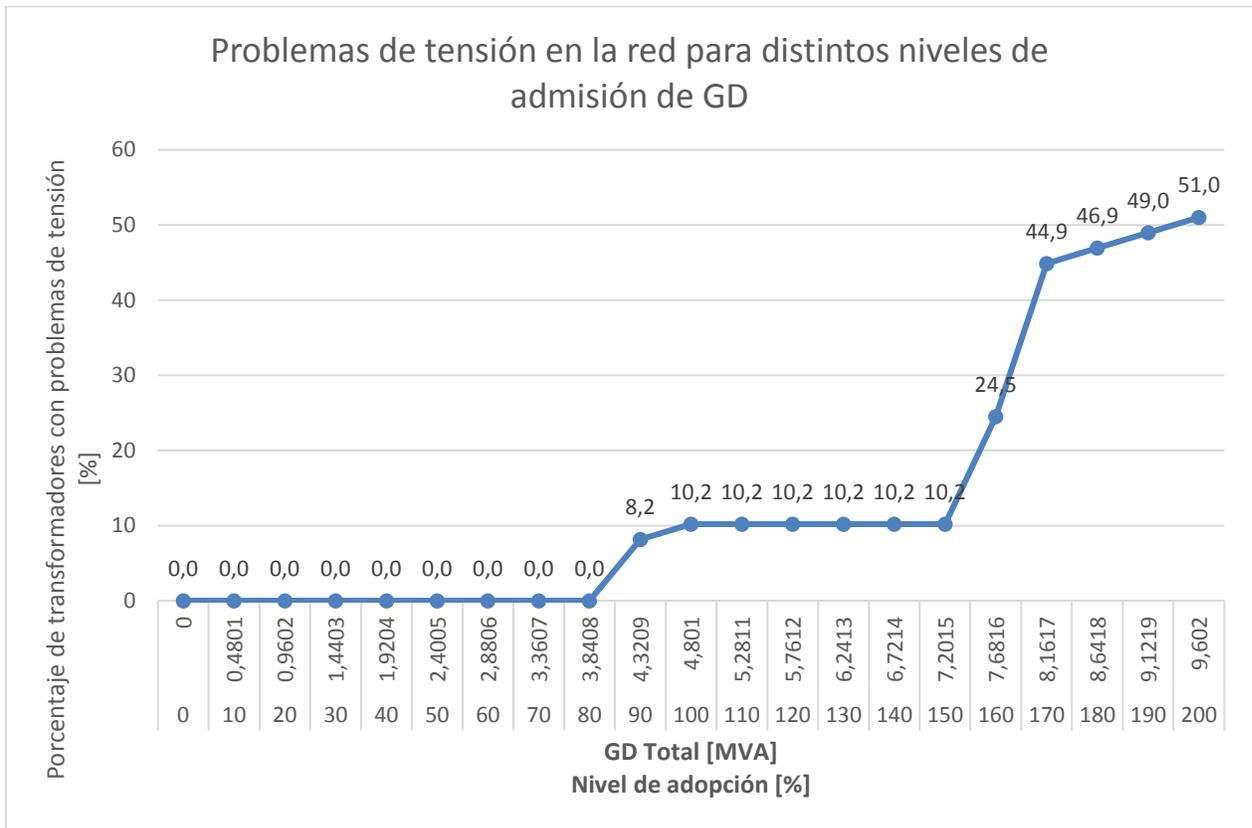


Figura 44: Problemas de tensión en la red MT basada en red MT de Diego de Almagro para distintos niveles de adopción

En la Figura 45 se muestra el porcentaje de tramos sobrecargados para distintos niveles de adopción, considerando la falta de algunos datos acerca de los límites de corriente de la red, es posible que las sobrecargas se manifiesten a niveles de adopción un tanto menores en la red real, sin embargo, no se esperan diferencias en las sobrecargas con los datos de la red real antes del 100% de adopción, ya que esta fue diseñada para abastecer esta cantidad de flujo, sólo que ahora la energía se mueve en la dirección opuesta. En general se espera que los tramos en media tensión posean una gran capacidad de transmisión comparado al caso de baja tensión, porque su capacidad se utiliza para satisfacer a un mayor número de clientes, según los estudios realizados en la sección 2.8, se espera que al considerar baja tensión de forma explícita, se obtengan potencialmente problemas de corriente para adopciones menores.

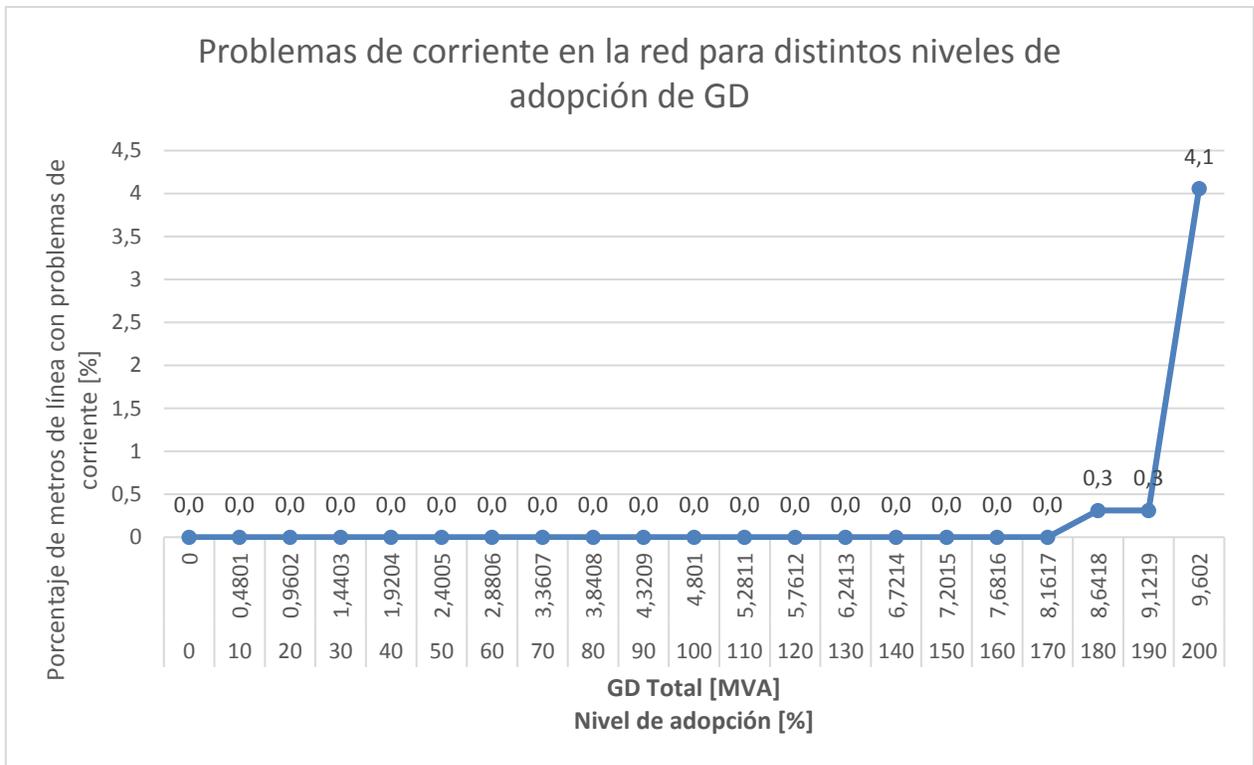


Figura 45: Problemas de corriente para distintos niveles de adopción de generación distribuida en la red MT basada en red MT de Diego de Almagro

En la Figura 46 se muestra la curva para la potencia activa del transformador AT/MT ubicado en la subestación alimentadora, es conocida como “curva de pato” por su forma característica a medida que aumenta el nivel de adopción de generación distribuida, en este caso se influencia principalmente por los flujos reversos desde la red de distribución al sistema de alta tensión. La imagen se construye sin considerar ningún algoritmo de control, bajo las condiciones del caso base teórico estipuladas en 5.2.1. Es importante remarcar que muchos de estos escenarios son infactibles en la operación de régimen permanente, debido a la subida de tensión asociada a las inyecciones de la GD solar, estas alzas podrían provocar la desconexión automática de la GD si es que se supera cierto umbral.

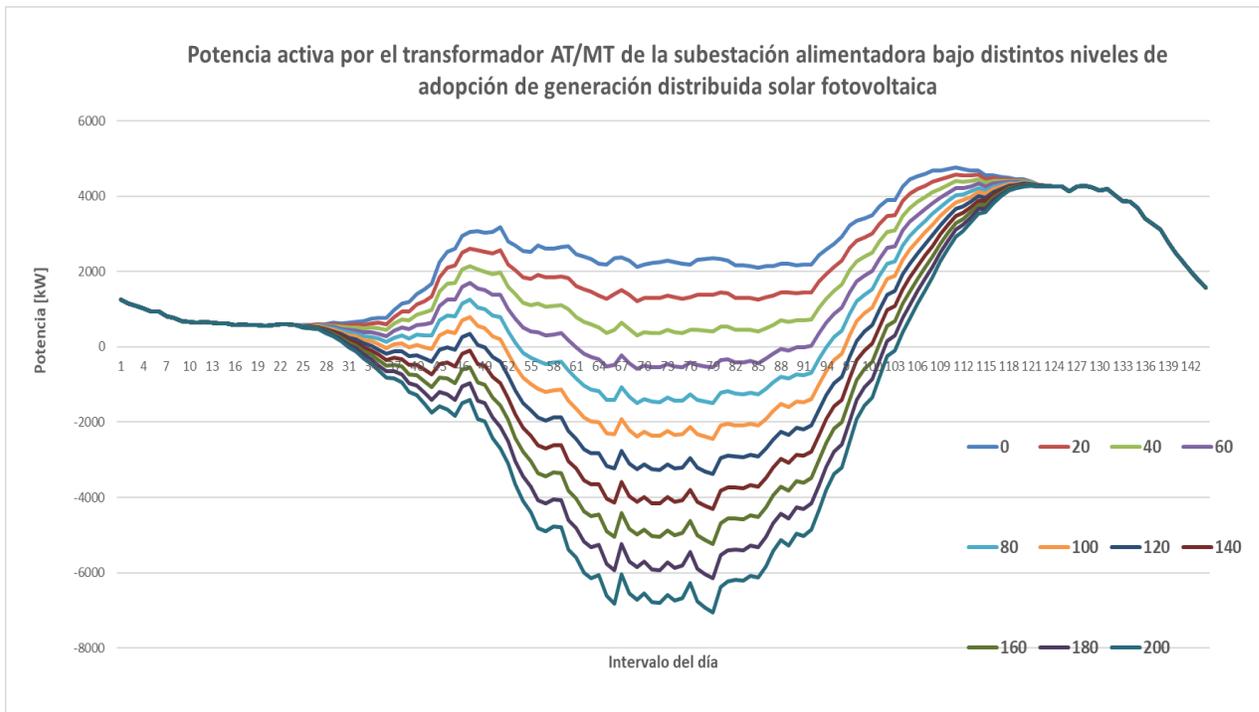


Figura 46: Potencia activa por el transformador AT/MT de la subestación alimentadora para distintos niveles de adopción de GD en la red MT basada en red MT de Diego de Almagro

En la Figura 47 se muestran las pérdidas de energía activa en la red para distintos niveles de adopción, se puede apreciar que la curva posee un valor mínimo ubicado en adopciones entre 70% y 80%.

Las pérdidas disminuyen para hasta un 80% de adopción, luego comienzan a aumentar de forma considerable a medida que aumenta la penetración de GD en la red de media tensión, a tal punto que son mayores al caso en que no hay generación en la red, lo que sucede en un 140% de admisión aproximadamente.

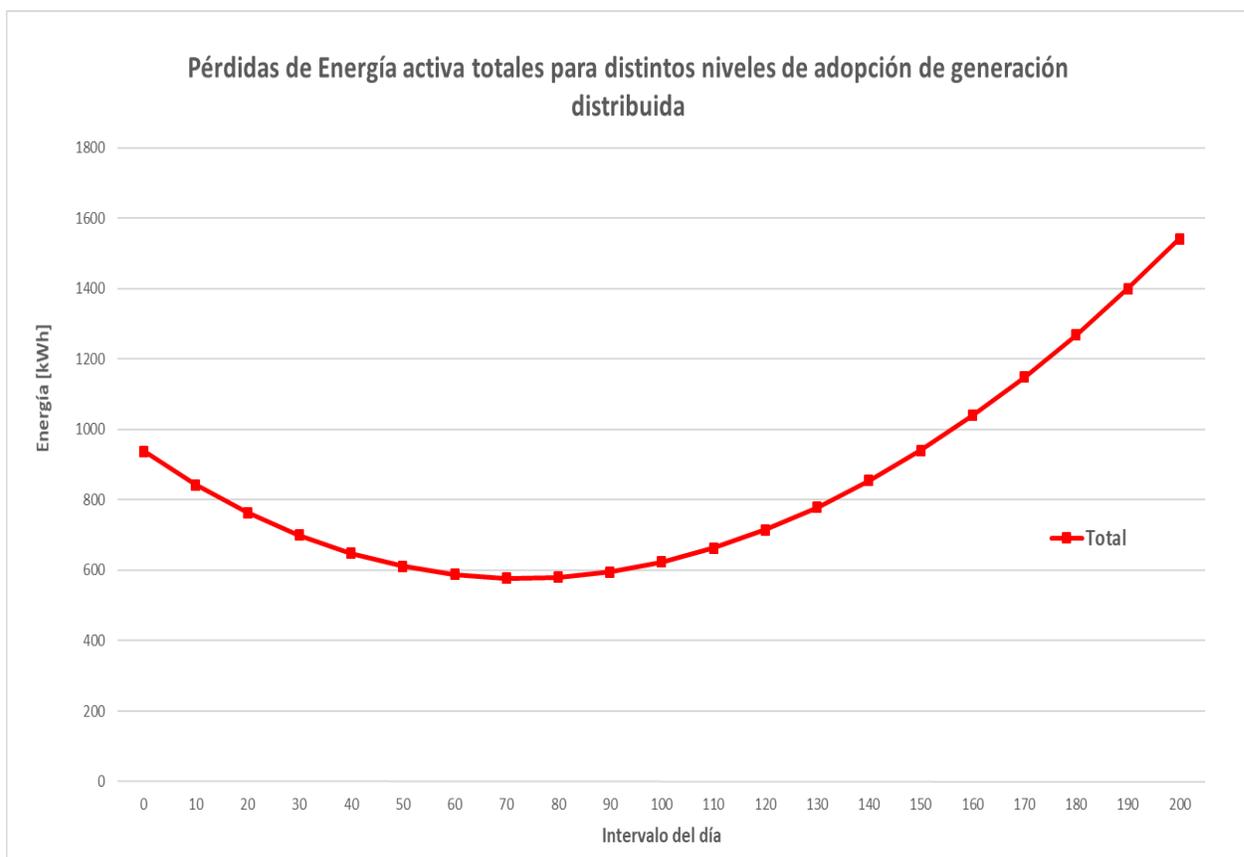


Figura 47: Pérdidas de energía activa totales en la red basada en red MT de Diego de Almagro para distintos niveles de penetración de generación distribuida solar, sin el uso de redes inteligentes

5.2.2. Primer escenario con problemas: 90% de adopción de generación distribuida

Considerando los supuestos indicados en 3.8, el primer indicio de problemas en la red se muestra al 90% de adopción de GD, se desea determinar si la coordinación adecuada de elementos activos en la red puede mitigar los problemas de tensión en el sistema. Para ello se generan distintos escenarios usando las siguientes estrategias de control:

- Controlar la potencia activa inyectada por la GD.
- Regular el factor de potencia de la GD.
- Operar el cambiador de tap.
- Gestionar la energía a través de baterías.
- Combinaciones de las estrategias ya mencionadas.

El primer escenario donde sólo se controla la potencia activa inyectada por la GD, permite cuantificar el vertimiento mínimo que se debe realizar para admitir la generación distribuida, en caso que no se active ninguna restricción operacional, tal vertimiento será nulo.

Los resultados de este caso permiten dimensionar la batería, considerando que tenga la potencia y capacidad suficiente para cargar ese vertimiento durante las horas de sol, y además que posea la potencia suficiente para descargar el vertimiento durante las horas restantes del día.

En la Figura 48 se muestra la potencia activa inyectada por la GD en dos escenarios, el caso base teórico y la potencia activa admisible en el sistema, se puede apreciar que para este nivel de adopción existe un leve vertimiento durante las horas de mayor radiación solar.

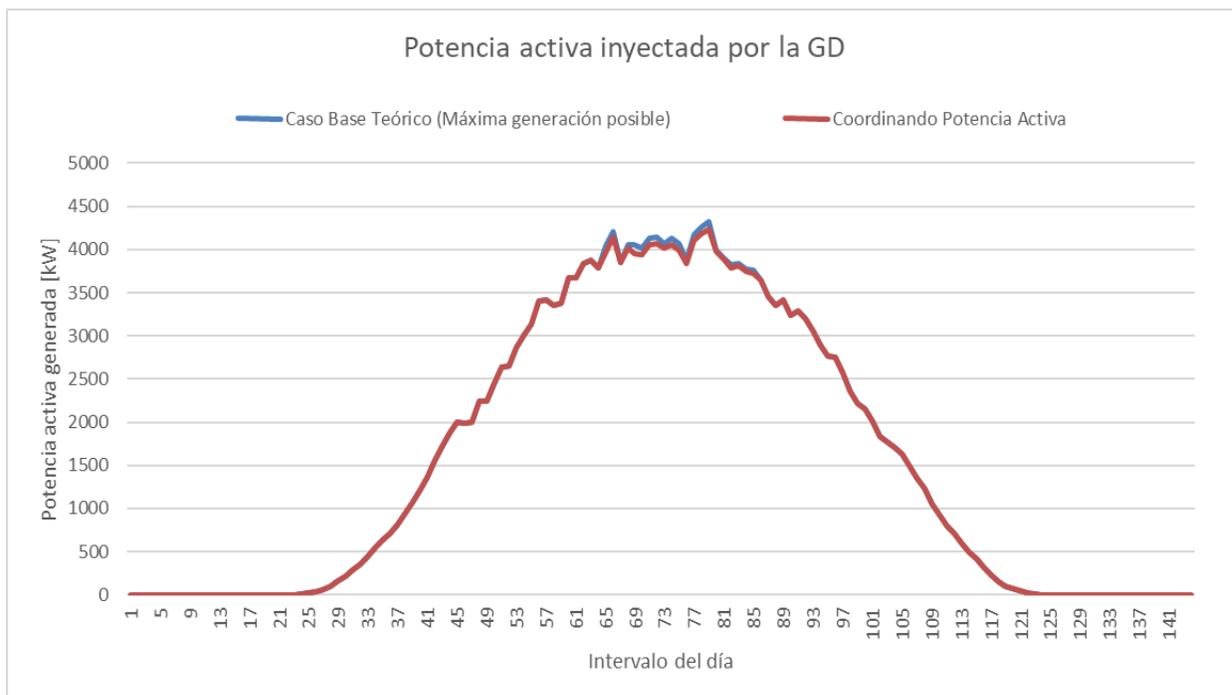


Figura 48: Potencia activa inyectada por la GD en la red MT para un 90% de adopción

En la Figura 49 se muestra la energía inyectada por la GD al utilizar distintas estrategias de control, se puede observar que el vertimiento de energía cuando se coordina la potencia activa inyectada por la GD²⁷ es de 187 kWh aproximadamente, por lo que el vertimiento de energía limpia proveniente de fuente solar en un día es igual al consumo mensual de un hogar promedio en Chile²⁸. En conjunto con lo anterior, si se controla el factor de potencia de la GD, es posible admitir casi la totalidad de la energía del caso base, sin violar las condiciones de operación del sistema.

El caso base teórico representa la energía total generable, pero bajo condiciones de operación infactibles, ya sea en subidas de tensión o sobrecargas de corriente, la energía que es admisible sin utilizar redes inteligentes y sin problemas de operación, se muestra en el escenario “Coordinando Potencia activa”.

²⁷ Sólo coordinar la potencia activa significa que el modelo de optimización decide cuánta energía solar debe verter para que la operación del sistema se encuentre en rangos factibles, la función objetivo del problema busca que el vertimiento sea 0, en escenarios con problemas lo anterior no es posible sin alguna estrategia de control adicional.

²⁸ Según los valores utilizados para la cuenta tipo de la nueva Ley de Equidad Tarifaria, el consumo de un hogar promedio en Chile es de 180 kWh al mes.

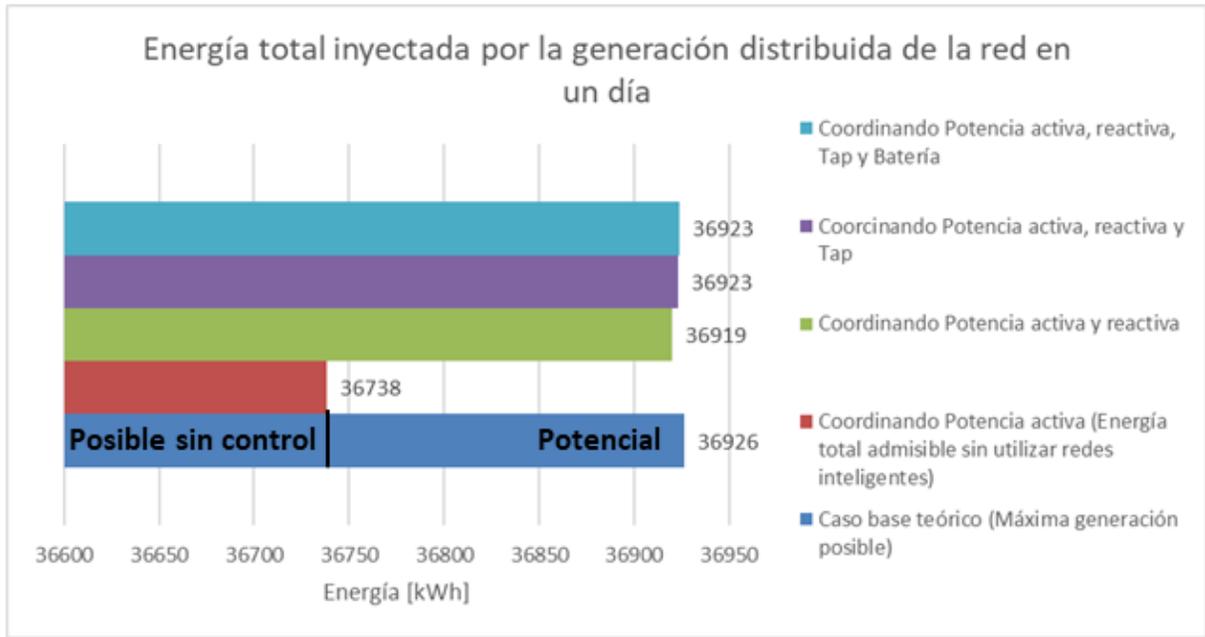


Figura 49: Energía inyectada por la generación distribuida de la red

En la Figura 50 se muestra la demanda energética al sistema de alta tensión. Si se integran más estrategias de control en la red los requerimientos al sistema superior son menores, sin embargo, si sólo se adopta la estrategia de realizar vertimientos aumenta levemente potencia reactiva extraída desde la red de distribución.

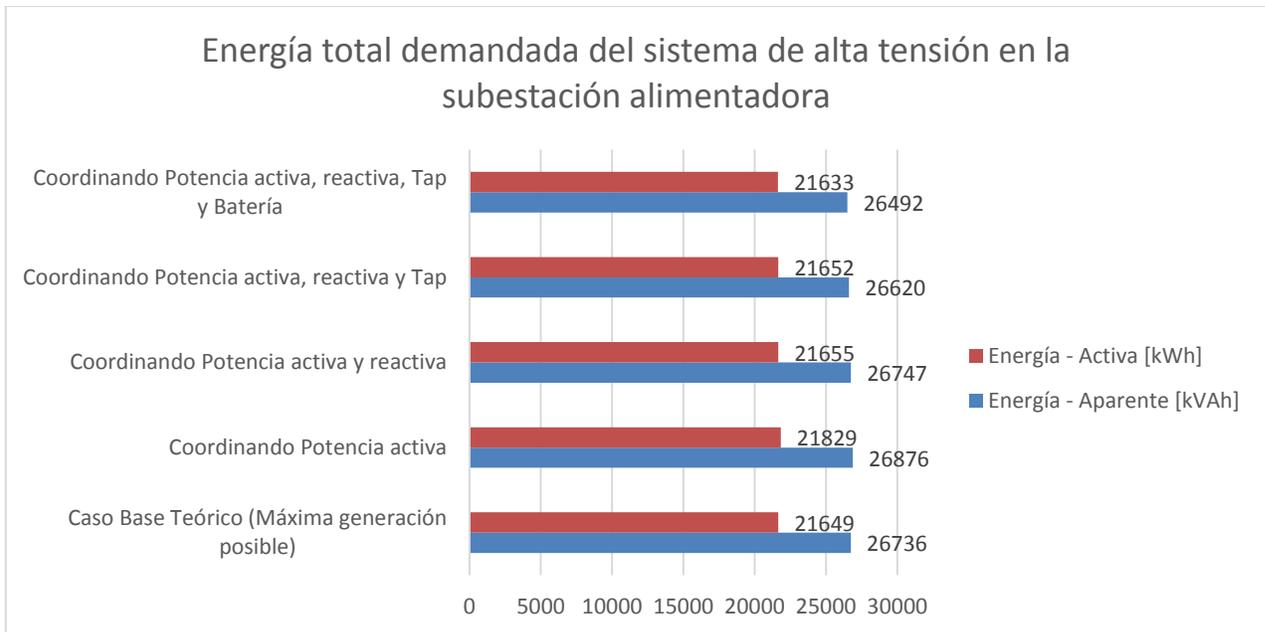


Figura 50: Energía total demandada de la red AT para un 90% de adopción

En la Figura 51 se muestra la posición del tap a lo largo del día, en los escenarios que se coordina la operación del tap se observa que se utiliza para regular tensión principalmente a las horas de alta generación solar, si se agregan baterías se reduce el número de usos del cambiador de derivación de 8 a 2 en un día.

En cuanto al detalle de los resultados, la lógica es similar a lo descrito anteriormente, la diferencia entre generación y carga es la exportación a la red, si este valor aumenta también lo hará la tensión en el nodo de inyección, lo que acciona un aumento en el tap (curva roja) cuando el alza es significativa, por otra parte, si la exportación de energía es menor debido al uso de baterías, la tensión del nodo de inyección no se eleva, por lo que el cambiador de tap baja o se mantiene en la misma posición, siempre que la tensión se encuentre en un rango técnicamente admisible, como sucede en gran parte de la curva negra, que sólo requiere de dos regulaciones del cambiador de derivación.

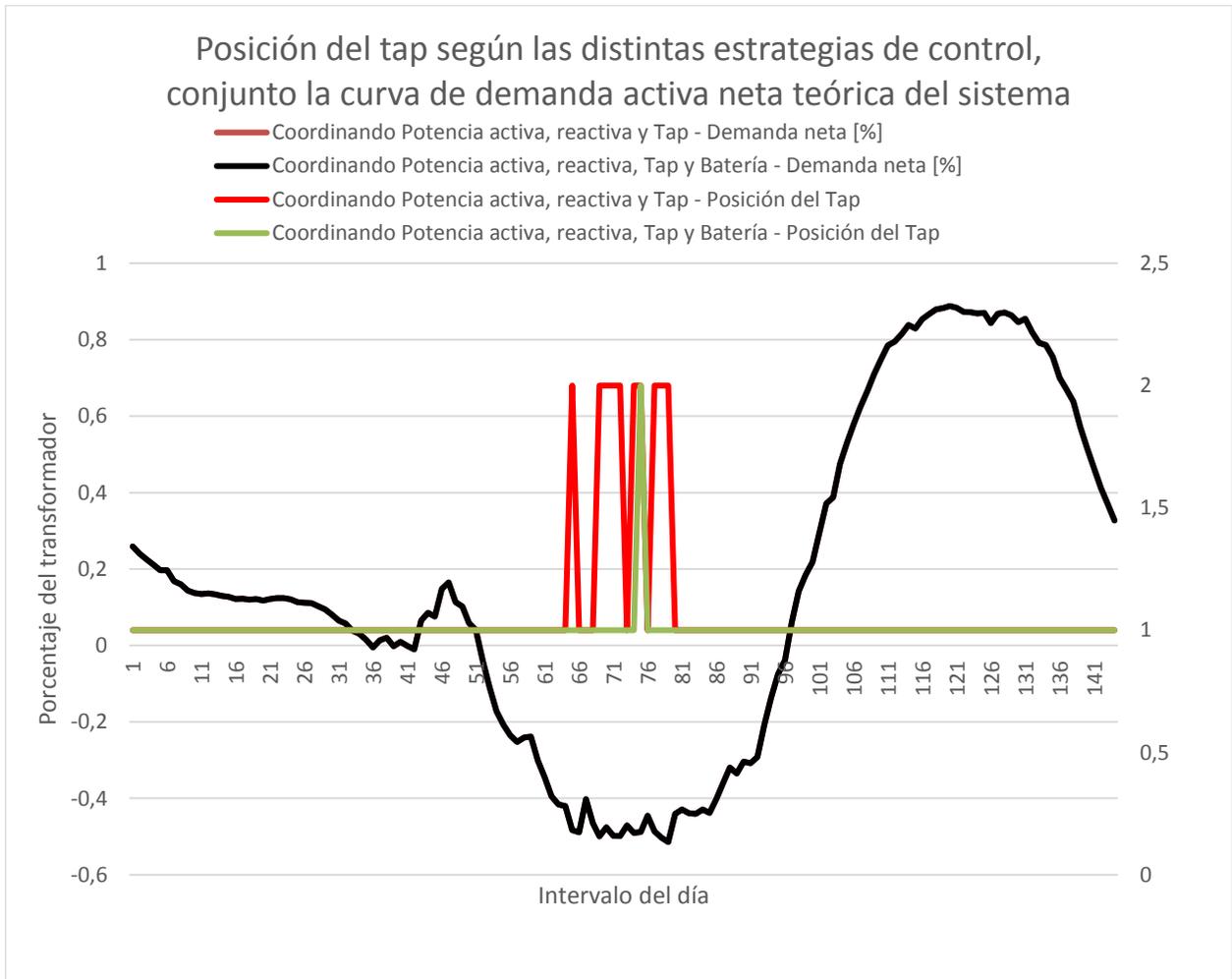


Figura 51: Posición del tap y demanda neta lo largo del día

Se agregan baterías “Tesla Powerpack 2” en los dos transformadores más grandes del sistema, de 500 kVA y 400 kVA, específicamente se coloca una batería en cada uno, ya que son los nodos con mayor vertimiento de recurso solar y los más alejados de la subestación primaria.

Los resultados se muestran en la Figura 52 de forma conjunta para ambas baterías, se puede apreciar que durante los intervalos de máxima irradiación del sol se produce la carga de las baterías, mientras que la descarga se produce durante la demanda máxima, en intervalos donde ya el sol no se encuentra presente. Ambas baterías se cargan y descargan de forma completa, respetando el límite inferior de carga.

La curva de carga y descarga de las baterías es bastante plana, ya que no sigue explícitamente la forma del vertimiento, como fue visto en el caso del apartado 5.1.2. En este caso la batería se utiliza para mitigar un problema de tensión.

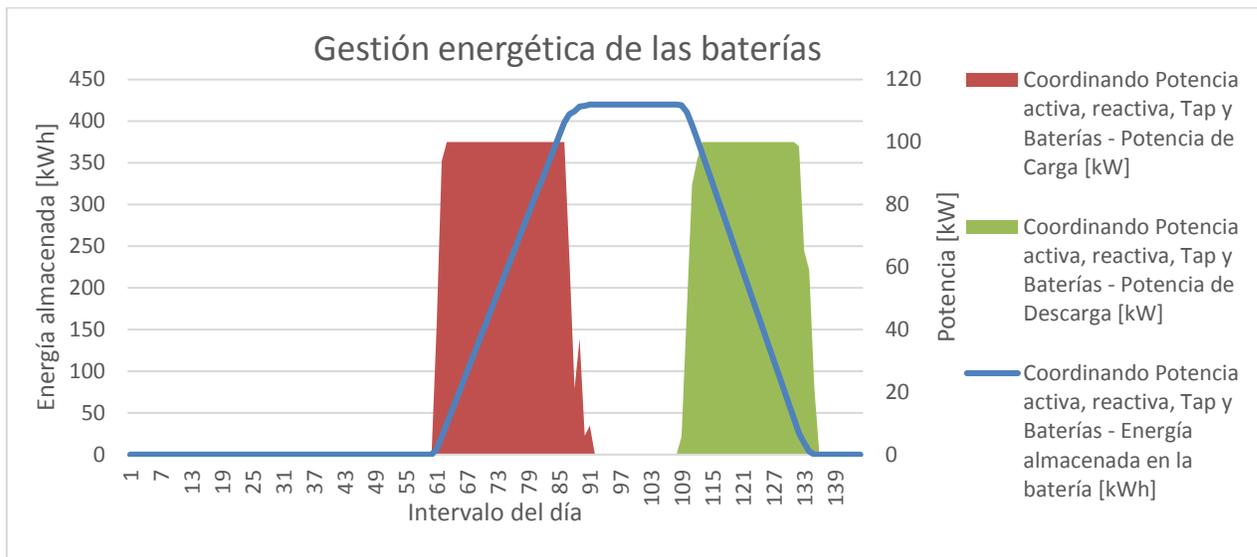


Figura 52: Gestión energética de las baterías ubicadas en los dos transformadores más grandes

A modo de síntesis, los resultados expuestos en este apartado muestran que, para este primer nivel de adopción con problemas, indican que es posible utilizar redes inteligentes para solucionarlos. Sin embargo, el vertimiento de energía solar es bajo y se produce por las sobretensiones en los transformadores más grandes del sistema, puede evitarse si la generación solar fotovoltaica conectada a través de inversor, aporta o consume potencia reactiva a la red, para regular tensión de forma local según sea apropiado. Para un 90% de adopción la mejor solución sería coordinar los inversores de la GD, esto permite admitir todo el recurso solar y traer grandes beneficios al sistema, como por ejemplo en la reducción de pérdidas de energía y disminución de corriente en algunos de los conductores.

El escenario con baterías presenta una mejora, sin embargo, la tecnología de almacenamiento no es estrictamente necesaria para admitir toda la generación de la red, de todas formas, permite mejorar la gestión energética de la red y reducir las pérdidas. El uso de las baterías se correlaciona fuertemente con el perfil de radiación utilizado como dato de entrada, se descargan de forma completa sin que se incluya una restricción que obligue al uso de la energía antes del fin del día.

El cambiador de tap de la red permite regular tensión en todos los nodos que se conectan aguas abajo del alimentador, por lo que es una estrategia más efectiva que la generación local de potencia reactiva ya que afecta a todos los clientes simultáneamente, pero al mismo tiempo no posee el mismo nivel de precisión porque las posiciones del cambiador son discretas.

Para que se produzca un accionamiento de control basta con que un transformador presente problemas de tensión, porque el cambiador de tap basa sus decisiones de control en torno a la tensión de los 49 transformadores MT/BT.

5.2.3. Escenario con 120% de adopción de generación distribuida

En este escenario se utiliza un nivel de adopción de 120% de GD solar en base a la capacidad nominal de los transformadores MT/BT, en primer caso se aplican distintos algoritmos de control para determinar las acciones necesarias para la inclusión factible de tal generación. Para este nivel de penetración, se realiza una sensibilidad con respecto a la posición y tamaño de las baterías, con el fin de comparar si distribuir baterías pequeñas puede ser mejor para la red. Las opciones para la sensibilidad son:

- 9 módulos Tesla Powerpack en el nodo de media tensión alimentador.
- 9 módulos Tesla Powerpack en los transformadores de mayor tamaño, con problemas de tensión para este nivel de admisión.

En la Figura 53 se observa la potencia inyectada por la GD para un nivel de adopción de 120%, en el caso base teórico surgen problemas de operación en la red, mientras que, la curva roja muestra la potencia que es admisible sin generar conflictos de tensión o corriente en el sistema.

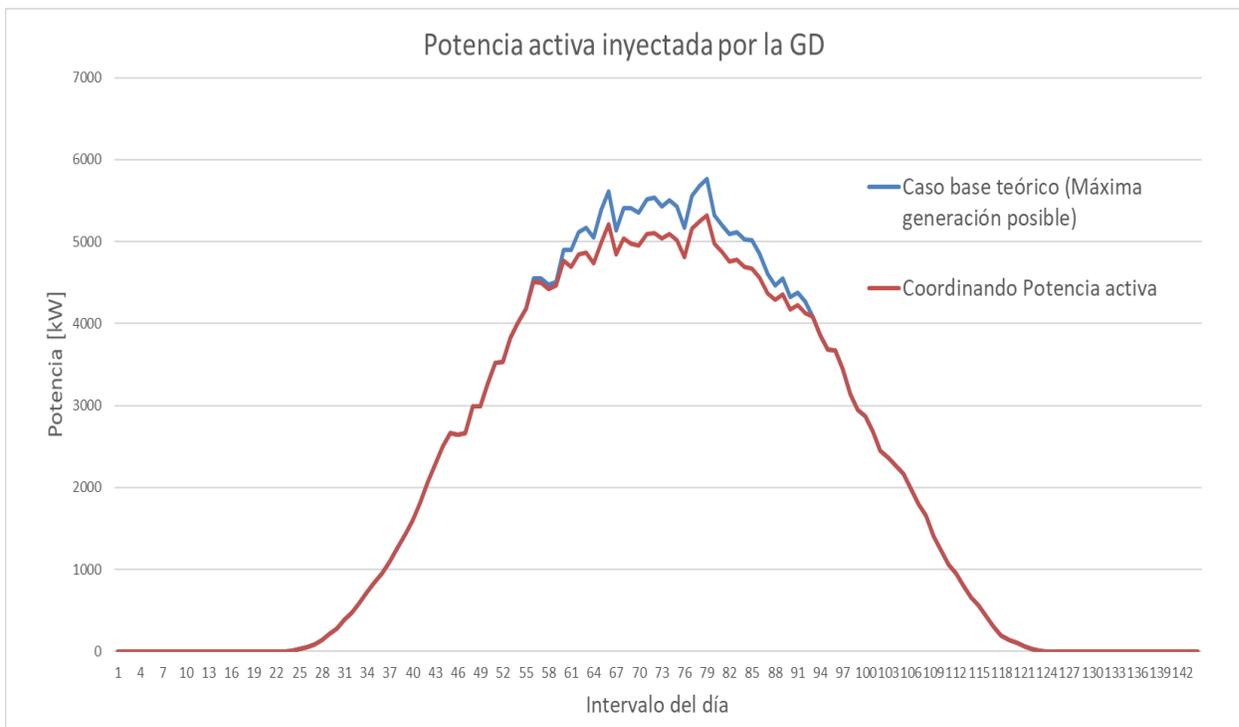


Figura 53: Potencia activa inyectada por la GD en un 120% de adopción

En la Figura 54 se muestra la energía total entregada por la GD, se puede apreciar que el vertimiento es considerable a este nivel de adopción, se cuantifica en aproximadamente 1,7 MWh lo que representa el consumo de 48 hogares promedio en un mes.²⁹ El uso de estrategias de control permite adoptar la mayoría de la GD, en este caso coordinar la generación de potencia activa y reactiva en la GD no es suficiente para incluir toda la generación, al incluir la regulación que ofrece el cambiador de tap se admite todo el recurso disponible.

Los escenarios con baterías no presentan una gran diferencia en este aspecto ya que con el nivel de control inferior ya se evitaba el vertimiento de energía.

²⁹ Cálculo realizado en base a la cuenta tipo de la Ley de Equidad Tarifaria

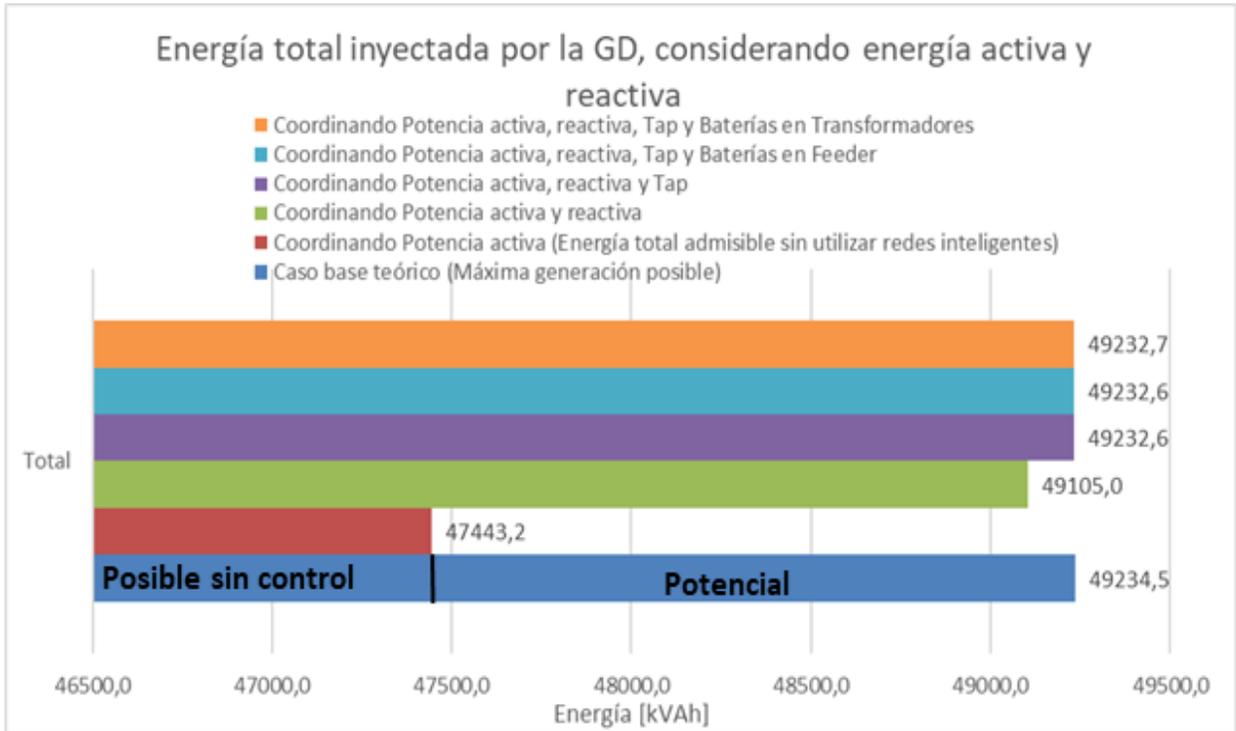


Figura 54: Energía inyectada por la generación distribuida para un 120% de penetración.

El uso de las baterías en este nivel de adopción permite descargar la red cuando las corrientes son altas, lo que permite disminuir las pérdidas. En particular la corriente del transformador AT/MT brinda una señal de localización para las baterías, la Figura 55 muestra que cuando la capacidad de almacenamiento se ubica en el nodo alimentador permite disminuir el uso del transformador de la subestación alimentadora, comparado al caso en que se ubican almacenamientos pequeños distribuidos en los puntos de consumo y generación solar, en los transformadores MT/BT de capacidad más significativa.

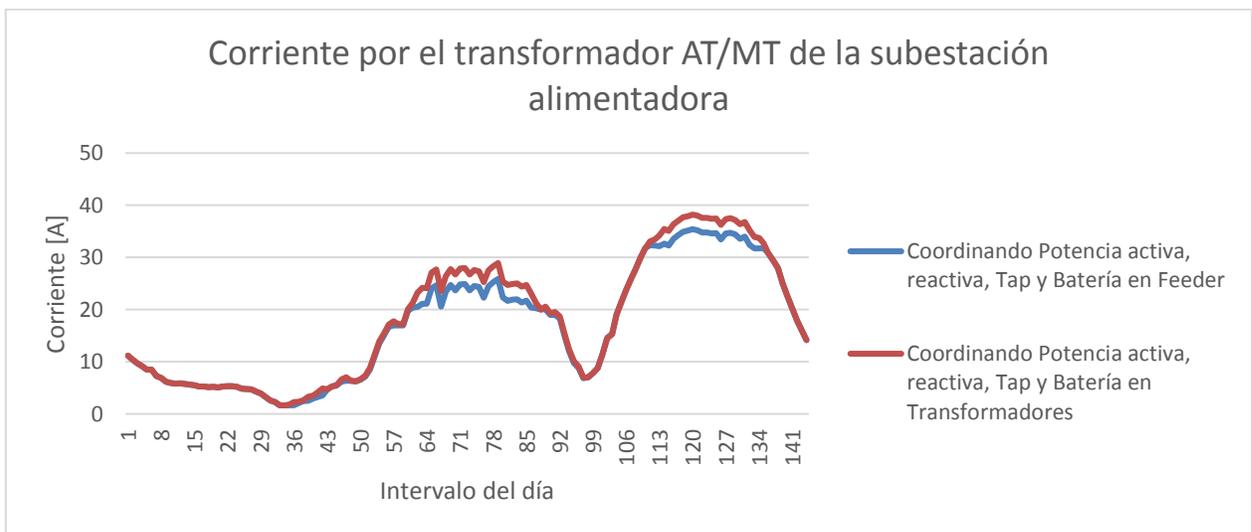


Figura 55: Módulo de la corriente por el transformador AT/MT para un 120% de adopción de GD

En la Figura 56 se muestra la energía almacenada por la batería a lo largo del día, es importante recalcar que la capacidad de almacenamiento total es la misma en ambos casos. Sin embargo, al distribuir la capacidad de almacenamiento en los puntos de inyección, sólo se utiliza para almacenar los excedentes que no pueden ser exportados al sistema, para luego inyectar esa energía durante los intervalos de mayor demanda. Si se concentra el almacenamiento en el nodo alimentador, se da un mayor uso a toda la capacidad de la batería, aunque esto no permite aumentar la adopción de GD, porque la capacidad de almacenamiento se encuentra lejana a los puntos de inyección. Por lo tanto, no puede evitar las restricciones operacionales asociadas al flujo de esa energía por el sistema de media tensión.

Se puede inferir que la metodología para dimensionar una batería en el nodo alimentador no debería ser la misma que para calcular el almacenamiento distribuido necesario, principalmente porque en el último caso, el almacenamiento se ubica en los puntos de inyección, lo que evita subidas de tensión en los nodos de inyección y también la sobrecarga de conductores.

Al almacenar energía en los dos puntos más significativos de la red se evitan subidas de tensión en otros nodos cercanos. Si se colocan baterías en el nodo alimentador, se utiliza toda la capacidad de almacenamiento, sin embargo, no toda esa capacidad está destinada a solucionar los problemas técnicos que aparecen aguas abajo, principalmente porque la batería se encuentra lejos de los consumos y no puede evitar que la energía se inyecte al sistema, por lo tanto, no puede evitar la sobretensión.

Al solucionar el problema en un nodo con problemas de tensión o algún tramo sobrecargado, se afecta la operación del sistema, lo que se traduce en un cambio del vertimiento y en las necesidades de almacenamiento para el sistema. Dado lo anterior, no es posible calcular la cantidad mínima necesaria de equipos de almacenamiento sin incluir el dimensionamiento y localización de baterías en el modelo de optimización.

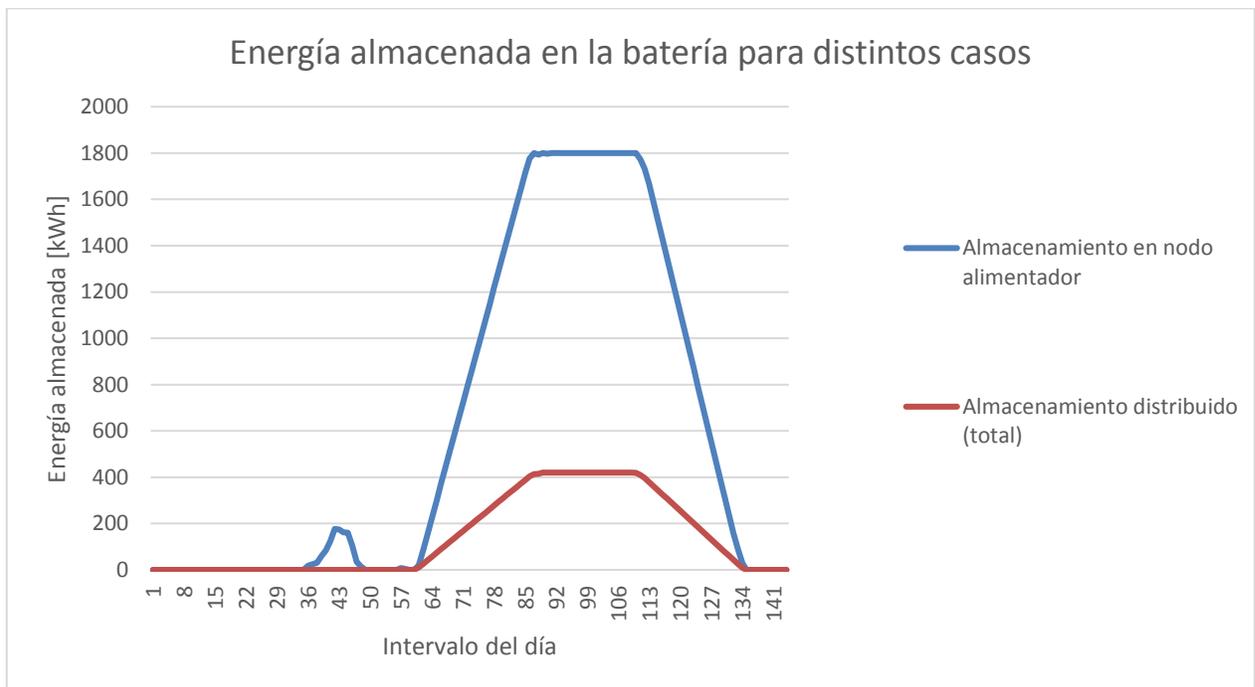


Figura 56: Gestión energética del almacenamiento para sus distintas localizaciones

La Figura 57 muestra que los distintos esquemas de control dan un uso similar al transformador, en cuanto a su potencia activa, pero si se coloca almacenamiento de forma cercana en el nodo alimentador, se puede gestionar la energía para disminuir el uso y con ello las pérdidas de energía. Aunque esto no permite una mayor adopción de la GD dado que la capacidad de almacenamiento se encuentra lejos de los puntos de consumo. Cabe destacar que en todas las situaciones se satisfacen las restricciones operacionales incorporadas en el modelo de optimización.

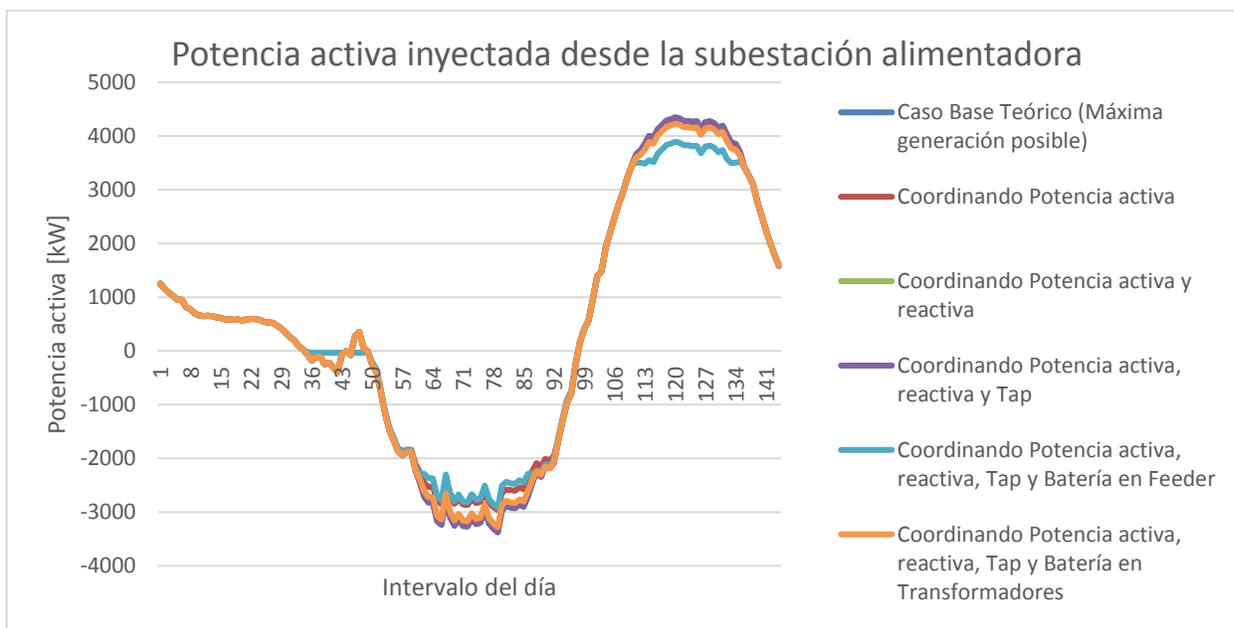


Figura 57: Potencia activa por el transformador AT/MT para un 120% de adopción de GD

5.2.4. Escenario con 200% de adopción de generación distribuida

Si el nivel de penetración de la GD en la red es de 200% con respecto a la capacidad nominal de cada transformador, se tienen problemas de tensión y corriente, acorde a lo detallado en el apartado 5.2.1.

En la Figura 58 se muestra la generación factible (sin violar límites operacionales) comparada al caso base, que representa la energía total generable con problemas técnicos en la operación de la red. Se puede apreciar que el vertimiento de la GD es considerable en este escenario debido a problemas de tensión y de capacidad de transmisión. El vertimiento de energía en un solo día es aproximadamente el consumo mensual promedio de 57 hogares típicos de Chile, lo que equivale aproximadamente a 10,3 MWh.

Considerando este vertimiento en términos de energía no utilizada y potencia máxima inyectable, se determina que el sistema necesita al menos 49 baterías Tesla Powerpack, los equipos de almacenamiento se posicionan de forma uniforme en los puntos de inyección, es decir, una por cada transformador indiferente de su tamaño. Al final de este apartado se realiza un análisis con respecto al dimensionamiento de las baterías y se realiza una sensibilidad para dos casos con distintos escenarios de almacenamiento diferenciados por capacidad y localización.

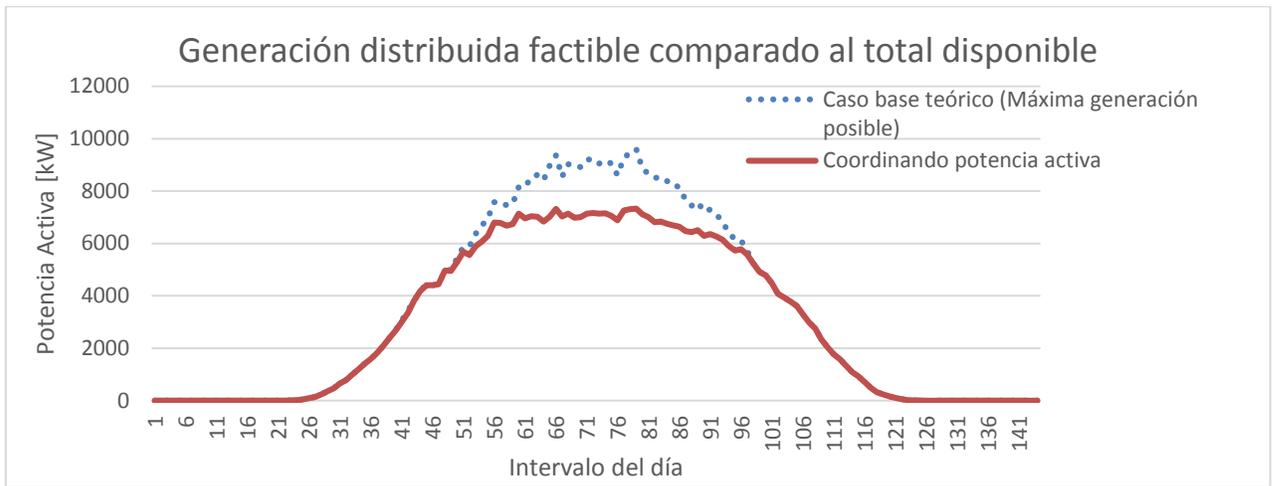


Figura 58: Generación diaria factible y generación total disponible para un 200% de adopción

En la Figura 59 se muestra la generación de energía solar diaria, se puede observar que sin utilizar algoritmos de control sobre elementos activos es imposible utilizar toda la energía distribuida solar disponible, debido a las restricciones técnicas de la operación.

La generación local de reactivos y el control del cambiador de tap son medidas insuficientes para evitar los vertimientos, sólo la utilización de 49 bancos de baterías permite admitir casi todo el potencial, con una diferencia de 30 kWh aproximadamente, lo que puede atribuirse a que la localización y/o el dimensionamiento de las baterías no son óptimos, a pesar de que la capacidad sea suficiente para almacenar todo el vertimiento de energía es posible que no se encuentre localizada de forma adecuada.

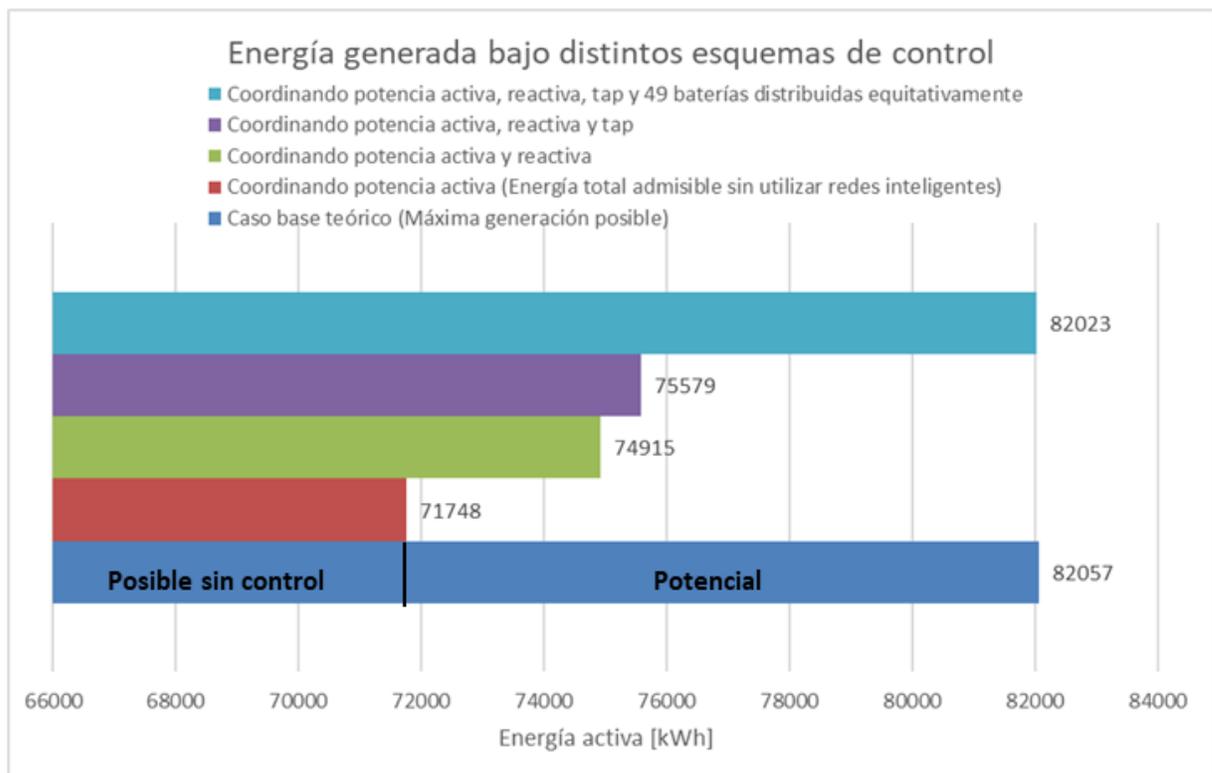


Figura 59: Energía generada bajo distintos esquemas de control para un 200% de adopción

En la Figura 60 se muestra la potencia activa por el transformador alimentador, se puede observar que aunque se implementen esquemas de control, es imposible exportar el mismo perfil que en el caso base porque existen problemas de corriente en la red, sin embargo, el escenario que incluye baterías, puede reducir la demanda máxima de la red utilizando la energía almacenada, generando un beneficio en las pérdidas y evitando el vertimiento de energía limpia, aunque esta estrategia no permite utilizar toda la generación distribuida reduce considerablemente el vertimiento.

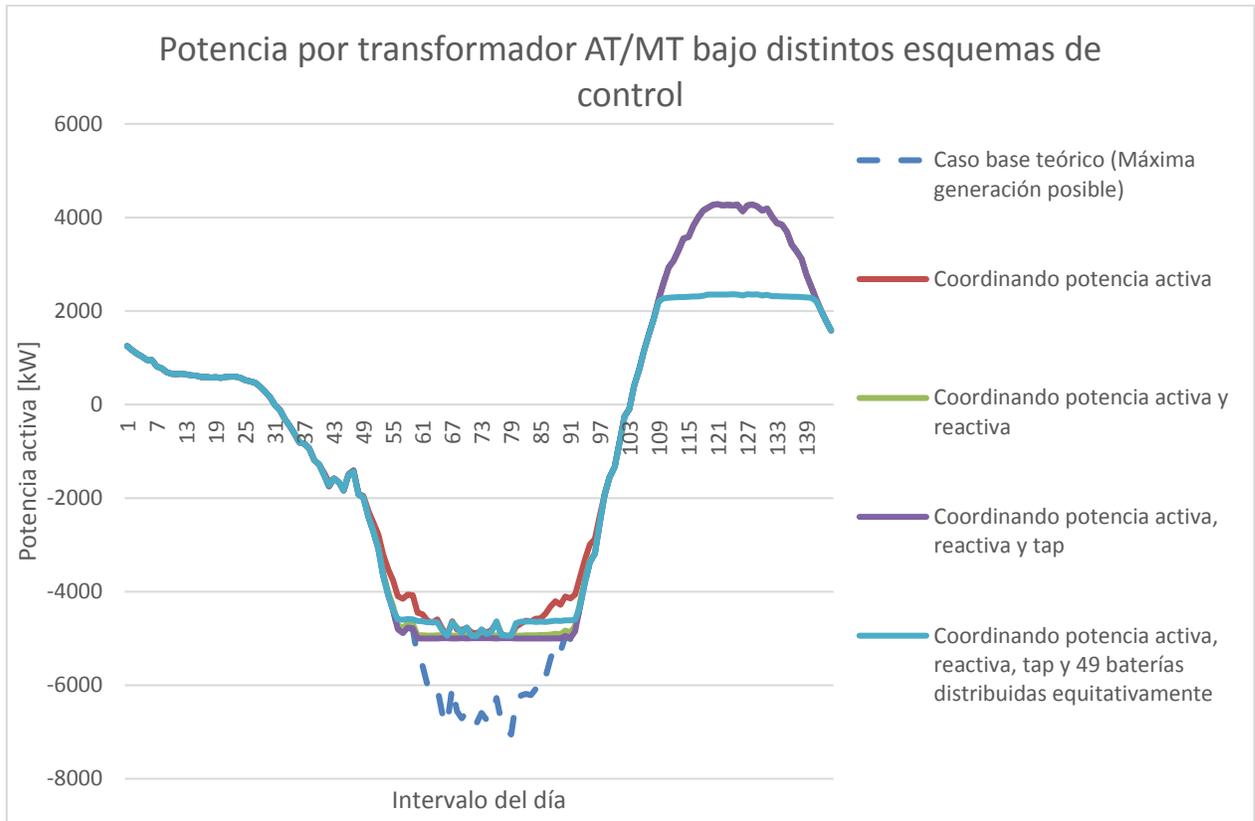


Figura 60: Potencia activa por transformador AT/MT bajo distintos niveles de adopción para un 200% de adopción

El dimensionamiento de baterías se realiza desde una perspectiva sistémica analizando el vertimiento total de la red, es decir, sumando todos los vertimientos individuales de cada punto. Es necesario realizar una sensibilidad para acercar la solución obtenida al dimensionamiento óptimo, ya que los equipos involucrados tienen un costo elevado.

Se proponen dos escenarios, cada uno con su respectiva metodología de cálculo, como se detalla en la Tabla 17.

Tabla 17: Casos para sensibilidad para distintos casos de almacenamiento

Nombre de Escenario	Metodología	Cantidad de baterías usadas (Tesla Powerpack, 210 kWh, 50 kW) ³⁰
Baterías en nodo alimentador (Lado MT de transformador AT/MT)	Cuantificar la potencia máxima exportable bajo operación infactible al sistema de AT y compararla con la potencia máxima factible de exportar, es decir, la obtenida en el escenario “Coordinando potencia activa”.	42 (Ubicadas en el nodo alimentador)
Baterías dimensionadas según el vertimiento de cada nodo	Considerar la energía y potencia no utilizada por cada nodo, con lo que se utiliza la cantidad de baterías mínima que permitan almacenar ese vertimiento, considerando ambas variables.	49 (Distribuidas según el vertimiento de cada transformador)
Caso original	Se calcula la potencia total vertida y se dimensiona la cantidad de baterías necesarias para evitar ese vertimiento, de forma uniforme en la red	49 (Distribuidas uniformemente, es decir, una batería por transformador)

La Figura 61 muestra que si las baterías se colocan de forma local, ya sea dimensionadas para cada transformador o de forma uniforme, permiten una mayor adopción que si se coloca el almacenamiento en el nodo alimentador.

Lo anterior sucede porque las baterías distribuidas evitan la inyección de la GD hacia la red, por lo tanto, eliminan las posibles alzas de tensión y sobrecargas de conductores.

No se aprecia ninguna mejoría en cuanto al nivel de adopción, entre dimensionar la cantidad de baterías que necesita cada transformador o en hacerlo de forma sistémica considerando el vertimiento total, ya que en ambos casos el almacenamiento se encuentra de forma local.

³⁰ El costo de una de estas baterías es de 82.000 USD, lo que equivale a un costo de 390 USD/kWh

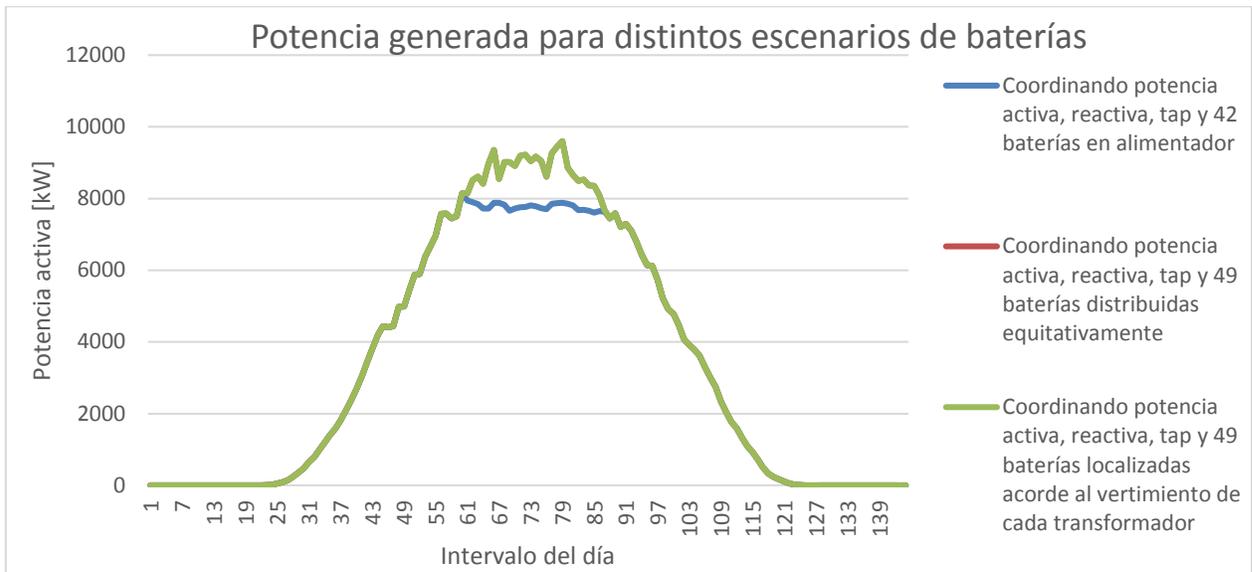


Figura 61: Generación bajo los distintos escenarios de baterías

En la Figura 62 se puede observar que incluir baterías en el nodo alimentador no permite admitir todo el recurso distribuido disponible, ya que los puntos de inyección se encuentran alejados del almacenamiento, lo que implica que inyectar energía genera problemas técnicos de tensión o corriente en la red MT. Si el almacenamiento tuviese capacidad de conectarse cerca de la generación, como sería el caso de almacenamiento residencial o comunitario, o bien, de vehículos eléctricos que se conecten en el momento de máxima generación residencial, podría aumentar el nivel de adopción de GD en la red MT.

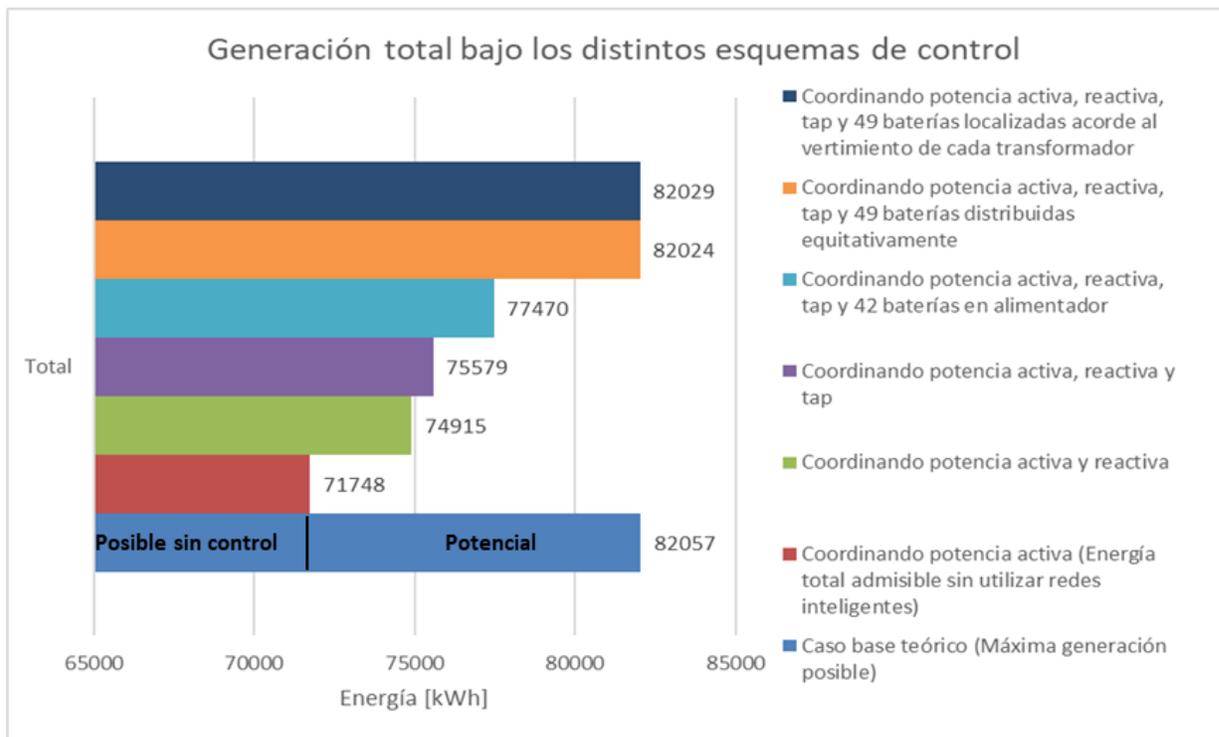


Figura 62: Generación distribuida bajo distintos esquemas de control y localización de baterías

El resultado de mayor interés de esta sensibilidad se relaciona con la energía almacenada en las baterías para cada caso detallado en la Figura 63.

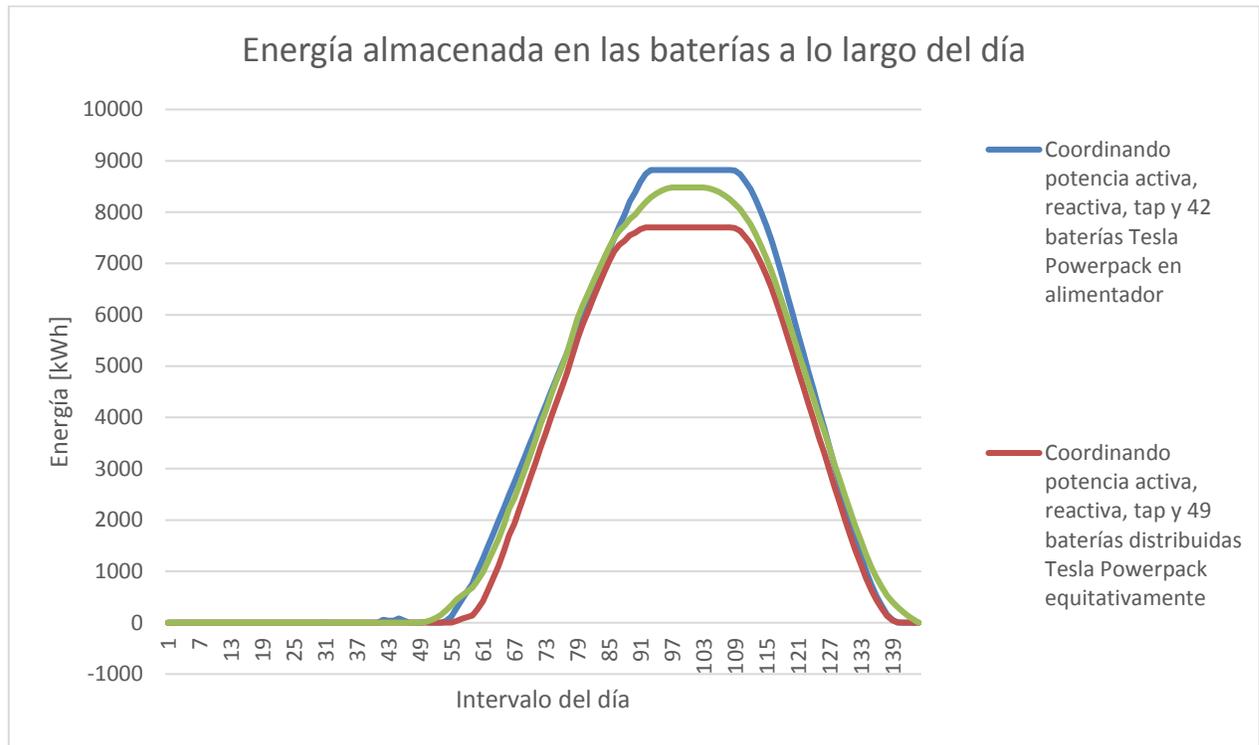


Figura 63: Energía almacenada bajo cada caso de baterías para un 200% de adopción

Los resultados según el uso y dimensionamiento de las baterías para las sensibilidades realizadas ponen en evidencia lo siguiente:

- Si las baterías están cerca del nodo alimentador, se usan en su totalidad para hacer una mejor gestión energética y reducir la carga equivalente del sistema, aprovechando los flujos reversos. Lo anterior no permite aumentar la adopción de la GD por lo que no se evita el vertimiento de energía limpia proveniente de fuentes solares.
- Si las baterías se implementan de forma uniforme considerando el vertimiento total del sistema, se observa que el almacenamiento no se usa totalmente ya que algunos nodos no poseen vertimiento y no requieren una batería, esta aproximación conlleva a que los puntos con mayor vertimiento, requieran una concentración mayor de almacenamiento. El uso aproximado equivale a la capacidad en términos de energía de 37 bancos para todo el sistema, sin embargo, la potencia máxima necesaria para cargar dicha capacidad es de aproximadamente 44 baterías, considerando el intervalo de mayor carga según la operación calculada en Gurobi.
- Al dimensionar las baterías necesarias para cada nodo acorde a su vertimiento obtenido con los flujos de potencia iniciales de la Figura 58, se instala una gran cantidad de baterías, aun así, no se utiliza la capacidad de forma completa, el uso equivale aproximadamente a la capacidad energética de 40 baterías para todo el sistema, aunque de la misma forma que en el punto anterior, la potencia máxima necesaria para cargar dicha capacidad es de aproximadamente 45 baterías, considerando el intervalo de mayor carga.

- Ambos casos con dimensionamiento local muestran que parte de la capacidad queda sin uso, esto permite concluir que se realizó un pequeño sobre equipamiento de baterías. Aunque en ambos casos existe almacenamiento que se usa sólo de forma parcial, en algunos nodos no es posible reducir más el número de baterías porque sólo se conecta una unidad, la única opción en este punto sería usar otra batería más pequeña para estos transformadores, lo cual también añadiría sentido económico a la estrategia propuesta.

Para obtener un dimensionamiento óptimo de baterías se debe incluir su cálculo a través del modelo de optimización, ya sea de forma explícita permitiendo que el modelo decida mediante variables enteras, la cantidad de baterías necesarias para cada nodo. Lo anterior no es parte de los alcances u objetivos de esta memoria por lo que se propone como trabajo futuro.

Es posible realizar una aproximación más sencilla usando el modelo de optimización actual, mediante las iteraciones consecutivas, considerando como punto inicial el caso con 49 baterías dimensionadas inicialmente para cada transformador, se estudia qué baterías no están siendo utilizadas al 100% en términos de energía y potencia.

Utilizando esta aproximación se eliminan en total 5 baterías³¹ ubicadas en distintos nodos, con lo que se obtiene el mismo nivel de adopción, esto se realiza en dos pasos intermedios como se muestra en la Figura 64, si se procede a eliminar una batería más se reduce el nivel de adopción levemente ya que el punto de operación de la red cambia.

Este resultado permite encontrar un dimensionamiento de menor costo que cumple la función deseada con un umbral de vertimiento muy pequeño de 1 kWh, sin embargo, no es posible afirmar con certeza que es el óptimo, dado que no se calcula el número de baterías ni su localización en la red mediante modelos de optimización adecuados, sino que se realiza de forma manual de forma iterativa, suponiendo que la salida de una unidad de almacenamiento poco usada durante la operación, no cambia considerablemente el punto de operación de la red, permitiendo así el mismo nivel de adopción.

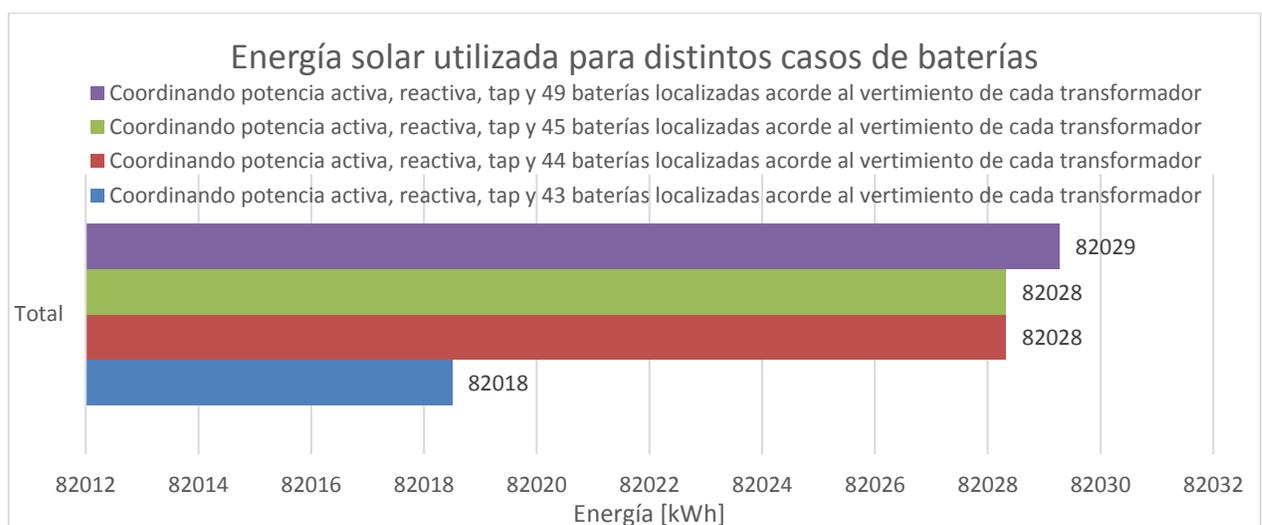


Figura 64: Energía solar utilizada para distintos casos de sensibilidad de dimensionamiento para las baterías

³¹ El total de baterías en la red ahora sería 44 unidades Tesla Powerpack.

6. Conclusiones

A lo largo de este trabajo se ha desarrollado una metodología para el estudio del impacto de distintas estrategias de control de elementos activos en redes de media tensión, mediante un ambiente de simulación en redes de media tensión de parámetros realistas.

La metodología se basa en utilizar redes inteligentes para integrar diversas estrategias de control sobre elementos activos en la red, en la literatura actual se plantea usar estrategias tales como controlar el factor de potencia de la generación distribuida, posicionar del cambiador de tap del transformador alimentador y la operación de bancos de baterías en la red. Los métodos se integran en un modelo de optimización utilizando el solver Gurobi, el cual mediante ecuaciones algebraicas permite calcular la operación de régimen permanente de la red, bajo las distintas integraciones de los métodos de control.

En este trabajo se analiza el comportamiento de régimen permanente en dos redes de distribución de media tensión, un sistema de tres barras con parámetros realistas y una red de distribución realista basada en la información topológica de la red MT de Diego de Almagro. Los sistemas de estudio poseen los elementos necesarios para modelar las distintas estrategias de control en la red que pueden utilizarse para aumentar la adopción de GD solar fotovoltaica en la red, respetando las condiciones de operación de cada caso de estudio.

Este trabajo pone en evidencia que el uso de redes inteligentes para la coordinación de elementos activos en redes de distribución de media tensión, permite aumentar los niveles de adopción de generación distribuida solar fotovoltaica, mitigando los problemas técnicos de régimen permanente que pueden aparecer en la operación diaria del sistema.

Para el caso de estudio basado en la red MT de Diego de Almagro, para un 90% de adopción es suficiente con optimizar la potencia reactiva de la generación solar conectada a través de inversor, para admitir todo el recurso disponible. Por otra parte, para un 120% se requiere coordinar el accionamiento del cambiador de tap para evitar los vertimientos generados por sobre tensiones en los puntos de retiro.

Para una adopción alcanza un 200% en el caso de estudio basado en la red MT de Diego de Almagro, se presentan problemas tanto de corriente como de tensión. Las simulaciones muestran que se puede aprovechar casi toda la capacidad de generación distribuida cuando se implementan en conjunto todas las estrategias de control, incluyendo en este caso bancos de baterías. En este nivel de adopción el uso del cambiador de tap no permite solucionar todos los problemas, ya que su efecto sobre la falta de transmisión para exportar la energía no es suficiente.

Los flujos de potencia obtenidos con el modelo de optimización desarrollado, se contrastan con los calculados en OpenDSS para la misma condición de operación, este último software es una herramienta validada para estos fines, obteniéndose una precisión satisfactoria en las soluciones calculadas con una aproximación cuadrática de las ecuaciones del flujo de potencia no-lineal.

Para todos los casos de estudio se comprueba que es posible aumentar la adopción de generación distribuida utilizando redes inteligentes, el control local de potencia reactiva y el cambiador de tap en la subestación alimentadora permiten regular tensión de forma efectiva, mitigando los problemas de voltaje en la red. Complementando las estrategias anteriores, el uso de baterías

permite gestionar la energía de mejor forma para evitar congestiones en la transmisión, disminuir las pérdidas de la red y regular tensión de forma local.

El dimensionamiento de baterías de forma manual en base a los flujos de potencia calculados sin capacidad de almacenamiento, conllevan a soluciones levemente sobre equipadas, principalmente porque las situaciones con baterías cambian el punto de operación del sistema, con ello también cambia el estado de las variables que limitan la adopción de la GD, así como las tensiones y la corriente. Por lo que la capacidad y localización del almacenamiento necesario y suficiente debe ser determinada a través de modelos de optimización.

A pesar de lo anterior, la aproximación obtenida con la metodología de la sensibilidad permite reducir en 5 unidades la cantidad de baterías Tesla Powerpack utilizadas, obteniendo un nivel de adopción muy similar (con diferencia de 1 kWh). El ahorro en costo se traduce en 410 mil dólares aproximadamente.

Si se quisiera disminuir el número de baterías, se debería utilizar otro modelo de menor tamaño, como por ejemplo la aplicación domiciliaria (Tesla Powerwall) y así disminuir el costo sin cambiar considerablemente el nivel de adopción. Sin importar que la aproximación anterior permita disminuir el número de equipos usado, se recomienda fuertemente incluir el dimensionamiento de baterías en el modelo de optimización, ya que esto puede brindar certeza que el dimensionamiento y localización obtenidos conlleva el menor costo posible.

La localización adecuada de las baterías en la red es vital para maximizar la adopción de generación distribuida, considerando que la mayoría de los problemas se producen de forma local por las contribuciones de la generación al sistema de media tensión, es necesario que el almacenamiento se encuentre ubicado cercano a los puntos de inyección para obtener niveles de adopción mayores. Sin embargo, si los problemas sólo son de capacidad de transmisión aguas arriba, como por ejemplo en la subestación alimentadora, una batería ubicada en el nodo alimentador puede traer beneficios considerables en la reducción de las pérdidas y en la inclusión de generación distribuida solar fotovoltaica, simplemente porque se ubica antes del transformador sobrecargado.

6.1. Discusión de resultados

El foco de este trabajo se presenta en la evaluación técnica de la operación de un sistema de media tensión en régimen permanente, bajo diversas estrategias de control en la generación y en otros elementos de la red, al ignorar los tramos de baja tensión se está trabajando con un supuesto bastante grande, si se considera de forma explícita la parte de baja tensión y sus restricciones, es de esperar que los niveles de adopción sean distintos a los obtenidos en este trabajo. La afirmación anterior es hipotética considerando lo revisado en el estado del arte, si sólo se considera el segmento de MT es imposible concluir con certeza lo que pasaría con la integración de MT y BT.

La aproximación cuadrática del flujo de potencia, permite obtener buenas soluciones, sin embargo, es muy dependiente de la restricción cuadrática $V^2 I^2 \geq P^2 + Q^2$, este método de OPF genera los siguientes problemas:

- La precisión de la solución depende fuertemente de los parámetros R y X de los tramos, eso incluye al transformador AT/MT y transformadores MT/BT, cuyas resistencias pueden ser considerablemente pequeñas, lo cual generaría problemas de exactitud.

- En términos de la optimización, el valor de las matrices de coeficientes del problema es amplio, en un comienzo se resolvía el problema en por unidad, lo que hace que los coeficientes dependan de la potencia base, lo que lleva a casos en donde las soluciones no son siempre la iguales (para una potencia base u otra), especialmente en los escenarios que incluían optimización entera (posición del tap).³²
- Para mitigar los problemas anteriores, se reformula el problema referido al primario del transformador, lo que tiene efectos positivos ya que las impedancias se multiplican por un factor que aumenta su valor $\left(\frac{V_{AT}}{V_{MT}}\right)^2$, el inconveniente de esto de esto es el *trade-off* que se genera con el valor de las corrientes, las cuales se reducen en proporción a la razón de transformación.
- En situaciones de muy baja carga, ya sea por la forma del perfil o por flujos reversos, se requiere aumentar las precisiones exigidas en Gurobi o bien las barreras de convergencia para alcanzar una solución con la precisión adecuada.

Para estimar los parámetros del transformador alimentador, se utilizó información disponible en el coordinador eléctrico nacional de transformadores similares, la impedancia se estima como un porcentaje de la impedancia en base propia, referida al devanado de alta tensión.

El dimensionamiento óptimo de baterías no se incluye en la optimización, es por ello que se realiza una sensibilidad con respecto a su localización o tamaño, considerando además que el valor de esta tecnología de almacenamiento es elevado por lo que se desea utilizar la cantidad mínima de bancos que permita aprovechar la mayor cantidad del recurso disponible.

6.2. Trabajo futuro

Para el trabajo futuro relacionado con las redes inteligentes y su integración en redes MT, se debe considerar distintas estrategias de control bajo incertidumbre, principalmente en la generación de fuentes intermitentes y en variaciones temporales de la demanda. Además, se debe incorporar que las redes de distribución actuales no son observables en su totalidad, por lo que este supuesto debe ser integrado de alguna forma en las estrategias de control y modelos de optimización a desarrollar.

Para complementar este trabajo y acercarlo más a la práctica, es posible realizar experiencias de laboratorio con equipos que representen una red de distribución realista, cuya operación sea en tiempo real (denominados RTDS), con la finalidad de verificar el comportamiento del sistema al utilizar las distintas estrategias de control. Lo anterior puede ser realizado bajo la responsabilidad de una entidad ligada al Estado, como el Coordinador Eléctrico Nacional u otra, con la colaboración de estudiantes universitarios y actores privados, principalmente ligados al negocio de distribución eléctrica, con la finalidad de generar normativa técnica y formas de remuneración para este tipo de redes de forma transparente e inclusiva.

³² Para mayor información revisar sección de “Numeric Issues” en <http://www.gurobi.com/pdfs/user-events/2016-frankfurt/Best-Practices.pdf>, dicho material se utilizó como principal inspiración para referir el sistema de ecuaciones al devanado primario.

En caso que se busque implementar las estrategias de control mencionadas en esta memoria en una red de distribución real, se podría realizar una alianza entre la empresa encargada de la red y una universidad. Un caso similar existe entre la *Universidad de Manchester y Electricity North West*³³, que ha permitido avanzar en distintos proyectos de innovación en tecnologías con bajas emisiones de carbono.

El uso de vehículos eléctricos no fue incluido en los alcances de este trabajo, pero sí el de baterías electroquímicas, la diferencia radica en que el vehículo eléctrico podría llegar a solucionar congestiones de mejor forma que una batería si es se usa de forma adecuada, esto porque puede conectarse en distintos puntos de la red según sea necesario. Lo anterior representa un gran desafío para el modelo de optimización.

La localización y dimensionamiento óptimo de baterías se debe implementar mediante un modelo de optimización basado en alguna metodología que permita obtener soluciones adecuadas bajo los supuestos utilizados en este trabajo, para así añadir un sentido económico adicional al trabajo.

El dimensionamiento y localización manual realizado a través de cuantificar el vertimiento no es la mejor solución ya que tiende a sobre equipar levemente el almacenamiento, este efecto sucede porque al añadir baterías cambia el flujo de potencia, por lo tanto, también lo hace el punto de operación, con lo que la cantidad necesaria de baterías para la nueva situación podría no ser la misma que para la anterior, esto se debe a que gracias al almacenamiento añadido se puede “descargar” un poco la red, lo que implica la reducción tensiones y del uso de algunas líneas de transmisión, lo que puede mitigar problemas de operación para otros puntos de la red MT.

El objetivo de este trabajo es determinar si el uso de redes inteligentes puede ser útil para aumentar la adopción de generación distribuida en redes de media tensión, lo que se comprueba en las simulaciones de régimen permanente realizadas. Sin embargo, no se ha realizado ninguna evaluación económica que indique cuánto es el costo asociado a operar e implementar cada estrategia de control para un nivel de adopción en la red, esto queda propuesto como parte del trabajo futuro.

Se propone como trabajo futuro incluir el segmento de la red que se encuentra en baja tensión en el cálculo de flujos de potencia, para ello se debe considerar cada fase y el neutro de forma individual, esto permite incluir los desbalances típicos de redes de distribución y las impedancias de líneas de baja tensión hasta los clientes finales, sin embargo, la metodología utilizada en este trabajo es suficiente para analizar el comportamiento en el segmento de la red que es de media tensión y permite obtener conclusiones para ese segmento del sistema de distribución.

Para acercar más el desarrollo a un caso real, se debe considerar las limitaciones de potencia reactiva disponible en el lado de alta tensión del transformador ubicado en la subestación alimentadora.

Para el cálculo de la máxima adopción de la red se deben definir supuestos claros, ya que en la literatura existe una variedad de metodologías que no llevarán al mismo resultado, siempre dependerá del foco del trabajo y el caso de estudio.

³³ Los detalles acerca de la alianza se encuentran en <http://www.eee.manchester.ac.uk/our-research/research-groups/eeps/industry/enw/>.

7. Bibliografía

- [1] PwC, «A different energy future Where energy transformation is leading us,» *14th PwC Global Power & Utilities Survey*, 2015.
- [2] Engerati, «The DSO and the Integration of Distributed Generation,» [En línea]. Available: <http://www.engerati.com/article/dso-and-integration-distributed-generation>. [Último acceso: Octubre 2017].
- [3] J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold y D. Geibel, «Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid».
- [4] CNE, «Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución,» 2017.
- [5] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS),» CNE, 2017.
- [6] W. Brokering, R. Palma y L. Vargas, Ñom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia.
- [7] T. A. Short, *Electric power distribution equipment and systems*, 2004.
- [8] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «Diagrama de proceso de conexión,» [En línea]. Available: http://www.sec.cl/sitioweb/imagenes/netbilling/Proceso_de_Ley20571-2017.png.
- [9] S. d. E. y. C. (SEC), «Equipamiento Autorizado SEC,» [En línea]. Available: http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_5905757&_dad=portal&_schema=PORTAL. [Último acceso: 10 2017].
- [10] Comisión Nacional de Energía, «Portal de Energía Abierta CNE,» [En línea]. Available: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235587/generacion-distribuida-instalaciones-declaradas/>. [Último acceso: October 2017].
- [11] Ministerio de Energía, «Programa Techos Solares Públicos,» [En línea]. Available: http://www.minenergia.cl/techossolares/?page_id=3565. [Último acceso: October 2017].
- [12] M. Hashmi, S. Hänninen y K. Mäki, «Survey of Smart Grid Concepts, Architectures, and Technological Demonstrations Worldwide,» *IEEE*, 2011.
- [13] G. Ram, V. Prasanth, P. Bauer y E.-M. Bärthlein, «Comparative analysis of On-Load Tap Changing (OLTC) transformer topologies,» *IEEE 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition*, 2014.
- [14] X. Chen, W. Shen, T. Tu Vo, Z. Cao y A. Kapoor, «An Overview of Lithium-ion Batteries for Electric Vehicles,» *IEEE*.
- [15] B. Mac-clure, «Dimensionamiento y localización óptima de sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución,» Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago, 2014.
- [16] Tesla, «Tesla Powerwall,» [En línea]. Available: <https://www.tesla.com/powerwall>. [Último acceso: Noviembre 2017].
- [17] Tesla, «Tesla Powerpack,» [En línea]. Available: <https://www.tesla.com/powerpack>. [Último acceso: Noviembre 2017].
- [18] Teslarati, «Teslarati,» [En línea]. Available: <https://www.teslarati.com/netherlands-utility-use-tesla-powerwall-make-virtual-power-plant/>. [Último acceso: Noviembre 2017].

- [19] J. F. Franco, L. F. Ochoa y R. Romero, «AC OPF for Smart Distribution Networks: An Efficient and Robust Quadratic Approach».
- [20] S. H. Low, «Convex relaxation of optimal power flow—Part II: Exactness,» *IEEE Trans. Control Netw. Syst.*, vol. 1, n° 2, pp. 177-189, 2014.
- [21] M. Quezada, «Modelos de carga y sus efectos en estudios sistémicos: aplicaciones al SING,» Santiago de Chile, 2013.
- [22] L. Vargas, Conversión electromecánica de la energía, 2003.
- [23] W. Wu, Z. Tian y B. Zhang, «An Exact Linearization Method for OLTC of Transformer in Branch Flow Model,» *IEEE Transactions on power systems*, vol. 32, n° 3, 2017.
- [24] D. Dohnal, «On-Load Tap-Changers For Power Transformers,» *MR Knowledge base*.
- [25] D. Pozo, J. Contreras y E. Sauma, «Unit Commitment With Ideal and Generic Energy Storage Units,» *IEEE Transactions on power systems*, vol. 29, n° 6, pp. 2974-2984, 2014.
- [26] A. Abdul y I. Zainal, «Verification of Conductor Temperature and Time to Thermal-Overload Calculations by Experiments,» de *Proceedings of ICEE 2009 3rd International Conference on Energy and Environment*, Malacca, Malaysia, 2009.
- [27] N. Ketjoy y T. Aziz, «PV Penetration Limits in Low Voltage Networks and Voltage Variations,» *IEEE Access*, vol. 5, 2017.
- [28] R. A. Kordkheili, B. Bak-Jensen, J. R-Pillai y P. Mahat, «Determining Maximum Photovoltaic Penetration in a Distribution Grid considering Grid Operation».
- [29] A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick y B. Kroposki, «Steady-State Analysis of Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution».
- [30] S. Hashemi, J. Østergaard, T. Degner, R. Brandl y W. Heckmann, «Efficient Control of Active Transformers for Increasing the PV Hosting Capacity of LV Grids».
- [31] M. Altin, E. Bizkevelci, E. U. Oguz y B. Simsek, «Distributed Generation Hosting Capacity Calculation of MV Distribution Feeders in Turkey».
- [32] A. Navarro-Espinosa y L. F. Ochoa, «Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems».
- [33] A. Navarro-Espinosa, A. Ballanti, F. Pilo y L. F. Ochoa, «Assessing the Benefits of PV Var Absorption on the Hosting Capacity of LV Feeders».
- [34] A. Navarro-Espinosa, L. F. Ochoa y D. Randles, «Monte Carlo-Based Assessment of PV Impacts on Real UK Low Voltage Networks».
- [35] D. A. Sarmiento, P. P. Vergara, L. C. P. da Silva y M. C. d. Almeida, «Increasing the PV Hosting Capacity with OLTC Technology and PV VAR Absortion in a MV/LV Rural Brazilian Distribution System».
- [36] A. Ballanti y L. F. Ochoa, «On the Integrated PV Hosting Capacity of MV and LV Distribution Networks».
- [37] M. J. Reno y R. J. Broderick, «Statistical Analysis of Feeder and Locational PV Hosting Capacity for 216 Feeders».
- [38] F. Ding, B. Mather y P. Gotseff, «Technologies to Increase PV Hosting Capacity in Distribution Feeders».
- [39] S. Jothibas, S. Santoso y A. Dubey, «Determining PV Hosting Capacity without Incurring Grid Integration Cost».

- [40] M. Braun, T. Stetz, B. Idlbi, A. Scheidler y F. IWES, «Preemptive Network Reinforcement at LV Level Considering Uncertainty in Prediction of PV Penetration Scenarios».
- [41] A. Keane, L. F. Ochoa, C. L.T.Borges, G. W. Ault, A. D. Alarcon-Rodriguez, R. A. F. Currie, F. Pilo, C. Dent y G. P. Harrison, «State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization,» *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013.
- [42] A. Saint-Pierre y P. Mancarella, «Active Distribution System Management: A Dual-Horizon Scheduling Framework for DSO/TSO Interface Under Uncertainty,» *IEEE Transactions on Smart Grid*.
- [43] S. Paudyal, C. A. Cañizares y K. Bhattacharya, «Optimal Operation of Distribution Feeders in Smart Grids».
- [44] S. W. Alnaser y L. F. Ochoa, «Advanced Network Management Systems: A Risk-Based AC OPF Approach».
- [45] S. W. Alnaser y L. F. Ochoa, «Optimal Sizing and Control of Energy Storage in Wind Power-Rich Distribution Networks,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, 2016.
- [46] T. Stetz, Marten, Frank y M. Braun, «Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany».
- [47] A. Hariri, A. Newaz y M. O. Faruque, «Open-source python-OpenDSS interface for hybrid simulation of PV impact studies».
- [48] M. E. Samper, A. Vargas, F. Eldali y S. Suryanarayanan, «Assessments of battery storage options for distribution expansion planning using an OpenDSS-based framework».
- [49] J. Taylor y B. Deaver, «Platform for virtual prototyping of advanced distribution management systems using python and OpenDSS».
- [50] «OpenDSS,» 2017. [En línea]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. [Último acceso: 2017].
- [51] Z. Gu, E. Rothberg y R. Bixby, «Gurobi Optimization,» 2017. [En línea]. Available: <http://www.gurobi.com>. [Último acceso: 20 Jun 2017].
- [52] Loughborough University, «CREST Demand Model,» Leicestershire, UK, 2016.
- [53] L. Ochoa, «OpenDSS Training Material,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/view/luisfochoa/opensdss/training-material>. [Último acceso: 2017].
- [54] BCN, «Biblioteca Nacional del Congreso - Cambio de nombre de comuna Diego de Almagro,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=6729&idVersion=1977-04-13>. [Último acceso: 27 Noviembre 2017].
- [55] Ilustre Municipalidad de Diego de Almagro, «IMDA,» [En línea]. Available: <http://www.imda.cl/historia-diego-de-almagro>. [Último acceso: 27 Noviembre 2017].
- [56] EMELAT, «Memoria Anual 2016,» [En línea]. Available: <http://www.emelat.cl/wp-content/uploads/descargables/memorias/Memoria-Emelat-2-2016.pdf>. [Último acceso: Noviembre 2017].

- [57] SEC, «SEC GIS - Infraestructura Eléctrica,» [En línea]. Available: http://secgis.sec.cl/gis_electrico/infraestructura/maps.html?q%3D-26.389832%2C-70.046511.
- [58] GitHub, «Documentación de módulo Networkx,» [En línea]. Available: https://networkx.github.io/documentation/networkx-1.10/reference/generated/networkx.algorithms.shortest_paths.weighted.dijkstra_path_length.html#networkx.algorithms.shortest_paths.weighted.dijkstra_path_length. [Último acceso: Noviembre 2017].
- [59] Ministerio de Energía, [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/techossolares/>.

Anexo A. Datos de red MT de Diego de Almagro

Tabla 18: Tamaño de los 49 transformadores MT/BT y su distancia al nodo alimentador en la red MT basada en red MT de Diego de Almagro

ID	Distancia a alimentador [m]	Tamaño transformador [kVA]
1000046108	2567,888315	100
1000046112	2452,236772	150
1000046114	2281,068255	150
1500491303	311,9558273	15
1000046126	1321,86001	75
1000046130	1505,01379	75
1000046134	1571,44121	75
1000046138	2143,915249	75
1000046142	18826,5836	500
1000046146	2073,87057	100
1000046150	2621,855253	100
1500491337	328,1845721	30
1000046154	3034,874685	200
1000046158	2235,659178	45
1500491347	2064,850241	100
1500491364	2345,318485	75
1000046268	2101,687173	75
1504769152	957,6882604	112
1000046220	2128,423527	75
1500735635	3098,555127	25
1504450213	860,9235182	112
1501893286	2390,194705	75
1502267064	2324,99479	150
1000189116	1650,238441	150
1000046284	1282,381976	75
1000189137	2546,44088	75
1504082130	2017,675743	75
1500882654	1134,634153	150
1501543139	13618,99722	45
1503067375	22261,43156	100
1501288176	3615,379868	5
1503067383	19465,63503	30
1503067391	18761,06582	400
1501288206	1252,092751	150
1502582082	3725,034482	15
1000046408	2766,642895	75
1500693559	1587,682139	75

1000178513	2909,765633	10
1000178519	2657,406513	10
1000178525	1686,708617	100
1000178533	541,8424473	50
1000046470	2761,340473	100
1000046482	2128,472525	75
1500758435	2622,575551	75
1504391096	2246,068628	112
1500853716	2265,663765	75
1500778469	1652,467738	200
1504302064	2180,107434	75
1503858171	126,8046151	10

Tabla 19: Datos completos de nodos de red de media tensión basada en red MT de Diego de Almagro

NODO_IEC_ID	TYPE	X [m]	Y [m]
1504769152	transformador	396362,691	7080528,47
40228	estructura	393553,31	7083810,25
1000046126	transformador	396627,95	7080678,39
129153	estructura	395501,25	7080585,38
40204	estructura	393833,38	7082312,94
501893270	estructura	395716,946	7080921,1
40450	estructura	389518,788	7094931,08
504450172	estructura	396144,844	7080452,23
500736522	estructura	396293,107	7079944,55
500735751	tierra	394925,272	7080019,18
503067416	estructura	389543,058	7094887,1
150813	estructura	395837,71	7080635,87
504826166	estructura	395548,484	7079778,36
503067351	estructura	389190,406	7094966,79
502582075	estructura	393908,306	7080953,1
40369	estructura	391575,63	7091539,52
503490067	estructura	396441,212	7080748,3
40486	estructura	394834,84	7080372,67
129147	estructura	395794,48	7080645,65
1500491347	transformador	394865,168	7080289,25
500853715	estructuraSub	394963,789	7080148,09
500491336	estructuraSub	396303,033	7079967,65
503067162	estructura	388151,511	7097275,69
1000149663	tramoMT	395250,493	7080074,06
500735568	estructura	394553,017	7080413,6
503067174	estructura	388342,74	7097779,24
503067365	estructura	388067,736	7096431,85

1500778474	tramoMT	395171,409	7080471,43
503067371	estructura	388259,398	7097632,79
1503251103	tramoMT	391756,328	7091139,51
503067362	estructura	387786,216	7096139,64
503067370	estructura	388194,23	7097524,06
504460311	estructura	396504,251	7080665,77
504081266	enmalle	394930,868	7080453,19
55247	tierra	389466,33	7095662,64
40420	estructura	390520,61	7093764,13
503067153	estructura	388126,243	7096779,36
1500758435	transformador	395444,696	7080839,24
1000046112	transformador	395483,5	7080673,4
9531	tramoMT	393273,24	7085307,56
500491346	estructuraSub	394865,168	7080289,25
40342	estructura	392086,4	7090324,16
172319	estructura	392313,42	7089783,97
503067125	estructura	388065,178	7095542,15
504450179	estructura	396055,693	7080507,42
9474	tramoMT	395238,263	7080516,77
9451	tramoMT	396124,21	7080713,25
129130	estructura	396020,2	7080684,16
503067168	estructura	388227,793	7097579,93
1501288176	transformador	394210,959	7081509,05
1000184991	tramoMT	395779,17	7080733,12
171886	estructura	392993,17	7086804,87
40066	estructura	394678,32	7080330,93
503095105	estructura	395639,8	7081307,67
1504441206	tramoMT	395395,48	7080516,9
503067360	estructura	387987,246	7095682,96
1500735591	tramoMT	394461,999	7080602,17
500735577	estructura	394453,125	7080714,76
155822	estructura	394937,65	7080426,04
503067354	estructura	388769,729	7095022,62
129172	estructura	395236,39	7080145,81
500491331	equipo	396303,1	7079968,09
1501288206	transformador	396552,529	7080543,89
503067157	estructura	388135,926	7096980,02
129192	estructura	394540,86	7080295,32
149939	estructura	396238,81	7080745,31
150096	estructura	395246,95	7080092,85
40273	estructura	393028,18	7086617,71
184990	tramoMT	395779,79	7080733,12
172318	estructura	389227,91	7095474,04

1000149539	tramoMT	395479,498	7080690,8
500735962	tierra	395711,61	7080600,44
189136	estructuraSub	395235,821	7080463,25
1500735940	tramoMT	394307,048	7080957
1000009516	tramoMT	392556,53	7088920,91
48851	equipo	395238,49	7080072,42
1000178523	tramoMT	395135,848	7080459,11
504460328	estructura	396330,641	7080511,03
39853	estructura	396601,04	7080657,28
504450201	estructura	396221,475	7080492,33
500735976	estructura	395462,29	7080534,13
1504450213	transformador	396222,79	7080519,04
1000046284	transformador	395215,94	7080067,92
1000009577	tramoMT	395716,88	7081076,72
504460324	estructura	396265,844	7080480,58
500736002	estructura	393868,605	7082125,84
40390	estructura	391178,37	7092484,79
1000009637	tramoMT	395323,723	7079991,47
129139	estructura	395246,84	7080476,62
40309	estructura	392597,05	7088777,07
502267067	estructura	395736,382	7080969,62
129188	estructura	394647,35	7080322,91
503067105	estructura	388617,35	7095057,27
1000189137	transformador	395235,821	7080463,25
40045	estructura	395103,69	7080439,23
1503858171	transformador	396181,799	7079813,62
1000009657	tramoMT	394245,91	7080244,63
1000178525	transformador	395135,848	7080459,09
40459	estructura	389358,918	7095224,42
503067328	tramoMT	388175,299	7095338,04
1000009536	tramoMT	393063,19	7086430,54
39763	estructura	396297,45	7080769,12
1500853889	tramoMT	394939,934	7080145,55
503067420	tramoMT	389559,305	7094856,95
504450215	equipo	396222,685	7080519,08
1000009575	tramoMT	395741,495	7080942,36
503067107	estructura	388532,608	7095076,08
9507	tramoMT	392256,66	7089919,04
149938	estructura	396261,69	7080759,63
40282	estructura	392923,15	7087179,2
500735949	tierra	394307,034	7080957
40378	estructura	391405,38	7091944,63
1504391096	transformador	395512,532	7080547,55

500882429	feeder	396181,741	7079890,77
500735564	estructura	394516,755	7080392,81
503067364	estructura	388011,459	7096373,73
503067264	estructura	388311,36	7097716,83
9452	tramoMT	396085,88	7080702,52
1504441215	tramoMT	395195,19	7080374,91
171887	estructura	392678,09	7088489,35
40147	estructura	394886,38	7080247,56
9442	tramoMT	394981,07	7080410,25
40354	estructura	391859,39	7090864,32
500778468	estructuraSub	395171,409	7080471,42
500735993	estructura	395475,742	7079876,34
40285	estructura	392888,14	7087366,36
1000009429	tramoMT	394473,317	7080604,39
1502581291	tramoBT	394286,921	7081097,27
1000178536	tramoMT	396242,7	7080188,42
129120	estructura	396544,71	7080569,43
502267070	estructura	395754,622	7080973,08
162281	tramoMT	395618,799	7081304,01
503067147	estructura	388095,158	7096459,99
500778472	equipo	395171,404	7080471,43
500739046	estructura	394953,943	7080543,03
500853825	estructura	394879,309	7080138,42
503067356	estructura	388288,671	7095129,98
40432	estructura	390173,37	7094209,42
1000009455	tramoMT	394805,86	7080364,94
149263	enmalle	394913,541	7080534,73
1504082130	transformador	394806,129	7080365,18
1500693559	transformador	394925,458	7080019,25
40408	estructura	390837,86	7093295,03
1000009626	tramoMT	389912,95	7094543,4
1000046114	transformador	395741,64	7080940,75
504081268	tramoMT	394931,745	7080452,7
129119	estructura	396535,42	7080595,84
504460334	estructura	396419,208	7080566,37
155835	estructura	393938,45	7081751,21
1504302064	transformador	394742,865	7080432,69
1500882654	transformador	395997,645	7080483,45
1000009651	tramoMT	393422,21	7080236,87
1502582068	tramoMT	394001,727	7080988,72
9515	tramoMT	392637,56	7088633,23
9539	tramoMT	393588,32	7083623,08
129156	estructura	395443,81	7080683,03

1500491374	tramoMT	394766,032	7080108,7
1000009686	tramoMT	395874,42	7080645,71
40018	estructura	395220,55	7080225,25
504460338	estructura	396470,357	7080607,71
40375	estructura	391462,13	7091809,59
1500778469	transformador	395171,409	7080471,42
180461	estructura	396630,79	7080680,61
1500693376	tramoMT	395157,34	7080055,43
1000046220	transformador	394890,65	7080209,8
500491363	estructuraSub	394765,995	7080108,7
1000009609	tramoMT	395786,89	7080688,99
155817	estructura	395264,35	7080005,57
1000009549	tramoMT	393798,37	7082500,1
1502267064	transformador	395751,041	7080972,42
504441209	tramoMT	395233,375	7080472,59
40294	estructura	392783,12	7087927,86
500692808	estructura	394968,632	7080034,77
40030	estructura	395198,96	7080352,22
503067361	estructura	387870,824	7095897,72
1000009476	tramoMT	389826,14	7094654,72
503067366	estructura	388108,975	7096500,44
503067314	tramoMT	387956,531	7096316,5
504081245	estructura	394851,119	7080437,17
1500491359	tramoMT	394865,163	7080289,27
502581293	bajada	394282,078	7081095,46
500853727	estructura	394899,904	7080130,18
1504460316	tramoMT	396473,699	7080700,37
1000009581	tramoMT	396573,154	7080634,9
149077	estructura	395708,29	7081123,94
503067115	estructura	388230,388	7095181,74
40237	estructura	393448,28	7084371,74
504460272	estructura	396493,032	7080668,44
501893268	equipo	395747,87	7080906,52
40387	estructura	391235,12	7092349,75
1000009681	tramoMT	396408,781	7080771,1
40525	estructura	394920,57	7080536,17
129142	estructura	395216,08	7080467,82
9449	tramoMT	396204,14	7080735,61
1504450175	tramoMT	396114,015	7080436,13
1000009534	tramoMT	393133,2	7086056,22
504450180	estructura	396080,103	7080493,01
1000009675	tramoMT	395201,74	7080620,55
1000009521	tramoMT	392353,94	7089640,13

1000046470	transformador	395688	7081316,49
40519	estructura	389342,155	7095533,41
1000009486	tramoMT	390346,99	7093986,77
504308064	estructura	394742,824	7080432,63
1502582082	transformador	393807,205	7080914,57
39892	estructura	395733,18	7080987,19
9642	tramoMT	395870,683	7079740,57
192366	estructura	389336,84	7095542,55
1000046158	transformador	394633,43	7080375,08
503095111	estructura	395688,011	7081316,44
1000009507	tramoMT	392199,91	7090054,08
1501543139	transformador	391756,324	7091139,51
9422	tramoMT	389413,69	7095629,73
1000009519	tramoMT	392434,98	7089352,44
1000172335	tramoMT	395234,067	7080473,32
504081247	estructura	394934,295	7080453,84
1000009617	tramoMT	393903,426	7081938,77
39829	estructura	395427,5	7080524,85
1000009561	tramoMT	394276,761	7081242,17
1000009655	tramoMT	393980,06	7080235,78
9572	tramoMT	395765,25	7080811,09
40234	estructura	393483,29	7084184,58
503067309	tramoMT	388115,256	7096590,63
1504460352	tramoMT	396299,23	7080495,77
1502115057	tramoMT	394731,46	7080345,1
503067160	estructura	388146,31	7097176,94
40405	estructura	390894,61	7093159,99
504021074	tramoMT	396000,003	7080484,41
39793	estructura	395919,81	7080657,87
40381	estructura	391348,63	7092079,67
40414	estructura	390694,23	7093541,48
1000009439	tramoMT	395062,161	7080429,36
1000046150	transformador	395627,97	7080719,84
503067091	estructura	389355,988	7094929,75
40339	estructura	392143,15	7090189,12
1000178519	transformador	394461,939	7080602,14
1500491303	transformador	396287,639	7079964,9
1000009510	tramoMT	392029,65	7090459,2
503067289	tierra	388250,502	7095200,04
500736845	estructura	396218,884	7080433,04
501893292	tierra	395612,916	7080889,83
1504441204	tramoMT	395298,968	7080490,76
1502267075	tramoMT	395751,041	7080972,44

129254	estructura	389360,53	7095596,48
40315	estructura	392516,01	7089064,76
500735598	estructura	394396,869	7080844,98
40288	estructura	392853,13	7087553,53
1000009485	tramoMT	390433,8	7093875,45
178518	estructuraSub	394461,939	7080602,14
39916	estructura	395623,728	7081275,46
500758667	estructura	395455,491	7080796,4
150814	estructura	396369,94	7080788,37
172313	estructura	391291,88	7092214,71
500853889	tramoMT	394906,084	7080142,25
1500735631	tramoMT	394342,939	7080970,17
39976	estructura	395133,34	7080855,65
129196	estructura	393140,24	7080241,15
504441201	tramoMT	395138,72	7080447,51
503067327	tramoMT	388137,765	7095407,85
500739127	estructura	394881,671	7080289,4
1504460314	tramoMT	396497,043	7080661,27
9494	tramoMT	391064,87	7092754,87
502267072	tramoMT	395751,011	7080972,44
40399	estructura	391008,12	7092889,91
199172	estructura	395257,996	7080037,89
503067338	tramoMT	388698,025	7095038,73
1000189116	transformador	396087,679	7080703,04
40246	estructura	393343,26	7084933,23
503067324	tramoMT	388026,049	7095612,52
172320	estructura	391802,64	7090999,36
9637	tramoMT	395403,803	7079972,49
162282	enmalle	395618,142	7081304,77
500736910	estructura	395998,409	7079762,18
1500853716	transformador	394963,789	7080148,09
504330243	estructura	395219,88	7080537,54
503067098	estructura	388952,034	7095004,61
1000009570	tramoMT	395630,78	7081236,9
503067093	estructura	389273,243	7094948,26
500735613	estructura	394409,326	7080846,82
1500853909	tramoMT	394963,846	7080148,14
40300	estructura	392713,1	7088302,18
1000009499	tramoMT	391689,14	7091269,44
129183	estructura	394913,92	7080394,37
1000149261	tramoMT	394914,293	7080535,39
1000009466	tramoMT	395512,53	7080547,54
1000046138	transformador	394829,39	7080517,87

1500767156	tramoMT	396255,705	7080188,56
500735622	estructura	394365,045	7080978,95
40366	estructura	391632,39	7091404,48
504460270	estructura	396486,324	7080652,41
1000048804	tramoMT	396089,34	7080703,51
178524	estructuraSub	395135,848	7080459,09
1504081268	tramoMT	394929,37	7080466,2
150148	estructura	395184,64	7080698,71
40144	estructura	394879,31	7080310,16
1502582064	tramoMT	394188,57	7081059,91
49770	estructuraSub	395741,64	7080940,75
9652	tramoMT	393687,17	7080232,85
504021097	tierra	395996,658	7080482,95
1000046134	transformador	395274,73	7080319,04
503067350	estructura	389438,518	7094911,05
503067275	equipo	388856,418	7095013,89
503067301	tramoMT	388156,341	7097373,82
9499	tramoMT	391745,89	7091134,4
1503067391	transformador	388862,063	7095040,78
40348	estructura	391972,9	7090594,24
1000192378	tramoMT	389338,596	7095537,91
1000009584	tramoMT	395315,25	7080144,98
1501288212	tramoMT	396552,623	7080543,89
1500735632	tramoMT	394332,389	7080966,47
39943	estructura	395539,91	7080702,24
500816651	equipo	389411,054	7095129,02
1000046130	transformador	395421	7080152,16
1500758673	tramoMT	395474,75	7080713,66
1000178533	transformador	396255,705	7080188,49
503067286	tierra	389523,757	7094892,19
1500692798	tramoMT	395011,899	7080050,39
502582079	tierra	394321,035	7081110,43
503067355	estructura	388450,534	7095094,25
501288217	tierra	396552,623	7080543,58
1000009487	tramoMT	390260,18	7094098,1
1000009586	tramoMT	395388,08	7080149,92
1504460318	tramoMT	396498,049	7080661,27
1500735633	tramoMT	394322,404	7080962,47
504450182	estructura	396099,381	7080428,66
1000009443	tramoMT	394866,73	7080381,18
9429	tramoMT	394494,155	7080494,45
1000009552	tramoMT	393693,34	7083061,59
185022	estructura	395276,34	7080142,34

1000009526	tramoMT	392818,13	7087740,69
150107	estructura	396544,09	7080611,61
129207	estructura	394872,68	7080368,79
149661	tramoMT	395249,823	7080074,81
1000009562	tramoMT	394232,798	7081374,26
149261	tramoMT	394922,92	7080497,54
1000009464	tramoMT	395588,96	7080567,5
500736510	estructura	396196,116	7079796,05
40417	estructura	390607,42	7093652,8
504460362	estructura	396220,013	7080455,89
129205	estructura	394912,85	7080543,45
1000009683	tramoMT	396336,11	7080779,39
172317	estructura	389305,28	7095322,66
504450204	estructura	396184,213	7080473,41
504441202	tramoMT	395175,7	7080456,26
1000046154	transformador	395108,42	7080953,53
1500491364	transformador	394765,995	7080108,7
504450212	estructuraSub	396222,79	7080519,04
1500735635	transformador	394307,048	7080956,98
192365	estructura	389372,02	7095557,34
500711981	estructura	395624,432	7081271,96
172315	estructura	389999,76	7094432,07
1000009462	tramoMT	395672,98	7080590,06
1500739081	tramoMT	394872,562	7080526,51
184996	estructura	394773,97	7080356,44
1504460369	tramoMT	396513,29	7080633,87
9437	tramoMT	395772,59	7080770,75
500853823	tramoMT	394896,057	7080163,72
500758648	equipo	395624,43	7080719,14
39820	estructura	395553,23	7080557,9
1000009459	tramoMT	395750,24	7080610,81
503067367	estructura	388120,774	7096677,93
1000046482	transformador	394982,5	7080548,8
40471	estructura	395254,57	7080054,6
1000048816	tramoMT	395742,042	7080938,75
500853902	tramoMT	394898,709	7080140,53
1000009557	tramoMT	395212,49	7080263,4
150389	estructura	395167,64	7080720,95
9655	tramoMT	394142,97	7080241,2
1000009533	tramoMT	393168,21	7085869,05
504441179	estructura	395335,63	7080500,7
1000009544	tramoMT	393378,26	7084746,07
1501893286	transformador	395613,134	7080889,97

500853726	estructura	394792,773	7080119,68
501893278	estructura	395672,172	7080899,21
503067363	estructura	387900,317	7096258,14
40255	estructura	393238,23	7085494,72
1503858165	tramoMT	396185,177	7079794,03
1000009440	tramoMT	395016,25	7080418,56
504460342	estructura	396530,344	7080657,14
1000009475	tramoMT	389266,59	7095398,35
1504460359	tramoMT	396501,037	7080633,06
184998	estructura	394771,73	7080346,69
39928	estructura	395492,75	7080627,53
504441216	estructura	395183,19	7080434,72
1500491337	transformador	396303,033	7079967,65
503067359	estructura	388100,804	7095475,55
1000009492	tramoMT	391121,62	7092619,83
503067353	estructura	389030,968	7094996,46
504460314	tramoMT	396509,259	7080640,66
1000009502	tramoMT	391518,88	7091674,56
1000046146	transformador	395779,79	7080729,58
504450181	estructura	396102,943	7080438,54
1000149536	tramoMT	395480,179	7080690,06
1000009660	tramoMT	394445,03	7080270,5
129195	estructura	394359,84	7080248,43
503067369	estructura	388161,052	7097470,33
500853900	tramoMT	394897,828	7080141,01
1000009518	tramoMT	392475,49	7089208,6
1000009449	tramoMT	396163,69	7080724,3
40114	estructura	395348,17	7080147,22
1000009540	tramoMT	393518,3	7083997,41
1503067293	tramoMT	388345,764	7097777,34
503067322	tramoMT	387947,924	7095755,51
1500778795	tramoMT	395544,24	7081291,03
171884	estructura	393623,33	7083435,92
40297	estructura	392748,11	7088115,02
192376	tramoMT	389339,095	7095538,79
500735948	estructura	394354,473	7080974,69
1000009572	tramoMT	395756,83	7080857,33
1000009489	tramoMT	390086,56	7094320,75
1000009426	tramoMT	394528,173	7080345,23
1500491354	tramoMT	394865,168	7080289,27
1000046108	transformador	395239,7	7080516,92
172314	estructura	390781,11	7093430,07
179448	estructura	395627,97	7080719,84

500693378	estructura	395093,549	7080047,12
40402	estructura	390951,36	7093024,95
171885	estructura	393308,25	7085120,4
500693337	tierra	395055,165	7080066,01
503067368	estructura	388140,836	7097079,1
1000009532	tramoMT	393203,22	7085681,89
1000046268	transformador	394779,86	7080306,5
1000009610	tramoMT	395779,79	7080729,58
1000009632	tramoMT	396226,563	7080314,61
1000009535	tramoMT	393098,19	7086243,38
502581288	estructura	394302,422	7081103,44
503067373	estructura	388211,944	7095270,01
1000009652	tramoMT	393566,19	7080234,69
504081223	estructura	394798,206	7080425,78
129151	estructura	395646,05	7081153,28
40324	estructura	392394,46	7089496,28
1500758672	tramoMT	395464,642	7080758,57
504460332	estructura	396391,129	7080542,59
503067140	estructura	387842,351	7096197,69
503067110	estructura	388369,904	7095112,5
500737290	estructura	395610,984	7079697,4
500882431	tierra	396186,344	7079860,21
40537	estructura	395592,52	7081299,44
503067306	tramoMT	388131,001	7096879,71
502589079	estructura	396224,774	7080557,65
503067172	estructura	388326,631	7097743,57
129244	estructura	395267,91	7080078,29
1504450217	tramoMT	396222,79	7080519,08
1504441223	tramoMT	395202,437	7080319,25
192378	tramoMT	389331,419	7095533,75
1000189144	tramoMT	395235,85	7080463,25
1000009576	tramoMT	395725,12	7081031,46
129098	estructura	395614,96	7081323,46
40240	estructura	393413,27	7084558,9
9616	tramoMT	394188,338	7081506,22
1503067375	transformador	388345,76	7097777,34
1000009634	tramoMT	396259,45	7080059,51
1502582066	tramoMT	394095,148	7081024,29
1500778792	tramoMT	395235,85	7080463,22
1000009550	tramoMT	393763,36	7082687,26
1000009616	tramoMT	394063,77	7081628,73
40351	estructura	391916,15	7090729,28
1000178513	transformador	394396,886	7080845,01

1000009471	tramoMT	395242,27	7080497,12
503067352	estructura	389101,18	7094986,92
180436	tramoMT	395241,773	7080517,56
500736914	estructura	396117,406	7079782,3
1000009458	tramoMT	395791,77	7080621,97
1000046115	tramoMT	395742,042	7080940,75
500736567	estructura	394897,873	7080149,17
1503067283	canalizacion	388858,135	7095021,74
1000009452	tramoMT	396051,02	7080692,78
503095136	tramoMT	395684,406	7081315,82
9480	tramoMT	389468,359	7095023,63
504441225	tramoMT	395201,658	7080318,61
1000009551	tramoMT	393728,35	7082874,43
503067132	estructura	387909,792	7095826,69
504302066	equipo	394746,432	7080414,9
192373	tramoMT	389330,549	7095534,25
504460336	estructura	396444,696	7080587,15
1000046408	transformador	395544,242	7081291,03
500767154	estructura	396255,681	7080188,56
500491373	tramoMT	394766,032	7080108,6
500737292	estructura	395743,27	7079719,1
39904	estructura	395669,29	7081139,54
40219	estructura	393658,33	7083248,76
1504460368	tramoMT	396510,265	7080640,66
1000009650	tramoMT	393282,22	7080239
1000046142	transformador	389333,33	7095529,44
503067414	estructura	389739,33	7094766,04
9523	tramoMT	392958,16	7086992,04
1000046471	tramoMT	395688,011	7081316,49
1504441224	tramoMT	395204,43	7080301,56
1503067383	transformador	388196,794	7095151,72
1504082091	tramoMT	394893,369	7080445,01
1000009654	tramoMT	393828,15	7080230,71
503067319	tramoMT	387842,791	7095979,01
500491314	tramoMT	396273,998	7079958,78
502732074	equipo	395135,799	7080459,11
504441226	estructura	395196,801	7080319,3
503067318	tramoMT	387814,566	7096059,45
500739132	tierra	395230,01	7080314,03
503067415	estructura	389574,899	7094828,46
40501	estructura	389328,53	7095537,75
1000009569	tramoMT	395637,96	7081197,55
9464	tramoMT	395634,35	7080579,69

1000179452	tramoMT	395484,21	7080669,88
------------	---------	-----------	------------

Tabla 20: Datos completos de líneas de red de media tensión basada en red MT de Diego de Almagro

ID	NODO_IEC_ID_1	NODO_IEC_ID_2	PHASES	CUDN
2232	1500778474	500778468	3	Default
207	1500778474	1500778469	3	Default
230	1503251103	1501543139	3	Default
1271	1500735591	178518	3	Default
452	1500735591	1000178519	3	Default
573	1500735940	1500735635	3	Default
2093	1000178523	178524	3	Default
596	1000178523	1000178525	3	Default
2052	1500491374	500491363	3	Default
974	1500491374	1500491364	3	Default
1385	1502267075	1502267064	3	Default
1279	1500853909	500853715	3	Default
1592	1500853909	1500853716	3	Default
1637	1500767156	1000178533	3	Default
1727	1501288212	1501288206	3	Default
488	1500491354	500491346	3	Default
2147	1500491354	1500491347	3	Default
1670	1504450217	504450212	3	Default
2271	1504450217	1504450213	3	Default
1855	1000189144	189136	3	Default
2389	1000046115	49770	3	Default
2390	1000046115	1000046114	3	Default
2527	1000046471	1000046470	3	Default
42	503067368	503067157	3	CDACAL3C034000
510	184990	1000184991	3	Default
34	503067160	503067368	3	CDACAL3C034000
78	1000149663	150096	3	CDACCU3C034000
695	503067328	503067373	3	CDACAL3C034000
840	40375	40378	3	CDAACU3C017000
1998	1000009455	1504082130	3	Default
155	172315	1000009626	3	CDAACU3C017000
726	172314	40414	3	CDAACU3C017000
923	504441216	1504441215	3	CDAACU3C013000
283	155822	504081268	3	CDAACU3C013000
335	9531	40255	3	CDAACU3C017000
199	39793	1000009686	3	CDAACU3C013000
69	500711981	39916	3	CDACCU3A034000
774	500739127	40147	3	CDAACU3C013000
666	40144	500739127	3	CDAACU3C013000

1015	500693378	1500693376	3	CDAACU3C013000
744	503067091	503067350	3	CDACAL3C034000
568	503067093	503067091	3	CDACAL3C034000
867	500491331	500491336	3	Default
1039	40459	172317	3	CDAACU3C017000
1079	503067351	503067093	3	CDACAL3C034000
62	1000009626	1000009476	3	CDAACU3C017000
1108	1500767156	500767154	3	Default
653	500767154	1500767156	3	Default
748	1500491359	500491346	3	Default
489	1500491354	1500491359	3	Default
936	500739127	1500491359	3	CDAACU3C013000
1048	500735568	500735564	3	CDAACU3C017000
511	184990	1000046146	3	CDAAAL3A013000
97	1000009681	150814	3	CDAACU3C013000
1194	503067352	503067351	3	CDACAL3C034000
331	150148	150389	3	CDACCU3C034000
779	503067125	503067359	3	CDACAL3C034000
603	504450181	504450182	3	CDAACU3C013000
752	9507	1000009507	3	CDAACU3C017000
1278	503067370	503067369	3	CDACAL3C034000
1306	504441179	1504441206	3	CDAACU3C013000
1308	503067309	503067366	3	CDACAL3C034000
1232	503067367	503067309	3	CDACAL3C034000
352	504460324	1504460352	3	CDAACU3C013000
636	504450179	504021074	3	CDAACU3C013000
1090	503067140	503067362	3	CDACAL3C034000
1340	1501288212	501288217	3	Default
759	501288217	1501288212	3	Default
235	1000009521	172319	3	CDAACU3C017000
485	40378	40381	3	CDAACU3C017000
1367	40381	172313	3	CDAACU3C017000
1370	1502581291	502581293	3	CPSCCU3C034000
755	1504441204	504441179	3	CDAACU3C013000
1099	1000009485	1000009486	3	CDAACU3C017000
1434	500853889	1500853889	3	CDAACU3C013000
558	500735948	1500735631	3	CDAACU3C013000
1440	1500882654	504021097	3	Default
1459	503067327	503067328	3	CDACAL3C034000
1486	9494	40399	3	CDAACU3C017000
541	1000009637	155817	3	CDACCU3C034000
1504	172319	9507	3	CDAACU3C017000
224	503067105	503067338	3	CDACAL3C034000

828	40147	1000046220	3	CDAACU3C013000
1237	500737290	504826166	3	CDACCU3C034000
1511	504826166	500735993	3	CDACCU3C034000
1521	503067353	503067352	3	CDACAL3C034000
1523	503067324	503067125	3	CDACAL3C034000
1536	9637	1000009637	3	CDACCU3C034000
1451	500735993	9637	3	CDACCU3C034000
1543	503067360	503067324	3	CDACAL3C034000
1546	40420	1000009485	3	CDAACU3C017000
822	1000009570	500711981	3	CDAACU3C013000
409	503067107	503067105	3	CDACAL3C034000
1586	503067355	503067107	3	CDACAL3C034000
1589	503067356	503067110	3	CDACAL3C034000
771	500882429	500882431	3	CDAAAL3A013000
1018	149077	39904	3	CDAACU3C013000
2017	1000009466	1504391096	3	Default
1303	39820	1000009466	3	CDAACU3C013000
1359	503067098	503067353	3	CDACAL3C034000
1158	1000189116	1000048804	3	CDAAAL3A013000
1496	502267072	502267070	3	CDAACU3C013000
925	504081268	1504081268	3	CDAACU3C013000
1671	1504450217	504450215	3	Default
361	502581293	1502582064	2	CDACAL2C062000
578	502732074	178524	3	Default
1678	1501893286	501893292	3	Default
355	1502582068	502582075	2	CDACAL2C062000
692	1000009507	40339	3	CDAACU3C017000
1697	503067363	503067140	3	CDACAL3C034000
640	503067369	503067301	3	CDACAL3C034000
103	172320	9499	3	CDAACU3C017000
1714	9499	1000009499	3	CDAACU3C017000
1219	1000192378	192365	3	CDAACU3A013000
680	1000009581	39853	3	CDAACU3C013000
1225	185022	1000009584	3	CDAACU3C013000
421	1500735631	1500735632	3	CDAACU3C013000
816	39763	149938	3	CDAACU3C013000
527	1000149539	1500758673	3	CDAACU3C013000
1205	500692808	1500692798	3	CDAACU3C013000
1753	503067364	503067314	3	CDACAL3C034000
1759	40204	1000009549	3	CDAACU3C017000
74	1000009486	1000009487	3	CDAACU3C017000
497	504460270	1504460318	3	CDAACU3C013000
722	1504460318	504460311	3	CDAACU3C013000

720	1504460318	1504460314	3	Default
309	1500735632	1500735633	3	CDAACU3C013000
1780	500735949	1500735633	3	CDAACU3C013000
1786	9429	1000009429	3	CDAACU3C017000
1795	500735613	500735598	3	CDAACU3C013000
1088	503067314	503067363	3	CDACAL3C034000
2995	1000149663	149661	3	Default
467	1000009561	1000009562	3	CDAACU3C017000
1333	504021074	504021097	3	CDAACU3C013000
175	1504460352	504460328	3	CDAACU3C013000
164	1000009429	500735577	3	CDAACU3C017000
1827	149261	1000149261	3	CDAACU3C013000
1092	1504081268	149261	3	CDAACU3C013000
1380	500758648	1000046150	3	CDAAAL3A013000
1838	129244	149661	3	CDAACU3C013000
364	1504450175	504450172	3	CDAACU3C013000
383	1000009464	39820	3	CDAACU3C013000
244	1000009683	39763	3	CDAACU3C013000
1378	150814	1000009683	3	CDAACU3C013000
1856	1000189144	1000189137	3	Default
896	1504460314	504460272	3	CDAACU3C013000
1870	504460272	1504460316	3	CDAACU3C013000
1878	503067359	503067327	3	CDACAL3C034000
1891	9437	9572	3	CDAACU3C013000
389	1000184991	9437	3	CDAACU3C013000
763	1000046220	500853823	3	CDAACU3C013000
477	1000009577	149077	3	CDAACU3C013000
1361	504450215	504450212	3	Default
1033	1000048816	1000046115	3	CDAAAL3A013000
1911	500853902	500853727	3	CDAACU3C013000
161	150389	39976	3	CDACCU3C034000
1923	1500735591	1000009429	3	CDAAAL3A013000
1925	9655	1000009655	3	CDACCU3C034000
238	1000009657	9655	3	CDACCU3C034000
1499	1000009533	1000009534	3	CDAACU3C017000
242	1000009440	9442	3	CDAACU3C013000
1146	1000009439	1000009440	3	CDAACU3C013000
789	1000009675	150148	3	CDACCU3C034000
191	503067147	503067365	3	CDACAL3C034000
731	503067366	503067147	3	CDACAL3C034000
1506	503067338	503067354	3	CDACAL3C034000
1980	504450182	1504450175	3	CDAACU3C013000
1357	1000009510	40348	3	CDAACU3C017000

1688	1000009492	9494	3	CDAACU3C017000
91	503067115	1503067383	3	CDACAL3C034000
1737	504450179	504450180	3	CDAACU3C013000
1269	1504082130	1000009455	3	Default
2001	504460314	1504460314	3	CDAACU3C013000
314	504460314	1504460369	3	CDAACU3C013000
1948	1000009502	40375	3	CDAACU3C017000
1476	504450180	504450181	3	CDAACU3C013000
2016	40045	1000009439	3	CDAACU3C013000
1529	1504391096	1000009466	3	Default
167	149938	149939	3	CDAACU3C013000
554	1000009617	500736002	3	CDAACU3C017000
2025	500736002	40204	3	CDAACU3C017000
2028	155817	199172	3	CDACCU3C034000
2034	40354	172320	3	CDAACU3C017000
1426	1000149536	39943	3	CDAACU3C013000
1797	129156	1000149536	3	CDAACU3C013000
1374	500853825	500853900	3	CDAACU3C013000
2041	500853900	500853889	3	CDAACU3A013000
507	500853900	500853902	3	Default
2050	504441201	502732074	3	CDAACU3C013000
1457	504441201	504441202	3	CDAACU3C013000
374	504441201	40045	3	CDAACU3C013000
1131	1000009518	1000009519	3	CDAACU3C017000
1118	1000009443	40486	3	CDAACU3C013000
2057	40486	1000009455	3	CDAACU3C013000
2062	40300	171887	3	CDAACU3C017000
2065	500735577	500735613	3	CDAACU3C017000
27	1000009449	9451	3	CDAACU3C013000
1190	9449	1000009449	3	CDAACU3C013000
1653	40471	199172	3	CDACCU3C034000
2069	40471	1000149663	3	CDACCU3C034000
1372	1000009475	172318	3	CDAACU3C017000
2080	504460334	504460336	3	CDAACU3C013000
2008	1503067293	1503067375	3	Default
954	1503067293	503067172	3	CDACAL3C034000
454	503067174	1503067293	3	CDACAL3C034000
2094	1000178523	502732074	3	Default
2257	1500778795	1000046408	3	Default
386	1504441206	39829	3	CDAACU3C013000
1174	40519	192376	3	CDAACU3C013000
3391	1000192378	192376	3	Default
1300	9572	1000009572	3	CDAACU3C013000

1745	503067162	503067160	3	CDACAL3C034000
1706	503067301	503067162	3	CDACAL3C034000
413	1000009489	172315	3	CDAACU3C017000
1660	1000009426	500735564	3	CDAACU3C017000
306	1000009476	503067414	3	CDAACU3C017000
1609	1000009526	40294	3	CDAACU3C017000
2145	40240	1000009544	3	CDAACU3C017000
1261	40408	172314	3	CDAACU3C017000
2156	504460332	504460334	3	CDAACU3C013000
2160	1000046471	503095111	3	Default
1211	9642	500737292	3	CDACCU3C034000
2166	500737292	500737290	3	CDACCU3C034000
1162	1000009552	40219	3	CDAACU3C017000
2177	40219	171884	3	CDAACU3C017000
2182	171884	9539	3	CDAACU3C017000
2142	40294	40297	3	CDAACU3C017000
2190	40297	40300	3	CDAACU3C017000
2193	40390	1000009492	3	CDAACU3C017000
119	1000009557	40018	3	CDACCU3C034000
958	40255	1000009532	3	CDAACU3C017000
646	1000009532	1000009533	3	CDAACU3C017000
1006	1000009610	1000184991	3	CDAACU3C013000
189	1000009609	1000009610	3	CDAACU3C013000
1534	1000009632	500736845	3	CDACCU3C034000
158	1000009535	1000009536	3	CDAACU3C017000
94	1000009534	1000009535	3	CDAACU3C017000
934	1000009652	1000009651	3	CDACCU3C034000
1702	9652	1000009652	3	CDACCU3C034000
873	504460336	504460338	3	CDAACU3C013000
2219	504460338	1504460359	3	CDAACU3C013000
2233	1500778474	500778472	3	Default
444	500758667	1500758672	3	CDAACU3C013000
1564	1500758672	1500758673	3	CDAACU3C013000
1694	40339	40342	3	CDAACU3C017000
2238	40342	1000009510	3	CDAACU3C017000
1647	501893278	501893270	3	CDAACU3C013000
1789	501893268	501893270	3	CDAACU3C013000
2246	500853727	500853726	3	CDAACU3A013000
1404	1000009586	1000046130	3	CDAACU3C013000
4	503067157	503067306	3	CDACAL3C034000
437	1000046408	1500778795	3	Default
2260	1500735940	500735949	3	Default
1778	500735949	1500735940	3	Default

1003	504302066	504308064	3	CDAACU3C013000
2274	171887	9515	3	CDAACU3C017000
1650	172318	192378	3	CDAACU3A013000
2279	192378	1000192378	3	CDAACU3A013000
517	1500853889	1500853909	3	CDAACU3C013000
905	40414	40417	3	CDAACU3C017000
2289	40417	40420	3	CDAACU3C017000
1351	1000009576	1000009577	3	CDAACU3C013000
1817	504460328	1504769152	3	CDAACU3C013000
2123	1504769152	504460332	3	CDAACU3C013000
2296	172317	1000009475	3	CDAACU3C017000
2313	500735568	9429	3	CDAACU3C017000
1068	500778472	500778468	3	Default
852	500778472	504441202	3	CDAACU3A013000
504	40399	40402	3	CDAACU3C017000
740	40537	162281	3	CDAACU3C013000
1866	1500778795	40537	3	CDAACU3A013000
1009	1000009562	9616	3	CDAACU3C017000
1424	1502582064	1502582066	2	CDACAL2C062000
1888	1502582066	1502582068	2	CDACAL2C062000
805	1504460316	503490067	3	CDAACU3C013000
2340	503490067	1000009681	3	CDAACU3C013000
294	1500778792	189136	3	Default
2282	1000189144	1500778792	3	Default
426	1500778792	1000172335	3	CDAACU3C013000
961	1000009549	1000009550	3	CDAACU3C017000
1810	149661	48851	3	CDAACU3C013000
1514	1000009616	155835	3	CDAACU3C017000
2330	9616	1000009616	3	CDAACU3C017000
169	503067110	503067355	3	CDACAL3C034000
2356	40288	1000009526	3	CDAACU3C017000
1894	500853823	500736567	3	CDAACU3C013000
2362	500736567	500853902	3	CDAACU3C013000
2179	1000009471	9474	3	CDAACU3C013000
1442	503067132	503067322	3	CDACAL3C034000
1700	503067361	503067132	3	CDACAL3C034000
1266	1000009466	500735976	3	CDAACU3C013000
2106	39829	500735976	3	CDAACU3C013000
2347	1503251103	9499	3	CDAACU3C013000
358	9474	180436	3	CDAACU3C013000
2382	180436	1000046108	3	CDAAAL3A013000
1036	1000009458	1000009459	3	CDAACU3C013000
432	150813	1000009458	3	CDAACU3C013000

2397	150107	1000009581	3	CDAACU3C013000
797	9452	1000009452	3	CDAACU3C013000
2241	40525	500739046	3	CDAACU3C013000
2404	503095136	503095111	3	CDAACU3C013000
1063	500739132	504441225	3	CDAACU3C013000
975	1504441223	504441225	3	Default
2415	504441225	504441226	3	CDAACU3C013000
2228	1000009551	1000009552	3	CDAACU3C017000
712	1000009550	1000009551	3	CDAACU3C017000
2994	192373	192378	3	Default
2277	192378	192373	3	Default
2421	192373	40501	3	CDAACU3C013000
767	172313	40387	3	CDAACU3C017000
2424	40387	40390	3	CDAACU3C017000
2428	503067414	503067415	3	CDAACU3C017000
1988	40348	40351	3	CDAACU3C017000
2431	40351	40354	3	CDAACU3C017000
2433	501893292	1501893286	3	Default
2435	501893292	501893278	3	CDAACU3C013000
1841	504450172	504450204	3	CDAACU3C013000
2440	502582075	1502582082	2	CDACAL2C062000
880	1000149261	129205	3	CDAACU3C013000
594	1000009519	40324	3	CDAACU3C017000
2449	40324	1000009521	3	CDAACU3C017000
291	40282	40285	3	CDAACU3C017000
2452	40285	40288	3	CDAACU3C017000
2455	40237	40240	3	CDAACU3C017000
868	500491331	1500491337	3	Default
2	1000009499	40366	3	CDAACU3C017000
2468	171885	9531	3	CDAACU3C017000
1328	500853726	500491373	3	CDAACU3A013000
2469	500491373	500491363	3	Default
2053	1500491374	500491373	3	Default
2475	39892	1000009576	3	CDAACU3C013000
2230	500736914	500736910	3	CDACCU3C034000
2484	500736910	9642	3	CDACCU3C034000
651	503067365	503067364	3	CDACAL3C034000
50	500735598	1000178513	3	Default
460	1000178513	500735598	3	Default
2503	155835	1000009617	3	CDAACU3C017000
1884	504081223	504081245	3	CDAACU3C013000
2507	1504302064	504308064	3	Default
2263	504308064	1504302064	3	Default

2038	1504460368	504460342	3	CDAACU3C013000
2510	1504460368	504460314	3	Default
257	1504460359	1504460368	3	CDAACU3C013000
24	1000009650	129196	3	CDACCU3C034000
686	1000009651	1000009650	3	CDACCU3C034000
2406	9480	500816651	3	CDAACU3C017000
965	9515	40309	3	CDAACU3C017000
2524	40309	1000009516	3	CDAACU3C017000
2526	9523	40282	3	CDAACU3C017000
2307	171886	9523	3	CDAACU3C017000
2092	503067322	503067360	3	CDACAL3C034000
861	503067275	503067098	3	CDACAL3C034000
2303	503067354	503067275	3	CDACAL3C034000
324	1000009516	40315	3	CDAACU3C017000
2536	40315	1000009518	3	CDAACU3C017000
272	1000009487	40432	3	CDAACU3C017000
2540	40432	1000009489	3	CDAACU3C017000
2460	40366	40369	3	CDAACU3C017000
2543	40369	1000009502	3	CDAACU3C017000
1844	1504441224	1000009557	3	CDACCU3C034000
977	1504441223	1504441224	3	CDAACU3C013000
1085	1000009540	40234	3	CDAACU3C017000
2547	40234	40237	3	CDAACU3C017000
885	500735751	500692808	3	CDAACU3C013000
2369	500735751	1500693559	3	Default
1477	1500693559	500735751	3	Default
2318	40402	40405	3	CDAACU3C017000
2562	40405	40408	3	CDAACU3C017000
2506	504081245	1504082091	3	CDAACU3C013000
2462	40450	503067416	3	CDAACU3C017000
2573	40450	9480	3	CDAACU3C017000
254	1000009584	40114	3	CDAACU3C013000
2576	40114	1000009586	3	CDAACU3C013000
1829	1000009654	9652	3	CDACCU3C034000
799	1000009655	1000009654	3	CDACCU3C034000
2580	503067319	503067361	3	CDACAL3C034000
629	500491314	1000009634	3	CDACCU3C034000
2587	149939	9449	3	CDAACU3C013000
967	9539	40228	3	CDAACU3C017000
2593	40228	1000009540	3	CDAACU3C017000
480	1000009536	40273	3	CDAACU3C017000
2598	40273	171886	3	CDAACU3C017000
1102	1000009544	40246	3	CDAACU3C017000

2601	40246	171885	3	CDAACU3C017000
742	1000009686	150813	3	CDAACU3C013000
2533	503067362	503067318	3	CDACAL3C034000
2610	503067318	503067319	3	CDACAL3C034000
1247	503067168	503067370	3	CDACAL3C034000
500	503067371	503067168	3	CDACAL3C034000
226	503067153	503067367	3	CDACAL3C034000
2256	503067306	503067153	3	CDACAL3C034000
1919	1000009569	1000009570	3	CDAACU3C013000
2624	1502267075	502267072	3	Default
1570	1000009462	9464	3	CDAACU3C013000
2629	9464	1000009464	3	CDAACU3C013000
1294	39928	1000179452	3	CDAACU3C013000
132	40030	1504441223	3	CDAACU3C013000
2633	40030	1504441215	3	CDACCU3C034000
1114	500735962	1000009462	3	CDAACU3C013000
393	1000009459	500735962	3	CDAACU3C013000
641	504081268	504081266	3	Default
1873	504081266	504081247	3	CDAACU3C013000
365	149263	1500739081	3	CDAACU3A013000
932	40525	149263	3	CDAACU3A013000
2981	149263	1000149261	3	Default
3125	504441209	1000172335	3	Default
782	39916	162282	3	CDAACU3C013000
3224	162282	162281	3	Default
346	162282	129098	3	CDAACU3C013000
3455	1000149539	1000149536	3	Default
2115	1503067283	1503067391	3	CPSCCU3C034000
404	504450201	504450215	3	CDAACU3C013000
2394	504450204	504450201	3	CDAACU3C013000
2169	1000178536	500767154	3	CDAACU3C013000
1791	39943	500758648	3	CDAACU3C013000
2409	500758648	179448	3	CDACCU3C034000
1258	502589079	504450215	3	CDAACU3C013000
1685	503067286	503067416	3	CDACAL3C034000
837	503067350	503067286	3	CDACAL3C034000
811	1503067283	503067275	3	CPSCCU3C034000
2136	1503858165	1503858171	2	CDAACU2C013000
1806	502582079	1000009561	3	CDAACU3C017000
1392	500816651	40459	3	CDAACU3C017000
689	129120	501288217	3	CDAACU3C013000
609	184996	184998	3	CDAACU3C013000
279	1000009455	184996	3	CDAACU3C013000

777	1000046482	500739046	3	CDAACU3C013000
656	503095105	503095136	3	CDAACU3C013000
865	162281	503095105	3	CDAACU3C013000
318	129195	1000009657	3	CDAACU3C013000
1667	1000009660	129195	3	CDAACU3C013000
1408	1500491303	500491331	3	CDAACU3C013000
2584	500491314	1500491303	3	CDAACU3C013000
1709	1000009572	501893268	3	CDAACU3C013000
2059	129130	39793	3	CDAACU3C013000
1289	1000009452	129130	3	CDAACU3C013000
369	9451	1000048804	3	CDAACU3C013000
675	1000048804	9452	3	CDAACU3C013000
1	1502581291	502581288	3	Default
487	502582079	502581288	2	CDACAL2C062000
32	184998	1000046268	3	CDAACU3C013000
1916	39976	1000046154	3	CDACCU3C034000
1073	1000046126	180461	3	CDAACU3A013000
1722	39853	1000046126	3	CDAACU3C013000
1076	504441202	504441216	3	CDAACU3C013000
1836	1000046284	1500693376	3	CDAACU3C013000
1969	48851	1000046284	3	CDAACU3C013000
660	500739132	1000046134	3	CDAACU3C013000
145	503067416	503067420	3	CDAACU3C017000
1616	503067420	503067415	3	CDAACU3C017000
1629	504330243	1000009675	3	CDACCU3C034000
1180	1000172335	504330243	3	CDAACU3C013000
1150	129207	40144	3	CDAACU3C013000
1763	1000009443	129207	3	CDAACU3C013000
1492	1000046112	1000149539	3	CDAACU3C013000
268	1000046112	1000179452	3	CDAACU3A013000
1573	9616	1501288176	3	CDAACU3C013000
1152	500693337	1500692798	3	CDAACU3C013000
1603	500693378	500693337	3	CDAACU3C013000
2203	1000178536	1000009632	3	CDACCU3C034000
1106	1000009634	1000178536	3	CDACCU3C034000
217	503067172	503067264	3	CDACAL3C034000
1784	503067264	503067371	3	CDACAL3C034000
321	503067289	503067115	3	CDACAL3C034000
458	503067373	503067289	3	CDACAL3C034000
2086	503067289	503067356	3	CDACAL3C034000
1576	1000046138	1500739081	3	CDAACU3C013000
2172	504460362	504460324	3	CDAACU3C013000
1527	504460362	500736845	3	CDAACU3C013000

108	504460362	504450201	3	CDACCU3C034000
1177	129142	504441209	3	CDAACU3C013000
1465	1502115057	40066	3	CDAACU3C013000
2101	184996	1502115057	3	CDAACU3C013000
1597	39904	129151	3	CDAACU3C013000
677	129151	1000009569	3	CDAACU3C013000
2117	192376	192366	3	CDAACU3C013000
148	504302066	504081223	3	CDAACU3C013000
987	1504082091	504081266	3	CDAACU3C013000
1432	1000048816	1000009575	3	CDAACU3C013000
1664	501893268	1000048816	3	CDAACU3C013000
177	129147	1000009609	3	CDAACU3C013000
2465	1000009458	129147	3	CDAACU3C013000
1580	129254	9422	3	CDAACU3C013000
1058	192366	129254	3	CDAACU3C013000
44	1000046142	192373	3	CDAACU3C013000
2619	1500758435	500758667	3	CDAACU3C013000
1067	129119	150107	3	CDAACU3C013000
1336	1504460369	129119	3	CDAACU3C013000
2334	129119	129120	3	CDAACU3C013000
826	9442	129183	3	CDAACU3C013000
1402	129183	1000009443	3	CDAACU3C013000
1717	129183	155822	3	CDAACU3A013000
2223	500736522	500491314	3	CDACCU3C034000
1944	1503858165	500736914	3	CDACCU3C034000
1043	504441209	129139	3	CDAACU3C013000
1849	129139	1504441204	3	CDAACU3C013000
2336	129139	1000009471	3	CDAACU3C013000
1254	9422	55247	3	CDAACU3C013000
116	129153	39928	3	CDAACU3C013000
472	500735976	129153	3	CDAACU3C013000
1298	500736510	500882431	3	CDACCU3C034000
215	500736510	500736522	3	CDAACU3C013000
1881	1503858165	500736510	3	CDACCU3C034000
2559	129192	1000009426	3	CDAACU3C017000
136	129192	1000009660	3	CDACCU3C034000
919	129172	40018	3	CDACCU3C034000
547	129172	150096	3	CDACCU3C034000
114	185022	129172	3	CDAACU3C013000
261	500735613	500735622	3	CDAACU3C017000
1743	500735622	502582079	3	CDAACU3C017000
928	500735622	500735948	3	CDAACU3C013000
2411	40066	129188	3	CDACCU3C034000

2324	1000046158	129188	3	CDAACU3C013000
1214	129188	129192	3	CDACCU3C034000
172	1000009575	502267067	3	CDAACU3C013000
1808	502267067	502267072	3	CDAAAL3A013000
614	502267067	39892	3	CDAACU3C013000