



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

**APORTE DE LAS REDES INTELIGENTES COMUNITARIAS AL
AUMENTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

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

VÍCTOR GUILLERMO JONATHAN ESCOBAR ARRIAGADA

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE
2019

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico.

POR: Víctor Guillermo J. Escobar Arriagada

FECHA: 18/03/2019

PROFESOR GUÍA: Alejandro Navarro Espinosa

APORTE DE LAS REDES INTELIGENTES COMUNITARIAS AL AUMENTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida (GD) ha aumentado de forma considerable en los últimos años en Chile, desde la promulgación de la Ley de Generación Distribuida (Ley 20.571) en el 2015 la potencia de equipos instalados ha aumentado de 1.398 kW a 25.958 kW siendo la mayoría de estas instalaciones de paneles solares fotovoltaicos. Esta ley permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables no Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente con el fin de autoconsumo. Además, la ley le da el derecho a los clientes finales de vender sus excedentes a la distribuidora eléctrica la cual tiene la obligación de comprarla a un precio regulado.

La penetración masiva de generación distribuida en las redes actuales genera impactos principalmente relacionados con la calidad de suministro tales como problemas de tensión, corriente, frecuencia, distorsión armónica y desbalances. Cada uno de estos impactos genera consecuencias tanto para la empresa distribuidora encargada de entrega un buen servicio y los clientes finales.

Este trabajo se enfoca principalmente en los problemas de régimen permanente introducidos por la generación distribuida de tipo Solar PV, en relación con los problemas de tensión y corriente que se crean en la red de distribución. Para ello se busca integrar redes inteligentes comunitarias con sistemas de almacenamiento (baterías).

Para esto se simula una red de distribución europea desarrollada por *Electricity North West Limited* y *The University of Manchester* resultado del proyecto Fondo de Redes Bajas en Carbono. Se simula la red con generación distribuida de manera de entender a que nivel de penetración PV aparecen los problemas de tensión y corriente. Además, se incluye en la simulación la creación de redes inteligentes para minimizar los impactos técnicos de la GD y aportar al autoconsumo.

Los resultados muestran que con una penetración de 2,4 kW aparecen los problemas de tensión y con una de 3,6 kW PV aparecen los problemas de corriente. La creación de redes inteligentes comunitarias, al agrupar vecinos dispuestos geográficamente cerca reducen por completo los problemas de corriente y desplazan la aparición de problemas de tensión a una penetración mucho mayor (3,2 kW).

La implementación de sistemas de almacenamiento con las redes inteligentes ayuda a mejor no sol los impactos de la GD sino que también aumentan el autoconsumo de los clientes y reducen sus costos al evitarles comprar a alto costo la energía desde la red.

A mis padres y familia

Agradecimientos

Luego de varios años por fin he llegado a este momento en el que termina esta hermosa etapa de mi vida, es por ello que no puedo dejar de agradecer a todas las personas que compartieron conmigo y me ayudaron a crecer y ser una mejor persona. Probablemente deje muchos nombres afuera, pero quiero que sepan que todas aquellas personas que compartieron conmigo durante mi estadía en la U, aunque la memoria sea frágil, están en mi corazón.

Primero quiero agradecer a Dios por su gran amor hacia mi vida y por todo el apoyo que me dio, porque sin su ayuda yo no estaría aquí. A mi familia, que estuvieron presentes en cada momento, en aquellos felices y aquellos tristes donde una décima hacía la diferencia.

A mis compañeros de bachi, como olvidar su compañía y aquellos momentos en que íbamos todos juntos al Mc Donald's y nos reíamos a carcajadas. Entrar a bachi fue una de las mejores decisiones que tomé en mi vida estoy feliz por ello. Nombrar a mis amigos de aquel entonces como el Feña Dinamarca, el Feñita Donoso (con el cual aún seguimos en ingeniería, los últimos bachis que quedan), al Carlos mopa Gallardo el que nos hizo reír tantas veces con sus tonteras, a la Dani Coto que una de las primeras amigas que tuve, a la Javi Corradini, al Mati cuadra y muchos más con los que vivimos hermosos y estresantes momentos en Juan Gomez Millas,

A mis amigos de Beauchef, con los que vivimos muchos más años juntos y compartimos buenos y estresantes momentos haciendo trabajos a última hora. Al Alexis, uno de mis primeros amigos acá y el más flojo de todos, aunque al principio creí que era mateo, al Sergio con quien compartimos más de una vez juntos haciendo trabajos y comiendo sus buenas pizzas. A mi amigo Naim, quien a pesar de todo el bullying es un gran apoyo, quien me abrió su hogar como un hermano. Al Mati Rojas, otro gran amigo, el experto del grupo, el que siempre aporta con los datos más freak. A la Paula que con su odio al mundo nos hizo reír tantas veces.

Mucha más gente en eléctrica que me ayudó a salir adelante, a seguir estudiando y que llegaron a ser grandes amigos como por ejemplo Diego Alvarado, que sin conocerlo me respondía cada una de las preguntas que le hacía y que se tiraba sus tallas chistosas en todo momento, al Miguel Alexis Sánchez un gran compañero y amigo. El mejor auxiliar que he tenido aunque, si me preguntan, nunca más tomaré un ramo con él, me los eché todos, pero a pesar de todo eso es un buen amigo, siempre dispuesto, siempre presente.

A mi profesor guía Alejandro Navarro, quien me ayudó durante el desarrollo de esta memoria, quien me presionó a sacar adelante el trabajo y creer en mis capacidades.

Y por último, pero no menos importante, a mis compañeros de handball, que a pesar de que no soy muy bueno, este hermoso deporte me ayudó a darle más sentido a todo en mi vida, a crecer y madurar de una forma que ni yo me lo creía, gracias a todos ustedes.

¡Gracias a todos ustedes y a muchos más, quienes hicieron que esta etapa de mi vida fuera espectacular, Gracias!

Tabla de Contenido

1.	Introducción.....	9
1.1	Motivación.....	9
1.2	Objetivos.....	10
1.2.1	Objetivo general	10
1.2.2	Objetivos específicos.....	10
1.3	Alcances.....	10
2.	Marco Teórico	11
2.1	Sistemas eléctricos de potencia (SEP).....	11
2.1.1	Redes de distribución	11
2.1.2	Problemas de tensión red de Distribución	12
2.1.3	Problemas de corriente red de Distribución	13
2.2	OpenDSS	14
2.2.1	Principales Utilidades de OpenDSS	15
2.3	Matlab	17
2.4	Modelo CREST.....	17
2.5	Generación Distribuida (Net Billing)	18
2.6	Diferentes formas de agrupamiento de cargas en una red	21
3.	Metodología.....	28
3.1	Fase Previa.....	28
3.1.1	Software OpenDSS.....	29
3.1.2	Manejo de OpenDSS con Matlab (<i>COM server</i>).....	29
3.2	Fase 1	31

3.3	Fase 2	32
3.4	Fase 3	33
3.5	Fase 4	34
4.	Modelo de Simulación.....	35
4.1	Red de distribución a simular	35
4.2	Perfiles de consumo	36
4.3	Características Solares	39
4.3.1	Perfil Solar	39
4.3.2	Paneles Fotovoltaicos	41
4.3.3	Inversión Paneles Fotovoltaicos	41
4.4	Características Baterías	43
5.	Resultados y Análisis de simulaciones.....	47
5.1	1 ^{er} Escenario.....	47
5.1.1	Problemas de Tensión.....	48
5.1.2	Problemas de Corriente	49
5.2	2 ^{do} Escenario	51
5.2.1	Problemas de tensión	51
5.3	3 ^{er} Escenario.....	54
5.3.1	Problemas de tensión	54
5.4	4 ^{er} Escenario.....	57
5.4.1	Problemas de tensión	57
5.5	Análisis comparativo entre los escenarios	59
5.6	Calculo Net-billing	63
6.	Conclusiones.....	67
6.1	Conclusiones	67

6.2	Trabajo futuro	68
7.	Bibliografía.....	70
8.	Anexos.....	72

Índice de ilustraciones

Figura 2.1 Sistema eléctrico de potencia.	12
Figura 2.2 Organización de las tareas en OpenDSS.....	15
Figura 2.3 Interfaz OpenDSS	16
Figura 2.4 Esquema de funcionamiento ley 20.571.	19
Figura 2.5 Instalaciones declaradas de generación residencial.	20
Figura 2.6. Instalaciones y kW declarados de generación residencial 2015-2019.....	21
Figura 2.7 Clasificación de las estrategias de agrupación de consumidores y / o productores de electricidad.....	22
Figura 2.8 Representación general de los componentes de una red inteligente conectada a la red.	24
Figura 2.9 Modelo de negocios relevantes y variaciones posibles.....	25
Figura 2.10 Modelo de negocios y drivers de las microrredes urbana.....	27
Figura 3.1. Diagrama metodología de las fases de trabajo.....	28
Figura 3.2 Comunicación Matlab y OpenDSS.	29
Figura 3.3 Estructura de OpenDSS.....	30
Figura 3.4 Iniciar interfaz COM.....	31
Figura 3.5 Red de distribución a simular.....	32
Figura 3.6 Red de distribución con una batería.	33
Figura 3.7 Separación de redes inteligentes en la red de distribución.....	34
Figura 4.1 Redes de distribución en USA y Europa.....	36
Figura 4.2 Pestaña principal de la planilla del modelo CREST.	37
Figura 4.3 Consumo de 1 día de los 55 clientes de la red de distribución.	38
Figura 4.4 Consumo de los perfiles de todos los clientes para 1 semana.....	39

Figura 4.5 Explorador Solar.	40
Figura 4.6 Ejemplo configuración Paneles Solares.	41
Figura 4.7 Ejemplo archivo de código de batería OpenDSS.	43
Figura 4.8 Potencia promedio mensual para cada cliente de la red de distribución.	45
Figura 4.9 LoadShape de la batería.	46
Figura 5.1 Resultados problemas de tensión caso sin Baterías	48
Figura 5.2 Problemas de Corriente caso sin baterías.	49
Figura 5.3 Problemas de Corriente por metros de línea.	50
Figura 5.4 Inyección Transformador para el escenario sin baterías.	51
Figura 5.5 Resultados problemas de tensión caso con 1 batería por red.	52
Figura 5.6 Comportamiento Transformador y Batería para el escenario 2.	52
Figura 5.7 Resultados problemas de tensión escenario 3 (1 batería por casa).	54
Figura 5.8 Inyección del transformador y consumo baterías por casa.	55
Figura 5.9 Consumo batería versus la demanda agregada de un cliente.	56
Figura 5.10 Resultados Problemas de tensión caso 1 batería por cada microrred.	57
Figura 5.11 Inyección y consumo de baterías escenario 4.	58
Figura 5.12 Perfil de baterías para todos los clientes de la red.	60
Figura 5.13 Problemas de tensión escenario 4 con baterías sobredimensionadas.	62
Figura 5.14 Comportamiento baterías sobredimensionadas para el escenario de redes inteligentes	62
Figura 5.15 Potencia Anual Solar para los diferentes niveles de penetración.	63
Figura 5.16 Cálculo Netbilling para diferentes agrupaciones de clientes.	65

1. Introducción

1.1 Motivación

La generación de energías renovables no convencionales (ERNC) ha ido en aumento en los sistemas de generación en Chile, en particular la generación por medio de paneles fotovoltaicos [1]. Esto también ha permitido que se masifique no solo en el sector de generación, sino que también en los sistemas de distribución.

Gracias a la promulgación de la ley de generación distribuida (ley 20.571) se conoce que desde 2015 las instalaciones declaradas aumentaron de 90 a 4495 sumando así un total de 25,69 MW, según el informe de Enero de 2019 de la SEC [2], siendo la mayoría de estas instalaciones de paneles solares fotovoltaicos.

Una forma de aprovechar la generación distribuida es por medio de redes inteligentes comunitarias, las cuales se pueden definir como un grupo de cargas interconectadas y recursos de energía distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) con límites eléctricos claramente definidos que actúa como una entidad única controlable con respecto a la red. Existen otras formas de agrupamiento como lo son las microrredes, aunque estas últimas pueden conectarse y desconectarse de la red principal para permitir su operación en modos conectados a o en isla [3]. El agrupamiento de cargas en una red de distribución aparece como una posibilidad cierta para aumentar la presencia de recursos distribuidos (por ejemplo, generación distribuida, vehículos eléctricos, etc.) e incrementar los niveles de confiabilidad y resiliencia de las comunidades.

Una característica de las redes inteligentes comunitarias es que permite el intercambio de energía entre ésta y la red principal, permitiendo así entregar excedentes de energía en el caso de que los consumos no sean suficientemente altos o, por el contrario, consumir energía desde la red en el caso de que la generación distribuida sea insuficiente para abastecer las cargas. Esto permite tener varios objetivos al diseñar una red inteligente, por un lado, se puede esperar de dicha red generar todo para el propio consumo o diseñarla para exportar toda la energía generada y venderla a la red.

Para entender el comportamiento de las redes inteligentes se simulará una red de distribución de baja tensión, simulada por medio del software OPENDSS. Este software permite simular sistemas de distribución de energía eléctrica, además como del tipo *Open Source* se puede utilizar sin ningún tipo de licencia, de modo que se puede modificar fácilmente para satisfacer las necesidades futuras del usuario.

Se pretende simular una red inteligente comunitaria que genere su propia energía por medio de paneles solares, de manera de abastecer la demanda diaria de cada una de las cargas que componen esta red comunitaria. Para abastecer en las horas de no sol se utilizan baterías que se cargan en las horas de sol y se descargan en la noche, en las horas en las que no existe generación por medio de los paneles solares.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

El objetivo general de este trabajo consiste en analizar una red inteligente (*SmartGrid*) comunitaria, compuesta de paneles solares y baterías, y determinar el aporte de estas al autoconsumo y a la minimización de impactos técnicos por la adopción de generación distribuida.

1.2.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos del trabajo de título son:

- Modelar una red de distribución con el fin de determinar los impactos sobre la tensión y la corriente, que es producida por el aumento de penetración de paneles solares
- Realizar varias simulaciones para distintas curvas de cargas para un mismo nivel de penetración fotovoltaica.
- Estudiar y comprender los efectos de la generación fotovoltaica residencial en la red de distribución.
- Estudiar para diferentes niveles de penetración PV, los diversos beneficios que se producen al considerar la legislación vigente (Net-Billing- Ley 20.571 [4]).
- Modelar una red inteligente comunitaria dentro de la red de distribución para aumento de los beneficios de los clientes debido al autoconsumo.
- Modelar varias redes inteligentes comunitarias dentro de la red de distribución para aumentar la adopción de generación distribuida.

1.3 Alcances

Los alcances de este trabajo están determinados por el sistema de estudio, es decir, por la red de distribución de baja tensión que se utiliza en las simulaciones. Realizar varias simulaciones a la red de distribución con diferentes parámetros para así considerar la estocasticidad inherente a los sistemas de distribución, entregando con ello resultados confiables.

El análisis realizado corresponde a uno de carácter técnico de los problemas de tensión y corrientes presentes en la red simulada al incorporar paneles fotovoltaicos en régimen permanente y baterías.

2. Marco Teórico

En este capítulo se entregan las herramientas básicas para comprender y entender el trabajo de esta memoria, partiendo primero por los sistemas eléctricos de potencia, en particular la etapa de distribución. Continuando se entregan los detalles de la legislación vigente en relación con los problemas de tensión y de corriente que puede haber en una red de distribución. Estos problemas son los que interesan para este trabajo, debido que se pretende disminuir la aparición de esto con la ayuda de las redes inteligentes comunitarias.

Luego se detallan los programas a utilizar, partiendo por el encargado de la simulación de la red de distribución, OpenDSS, donde se detalla a groso modo las principales características de este software. Siguiendo con Matlab, el programa encargado de controlar OpenDSS para un mejor manejo de los datos de entrada y salida. El Modelo CREST, un modelo de demanda para los datos de consumo de la red de distribución se utiliza por medio de Excel.

Siguiendo este capítulo, se explican en que consiste la generación distribuida en nuestro país y su legislación vigente. Finalizando con las diferentes formas de agrupamiento de cargas que pueden existir dentro de una red de distribución, en particular para este trabajo, de las redes inteligentes comunitarias.

2.1 Sistemas eléctricos de potencia (SEP)

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) corresponde al conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad [5]. Un SEP consta de tres segmentos principales, que son la generación, transmisión y distribución de la energía (ver Figura 2.1). En el segmento de generación, es donde la energía eléctrica es producida por medio de algún tipo de combustible (diésel, gas, carbón, etc.) o fuente de energía (agua, viento, sol). La tensión con la que se genera la energía es del orden de las decenas de kilovolts (13.2, 22, 66 kV, etc.), para luego ser elevado, por medio de un transformador, a niveles del orden de las centenas de kilovolts, niveles adecuados para la siguiente etapa.

En la etapa de transmisión la energía es transportada a altos niveles de tensión (que hacen más económica, eficiente y segura la operación) desde los puntos de generación hasta los puntos de distribución, en donde finalmente la energía es entregada a los clientes. En esta última etapa, la de distribución, la energía que era transportada a altos niveles de tensión pasa por varios transformadores de bajada para reducir paulatinamente los niveles de tensión de hasta llegar a una tensión adecuada para ser llevada a los clientes.

2.1.1 Redes de distribución

Las redes de distribución, como se menciona anteriormente, son aquellas redes encargadas de distribuir la energía hacia los clientes finales a una tensión adecuada. La norma chilena [6] considera una red de baja tensión aquella con un nivel de tensión inferior a 400 V. Es en este nivel en el cual se centra la presente Memoria de Título, ya que los paneles solares residenciales se conectan aquí.

En la Figura 2.1 se puede ver los niveles de tensión usados en distribución, en este caso, se trabaja con la relación de tensión 380 V_{ff} y 220 V_{fn} .

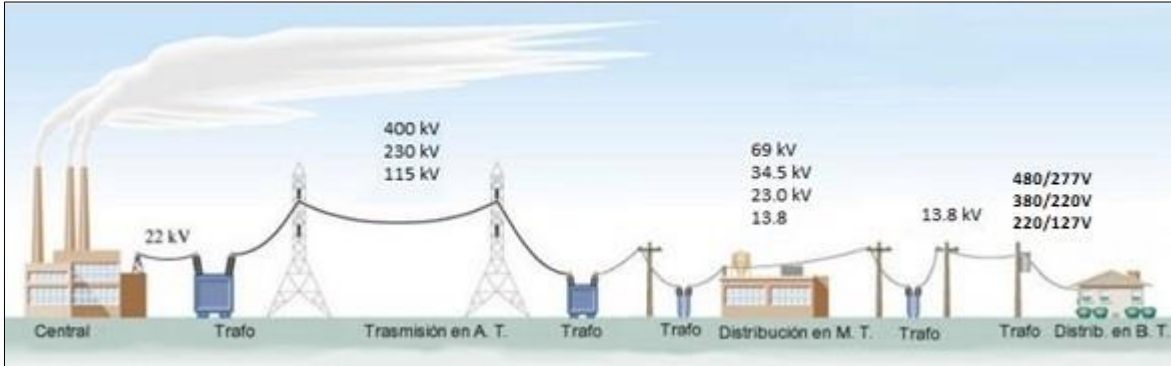


Figura 2.1 Sistema eléctrico de potencia.

2.1.2 Problemas de tensión red de Distribución

En una red de distribución el voltaje puede variar, dependiendo de la potencia consumida como generada, en el caso de que tenga a su disposición generación propia. La relación existente entre la reactancia y la resistencia es cercana a 1, teniéndose incluso casos en los cuales es superior a la unidad. Esto repercute en que los efectos que se observan sobre la tensión no sólo dependen de la potencia reactiva en las líneas, sino que también de la potencia activa. Lo anterior se ve reflejado en la ecuación de regulación de tensión (ecuación 2.1), que representa una aproximación al cálculo de detalle de caída de tensión y en donde se observa la dependencia tanto de la potencia activa como reactiva,

$$\Delta V = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V} \quad (2.1)$$

Donde R y X son la resistencia y reactancia de la línea, P y Q las potencias activas y reactivas que esta transporta y V la tensión en el extremo del consumo.

De aquí se desprende que la tensión de un alimentador está influenciada por el perfil de carga y generación que este posea, teniéndose casos críticos de alzas de voltaje cuando la demanda es baja (o generación alta), o caídas de tensión bruscas cuando el perfil de carga es máximo.

Para evaluar la regulación de tensión en un punto de la Red de Distribución se utilizará el siguiente indicador según la Norma Técnica de Calidad y Servicio para Sistemas de Distribución lo indica [7], llamada en adelante La Norma.

$$\Delta V_k = \frac{|(V_k - V_n)|}{V_n} \cdot 100 \quad (2.2)$$

Donde:

- ΔV_k : Regulación de Tensión en el punto k, en %.
- V_k : Tensión de suministro en el punto k, determinada como el promedio de las medidas en un intervalo de 10 minutos, en kV.
- V_n : Tensión nominal en el punto k, en kV.

La Norma dice que “en estado normal y durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días corridos de medición y registro, los valores eficaces de la tensión en el punto de conexión de los Usuarios, promediados en 10 minutos, deberán ser tales que la regulación de tensión se mantenga dentro del ± 7.5 % para la red de baja tensión”.

Sin perjuicio de lo anterior, en estado normal o estado anormal, todos los valores eficaces de la tensión, promediados en 10 minutos para todos los tipos de redes en BT, deberán situarse dentro del intervalo $V_n - 15\%$ y $V_n + 10\%$.

2.1.3 Problemas de corriente red de Distribución

Para el caso de la corriente, se calcula el nivel de utilización de la línea que conecte dos nodos. En la Tabla 2.1 se muestra la ampacidad de los cables que se utilizan en este trabajo. El nivel de utilización para una línea se define como la razón entre el máximo valor de corriente horaria promedio para un día, sobre su ampacidad [8]. Este valor se calcula para cada línea, para cada nivel de penetración PV.

Se dirá entonces que existe un problema de corriente cuando el nivel de utilización de la línea, para algún nivel de penetración PV, promediada en una hora sea mayor de 100.

Tabla 2.1 Ampacidad de los cables.

Código Cables	Ampacidad [A]
2c_.007	56
2c_.0225	83
2c_16	91
35_SAC_XSC	110
4c_.06	210
4c_.1	560
4c_.35	115
4c_185	330
4c_70	179
4c_95_SAC_XC	221

2.2 OpenDSS

OpenDSS es un software de simulación de sistemas de distribución de energía eléctrica desarrollado por EPRI (*Electric Power Research Institute*). Se trata de un programa del tipo software libre utilizado en la simulación de propiedades eléctricas en el dominio de la frecuencia con las funcionalidades propias de los simuladores comerciales. Es un software aún en desarrollo que va implementando progresivamente nuevas herramientas que tienen en cuenta futuras necesidades relacionadas con los esfuerzos de modernización de las redes actuales. El programa fue originalmente pensado como una herramienta para el análisis de la interconexión de generación distribuida, pero su continua evolución ha llevado al desarrollo de otras funcionalidades que son perfectas, por ejemplo, para estudios de eficiencia en el suministro de energía y estudios de armónicos.

Muchas de las funciones que se encuentran en el programa originalmente estaban destinadas a respaldar el análisis de la generación distribuida interconectada a los sistemas de distribución de servicios públicos y que sigue siendo un uso común. Otras características respaldan el análisis de aspectos tales como la eficiencia energética en el suministro de potencia y el flujo de corriente armónico. OpenDSS está diseñado para expandirse indefinidamente, de modo que se pueda modificar fácilmente para satisfacer las necesidades futuras del usuario.

Una de las características innovadoras respecto a otras herramientas típicas de análisis de sistemas de distribución de energía eléctrica, es su modo de solución cuasiestática, es decir, las simulaciones en tiempo secuencial. Actualmente ya existen varias herramientas con capacidades similares, pero OpenDSS desde el principio fue diseñado para llevar a cabo simulaciones de ciclos de trabajo con la periodicidad deseada: anuales, diarios, etc. Cada elemento del sistema eléctrico bajo estudio puede tener una única curva de carga o funcionamiento; esta curva es una característica importante porque los medidores de energía modernos pueden proporcionar datos de un intervalo de demanda para cada cliente. La facilidad con la que OpenDSS realiza esta tarea, con sus opciones *Monitor* y *EnergyMeter*, quizás lo haga único en la industria, ya que puede capturar los resultados de series temporales en largas simulaciones. Estas opciones pueden ser muy útiles para el análisis con recursos en la utilización de energías renovables, almacenamiento, vehículos eléctricos, etc., cuya solución es difícil de obtener sin modelar el comportamiento del sistema como función del tiempo.

Otra de las ventajas de utilizar OpenDSS, es que el código fuente es libre, para que los investigadores de redes inteligentes que necesiten capacidades avanzadas de simulación que aún no hayan sido implementadas, puedan modificar dicho código para desarrollarla [9].

A continuación, en la Figura 2.2 se muestra un mapa conceptual sobre las relaciones de las tareas que se realizan en OpenDSS en general.

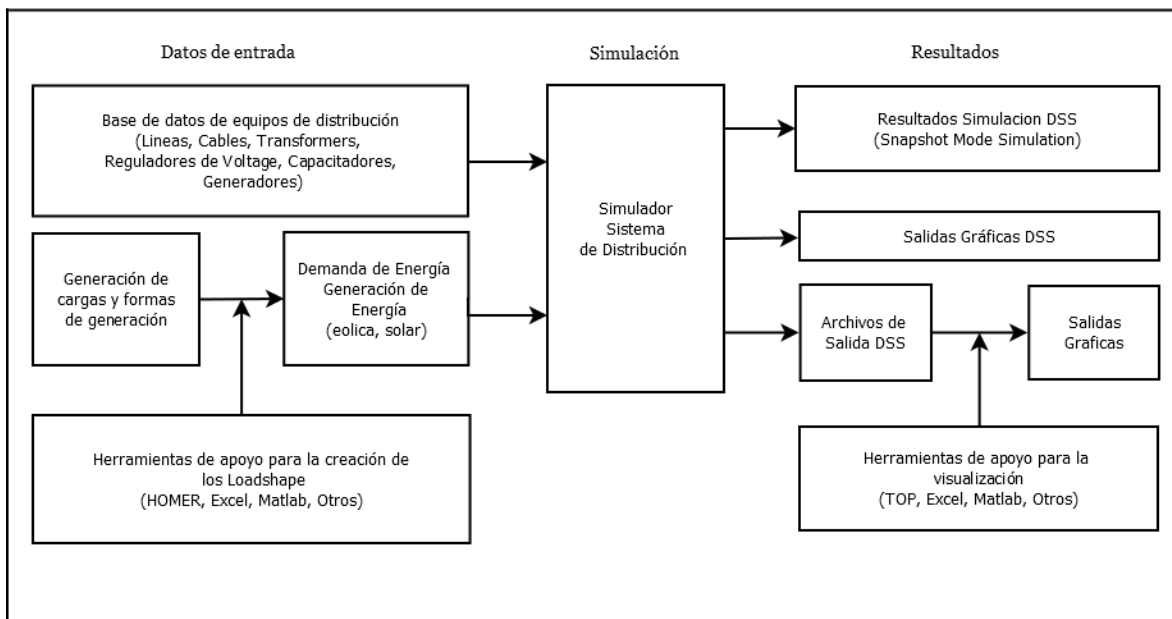


Figura 2.2 Organización de las tareas en OpenDSS [10]

Cabe mencionar que a primera vista la interfaz de OpenDSS es poco amigable ya que la programación es solo a base de scripts, pero el lenguaje es muy sencillo de aprender e intuitivo al mismo tiempo, lo que lo hace un programa accesible para cualquier usuario.

2.2.1 Principales Utilidades de OpenDSS

OpenDSS tiene una gran cantidad de herramientas, las principales son:

- Modelado y análisis de redes de distribución.
- Análisis de circuitos AC polifásicos.
- Análisis de interconexión de generación distribuida.
- Simulaciones anuales de generación y carga.
- Simulación de plantas eólicas.
- Mejoramiento de la eficiencia en redes de distribución.
- Estudios de armónicos.

Una vez modelado el sistema que se va a estudiar, OpenDSS permite varios modos de solución para diferentes tipos de análisis. Solo alguno de estos modos se utiliza en este trabajo, los cuales se detallarán en las secciones siguientes:

- **Snapshot:** Modo estático para flujo de potencia.
- **Directo:** Modo no iterativo.
- **Daily Mode:** Simulación de 24 horas con incrementos de 1 hora por defecto.

- **Yearly Mode:** Simulación de 8760 horas (un año) en incrementos de una hora por defecto.
- **Duty cycle:** Simulación de ciclos de trabajo con incrementos de 1 a 5 segundos. Útil para el análisis de la generación de energía de las renovables, por ejemplo.
- **Dynamics:** Simulación de transitorios electromecánicos.
- **Fault Study:** Informes de corrientes y voltajes en todas las fases para todos los tipos de fallos. Útil para la depuración de modelos de circuitos.
- **MonteCarlo fault study:** El usuario define los fallos y los lugares del modelo donde estos deben ocurrir. El programa los selecciona uno a uno y los analiza.
- **Análisis de armónicos.**
- **Modo de solución definida por el usuario.**

El software OpenDSS está diseñado para funcionar de forma autónoma mediante el archivo ejecutable OpenDSS.exe, esto es, con su propia interfaz de usuario del programa (ver Figura 2.3). A través de dicha interfaz se pueden generar los códigos de diseño de circuitos, simulación y otras funciones ya mencionadas. Además, ofrece multitud de herramientas de control y análisis de cada elemento del circuito

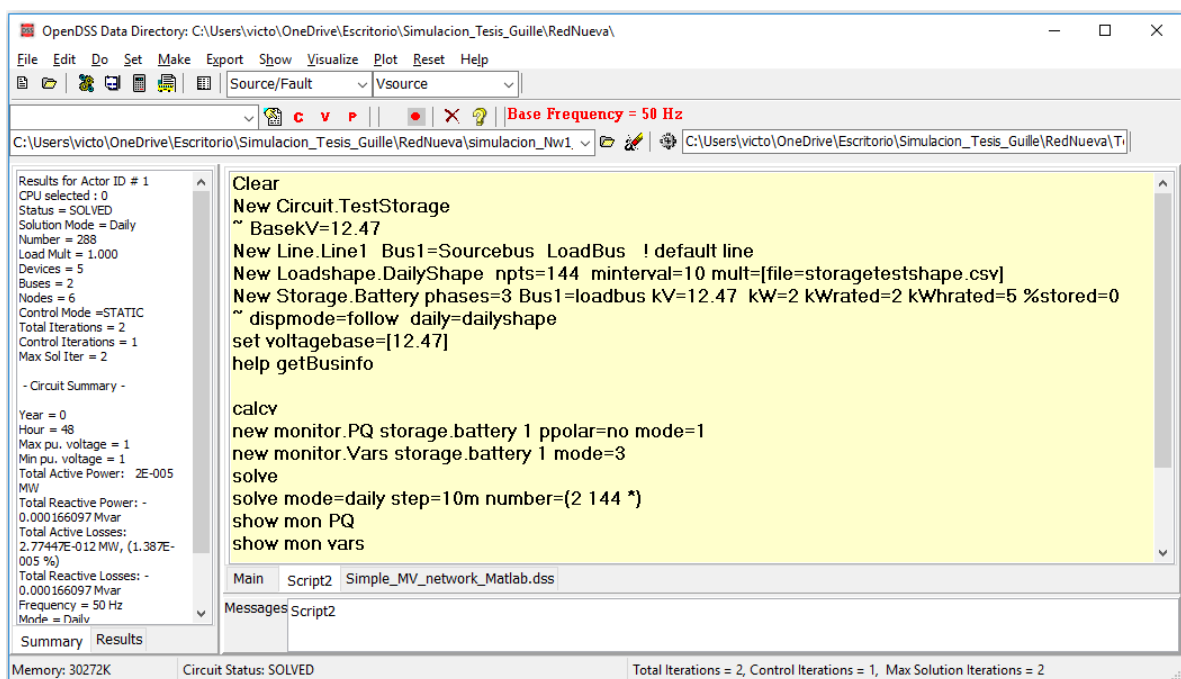


Figura 2.3 Interfaz OpenDSS

OpenDSS está diseñado para recibir instrucciones en forma de texto permitiendo mayor flexibilidad al usuario. Se puede acceder al programa tanto a través de una aplicación independiente como a través de la interfaz COM y DLL's. La aplicación independiente cuenta

con una interfaz de usuario muy básica, aunque funcional, que permite interactuar con el programa; la interfaz COM permite conectar OpenDSS con otros programas tales como Matlab, Visual Basic, Python o Excel, proporcionando de esa manera una gran capacidad de análisis de la información.

Una interfaz COM (*Component Object Model*) se encarga de implementar Objetos en un ambiente diferente al que fueron creados. Por otro lado, una DLL o Biblioteca de Enlace Dinámico, son archivos que poseen algún tipo de código que puede ser ejecutado por medio de otro programa que las necesite. Así, con estas características, es posible programar en Matlab las instrucciones necesarias para que OpenDSS realice el trabajo requerido, lo que entrega flexibilidad a la hora de realizar estudios y expande las posibilidades del investigador, pudiendo, por ejemplo, realizar un proceso de manera iterativa y guardando los resultados obtenidos para luego poder analizarlos con mayor detalle.

2.3 Matlab

MATLAB (abreviatura de MATrix LABoratory, laboratorio de matrices) es una herramienta de software matemático que ofrece un entorno de desarrollo integrado (IDE) con un lenguaje de programación propio (lenguaje M). Está disponible para las plataformas Unix, Windows, Mac OS X y GNU/Linux.

Entre sus prestaciones básicas se encuentran: la manipulación de matrices, la representación de datos y funciones, la implementación de algoritmos, la creación de interfaces de usuario (GUI) y la comunicación con programas en otros lenguajes y con otros dispositivos hardware. El paquete MATLAB dispone de dos herramientas adicionales que expanden sus prestaciones, a saber, Simulink (plataforma de simulación multidominio) y GUIDE (editor de interfaces de usuario - GUI). Además, se pueden ampliar las capacidades de MATLAB con las cajas de herramientas (*toolboxes*); y las de Simulink con los paquetes de bloques (*blocksets*).

2.4 Modelo CREST

El modelo de demanda CREST (*Centre for Renewable Energy Systems Technology*) [12] es un modelo estocástico de alta resolución de demanda eléctrica y térmica de viviendas domésticas. El modelo entrega los datos de demanda con una resolución de un minuto, desagregados por uso final, utilizando un enfoque de modelado de abajo hacia arriba basado en patrones de ocupación activa y perfiles de actividad diaria derivados de datos de encuestas de uso del tiempo.

Este modelo depende de varios requerimientos específicos, por lo que tiene una gran complejidad. Por ejemplo, si se piensa en una vivienda residencial común y corriente, se tiene que su consumo de electricidad puede variar drásticamente de un momento a otro, dependiendo de como se comporten los habitantes de dicha vivienda, presentando así un comportamiento aleatorio e impredecible. Es por esta razón que se hace necesario el enfoque estocástico, el cual busca entregar datos que provengan de una simulación, pero posean estadísticas correctas.

Algunos requerimientos priorizados en el modelo CREST se detallan a continuación:

- Alta resolución temporal
- Diversidad en la demanda
- Dependencia dentro de las viviendas
- Modelación estocástica
- Modelación basada en la actividad
- Precisión y eficiencia computacional
- Transparencia y reproductibilidad

El modelo ha sido validado y se puede utilizar para simular la demanda de viviendas residenciales, de modo que la diversidad de viviendas esté debidamente representada y la demanda de uso final esté correlacionada adecuadamente. El desarrollo de abajo hacia arriba del modelo permite representar los cambios en los aparatos y sus patrones de uso, lo que permite cuantificar el impacto de los cambios en la tecnología, por ejemplo, la introducción de tecnologías más eficientes, la electrificación del calor y el impacto de la respuesta de la demanda en términos de cambios en el calendario de actividades de los ocupantes.

El modelo se ha desarrollado principalmente para el análisis de redes de baja tensión y la capacidad del modelo para dar cuenta de la diversidad de la demanda es de importancia crítica para esta aplicación. El modelo es un desarrollo de código abierto en Excel VBA y está disponible gratuitamente para que los usuarios lo configuren y amplíen, o lo incorporen a otros modelos.

2.5 Generación Distribuida (Net Billing)

La Generación Ciudadana, establecida mediante la Ley 20.571 fue promulgada el 22 de octubre en 2014 [4] y permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC)¹ y cogeneración eficiente² con el fin de autoconsumo. Las fuentes renovables están claramente definidas en la ley y se refieren principalmente a la generación solar, eólica e hidráulica. Esta Ley, conocida también como *Netbilling*, o Generación Distribuida, entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica y a ésta la obligación de comprarla a un precio regulado, el cual está publicado en los sitios web de cada empresa distribuidora.

¹Se definen los medios de generación renovable no convencionales, como aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, hidráulica (menor a 20 MW), geotérmica, solar, eólica y del mar (ya sea por mareas, olas, corrientes marinas o gradiente térmico).

² La cogeneración eficiente: se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a los 20 MW y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.

Para hacer uso de esta ley se necesita un medidor bidireccional que sea capaz de registrar tanto la energía que sale de la casa como la que entra. De esta forma, los excedentes de energía que el cliente no pueda utilizar para su propio consumo serán inyectados a la red de distribución valorizados al precio de la energía. Estas inyecciones serán descontadas de la facturación correspondiente al mes siguiente. Los remanentes de inyección de energía que transcurrido el plazo señalado en el contrato entre el cliente y la distribuidora, no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente por la concesionaria de servicio público de distribución respectiva. Para tales efectos, la concesionaria correspondiente deberá emitir al titular un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de las inyecciones no descontadas, salvo que el cliente haya optado por otro mecanismo de pago en el contrato respectivo [4].

En la Figura 2.4 se muestra un esquema del funcionamiento de la normativa vigente en relación a la ley 20.571.



Figura 2.4 Esquema de funcionamiento ley 20.571. [4]

Todo sistema de generación eléctrica que desee acogerse a esta ley debe ser declarado ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, que desde el año 2015 cuenta con una Unidad Técnica Especializada en ERNC para atender los requerimientos de la ciudadanía. Esta Declaración Eléctrica debe ser realizada por un Instalador Autorizado, y debe contener además los detalles técnicos de la instalación, así como de los productos a utilizar. Posteriormente, la SEC fiscaliza la Instalación y si ésta cumple con los requerimientos técnicos, autoriza su funcionamiento, tras lo cual, el propietario deberá notificar su conexión a la red de la Empresa de distribución eléctrica.

La SEC pone a disposición de la ciudadanía un listado de los productos autorizados para ser utilizados en sistemas de generación ciudadana, así como la información de contacto de todos los instaladores que ya han declarado exitosamente algún sistema de este tipo, mediante el Trámite TE4.

En relación con los valores de la energía, se debe tener especial cuidado debido a que el precio de inyección (venta de energía de un cliente residencial) es menor al precio de compra. Esto debido a que al comprar el cliente la energía a la distribuidora, éste debe de pagar también por las instalaciones utilizadas para llevar dicha energía hasta él (líneas de transmisión y distribución), por lo que paga un precio mayor. Aproximadamente el pago que el cliente recibe por la energía vendida corresponde a un poco más del 57% de lo que le cuesta comprarla.³

Según el informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustible⁴ para el mes de Enero 2019, las instalaciones declaradas a la fecha se muestran en la Figura 2.5 y en la Figura 2.6.

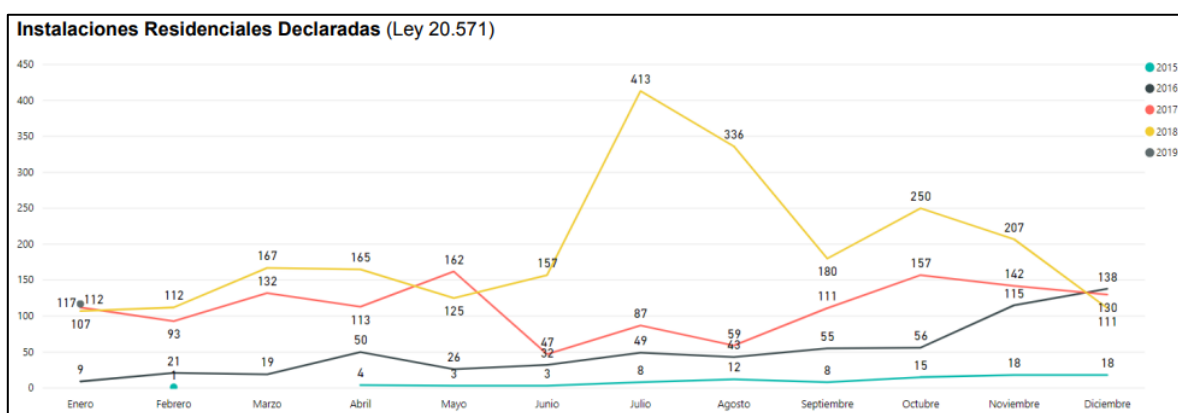


Figura 2.5 Instalaciones declaradas de generación residencial [2].

Desde que entró en vigencia la ley 20.571 en el año 2015, las instalaciones de generación residencial han ido en aumento año tras año, partiendo con 90 instalaciones declaradas para el año 2015 y llegando a ser 4495 este año que representan cerca de 25,95MW instalados según el informe de Enero de 2019 de la SEC. El aporte de la generación distribuida tiene un gran potencial debido a todos los beneficios que trae para el cliente, además la legislación está avanzando en favor a ella, es por eso por lo que se le debe dar real importancia y entender cuáles son las problemáticas de una alta penetración de generación distribuida en el país.

³ Tarifas suministro clientes regulados Diciembre de 2018. <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html>

⁴ Informe mensual de la SEC para el mes de Enero de 2019. www.sec.cl

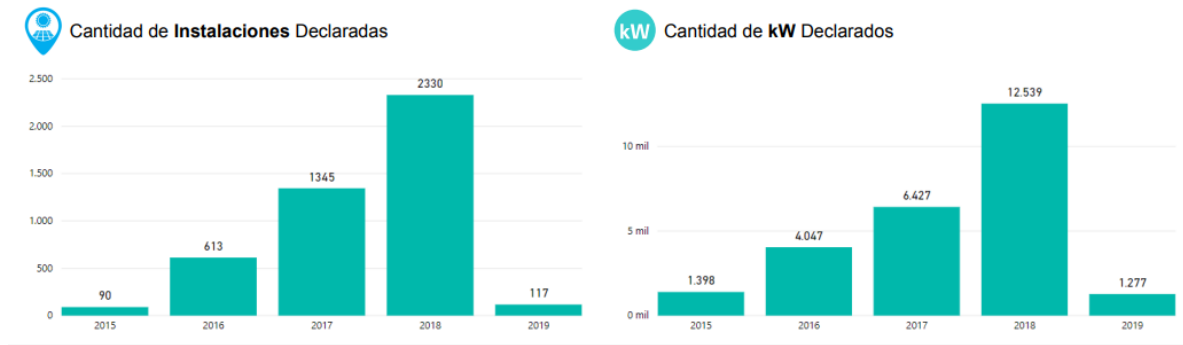


Figura 2.6. Instalaciones y kW declarados de generación residencial 2015-2019 [2].

Cabe mencionar que en Noviembre de 2018 se promulgó la ley 21.118 que modifica la ley de generación distribuida, partiendo por el cambio de la capacidad máxima instalada de 100 kW a 300 kW. Además, permite la instalación de sistemas comunitarios o de propiedad conjunta [13]. Con todo, mantiene el espíritu de que sea un incentivo a las instalaciones para el autoconsumo. En este sentido, faculta el pago de excedentes que no hayan podido ser descontados bajo ciertas condiciones, de tal manera de salvaguardar el objetivo de autoconsumo de la ley. El pago de estos excedentes se permite para

- Clientes residenciales con instalaciones de hasta 20 kW.
- Personas jurídicas con instalaciones de hasta 50 kW.
- Otros casos que demuestren con una base anual que el sistema fue diseñado para autoconsumo y por razones particulares tengan algunos excedentes.

2.6 Diferentes formas de agrupamiento de cargas en una red

El concepto de microrred fue introducido por primera vez en la literatura técnica en [14] y [15] como una solución para la integración confiable de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER, *Distributed Energy Resource*), incluidos los sistemas de almacenamiento de energía (ESS, *Energy Source System*) y las cargas controlables.

Una microrred puede describirse como un grupo de cargas, unidades de generación distribuida (DG) y ESS operadas en coordinación para suministrar electricidad confiablemente, conectadas al sistema de energía en el nivel de distribución en un único punto de conexión (PCC, Punto de acoplamiento común). La adopción de microrredes como el paradigma de la integración masiva de la generación distribuida permitirá resolver los problemas técnicos de forma descentralizada, reduciendo la necesidad de una coordinación central extremadamente ramificada y compleja y facilitando la realización de *Smart Grid*.

El Consorcio para Soluciones de Tecnología de Confiabilidad Eléctrica (CERTS), promueven una configuración en la que las cargas se conectan a los alimentadores con la generación existente [16]. En algunos casos, donde existe un fuerte acoplamiento entre la operación de diferentes sistemas de portadores de energía (calefacción, agua caliente, etc.), las microrredes pueden integrar y operar todos estos portadores de energía en coordinación.

Las unidades DER presentes en una microrred particular son muy específicas de un problema y dependen de una variedad de factores, incluyendo si la microrred está diseñada para funcionar en modo conectado a la red o independiente, las diferentes tecnologías de generación implementadas y la topología del sistema [17].

El almacenamiento integrado puede disminuir las pérdidas, mejorar los niveles de tensión y corriente además de aumentar la confiabilidad. Una unidad de almacenamiento puede proporcionar una funcionalidad similar a la de la inercia de un generador síncrono mediante la absorción de desajustes temporales entre la generación de energía y la demanda, especialmente en una red inteligente electrónica de bajo poder de inercia.

A pesar de sus beneficios, el almacenamiento de energía no se ha utilizado por completo. Entre los factores limitantes se encuentran, además del costo, la falta de estrategias apropiadas de control y gestión [18].

Los principales operadores de la red y los proveedores de electricidad tradicionalmente ofrecen sus servicios en base a un solo cliente. Las alternativas que apuntan a crear valor a través del agrupamiento de consumidores y/o productores de electricidad han estado floreciendo durante la última década (ver Figura 2.7). Hay varios niveles de complejidad en estas diferentes formas de agrupamiento: cuanto más independiente es un sistema con respecto a la red principal, más complejo es. El sistema de microrred es el ejemplo más avanzado de un *cluster* independiente, ya que puede aislarse completamente de la red principal [19]

	Components				Electric boundaries (*)	Islanding	Main grid interaction			Examples
	Generation	Storage	Load	Controller & EMS			Ancillary services	Local services to DSO	Energy market	
Embedded network			■		■					Shopping mall, Sydney
Virtual Power Plant	■	■	■	■	■		■	■	■	SmartGrid Vendée
Prosumers clustering	■	■	■	■	■				■	EnR-Pool
Local prosumers clustering	■	■	■	■	■				■	FortZED, Colorado
Smart embedded network	■	■	■	■	■		■	■	■	GreenLys, Lyon
Microgrid	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Princeton University

(*) With one or several connection points to the main grid

Legend: ■ Included, ■ Could be included, □ Not included

Scope of the study

Figura 2.7 Clasificación de las estrategias de agrupación de consumidores y / o productores de electricidad. [19].

La distinción entre las diferentes formas de agrupamiento es crucial porque no implican las mismas características o el mismo costo:

- **Red integrada:** un minorista de electricidad (comercializador) agrupa el consumo de electricidad de varios clientes ubicados en las mismas instalaciones para contratar una suscripción más grande y más rentable a la red. El administrador de red integrada garantiza el funcionamiento correcto y maneja el mantenimiento de la red privada.
- **Planta de energía virtual:** varias plantas de producción de electricidad están ubicadas en diferentes nodos de la red. Se agrupan virtualmente a través de la red de distribución existente para vender su energía y capacidad a la red con el fin de suministrar energía más estable y confiable a la red principal.
- **Agrupación de prosumidores:** varios consumidores de electricidad con unidades de producción y capacidad de respuesta a la demanda se reúnen bajo la supervisión de un agregador que optimiza el consumo para cada usuario en función del precio del mercado de la electricidad y la remuneración de los servicios de la red.
- **Agrupación local de prosumidores:** prosumidores que se agrupan en las mismas instalaciones (rama de Media Tensión (MV) o Baja Tensión (LV) de la red de distribución existente).
- **Red integrada inteligente:** gestión de la producción de electricidad distribuida en una red integrada. El administrador de red integrada sigue siendo responsable del suministro de electricidad y el mantenimiento de los activos en su infraestructura eléctrica. También está a cargo de la optimización de carga y generación con tecnologías de "red inteligente" para regular las características de la red (voltaje y frecuencia), a fin de mejorar la eficiencia general de la red. Una red inteligente integrada tiene las mismas funcionalidades que una microrred, a excepción de la isla.
- **Microrred:** es una red integrada inteligente que puede operar en modo desconectado de la red (modo isla), lo que genera desafíos técnicos adicionales. Es una red que se debe controlar sin la intervención de la red principal. Es capaz de detectar las señales de falla de la red principal y desconectarse de ella. Después del modo isla, la carga y generación deben equilibrarse casi de inmediato y mantenerse equilibradas en todo momento dentro de la Microrred.

La distinción entre redes integradas inteligentes y microrredes puede ser difícil de apreciar, las redes integradas inteligentes a menudo se llaman microrredes porque son pequeñas, incluyen activos locales privados e integran fuentes renovables. En el presente estudio, la característica clave que diferencia una microrred de una red inteligente integrada es la capacidad de isla.

Los componentes que pueden estar presentes en una red inteligente se muestran en la Figura 2.8.

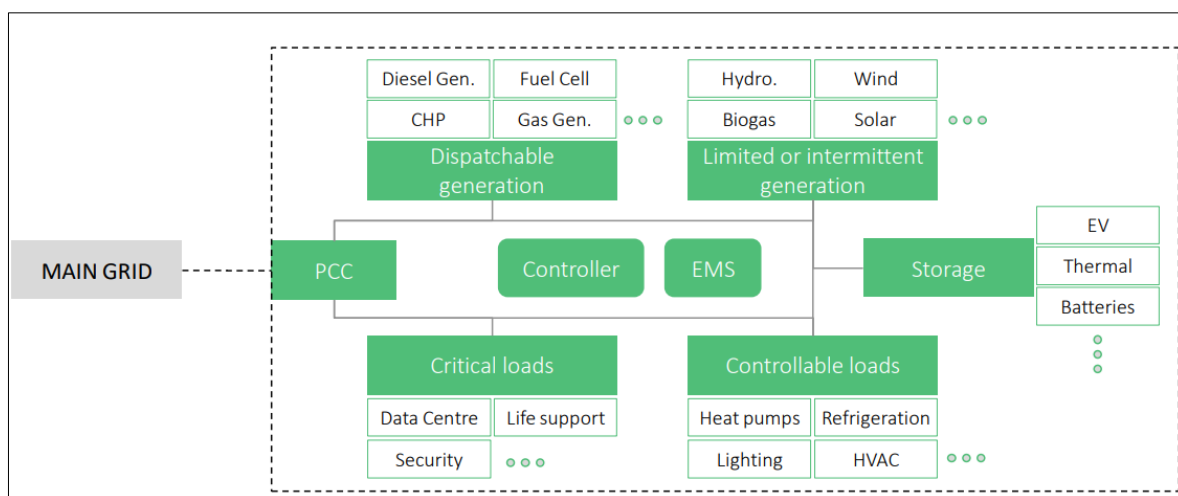


Figura 2.8 Representación general de los componentes de una red inteligente conectada a la red.

- **Generación:** generación despachable o intermitente.
- **Cargas:** las cargas críticas deben ser servidas en todas las condiciones; Las cargas diferibles se pueden ajustar para equilibrar la carga de la red inteligente o por razones económicas.
- **Almacenamiento:** desde baterías (centralizadas, descentralizadas, vehículos eléctricos) y / o almacenamiento térmico.
- **EMS (Energy Management System):** software para generación y despacho de carga basado en criterios económicos y de confiabilidad. Junto con la instrumentación relevante (medidores, herramientas de comunicación, etc.), el EMS garantiza la gestión inteligente de la red inteligente.
- **Controlador:** a cargo del funcionamiento instantáneo del sistema. Traduce los requisitos de energía de la red inteligente y el arbitraje de EMS en secuencias de operación para los activos de dicha red.
- **PCC (Punto de acoplamiento común):** el transformador que representa la separación física entre la red principal y la red inteligente.

La diversidad de los modelos comerciales de agrupamientos de clientes se puede explicar por una importante diversidad de marcos regulatorios locales, partes interesadas y factores impulsores, como por ejemplo la seguridad energética, ahorro de costos y la sostenibilidad. Los modelos comerciales más relevantes que se usan en redes integradas existentes en diferentes regiones del mundo las cuales tiene variados marcos regulatorios se muestran a continuación (ver Figura 2.9).

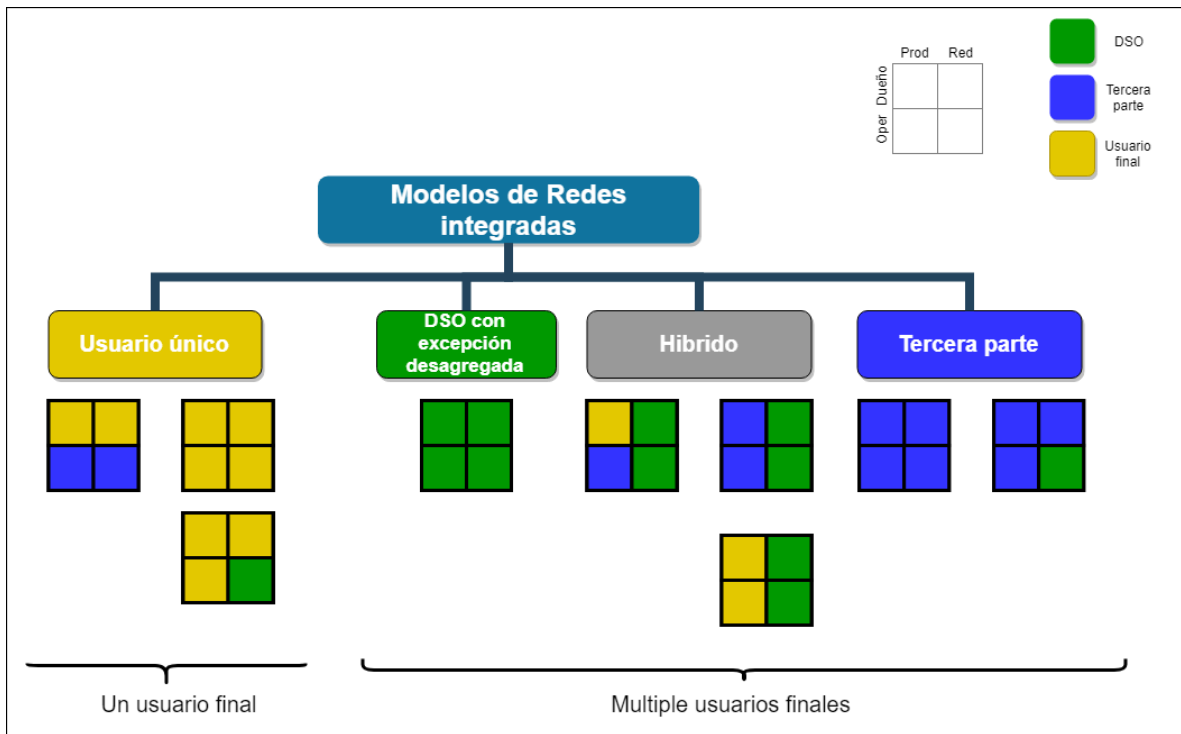


Figura 2.9 Modelo de negocios relevantes y variaciones posibles [19]

En la figura anterior se toma en cuenta todos los posibles negocios con respecto a:

- **Funciones clave dentro de la red inteligente:** propiedad y operación de los activos de producción y los activos de la red de distribución de microrredes.
- **Propietarios y operadores de la red inteligente:**
 - **Un operador de sistema de distribución (DSO):** una entidad desagregada que realiza servicios públicos de distribución en la red principal.
 - **Un usuario final** (o un grupo de usuarios finales): el consumidor final de la electricidad producida en la red inteligente puede ser una entidad pública, una entidad privada o un individuo, como una universidad, un hospital, un sitio industrial o un consumidor residencial.
 - **Una tercera parte** : una entidad privada o un consorcio de entidades que posee u opera activos en la red inteligente como una empresa de servicios públicos, una empresa de servicios de energía, un desarrollador de proyectos o un fondo de inversión.

Las redes integradas urbanas se desarrollan en un entorno urbano por tres razones principales:

- **Seguridad energética:** Para el caso de una microrred, ésta garantiza la autonomía energética de la red principal por una cantidad limitada de tiempo, en caso de corte de la red.

- **Ahorro de costos:** la generación y el almacenamiento locales, junto con la agrupación de clientes, pueden reducir las facturas de energía de los usuarios finales o de un consorcio de consumidores de electricidad.
- **Sostenibilidad:** con la producción en el sitio, los interesados de redes integradas pueden controlar el nivel de penetración renovable que desean integrar en el consumo local.

Un proyecto de red integrada puede abordar todos o algunos de estos tres *Drivers* simultáneamente, con diferentes niveles de requisitos para cada uno. En particular para este trabajo se profundizará en Ahorro de costos y Sostenibilidad, por lo que se deja para trabajos futuros la seguridad energética de la red.

Los cuatro modelos mostrados en la Figura 2.9 podrían responder a los diferentes factores mostrados anteriormente: seguridad energética, ahorro de costos y sostenibilidad. La Figura 2.10 ilustra la distribución de los diferentes modelos de negocios con respecto a los *Drivers* que son las principales razones para la implementación de un proyecto de microrredes. Este análisis se basa en proyectos de redes integradas existentes disponibles en la literatura y revisados para este estudio.

La creación de un modelo de red integrada de un solo usuario a menudo se basa en asegurar una carga crítica: los laboratorios de investigación, las instalaciones militares o los hospitales deben proteger sus actividades contra cortes de red y desastres naturales.

Las variaciones, que incluyen actores como una tercera entidad privada o DSO, también pueden generar ahorros potenciales en los costos basados en el arbitraje de la energía y, en parte, a una mayor penetración de las energías renovables. El modelo DSO se basa principalmente en la búsqueda de los mayores beneficios socioeconómicos derivados del proyecto de redes inteligentes analizado como parte de una red más grande, pero la cuestión de la seguridad energética también sigue siendo importante para mantener el equilibrio de la red principal.

El modelo híbrido se basa principalmente en la voluntad de desarrollar estructuras resilientes que mejoren las ambiciones climáticas. Conduce a asociaciones de múltiples actores dentro de la microrred para desarrollar DER y protección contra la interrupción de la red principal.

El modelo de terceros responde principalmente a un enfoque económico privado y, por lo tanto, se centra en el controlador de ahorro de costos.

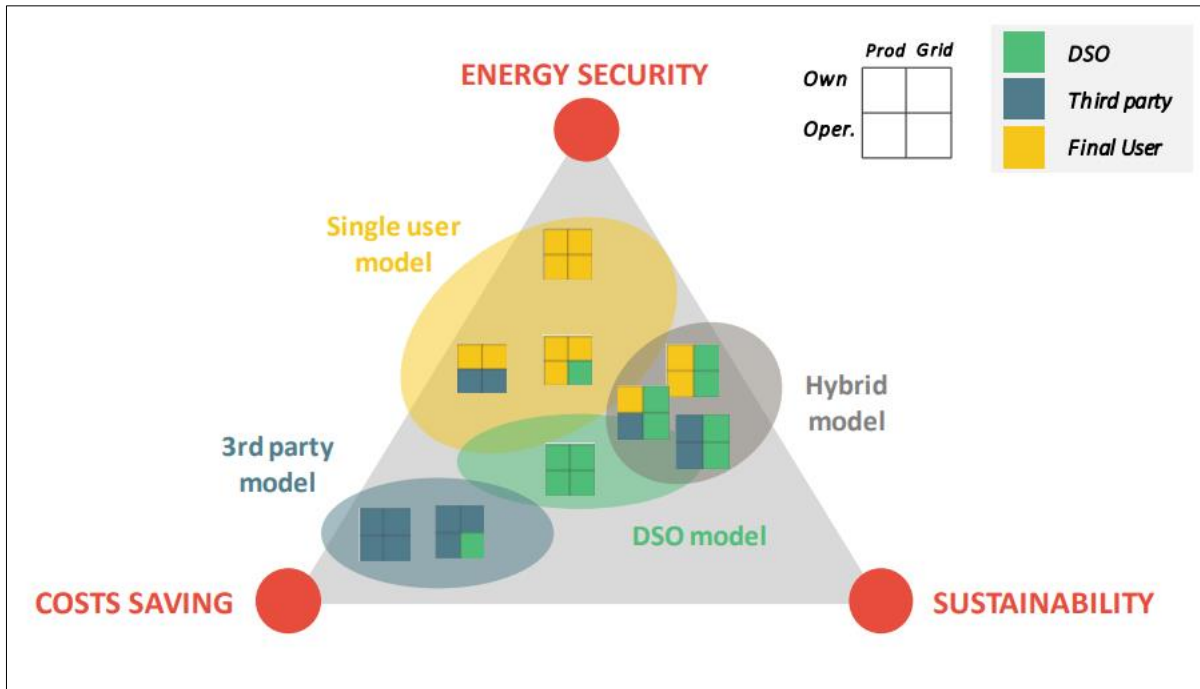


Figura 2.10 Modelo de negocios y drivers de las microrredes urbanas [19]

3. Metodología

La metodología del presente trabajo de título será detallada a continuación. En cada etapa se pueden ver distintas fases, las cuales partirán de lo más básico, esto es, aprender del uso de los programas, hasta la simulación y análisis de los resultados.

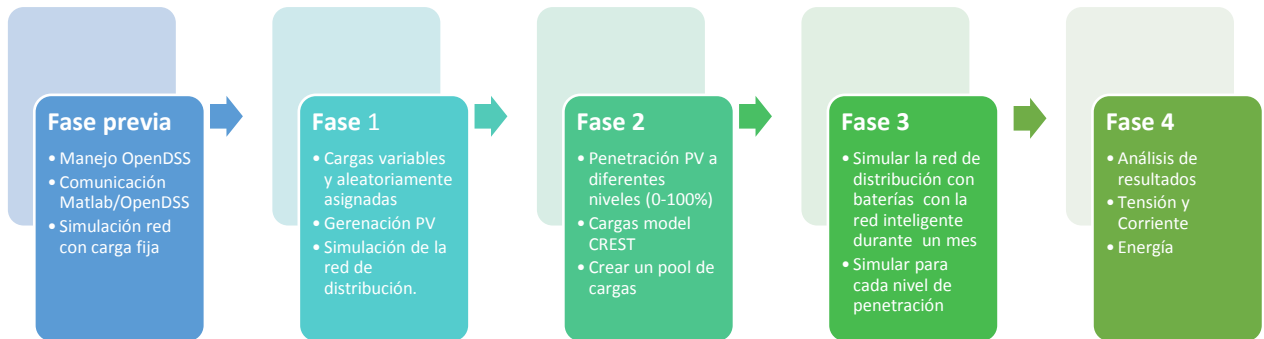


Figura 3.1. Diagrama metodología de las fases de trabajo

Para poder entender el aporte de las redes inteligentes al aumento del autoconsumo y la minimización de impactos técnicos se simula una red de distribución, con varias iteraciones variando el nivel de penetración fotovoltaica en cada uno de ellos además de agregar baterías en diferentes grupos, de manera de obtener varios resultados claros sobre los impactos técnicos y económicos de ellos. En este capítulo se explica en detalle cómo se logra formar la red de distribución y las modificaciones que se hacen en cada una de las simulaciones.

Se realizan 4 escenarios importantes los que se detallan mas adelante en la Fase 3. En cada uno de estos escenarios se cambia el nivel de la batería, es decir, utilizar una batería de forma individual o comunitaria (en el sentido de si se utiliza para toda la red o si es para un grupo de clientes).

3.1 Fase Previa

Esta es la fase inicial de trabajo, la cual consiste en familiarizarse con las herramientas computacionales a utilizar, partiendo con OpenDSS, luego con Matlab y finalmente con el manejo de datos entre Excel y los otros dos programas antes mencionados. Para el estudio de OpenDSS se utiliza el tutorial desarrollado en [20]. Luego de entendido el comportamiento y funcionamiento del software de simulación se procede a comunicarlo con Matlab mediante la interfaz COM.

3.1.1 Software OpenDSS

Para el manejo de OpenDSS se utiliza el tutorial desarrollado en [20]. Donde se revisan las principales características del software y también como crear una red de baja o media tensión. Se define primero la frecuencia de la red a diseñar, continuando con el nuevo circuito expresando los kV de base. Se agregan luego las demás características como el transformador, las líneas y las cargas. Se finaliza con el modo de control y el tipo de solución, por ejemplo, *Snapshot*, *Daily*, *Dynamics*, etc.

El tutorial enseña con varios ejemplos de redes agregando gradualmente más complejidad a este, por ejemplo, la visualización de datos por medio de monitores y medidores, además de exportar estos datos en formato CSV a Excel.

Continuando con el tutorial se explica cómo es el funcionamiento de OpenDSS por medio de otros softwares, tales como Excel y Matlab. Entregando ejemplos en archivos adjuntos los cuales están listos para su simulación. Con todo esto se lleva a cabo el manejo y aprendizaje de OpenDSS para las simulaciones posteriores de la red final a simular en este trabajo de título.

3.1.2 Manejo de OpenDSS con Matlab (*COM server*)

Como se menciona previamente, OpenDSS es un software para la simulación de redes de distribución con una interfaz poco amigable, sin embargo, se puede manejar y controlar por medio del servidor COM. Con esto se puede controlar OpenDSS a través del software Matlab de manera de poder guardar y trabajar con los resultados de las simulaciones.

Matlab utiliza su servidor ActiveX integrado para comunicarse con el *COM Server* de OpenDSS, de esta manera dicho servidor será la interfaz entre ambos programas (ver Figura 3.2). Esta característica proporciona una gran capacidad de análisis de la información, permitiendo incluso implementar algoritmos que utilicen los resultados de las simulaciones de OpenDSS. La Figura 3.3 muestra cómo interactúan los diferentes módulos dentro de la estructura de OpenDSS.

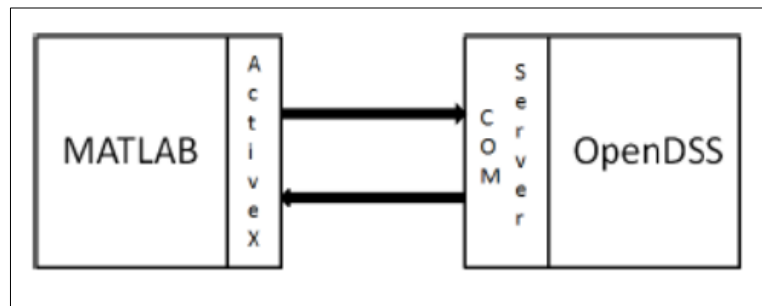


Figura 3.2 Comunicación Matlab y OpenDSS.

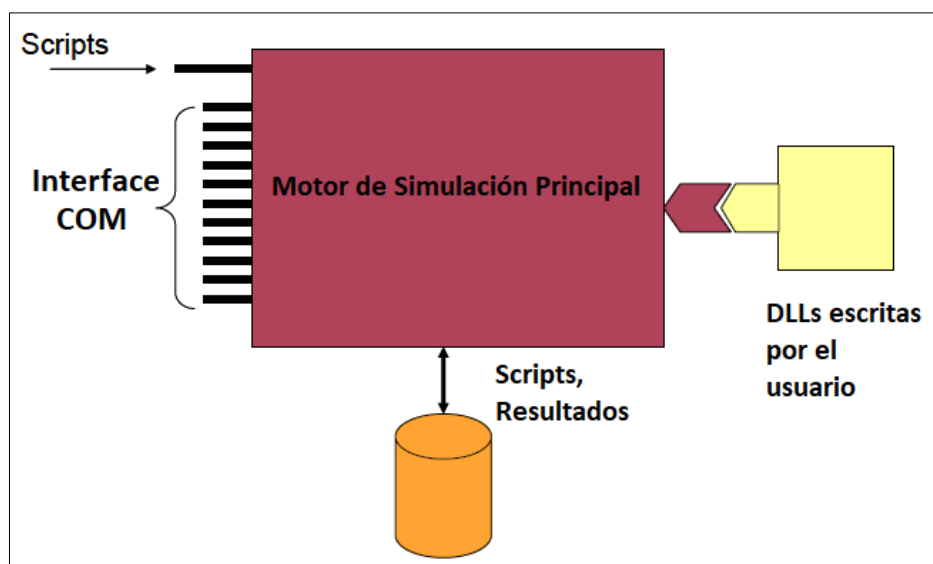


Figura 3.3 Estructura de OpenDSS [9].

La inicialización del COM Server es realizada a través de una función creada en el espacio de trabajo de Matlab. El código utilizado para crear dicha función se puede ver en la Figura 3.4. Una vez que OpenDSS ha sido inicializado, se puede compilar un circuito mediante su script (.DSS).

Una vez compilado, es posible enviarle instrucciones utilizando el comando “*DSS.TextCommand =*”, el cual debe estar acompañado por una cadena que contenga la instrucción que OpenDSS debe realizar con la sintaxis que reconoce este software.

El primer paso para iniciar la interfaz COM es hacer una llamada a la función *DSSStartup*. Hay varias formas de hacerlo, pero la que se utiliza en este trabajo es la siguiente.

DSSStartup inicia OpenDSS en segundo plano y devuelve un puntero con tres salidas:

- *DSSStartOK*
- *DSSObj*
- *DSSText*

Las siguientes líneas mostradas en la Figura 3.4 hacen que aparezca un error, esto ocurre en el caso de que Matlab no sea capaz de crear la conexión con OpenDSS. El motivo más común es que OpenDSS no esté correctamente instalado en el computador o si es una versión antigua.

Para abrir un circuito creado en OpenDSS desde Matlab, se usa la interfaz de texto con el código “*compile*”, indicándole la ruta en el caso de que el circuito en OpenDSS y el archivo .m de Matlab se encuentren en directorios diferentes.

```

%% ***** Initialize OpenDSS *****
%
% ***** Initialize OpenDSS *****
[DSSStartOK, DSSObj, DSSText] = DSSStartup(mydir);
if ~DSSStartOK
    disp('Unable to start the OpenDSS Engine')
    return
end
DSSText = DSSObj.Text;
DSSText.Command = 'clear';
DSSText.Command = ...
    sprintf('Compile (%s%sSimple_MV_network_Matlab.dss)',mydir,'\');
DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit;
DSSSolution = DSSCircuit.Solution;
ControlQueue = DSSCircuit.CtrlQueue;
DSSObj.AllowForms = 0;
% Set up the Text
% Clear text command
% Set up the Circuit
% Set up the Solution
% Set up the Control
% no "solution progress" window

```

Esta línea compila el archivo DSS (i.e. Control+D)

Estas líneas establecen la interfaz entre Matlab y OpenDSS

Figura 3.4 Iniciar interfaz COM

En el caso de la Figura 3.4 se usa la función “*sprintf*” para dar formato a la dirección del directorio que se le da y lo devuelve como una cadena de *string*, básicamente entrega la dirección del archivo a simular.

El tener abierto en segundo plano OpenDSS con un circuito compilado no impide tener también abierto y utilizar la interfaz gráfica de OpenDSS (GUI), pero como ya se indicó, ambos programas son independientes. Por lo tanto, cambios en el circuito en el OpenDSS GUI no serán reflejados en el circuito compilado en MATLAB. Para ello habría que guardar los cambios en el circuito en OpenDSS GUI y volver a compilar desde Matlab ese mismo circuito. Otra opción es hacer esos mismos cambios directamente desde Matlab con la interfaz de texto *DSSText*.

3.2 Fase 1

En esta fase se decide cambiar la red de Diego de Almagro por una red europea debido a sus similitudes con las redes chilenas y porque ya ha sido probada y se conoce que está bien diseñada para los estudios que se realizan en este trabajo . Esta red ha sido diseñada por *Electricity North West and The University of Manchester*⁵, para proporcionar una mayor comprensión de las características y comportamiento de las redes de distribución de baja tensión. En la Figura 3.5 se muestra la forma de la red de distribución con la que se simula los diferentes casos para este trabajo de título.

⁵Red Europea obtenida en: <https://www.enwl.co.uk/innovation/smaller-projects/low-carbon-networks-fund/low-voltage-network-solutions/>

En esta fase también se agregan perfiles de consumo variables a las cargas a diferencia de la fase anterior en que solo se utilizaba un consumo constante de 1 kW. Los perfiles de cargas fueron entregados por el profesor guía, construidos previamente mediante el uso de la herramienta CREST.

El perfil de consumo para cada una de las cargas fue agregado aleatoriamente a la simulación, de manera de generar estocasticidad en dichas cargas. Se crean y se agregan a la simulación los paneles solares (PV) en cada una de las casas inyectando en una primera instancia todos por igual 4 kW.

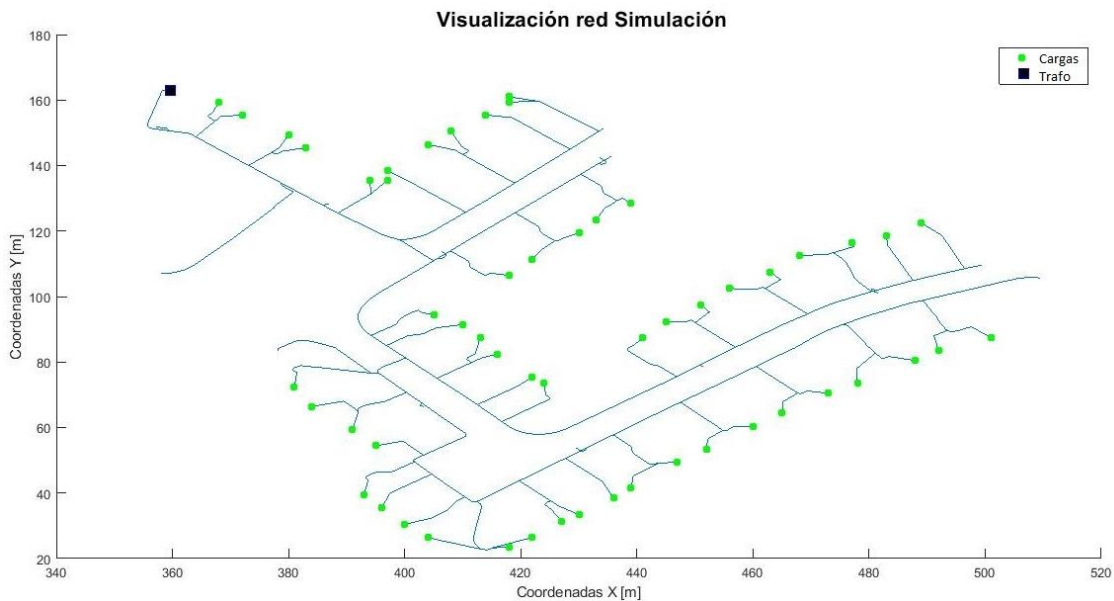


Figura 3.5 Red de distribución a simular.

3.3 Fase 2

En esta fase se realizan varias iteraciones al modelo anterior variando el nivel de penetración fotovoltaica de 0 a 100% con intervalos de 10%, siendo el rango de 0 a 4 kW, dando así 11 simulaciones. Además, en esta fase se crea un pool de perfiles de carga mediante el modelo CREST, creando 100 perfiles por cada día para un mes completo. También se estudia como agregar baterías en OpenDSS.

De estos resultados se analizan los problemas de sobretensión y corriente para cada nivel de penetración, analizando en cada uno de ellos si existen problemas. Esto nos permite determinar hasta qué nivel de penetración es recomendado instalar sin que aparezca algún tipo de problema.

3.4 Fase 3

Se agregan los perfiles, obtenidos del modelo CREST, de forma aleatoria a cada una de las cargas, existen 100 perfiles de consumo diferentes de los cuales se agrega 1 de estos 100 a cada una de las cargas. Además, en esta fase se incluyen las baterías a la red de distribución.

En esta ocasión se simulan 4 escenarios diferentes:

- 1^{er} escenario: Sin batería
- 2^{do} escenario: Con solo una batería para toda la red de distribución. Esta batería se coloca aproximadamente a $\frac{3}{4}$ de la red de distribución (ver Figura 3.6).
- 3^{er} escenario: Con una batería por cada casa (red inteligente de 1 solo cliente)
- 4^{to} escenario: Separación de la red de distribución en varias redes inteligentes comunitarias, agregando una batería para cada una de ellas (ver Figura 3.7).

Para cada uno de estos escenarios se realizan varias simulaciones en un periodo de un mes variando el nivel de penetración PV como se hizo en la fase anterior.

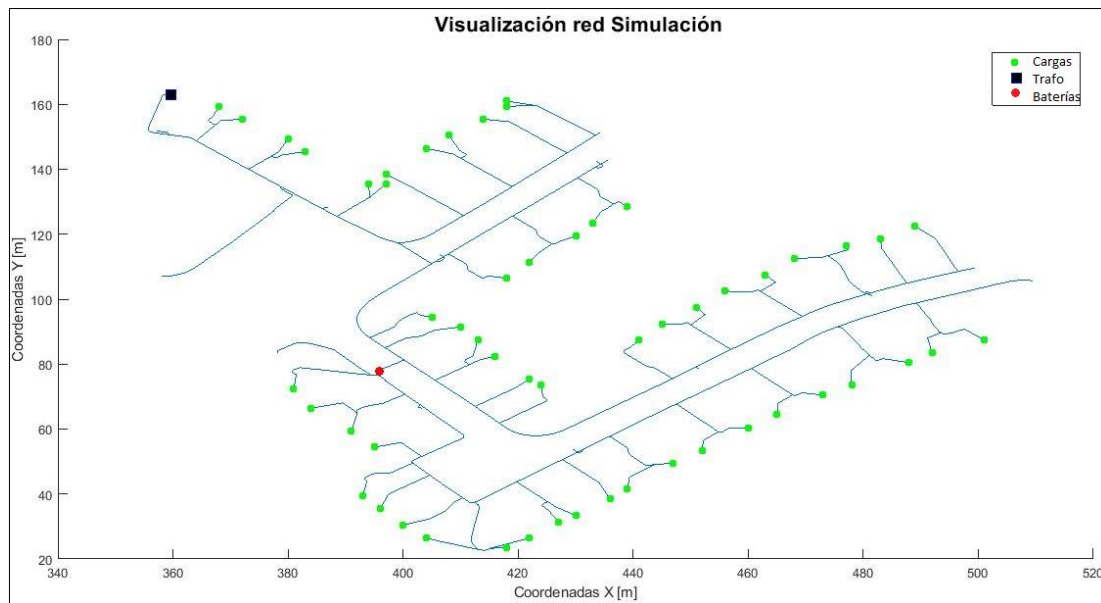


Figura 3.6 Red de distribución con una batería.

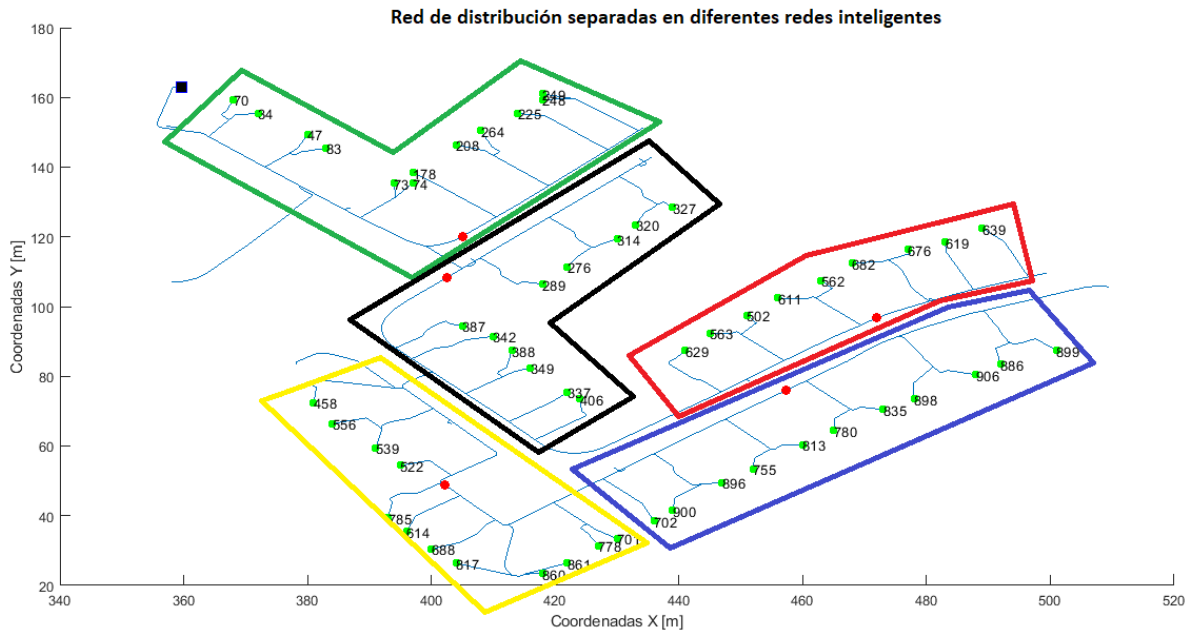


Figura 3.7 Separación de redes inteligentes en la red de distribución.

3.5 Fase 4

Esta fase es la de análisis de resultados, se determinan los problemas de tensión y corriente de cada escenario. Esto se realiza por medio de funciones diseñadas en Matlab. Además del flujo de potencia y las tensiones, se analiza la energía consumida y generada realizando el cálculo para determinar el beneficio monetario que tienen los clientes al consumir su propia energía (según la ley 20.571, Netbilling). Esto se realiza para 3 escenarios de agrupaciones diferente, una donde cada cliente se toma de forma individual, otra en donde se agrupan por cada red inteligente y la última en donde todos los clientes de la red de distribución se agrupan en uno solo, de manera de comparar estos resultados entre sí para entender que es más beneficioso para el cliente.

El análisis de los beneficios monetarios se realiza valorizando el consumo, al precio que la distribuidora vende la electricidad, restándole el valor de la energía inyectada a la red, valorizada al precio de la energía (precio al cual un cliente vende su energía excedente). Para determinar cuánto de energía se inyecta y cuanto se consume de la red se debe descontar la energía generada por los paneles solares, de la energía consumida por el cliente mensualmente. Con esto se calcula la facturación de todos los meses del año para cada cliente de los diferentes escenarios.

Para un cálculo más adecuado se descuenta la inversión realizada por los paneles solares. Para esto se calcula la anualidad de la inversión, a una tasa de 5% y por un periodo de 20 años. Finalmente, con el valor de lo inyectado se le resta lo invertido y lo consumido obtenido así los costos/beneficios de instalar paneles solares residenciales..

4. Modelo de Simulación

En esta sección se discute el modelo a simular, partiendo con la red de distribución, siguiendo con la obtención de los perfiles de carga y solar PV. Además, se explican todos los datos de entrada que se utilizan en la simulación y cuáles fueron los supuestos necesarios y funciones diseñadas en Matlab, para el análisis de los resultados.

La estructura tradicional para los modelos en OpenDSS es tener un archivo maestro que ordene la lectura y ejecución de todos los otros archivos. Básicamente los archivos son:

- **Lines:** este archivo contiene la información sobre los nodos que unen la línea, la longitud y el tipo de conductor para cada línea.
- **LineCode:** este archivo contiene la información técnica para cada tipo de conductor.
- **LoadShape:** este archivo contiene la variación del perfil de carga para diferentes tipos de clientes.
- **Loads:** este archivo indica el *loadshape* asociado con cada cliente y otras especificaciones técnicas.
- **Transformers:** este archivo contiene la información técnica sobre el transformador.
- **Monitors:** este archivo permite el monitoreo y almacenamiento de datos en ubicaciones específicas de las redes a lo largo del tiempo.
- **Battery:** este archivo contiene la información técnica sobre la batería, como el nodo en el que se encuentra, su dimensionamiento entre otros.

4.1 Red de distribución a simular

La red de distribución que se utiliza en este trabajo de título entre otras, fue desarrollada como parte del proyecto de Fondo de Redes Bajas en Carbono “*LV Network Solutions*”⁶ administrado por *Electricity North West Limited* (ENWL) y *The University of Manchester* desde 2012 hasta 2014.

De todas las redes disponibles en el archivo *LV network models* se utiliza la red que se encuentra en la carpeta *Network_1* y dentro de esta se elige la red *Feeder_1*. Los datos de esta red se encontraban en un archivo Excel llamado *Feeder_data* el cual contiene todos los datos de la red como los nodos, las fases de cada nodo, largo de las líneas, el tipo de cables y en qué nodo se encuentran cada carga.

Esta red cumple con las especificaciones necesarias para este trabajo, por lo tanto, se adaptaron los niveles de tensión correspondientes para que cumpliera con las normas chilenas.

⁶ Disponible en www.enwl.co.uk/lvns

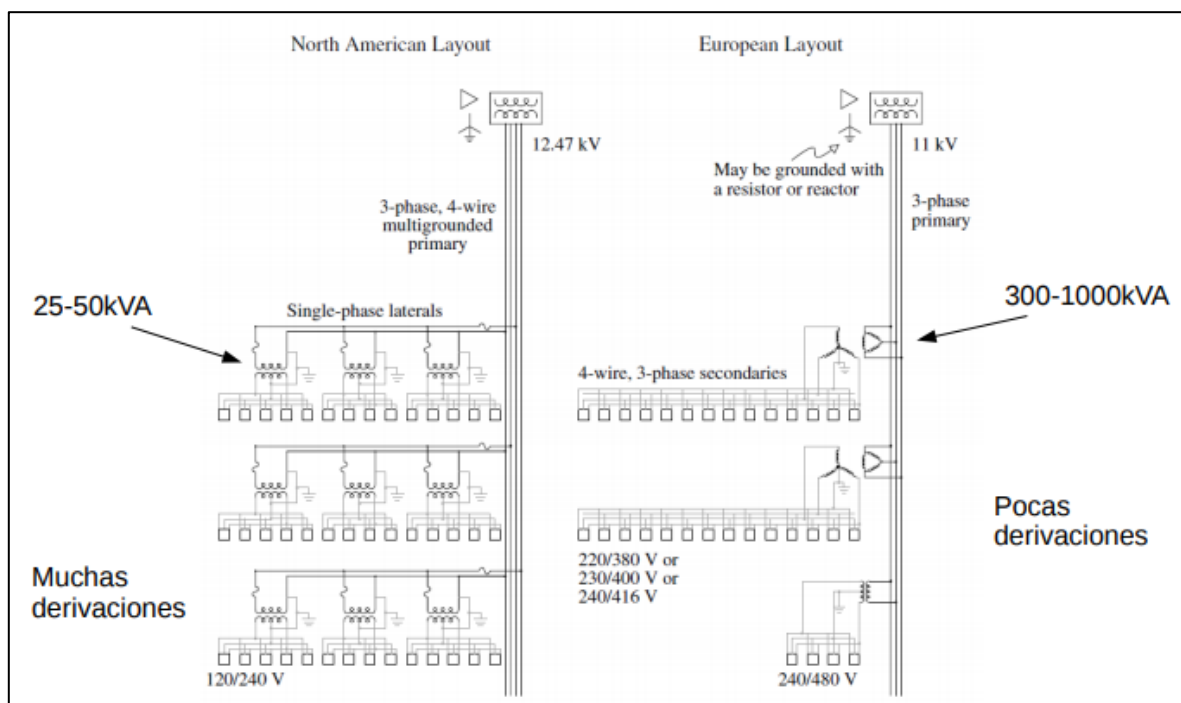


Figura 4.1 Redes de distribución en USA y Europa [21]

Para poder entender por qué se eligió una red europea en las simulaciones de este trabajo es necesario ver la forma de dicha red, esta se muestra en la Figura 4.1 al lado de una red norteamericana. La red de distribución europea al igual que la chilena es trifásicas, a diferencia de la norteamericana que es monofásica. Además, los transformadores de bajada son pocos, en comparación con los que existen en USA, pero de una capacidad mucho mayor. Esto muestra que existen pocas derivaciones en el caso europeo al igual que en el caso chileno, por eso su similitud. Agregando también, los transformadores de USA son monofásicos a diferencia del caso europeo y chileno.

4.2 Perfiles de consumo

Los perfiles para las diferentes cargas se obtienen mediante el modelo CREST. Este modelo se corre a través de una planilla Excel, la cual está libremente disponible desde la página web de los autores⁷. Esta planilla cuenta con una gran cantidad de pestañas, siendo la principal aquella que contiene los datos de entrada del modelo (*Main Sheet*, ver Figura 4.2).

En esta pestaña se deben ingresar los datos para poder obtener los perfiles deseados:

- **Fecha:** se debe indicar el día y mes del cual se quieren obtener los perfiles

⁷ Disponible en <https://www.lboro.ac.uk/research/crest/demand-model/>

- **Día de semana o fin de semana:** Este dato es relevante a la hora de simular los perfiles debido a que los perfiles cambian drásticamente dependiendo de si es un día de semana o no.
- **Localidad:** Estos datos se especifican en el caso de que se quieran obtener el perfil solar del lugar. En este trabajo no aplica debido que los perfiles de generación solar se obtienen del explorador solar, de igual forma se agregaron las coordenadas de Santiago de Chile a la simulación.
- **Número de clientes:** Este valor indica cuantas viviendas se simularán, además permite obtener varios perfiles para un mismo día, en el caso de este trabajo se simularon 100 perfiles por día.

CREST Demand Model v2.2				
Simulation inputs				
1. Specify the date:	Enter day of month:	10	Enter month of year:	1
2. Specify if this is a weekday (wd) or weekend (we):		wd	(Specify 'wd' or 'we')	
3. Specify the location:	Latitude (°):	-33.4569	Longitude (°):	-70.6483
4. Specify the number of dwellings to simulate in this run:		100		
5. Stochastically assign dwelling parameters?		<input checked="" type="checkbox"/>	If not, then specify the dwelling parameters manually in the "Dwellings" worksheet	
6. Include high-resolution dynamic output?		<input checked="" type="checkbox"/>		
7. Include daily demand totals for each dwelling?		<input checked="" type="checkbox"/>		
8. Overwrite existing data?		<input checked="" type="checkbox"/>		
9. Run or stop the model by clicking the buttons to the right:			Run simulation	Stop simulation
				Stopped

Figura 4.2 Pestaña principal de la planilla del modelo CREST.

Otra pestaña importante es *Disaggregated Results* (Resultados desagregados) la que entrega los resultados de las simulaciones. En esta pestaña existen varias columnas, en donde cada una entrega cierta información, por ejemplo la hora de la simulación, el día, la demanda de luz, la demanda de electrodomésticos, temperatura, radiación en el caso que se incluyan paneles solares, etc. Cada uno de estos resultados se encuentran en un listado por vivienda y con una resolución temporal de 1 minuto.

A pesar de toda la información entregada en cada columna, solo se utiliza para los efectos de este trabajo, la columna de demanda eléctrica neta de la vivienda (*Net dwelling electricity demand*), que corresponde a la suma de las columnas de demanda por iluminación (*Lighting demand*) y demanda por electrodomésticos (*Appliance demand*).

De estas simulaciones se obtuvieron 100 perfiles para cada día del mes de enero, y como el modelo entrega resultados con una resolución temporal de 1 minuto, se obtuvieron 144.000 datos por día. Para los análisis de este trabajo los datos deben estar en periodos de 10 min, que es lo que indica La Norma⁸ para verificar los problemas de tensión. Debido a lo anterior, los datos del modelo CREST se deben promediar cada 10 min, lo cual se hizo por medio de MATLAB

⁸ Norma Técnica de Calidad y Servicio para Sistemas de Distribución [7]

bajando así los datos de 144.000 a 14.400 los cuales representan los 100 perfiles simulados en 1 día. Esto se hizo para todos los días de un mes completo.

A la hora de agregar los perfiles a cada carga se crea un programa en MATLAB que elige un número entre 1 y 100 de forma aleatoria. Con ese número se busca la columna correspondiente a dicho perfil entre los 100 obtenidos del modelo y se agrega a la carga. Esto se realiza para todos los días del mes y para las 55 cargas que se simulan en la red de distribución.

En la Figura 4.3 se puede ver el consumo de un día en específico de los 55 clientes, además se agrega la curva promedio de todos los clientes para ese día la cual se muestra en la figura con la curva negra. Se puede ver en la figura que los perfiles de consumo son diferentes entre si, cada uno tiene su propia curva de consumo como es en la realidad.

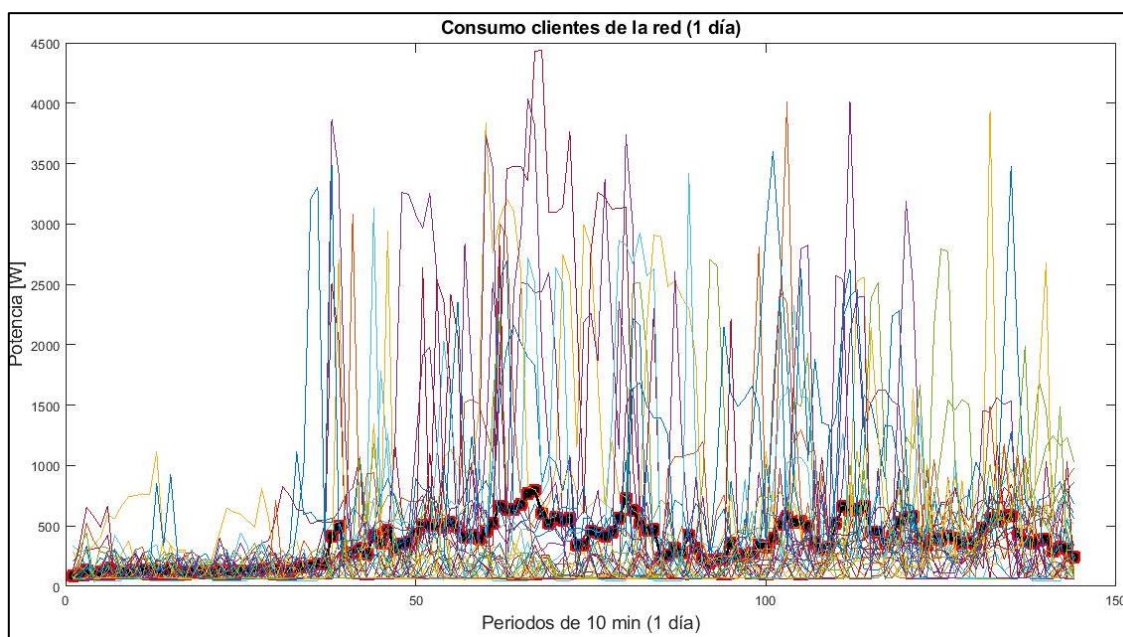


Figura 4.3 Consumo de 1 día de los 55 clientes de la red de distribución.

Además, en la Tabla 4.1 se muestran los datos relevantes de estas curvas, como lo son la energía promedio consumida y los máximos de potencia

Tabla 4.1 Resumen datos relevantes consumo.

	Energía [kWh]	Potencia [kW]
Promedio	318,87	0,430
Máxima	362,19	8,263
Mínima	263,82	0,032

En la Figura 4.4 se grafica los perfiles de los 55 clientes para 1 semana, donde se puede ver la periodicidad de los consumos, donde en la noche disminuye considerablemente y en el día

aumenta. De la figura se pueden apreciar varios peaks de consumo, los que se encuentran en diferentes horas del día reafirmando las diferencias entre un cliente y otro.

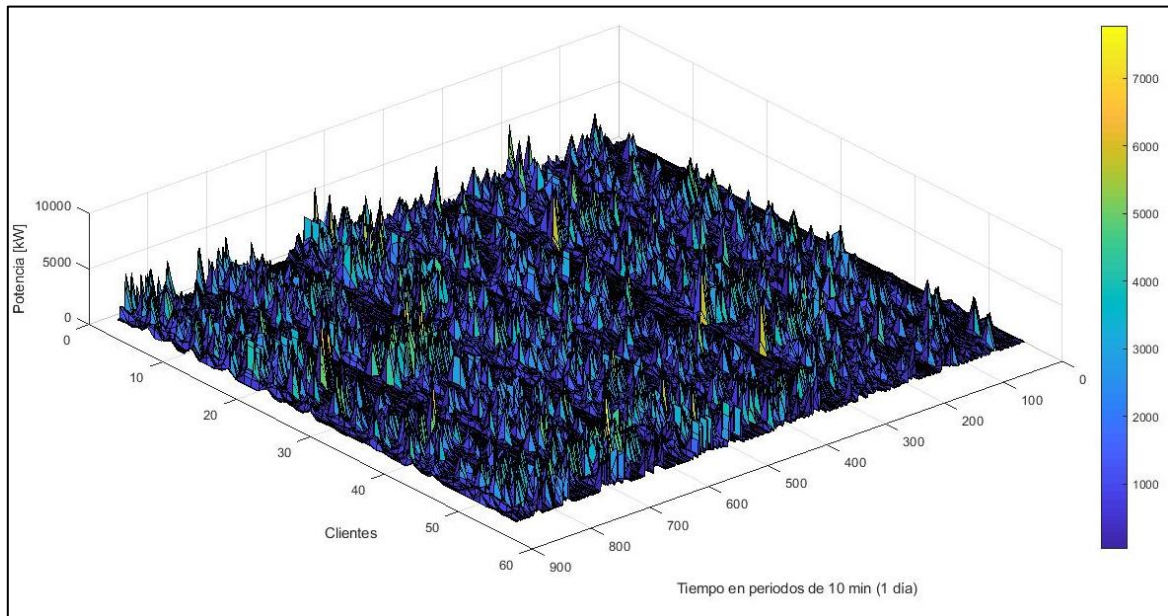


Figura 4.4 Consumo de los perfiles de todos los clientes para 1 semana

4.3 Características Solares

En esta sección se indican las características principales de la simulación en relación a los paneles fotovoltaicos y a la obtención del perfil solar.

4.3.1 Perfil Solar

Para la construcción del perfil solar se utiliza el Explorador Solar desarrollado por el Departamento de Geofísica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile en conjunto con el Ministerio de Energía [22]. Esta es una herramienta para la exploración del recurso solar en Chile capaz de entregar la información sobre la radiación solar incidente en cualquier lugar del país.

El Explorador Solar utiliza datos generados a partir de modelos tanto atmosféricos como satelitales, para el periodo comprendido entre los años 2004 y 2016. Además de mostrar datos de radiación, es posible utilizarlo para estimar la generación de sistemas fotovoltaicos, siendo así la herramienta más completa sobre el recurso solar en Chile.

El explorador solar consiste en una página web que muestra un mapa del territorio nacional. En este mapa, basta seleccionar un punto cualquiera para que aparezcan en pantalla los datos más relevantes de este, por ejemplo, sus coordenadas geográficas, un desglose de la radiación anual

promedio (global horizontal, global inclinada, directa, difusa, etc.) información meteorológica, etc. En la Figura 4.5 se puede ver un ejemplo de la herramienta.

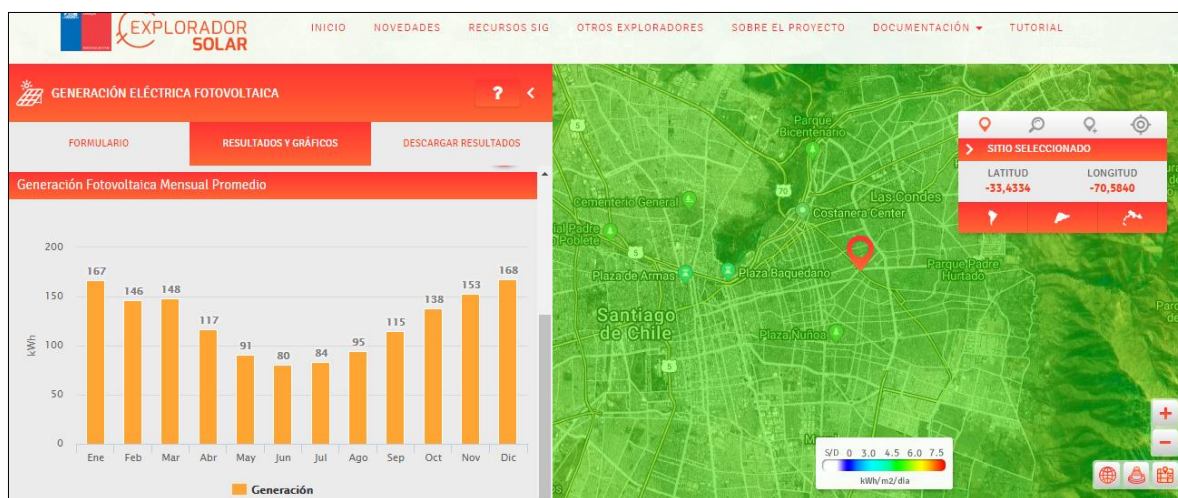


Figura 4.5 Explorador Solar.

Para evitar la elección entre los distintos tipos de radiación (global, directa, difusa, en plano inclinado, global indirecta, directa horizontal, directa difusa, etc.) se realiza una simulación de un panel solar de 1 kW en la opción de “Generación Eléctrica Fotovoltaica” dentro del explorador. Los datos que se utilizan se muestran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Datos Simulación panel Solar

Datos	Valores
Tipo de arreglo	Fijo
Inclinación	26
Azimut	0
Capacidad Instalada [kW]	1
Factor de Pérdidas [%]	14
Eficiencia Inversor	0,96

De esta simulación se obtienen los resultados de generación diaria promedio de todos los meses. Como los resultados están divididos por hora, se tienen la potencia en kW del panel. Estos resultados se pueden normalizar dividiéndolos por 1 kW obteniendo así un perfil en p.u., luego cuando se quiera saber cuánto genera un panel de, por ejemplo 2 kW, solo basta con multiplicar el perfil anterior por 2.

Debido que los resultados solo están por hora, se tienen 24 datos, por lo que se debe interpolar estos datos para generar un perfil con 144 datos, que es la división de un día en periodos de 10

min. En 1 hora se tiene 6 periodos de 10 min, luego si lo calculamos para las 24 horas que tiene un día resultan los 144 periodos.

Con esto se tiene el perfil solar para un día del mes, luego se utiliza como supuesto que este perfil es el mismo para todos los días del mes obteniendo así el perfil completo listo para la simulación.

4.3.2 Paneles Fotovoltaicos

Los paneles solares se instalan en cada una de las cargas de la red (distribución uniforme) y para ello lo primero es definir en OpenDSS correctamente los parámetros del panel:

- **Nodo:** Definir el nodo y la fase dónde se conecta el panel residencial
- **kV:** el nivel de tensión de la red
- **kW:** la potencia máxima que entrega el panel
- **PF:** factor de potencia
- **Status:** se define como “variable” ya que sigue un perfil de generación.

Un ejemplo de la configuración de los paneles solares se muestra en la Figura 4.6.

```
New generator.PV1 bus1=34.1 phases=1 kV=0.220 kW=4 pf=0.95 model=1 status=variable daily=PVshape
New generator.PV2 bus1=47.2 phases=1 kV=0.220 kW=4 pf=0.95 model=1 status=variable daily=PVshape
New generator.PV3 bus1=70.1 phases=1 kV=0.220 kW=4 pf=0.95 model=1 status=variable daily=PVshape
New generator.PV4 bus1=73.1 phases=1 kV=0.220 kW=4 pf=0.95 model=1 status=variable daily=PVshape
New generator.PV5 bus1=74.1 phases=1 kV=0.220 kW=4 pf=0.95 model=1 status=variable daily=PVshape
New generator.PV6 bus1=83.2 phases=1 kV=0.220 kW=4 pf=0.95 model=1 status=variable daily=PVshape
New generator.PV7 bus1=178.2 phases=1 kV=0.220 kW=4 pf=0.95 model=1 status=variable daily=PVshape
New generator.PV8 bus1=208.3 phases=1 kV=0.220 kW=4 pf=0.95 model=1 status=variable daily=PVshape
New generator.PV9 bus1=225.1 phases=1 kV=0.220 kW=4 pf=0.95 model=1 status=variable daily=PVshape
```

Figura 4.6 Ejemplo configuración Paneles Solares.

Primero se nombra a cada panel solar para diferenciarlo uno de otro (PV1, PV2, etc.), luego en el bus1 se define el nodo seguido por un punto y luego la fase en que va conectado el panel. Como los paneles están instalados en cada carga el número de fases deber ser 1 para todos (carga residencial monofásica) el cual se define con el nombre “*phases=1*”. Al final de la configuración aparece el nombre “PVshape” que se refiere al *loadshape* o perfil de generación que debe seguir el panel, el cual se definió anteriormente.

4.3.3 Inversión Paneles Fotovoltaicos

Para determinar la inversión de los paneles se revisa la página web de la tienda Enel⁹ en donde se encuentran los valores mostrados en la Tabla 4.3, indicando los precios de los diferentes kit

⁹ Valores tomados de <https://www.tiendaenel.cl/90-panel-solar-residencial>, octubre de 2018 (valores pueden cambiar).

fotovoltaico que incluyen paneles policristalinos certificados, 1 inversor *On Grid* certificado, instalación y montaje, puesta en marcha y tramitación de documentos para la conexión a la red de distribución eléctrica. Además, en la tabla se muestra el precio para diferentes niveles de kWp de Potencia.

Tabla 4.3 Valores kit de Paneles Solares por Enel Distribución.

kWp	1	1.5	2	3	5
Costo kit	\$1.690.000	\$1.890.000	\$2.350.000	\$2.890.000	\$5.490.000
Costo por kWp	\$1.690.000	\$1.260.000	\$1.175.000	\$963.333	\$1.098.000

Se elige el valor mínimo del costo por kWp, que en este caso es de \$ 963.333. Para efectos de este trabajo este valor se redondea a 1 millón para un análisis más práctico.

Teniendo el valor por kWp se procede a calcular la anualidad de la inversión según la ecuación (4.2) para diferentes niveles de penetración, estos resultados se muestran en la Tabla 4.4 y Tabla 4.5 en donde se calcula para 3 tasas de interés.

$$frc = \frac{i}{(1 - (1 + i)^{-n})} \quad (4.1)$$

$$A = frc \cdot P \quad (4.2)$$

Donde

- *frc*: factor de recuperación de capital
- *i*: tasa de interés
- *n*: numero de periodos, en este caso la vida útil del panel solar (20 años)
- *P*: Costos de la inversión

Tabla 4.4 Anualidad de la inversión a diferentes tasas.

Nivel de PV (%)	10	20	30	40	50
Potencia PV [kW]	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0
Inversión (mil)	\$400.000	\$800.000	\$1.200.000	\$1.600.000	\$2.000.000
Anualidad Inversión (tasa 0,07)	\$ 37.757	\$ 75.514	\$ 113.272	\$ 151.029	\$ 188.786
Anualidad Inversión (tasa 0,05)	\$ 32.097	\$ 64.194	\$ 96.291	\$ 128.388	\$ 160.485
Anualidad Inversión (tasa = 0)	\$ 20.000	\$ 40.000	\$ 60.000	\$ 80.000	\$ 100.000

Tabla 4.5 Anualidad de la inversión a diferentes tasas (2).

Nivel de PV (%)	60	70	80	90	100
Potencia PV [kW]	2,4	2,8	3,2	3,6	4
Inversión (mil)	\$2.400.000	\$2.800.000	\$3.200.000	\$3.600.000	\$4.000.000
Anualidad Inversión (tasa 0,07)	\$ 226.543	\$ 264.300	\$ 302.057	\$ 339.815	\$ 377.572
Anualidad Inversión (tasa 0,05)	\$ 192.582	\$ 224.679	\$ 256.776	\$ 288.873	\$ 320.970
Anualidad Inversión (tasa = 0)	\$ 120.000	\$ 140.000	\$ 160.000	\$ 180.000	\$ 200.000

Estos resultados son importantes para el cálculo que se realiza en las secciones siguientes con la ley Netbilling, donde se muestran los beneficios que existe al aumentar el autoconsumo de los clientes que comparte una misma red inteligente.

4.4 Características Baterías

Para implementar una batería en OpenDSS los parámetros a definir son:

- **Bus1:** Se define el nodo y la fase en la cual se encuentra conectada la batería
- **kW:** Potencia de la batería, un valor positivo representa la potencia de salida de la batería (descarga) y un valor negativo indica que el elemento de almacenamiento está en estado de carga.
- **kWrated:** La tasa de la potencia de salida.
- **kWhrated:** Capacidad de almacenamiento nominal en kWh.
- **%stored:** Cantidad actual de energía almacenada, % de kWh nominal. Se deja en 0 para partir con la batería completamente descargada.
- **%reserve:** Porcentaje de la capacidad de almacenamiento nominal de kWh que se mantendrá en reserva para el funcionamiento normal. Se utiliza el supuesto de que la batería se carga y descarga completamente sin dejar reserva, por lo que se deja en 0 este valor, para simplificaciones de cálculo.
- **Daily:** Forma de despacho para usar en simulaciones diarias. Debe definirse previamente como un objeto *Loadshape* de 24 horas como mínimo.

Un ejemplo del código de la batería en OpenDSS se muestra en la Figura 4.7.

```
New Storage.Battery1 phases=1 bus1=34.1 kV=0.220 kW=3.944 kWrated=3.944 kWhrated=10.4215 %stored=0 %reserve=0 dispmode=follow daily=BatteryShape_1
New Storage.Battery2 phases=1 bus1=47.2 kV=0.220 kW=3.3094 kWrated=3.3094 kWhrated=5.2143 %stored=0 %reserve=0 dispmode=follow daily=BatteryShape_2
New Storage.Battery3 phases=1 bus1=70.1 kV=0.220 kW=3.9675 kWrated=3.9675 kWhrated=9.9253 %stored=0 %reserve=0 dispmode=follow daily=BatteryShape_3
New Storage.Battery4 phases=1 bus1=73.1 kV=0.220 kW=3.3068 kWrated=3.3068 kWhrated=4.8624 %stored=0 %reserve=0 dispmode=follow daily=BatteryShape_4
New Storage.Battery5 phases=1 bus1=74.1 kV=0.220 kW=4.2692 kWrated=4.2692 kWhrated=10.6133 %stored=0 %reserve=0 dispmode=follow daily=BatteryShape_5
New Storage.Battery6 phases=1 bus1=83.2 kV=0.220 kW=4.0407 kWrated=4.0407 kWhrated=7.2151 %stored=0 %reserve=0 dispmode=follow daily=BatteryShape_6
New Storage.Battery7 phases=1 bus1=178.2 kV=0.220 kW=3.2519 kWrated=3.2519 kWhrated=9.6499 %stored=0 %reserve=0 dispmode=follow daily=BatteryShape_7
New Storage.Battery8 phases=1 bus1=208.3 kV=0.220 kW=3.9921 kWrated=3.9921 kWhrated=7.3632 %stored=0 %reserve=0 dispmode=follow daily=BatteryShape_8
New Storage.Battery9 phases=1 bus1=225.1 kV=0.220 kW=4.3522 kWrated=4.3522 kWhrated=8.079 %stored=0 %reserve=0 dispmode=follow daily=BatteryShape_9
New Storage.Battery10 phases=1 bus1=248.2 kV=0.220 kW=3.1092 kWrated=3.1092 kWhrated=6.8561 %stored=0 %reserve=0 dispmode=follow daily=BatteryShape_10
```

Figura 4.7 Ejemplo archivo de código de batería OpenDSS.

El principal desafío en la implementación de las baterías es su correcto dimensionamiento, para lo cual se debe definir bien los kW (capacidad del inversor asociado) y los kWh (energía que puede ser almacenada). Otro factor importante a tener en cuenta es la curva de carga y descarga que debe seguir, es decir, definir correctamente el *loadshape* de la batería acorde con sus dimensiones.

Antes de definir cualquier parámetro lo que se hace es obtener la demanda agregada. Esto se realiza restando el consumo de cada cliente con la generación propia. Lo anterior se ejecuta para los diferentes escenarios con baterías visto en la Sección 3.4.

Para el escenario 2 (explicado en la sección 3.4) se toma la generación y el consumo de todas las cargas de la red y se resta, obteniendo así la demanda agregada neta, en cambio para el escenario 3 solo se toma la generación y demanda de cada cliente de forma individual, generando así un perfil diferente por cada batería.

En el caso del escenario 4 se agrupa la generación y consumo por red inteligente (cada red inteligente comunitaria tiene entre 9 a 12 clientes), luego se restan estos 2 valores obteniendo la demanda agregada neta por cada red inteligente, dando un total de 5 perfiles diferentes (5 redes inteligente definidas previamente (véase la Figura 3.7).

Una vez obtenidos los perfiles de la demanda agregada para cada escenario se deben definir los valores de potencia y energía de la batería. Para esto se utiliza el supuesto de que se cuenta con información perfecta, es decir, se sabe el comportamiento de la demanda de cada cliente.

Por lo tanto, se fija el valor de los kW como la potencia máxima de las horas de no sol (usando el perfil de demanda agregada), que comprende entre las 19:00 de la tarde hasta las 06:00 de la mañana del día siguiente. Se busca la potencia máxima de todos los días del mes y se elige la mayor de estas. Esto se hace así para poder entregar la potencia necesaria en los *peaks* diarios de consumo, por ejemplo, una casa puede consumir en promedio entre 0.350 a 0.480 kW mensual (Figura 4.8), pero los *peaks* de consumo alcanzan hasta 8 kW (véase Tabla 4.1) en algunos casos. Es por ello por lo que se debe definir la batería con la potencia máxima de dichos *peaks* para cada cliente o grupo de clientes según sea el escenario .

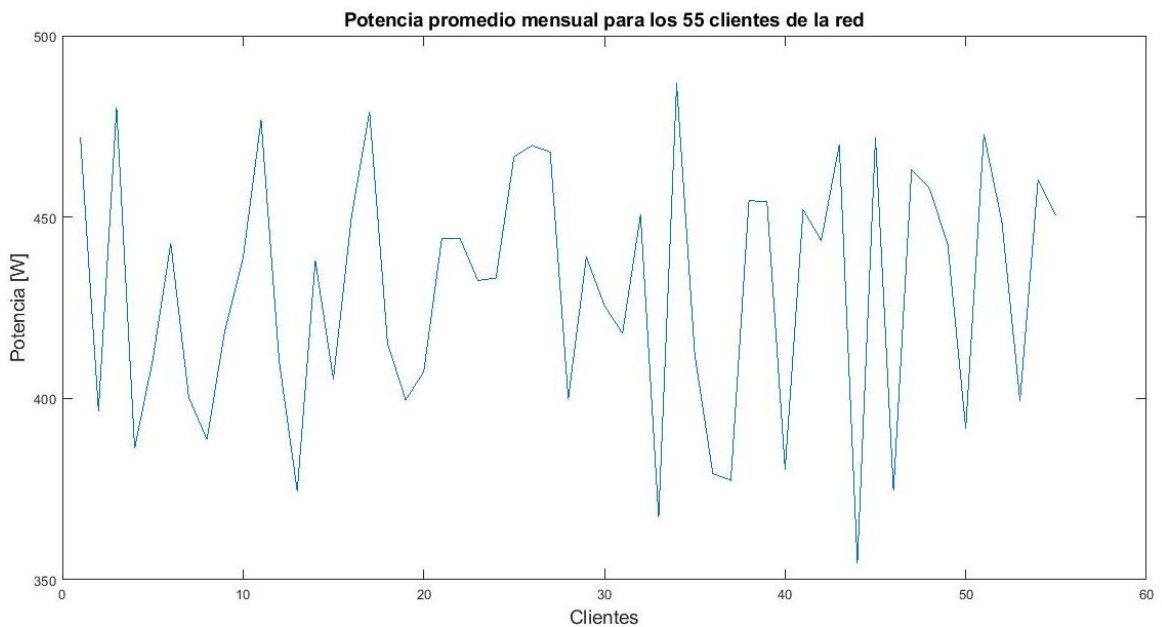


Figura 4.8 Potencia promedio mensual para cada cliente de la red de distribución

Para el caso de la energía (kWh) se calcula la energía de las horas de sol y de las horas de no sol de todos los días del mes. Se obtienen así 2 vectores con la información de la energía diaria. Se elige entonces, por cada día, la energía mínima entre los 2 vectores obteniendo así un nuevo vector, que lo llamaremos E_{\min_diario} y que es de tamaño igual al número de días del mes. Esto se hace debido a los casos en que la generación solar sea mucho menor al consumo de los clientes en las horas de no sol (para las primeras iteraciones donde la penetración solar aún es baja), de esta manera se evita cargar la batería con la energía de la red. Solo se carga con la energía generada por los paneles solares.

Luego se elige el valor máximo de vector E_{\min_diario} y este valor es el que se usa en el dimensionamiento de la energía de la batería. Con esto nos aseguramos de que la batería alcance para abastecer la demanda de todos los días sin que se tenga que verter energía sobrante.

Finalmente falta crear el *LoadShape* de la batería para que se carga y descargue de la manera correcta, es decir, que se cargue a las horas de sol y que se descargue completamente en las horas de no sol.

Para esto se utiliza nuevamente el vector E_{\min_diario} el cual contiene la energía diaria con que la batería debe cargarse a las horas de sol. Se crea entonces una función que permite tomar la forma de la curva de demanda agregada, en particular de las horas de sol, y se dimensiona de tal manera de entregar la energía que se encuentra en el vector E_{\min_diario} . Esto se puede ejemplificar en la Figura 4.9, donde la curva roja representa el *LoadShape* de la batería y la azul la demanda agregada.

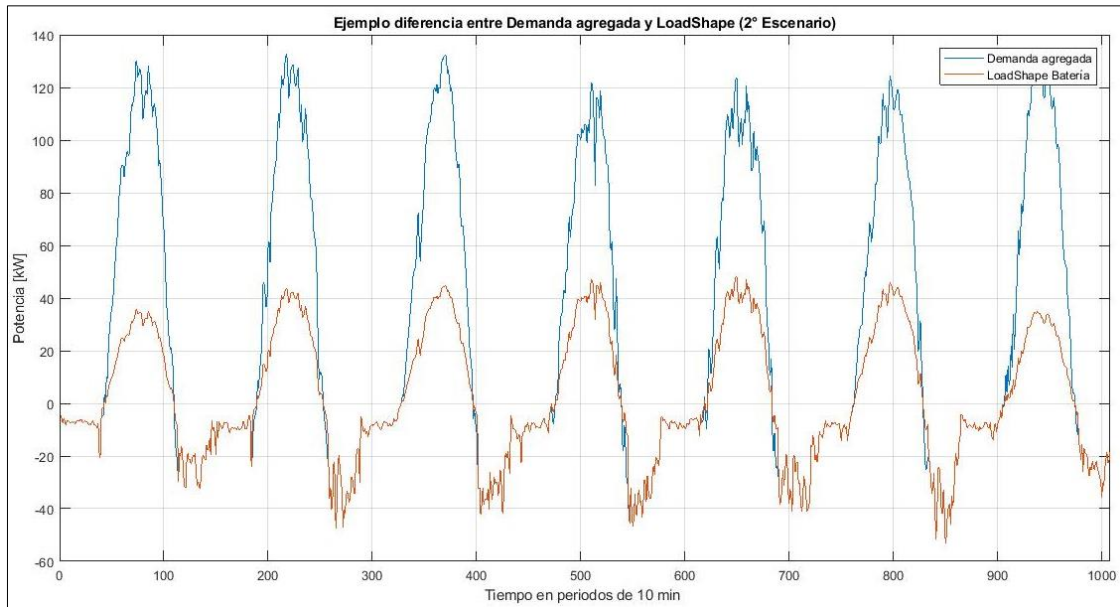


Figura 4.9 LoadShape de la batería.

En la figura se aprecia como la curva de carga de la batería sigue la misma forma que la de demanda agregada, pero mucho más baja (en las horas de sol) ya que está dimensionada para que cargue solo la cantidad necesaria para abastecer la energía de las horas de no sol (y de esta manera la batería tenga espacio suficiente durante el día siguiente).

5. Resultados y Análisis de simulaciones

En este capítulo se detallan los resultados por cada escenario, se analizan los problemas de tensión y corriente para cada uno de ellos. Luego se realiza una comparación de todos los escenarios con el fin de obtener conclusiones acerca de hasta qué nivel de penetración es conveniente instalar paneles solares o a que nivel es necesario preocuparse por los problemas de sobre tensión y corriente de la red.

Además, se incluye el análisis de los beneficios que existe para los clientes la venta de su energía generada con sus propios paneles solares mediante la ley 20.573 (Net-Billing).

Para cada uno de los escenarios se realizan 11 iteración simulando en cada una de ellas un mes completo y cambiando en cada iteración el nivel de penetración PV, utilizando una repartición uniforme de 0 kW hasta 4 kW. El nivel de penetración se cambiar por igual en cada una de las casas de la red de distribución. Por lo tanto, para la primera iteración se simula la red durante un mes con 0 kW de paneles solares, y se obtienen los resultados de tensión y corriente. La siguiente iteración es aumentando un 10 % de potencia, es decir, a 0,400 kW y se obtienen los problemas de tensión y corriente nuevamente. Esto se realiza 11 veces hasta llegar a una penetración de 4 kW de paneles solares.

Los resultados de los distintos escenarios son analizados por semana, debido a que la Norma Técnica de Calidad y Servicio para Sistemas de Distribución indica que los problemas de tensión deben ser analizados durante 1 semana del mes o de 7 días de corrido como se explicó en el Marco Teórico en la sección 2.1.2.

Cabe mencionar que para cada escenario se simularon 11 flujos de potencia utilizando en cada uno de ellos 491.040 datos. Se tienen 4464 datos de los perfiles de consumo y 4464 de generación PV, estos datos representan un mes completo de 31 días tomados cada 10 minutos (144 datos por días). Entonces resulta un total de 8.928 por cada carga de la red de transmisión. Si se multiplica ese valor por las 55 cargas da como resultado 491.040 y tomando todos esos datos en las 11 simulaciones se tiene un total de datos obtenidos de 5.401.440 datos.

5.1 1^{er} Escenario

En este escenario se simula la red de distribución incluyendo solo los paneles fotovoltaicos sin ningún tipo de almacenamiento. Se agrega la misma cantidad de paneles solares a cada una de las casas, además con cada iteración los clientes van aumentando la generación solar en la misma proporción (10%, esto es 0,4 kW de aumento en cada iteración hasta llegar a los 4 kW dando así las 11 iteraciones).

El aumento de la generación distribuida, en este caso los paneles solares, no siempre trae consigo buenos resultados, ya que como se verá mas adelante, empiezan a aparecer algunos problemas de tensión y corriente. Mientras mayor sea la penetración PV mayor serán los problemas hacía la red. Es por ello que este escenario se utiliza como base para el análisis y comparación con los otros, de manera de poder responder a los objetivos planteados en esta memoria sobre la

minimización de impactos técnicos de las redes inteligentes por la adopción de generación distribuida.

5.1.1 Problemas de Tensión

Los problemas de tensión obtenidos para este escenario son los mostrados en la Figura 5.1, la cual muestra cuatro diferentes gráficas. El gráfico *a)* muestra diferentes curvas, donde cada una de ellas representa una semana diferente del mes simulado. Estas curvas muestran la cantidad de clientes con problemas al aumentar la penetración fotovoltaica. El gráfico *b)* muestran las mismas curvas anteriores con la diferencia que ahora el eje *y* muestra el porcentaje de clientes con problemas de sobre tensión.

El gráfico *c)* muestra el número de semanas en que empiezan los problemas, en este caso aparece una semana que inicia los problemas al 60 % de penetración fotovoltaica, que corresponde a 2,4 kW de PV. Las otras 3 semanas inician los problemas al 70 % de penetración. Finalmente, la gráfica *d)* muestra el número de clientes al iniciar los problemas de tensión, por ejemplo, para la semana que inicia sus problemas al 60 %, existen 15 clientes con alguno de estos problemas, puede que excedan la tensión máxima permitida o que estuvieron sobre el margen permitido durante mas del 5% que indica La Norma. En cambio, para las demás semanas, el número de clientes varía entre 24 y 25.

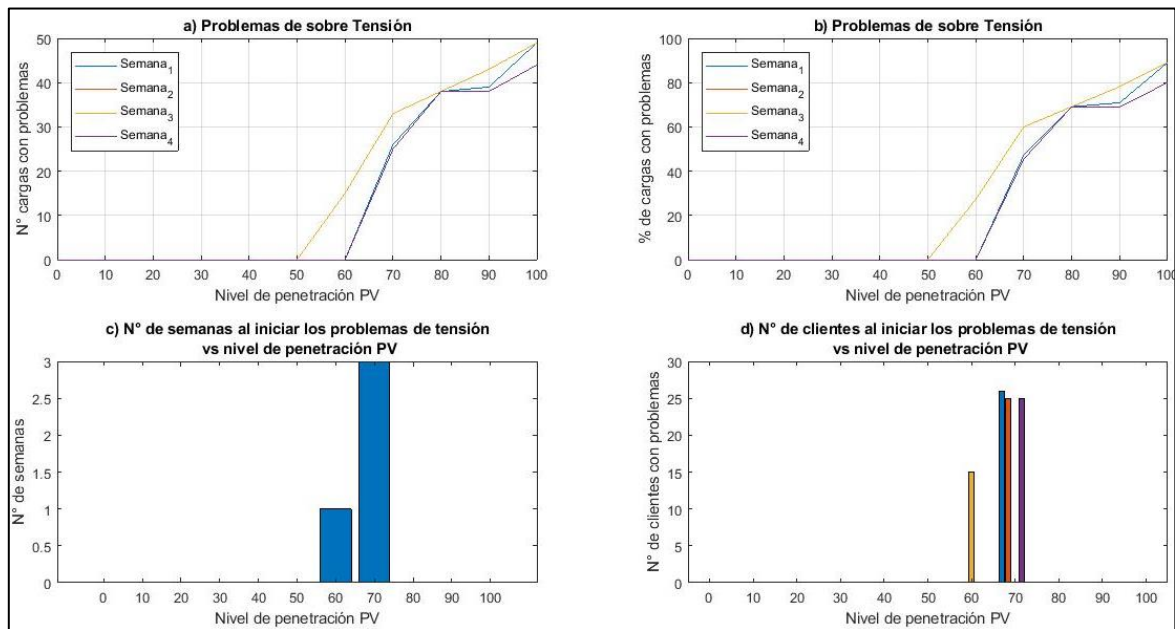


Figura 5.1 Resultados problemas de tensión caso sin Baterías

Los resultados mostrados en la Figura 5.1 indican que, si en una red de distribución se instala la misma cantidad de paneles fotovoltaicos por igual en cada casa, los problemas de tensión aparecerán para la red bajo estudio cuando esta penetración alcance los 2.4 kW (60 %).

5.1.2 Problemas de Corriente

Para el estudio de los problemas de corriente se utilizan gráficos similares a los problemas de tensión que se muestran anteriormente.

La red de distribución bajo estudio cuenta con 905 líneas con un total de 1.43 km de largo, incluyendo los cables de servicio (empalmes). Para analizar todas estas líneas y ver si existe algún problema de corriente se verifica el nivel de utilización. Para eso primero se debe calcular la corriente promedio por hora. Como se tienen los datos cada 10 minutos, se toman los 6 valores de cada hora y se calcula su promedio, es decir, de los 4464 datos resultantes de la simulación se toman bloques de 6 valores consecutivos y se promedian obteniendo finalmente 744 datos, que representan la corriente horaria de un mes completo ($24 \cdot 31 = 744$).

En la Figura 5.2 se muestran los problemas de corriente, donde las figuras *a*) y *b*) muestran el número de horas al mes en que existían problemas y el % de horas respectivamente. Las curvas mostradas en estas dos gráficas representan líneas diferentes con problemas. Del total de líneas solo 47 tuvieron problemas (111 m), de las cuales se evidenciaron en los gráficos *a*) y *b*) siendo difícil distinguirlas debido a que el número de horas con problemas es muy similar para cada una de ellas.

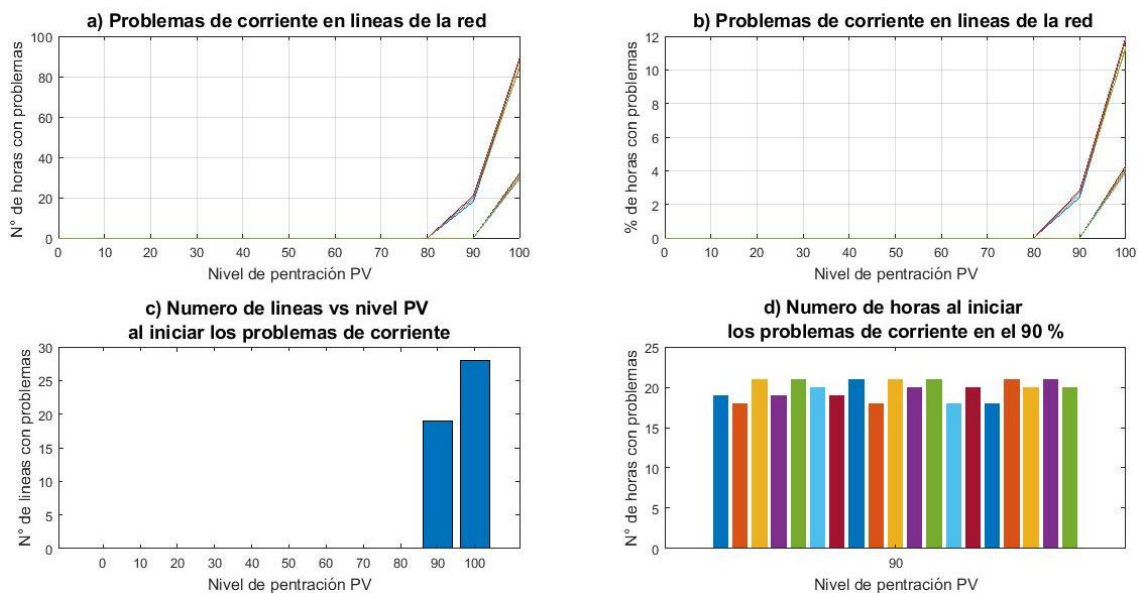


Figura 5.2 Problemas de Corriente caso sin baterías.

El gráfico *c*) de la Figura 5.2 muestra el número de líneas al iniciar los problemas de corriente. Por ejemplo, a un nivel de penetración PV del 90 %, que corresponde a 3.6 kW, existen 19 líneas con problemas de corriente (21 m), en cambio para el 100 % (4 kW) aumentan a 28 líneas (90 m).

El gráfico de barras *d*) nos entrega la información sobre el número de horas que aparecieron los problemas de corriente al mes para las 19 líneas al 90 % de penetración PV. En promedio las líneas presentaron problemas 19 horas, lo que representa el 2.6% de las horas de un mes

Para un mayor análisis, se calcula el largo de las líneas en que aparecen los problemas. Estos resultados se muestran en la Figura 5.3 donde la figura *a)* muestra la suma del largo de todas las líneas con problemas versus el nivel de penetración PV. La figura *b)* muestra el largo de todas las líneas de forma individual con problemas para el caso PV con un 90 % de penetración PV.

Se puede ver de la Figura 5.3, que al iniciar los problemas de corriente (al 90 % de penetración PV) las líneas que tienen problemas suman una distancia de un poco mas de 20 metros, por lo que el costo de reemplazar estas líneas para que no existan problemas es muy bajo en esta red.

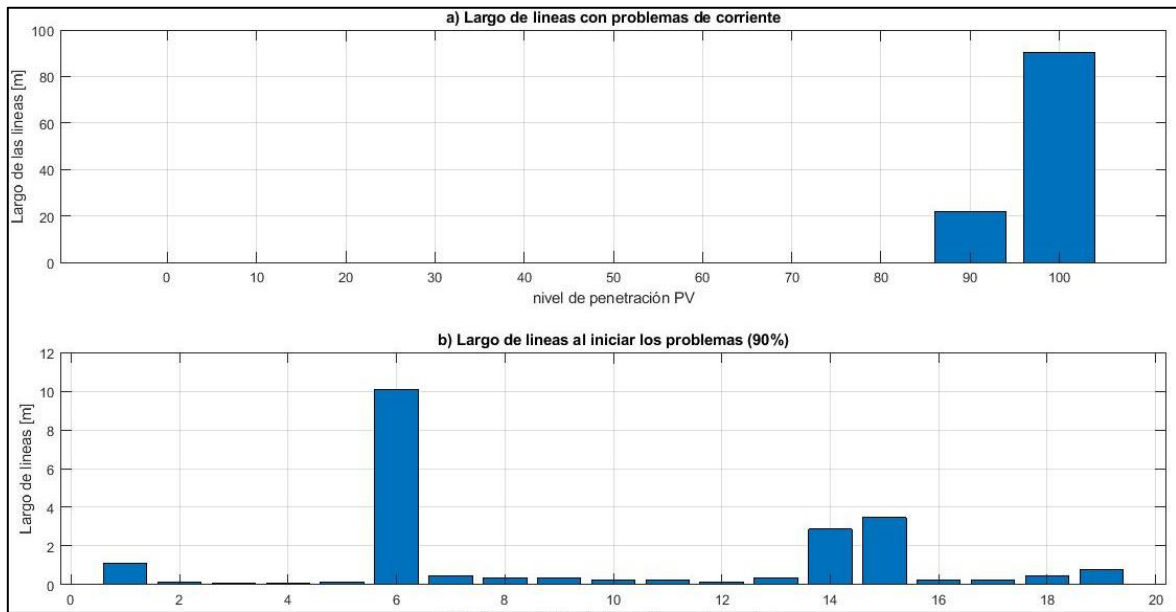


Figura 5.3 Problemas de Corriente por metros de línea.

Luego de mostrados los resultados para los problemas de tensión y corriente del escenario sin baterías, es interesante saber qué pasa con el transformador de la red de distribución. A continuación, en la Figura 5.4 se muestra la inyección del transformador para un nivel de penetración del 100%, es decir, cuando todas las casas (55 cargas) tienen instalados paneles solares de 4 kWp.

Se puede ver que la potencia que se inyecta a la red principal en las horas de sol es mucho mayor que el consumo de las horas de no sol. Esta inyección se debe a la gran generación residencial que existe debido a la instalación de los paneles solares.

La Figura 5.4 se toma como base para comparar el comportamiento del transformador para los demás escenarios, de manera de ver si se mejora o empeora el comportamiento de la red al agregar baterías en relación al autoconsumo.

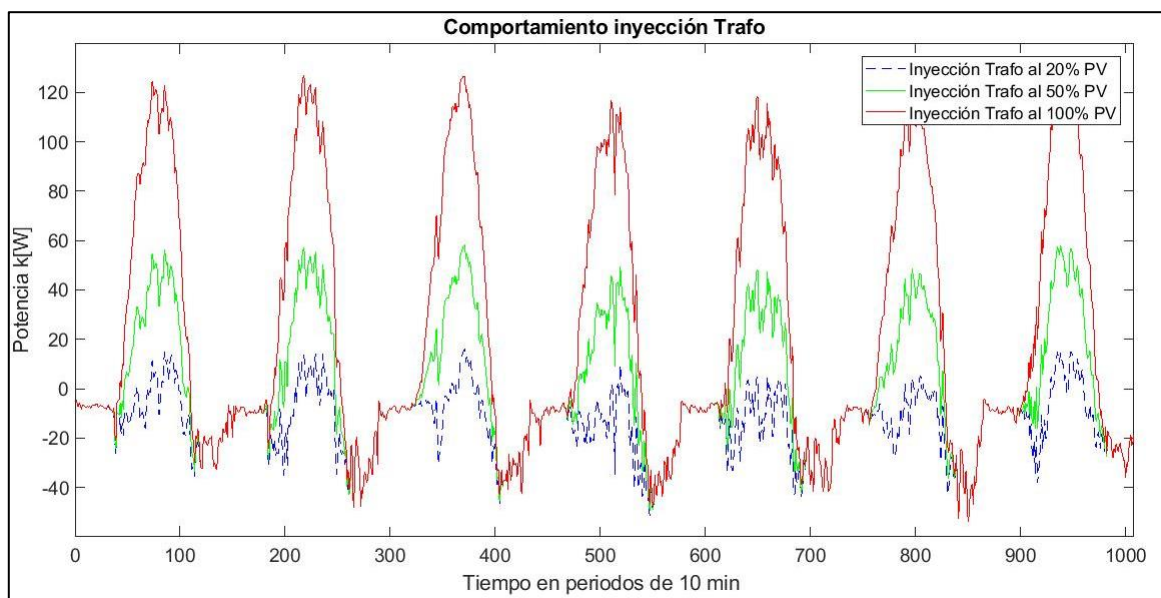


Figura 5.4 Inyección Transformador para el escenario sin baterías.

5.2 2^{do} Escenario

En este escenario se simula la red de distribución incluyendo los paneles solares y una sola batería que fue puesta a la mitad de la red de distribución aproximadamente (ver Figura 3.6) de manera de ver cuáles son los impactos en relación a los problemas técnicos de tensión y corriente vistos en el escenario anterior. Esto podría ayudarnos a entender el potencial valor de tener una red inteligente aguas abajo del transformador de distribución.

Para este escenario los problemas de corriente desaparecen completamente debido principalmente a la batería que permite disminuir la inyección de energía de los paneles solares hacia la red, disminuyendo la punta de esta. Es por ello que solo se muestran los resultados sobre los problemas de tensión de la red en estudio.

5.2.1 Problemas de tensión

La Figura 5.5 entrega los resultados de los problemas de tensión, en la sección anterior se explica que representa cada gráfica de esta figura.

Los problemas de tensión recién empiezan al 80 % de penetración PV, en comparación con el caso en que no existía batería alguna, los problemas mejoraron en un 20 % ya que en ese escenario los problemas aparecen al 60 % de penetración PV. Además, si se ve los problemas de tensión cuando existe una penetración máxima de paneles solares, los clientes con problemas se reducen de un 90 % a un 70 % aproximadamente, viendo una mejora notable comparada con el caso sin batería.

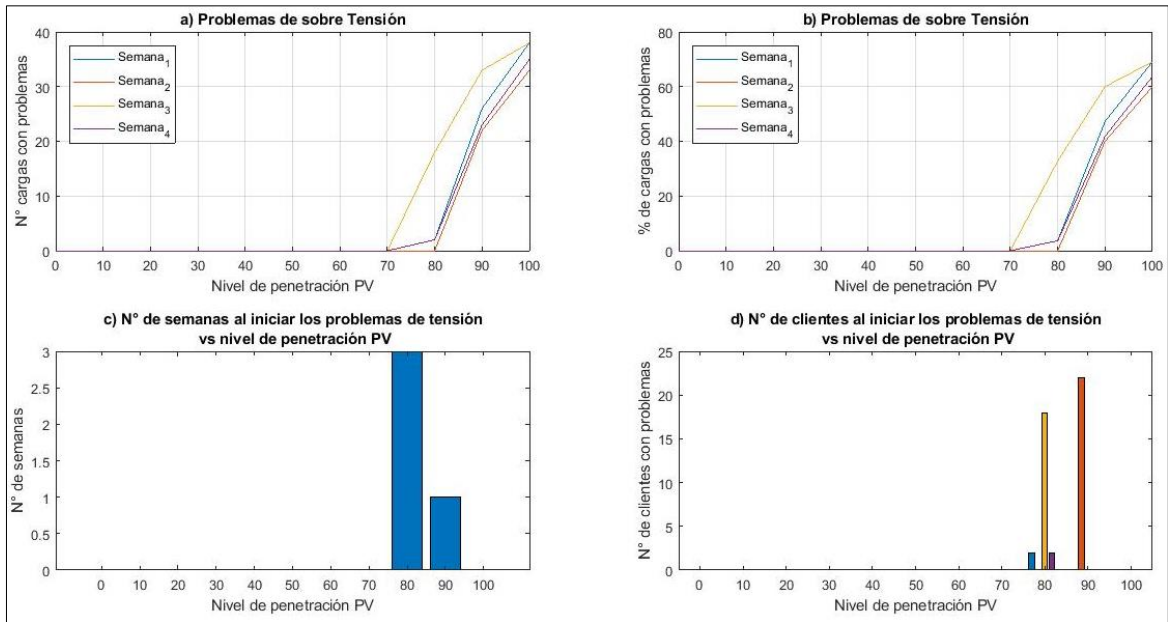


Figura 5.5 Resultados problemas de tensión caso con 1 batería por red.

El comportamiento del transformador para este escenario y para un nivel de penetración del 100% se muestra en la Figura 5.6 la cual consta de 3 curvas diferentes, se representa la inyección del transformador para el caso con y sin batería además del consumo de la batería. Figura 5.6 Comportamiento Transformador y Batería para el escenario 2.

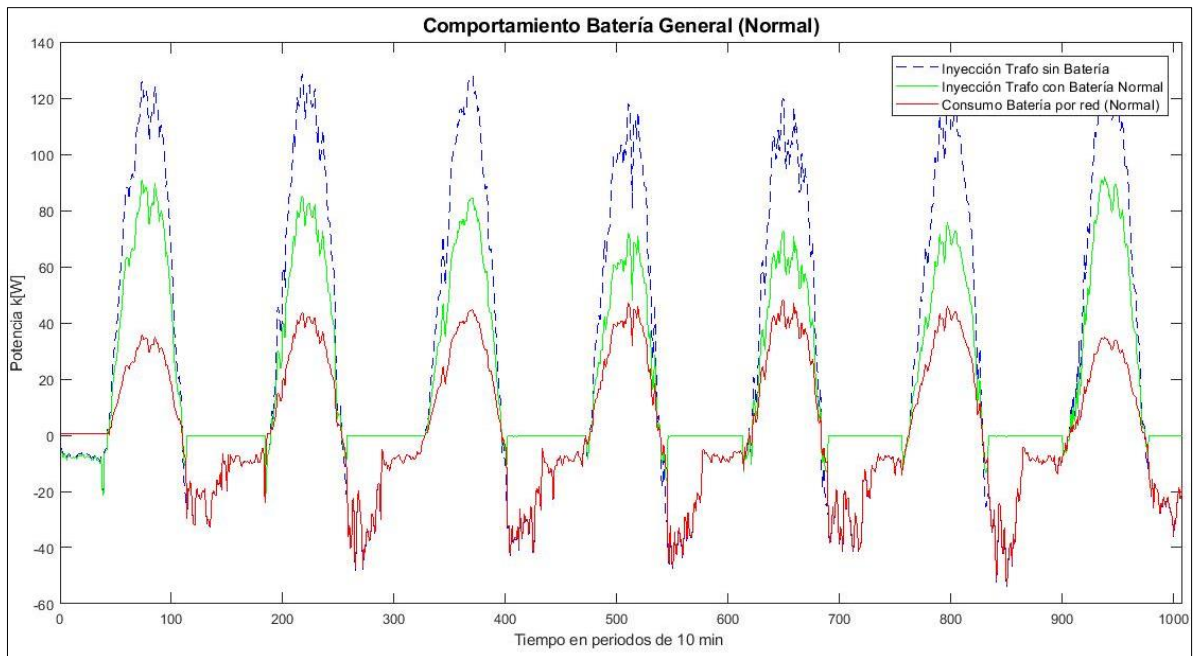


Figura 5.6 Comportamiento Transformador y Batería para el escenario 2.

La curva verde muestra cómo se ve afectada la inyección y consumo del transformador al agregar una batería. Se puede notar que en las horas de no sol el consumo desde la red baja considerablemente, llegando a ser cero en prácticamente todas esas horas. Además, se puede apreciar la baja la inyección en las horas de sol en comparación al caso sin batería (curva azul segmentada).

El consumo de la batería es representado por la curva roja, siendo fácil notar que, en las horas de sol, cuando existe la mayor inyección de energía por parte de los paneles solares, se carga. Por el contrario, se descarga en las horas de no sol para abastecer la demanda propia de la red de distribución, sin consumir de la red principal.

Para definir la batería en OpenDSS se necesita tanto la potencia como la energía, en particular para este escenario las dimensiones para el nivel de penetración de 100 % PV se muestran en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Dimensionamiento Batería general

Batería	Potencia [kW]	Energía [kWh]
General	102,915	427,049

5.3 3^{er} Escenario

Con este escenario se simula la red de distribución con los diferentes niveles de penetración fotovoltaica incluyendo una batería por cada uno de los clientes. El total de baterías es igual al número de clientes (55) en la red de distribución. Con esto se forman redes inteligentes de un solo cliente, dando cuenta con estos resultados de potencial valor de tener estas redes aguas abajo del transformador

Para este escenario los problemas de corriente desaparecen completamente, ninguna línea de la red de distribución sobrepasa los límites máximos de utilización. Por lo que solo se muestran los problemas de tensión.

5.3.1 Problemas de tensión

En este escenario también mejoran los problemas de tensión, como se puede ver en la Figura 5.7. Para este escenario los problemas de tensión inician al 90 % de penetración PV mejorando un 30 % en comparación al escenario sin batería en donde los problemas de tensión inician al 60 %.

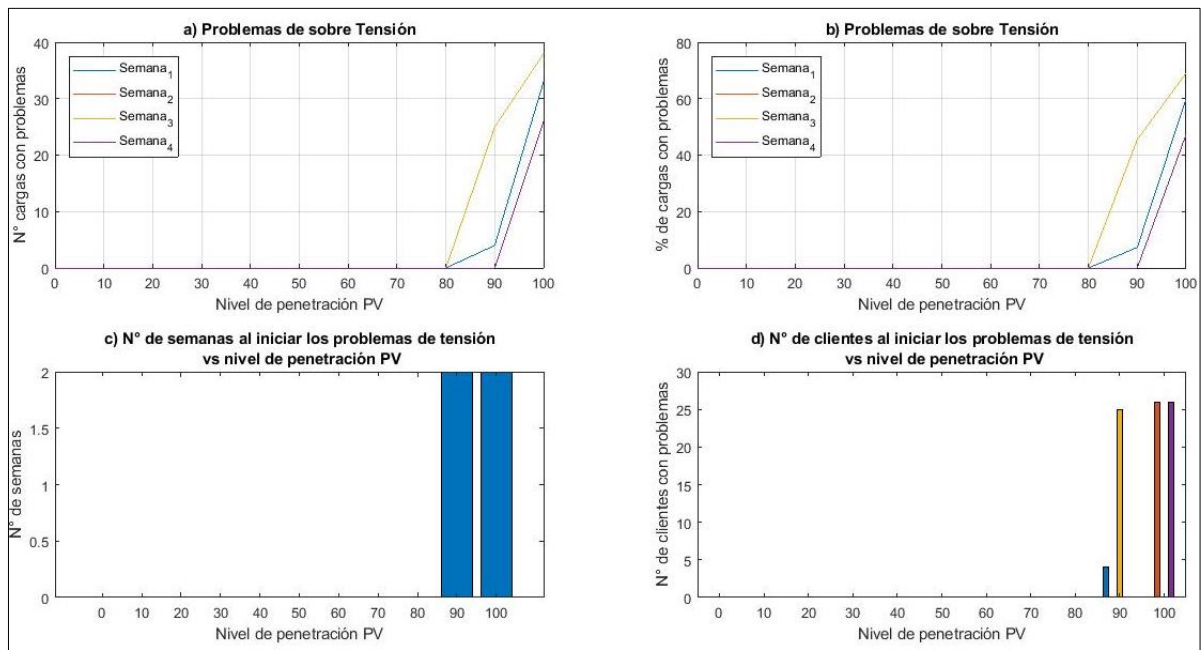


Figura 5.7 Resultados problemas de tensión escenario 3 (1 batería por casa).

El porcentaje de clientes con problemas al máximo nivel de penetración PV disminuyen pasando del 90 % a un 70 % aproximadamente, comparado con el caso sin batería, al igual que ocurre en el escenario 2 el cual incluye una batería por toda la red.

Lo que ocurre en el transformador se puede ver en la Figura 5.7 donde se muestra lo que ocurre antes y después de incluir las baterías por cada casa. Además, para el análisis se muestra el comportamiento de la suma de todas las baterías instaladas en cada casa de la red de distribución.

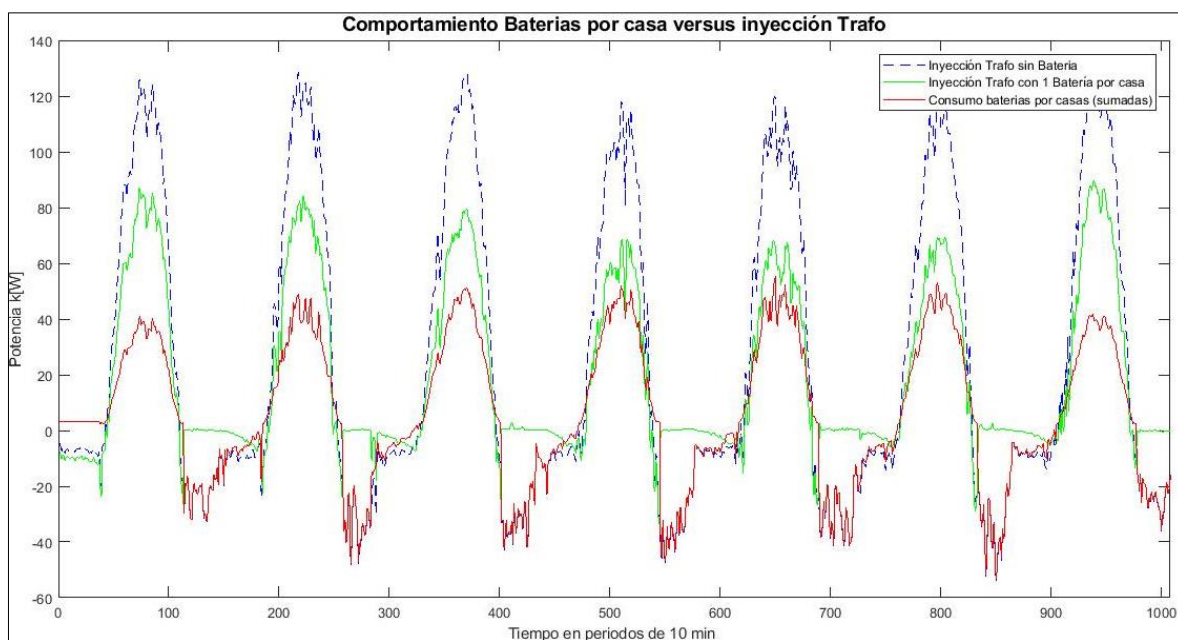


Figura 5.8 Inyección del transformador y consumo baterías por casa.

A diferencia del escenario anterior, la curva de inyección del transformador en las horas de noche no llega a cero, existen varias horas en que si existe un consumo por parte de la red de distribución lo que puede significar que algunas baterías no son capaces de guardar la energía necesaria para abastecer a sus cargas en las horas de no sol. Por esa razón se verifican los resultados del comportamiento de la batería de cada cliente y se contrastan con la demanda agregada (consumo menos generación) y como ejemplo se muestra en la Figura 5.9 un cliente en específico para una mejor visualización, dejando en claro que existen mas clientes con el mismo comportamiento.

En la Figura 5.9 se puede ver el perfil de demanda agregada para un cliente y el consumo de su batería. Existen algunos días en que el cliente consume energía a las horas de sol en vez de inyectar a la red es por lo que en esas horas la batería no es capaz de cargarse con a energía necesaria para poder abastecer al cliente en las horas de noche. Y como existen varios clientes con el mismo comportamiento repercute en la red de distribución completa. Esto explica por qué el transformador debe consumir un poco de energía en las horas de sol.

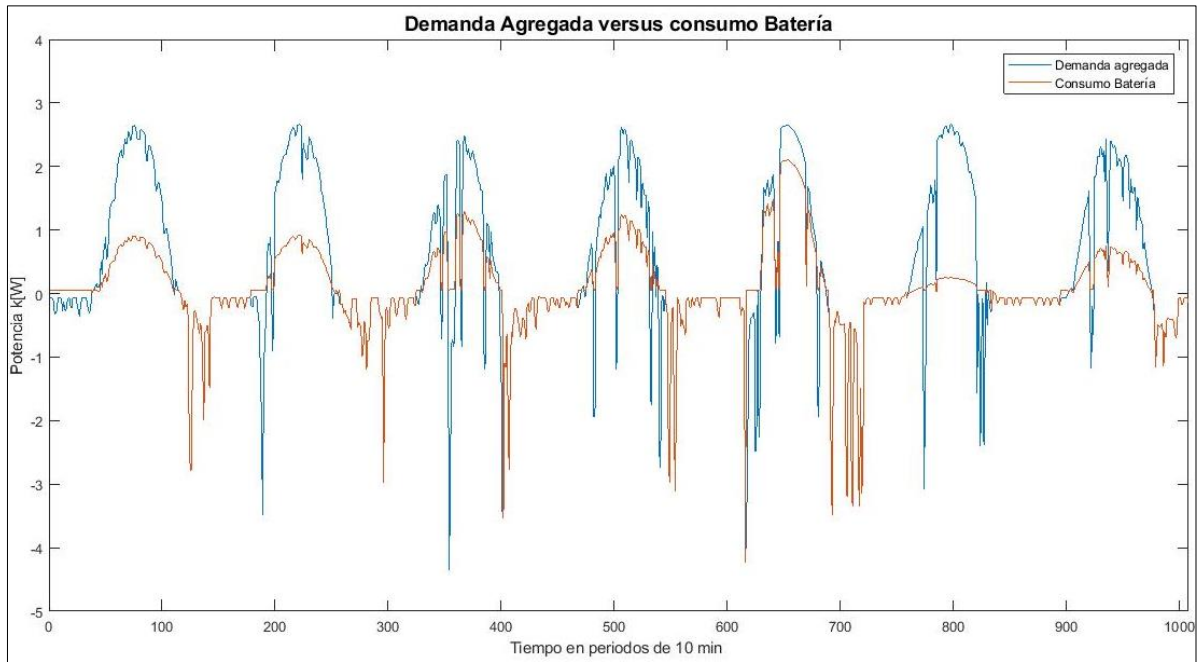


Figura 5.9 Consumo batería versus la demanda agregada de un cliente.

El dimensionamiento de la batería por casa para un nivel de penetración de 100% PV se muestran en la Tabla 5.2. Solo se muestra el valor promedio, mínimo y máximo debido a la extensión de los valores, ya que son 55 datos de potencia y energía. Para mayor detalle ver Tabla 8.1 en anexos. Estos valores son importantes para comparar entre los diferentes escenarios de manera de poder determinar los pros y contras de cada uno de ellos.

Tabla 5.2 Dimensionamiento baterías por casas, escenario 3

Batería por casa	Potencia [kW]	Energía [kWh]
Promedio	5,350	13,175
Mínimo	3,581	9,735
Máximo	7,000	20,596

5.4 4^{er} Escenario

En este escenario se divide la red de distribución en 5 diferentes redes inteligentes comunitarias que están conformados por entre 9 a 12 clientes (ver Figura 3.7). Con esta división se instala una batería para cada una de estas redes inteligentes.

Al igual que los escenarios 2 y 3 acá tampoco existen problemas de corriente, por lo tanto, solo se muestran los problemas de tensión.

5.4.1 Problemas de tensión

En la Figura 5.10 se detallan los resultados para este escenario. Los problemas de tensión aparecen al 80 % de penetración PV, en vez del 60 % del escenario sin baterías. Se reduce la cantidad de clientes con problemas de tensión por cada nivel de penetración, en particular para el caso de máxima penetración (4 kW) los clientes con problemas se reducen de un 90 a un 70 % aproximadamente.

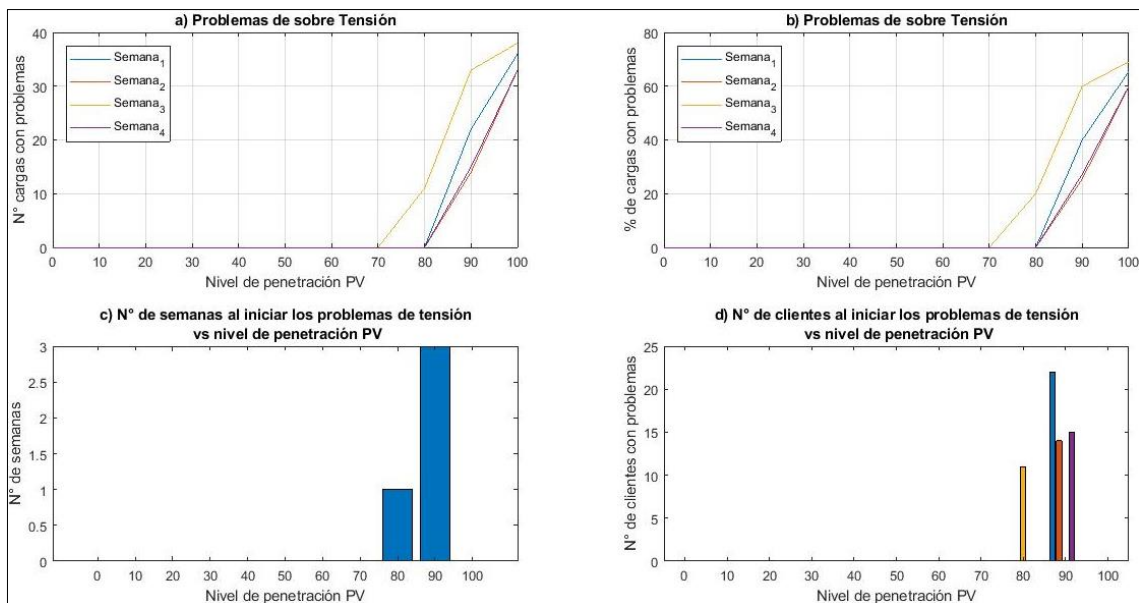


Figura 5.10 Resultados Problemas de tensión caso 1 batería por cada microrred.

La inyección del transformador y el consumo de las baterías se grafican en la Figura 5.11. Se puede apreciar que en las horas de noche prácticamente no existe consumo de la red principal, todo se abastece de la generación solar almacenada en las baterías.

Por otro lado, la punta de inyección por generación solar es reducido en gran manera en comparación con el caso sin baterías, permitiendo así que la caída de tensión no sea tan elevada, reduciendo los problemas de tensión para los clientes finales.

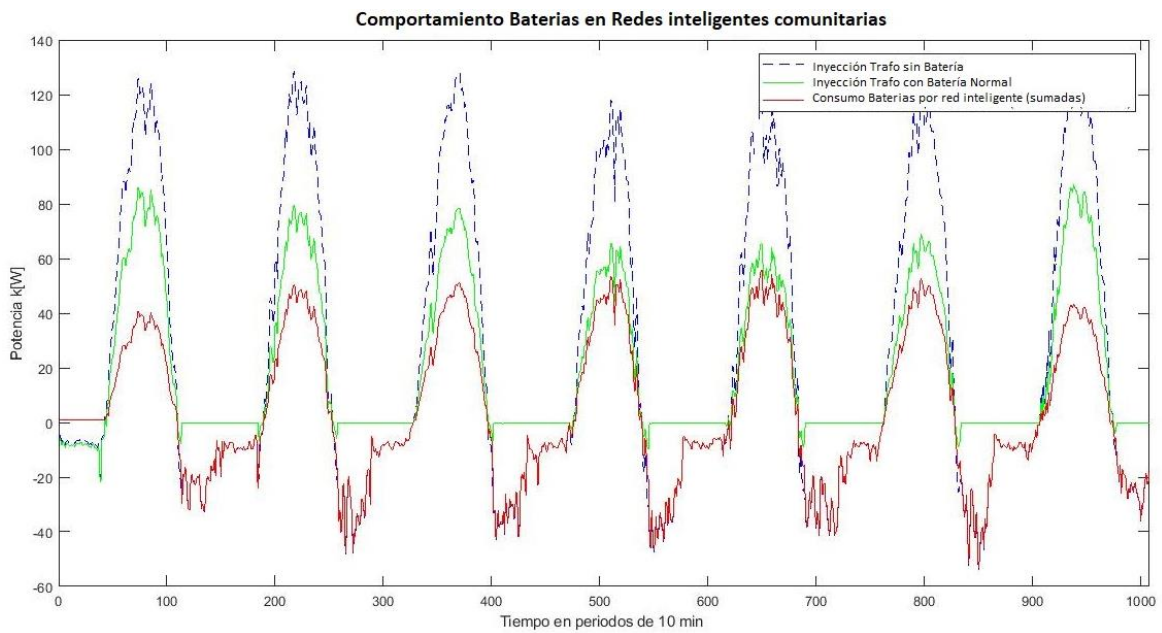


Figura 5.11 Inyección y consumo de baterías escenario 4.

El dimensionamiento para cada una de las baterías instaladas en cada red inteligente se muestra en la Tabla 5.3. Las potencias de las baterías rondan entre los 1,5 y 2,1 kW y su capacidad es cercana a los 8 kWh en promedio.

Tabla 5.3 Dimensionamiento baterías por red inteligente

Baterías microrredes	Potencia [kW]	Energía [kWh]
RI_1	1,594	8,317
RI_2	1,763	7,093
RI_3	1,503	8,859
RI_4	1,706	8,140
RI_5	2,161	7,529
Promedio	1,745	7,988

5.5 Análisis comparativo entre los escenarios

Del análisis de la sección anterior sobre los 4 escenarios distintos se muestra que el escenario con mejor desempeño fue el escenario 2, con las baterías individuales para cada cliente, obtuvo mejor respuesta en relación con la aparición de los problemas de tensión ya que en este escenario los problemas aparecieron recién con el 90 % de penetración PV en comparación con los otros escenarios en que los problemas aparecieron al tener un 80 %.

Para realizar un análisis más acabado se debe comparar también las dimensiones de las baterías para un nivel de penetración de 4kW PV. En la Tabla 5.4 se muestran las diferentes dimensiones promedio para cada uno de los escenarios.

Tabla 5.4 Dimensiones baterías para los diferentes escenarios.

Escenarios	Potencia [kW]	Energía [kWh]
(2) General	1,87	7,76
(3) Casa	5,35	13,17
(4) Red inteligente	1,74	7,98

De la Tabla 5.4 se ve claramente que las dimensiones de las baterías por casa son mucho mayores que las de los otros dos escenarios, prácticamente es el doble. Esto nos dice que instalar baterías de forma individual no es conveniente, se necesita de una dimensión mucho mayor para abastecer la demanda y obtener los mismos resultados que los otros casos.

Las dimensiones de las baterías instaladas en cada red inteligente comunitaria son muy parecidas a la batería general puesta en el escenario 2. La diferencia es que la potencia es mucho en el caso de una batería general (escenario 2) y, por el contrario, la capacidad de la batería es mayor en el caso de la red inteligente (escenario 4) que en la batería general (escenario 2).

Otro aspecto a considerar es el consumo de la red principal, en los casos del escenario 4 (baterías en todas las redes inteligentes comunitarias) y el escenario 2 (con una batería general para toda la red) prácticamente no existe consumo en las horas de noche de la red principal, a diferencia del escenario con una batería por casa (escenario 3) en el que si existe un pequeño consumo. Una razón a ello es que como la batería está puesta directamente en la carga hay momentos en que no es capaz de abastecer la demanda de noche debido a que en las horas de sol la batería no se carga completamente. La generación solar en algunas horas no es suficiente para abastecer la demanda de ese cliente lo que lleva a que exista un consumo desde la red de distribución y por ende que la batería no se cargue ya que fue diseñada para cargarse solo con la generación solar

La diferencia principal entre el escenario con baterías por casa y los otros dos escenarios es que la potencia máxima de generación solar es menor a la potencia máxima de consumo del cliente, esto genera varias complicaciones siendo una de ellas que la batería no sea capaz de cargarse completamente y luego no sea capaz de abastecer la demanda de consumo de las horas de noche.

En los escenarios 2 y 4 no existe consumo en las horas de no sol debido al efecto positivo de las baterías con respecto a la no coincidencia de los perfiles individuales de consumo. Esto quiere decir que cada cliente tiene su propio perfil de consumo diferente a cualquier otro de la red bajo estudio, entonces si una persona está consumiendo una potencia mayor a la que genera su panel solar a cierta hora, por ejemplo a las cuatro de la tarde, otra casa de la red de distribución o de la red inteligente comunitaria puede no consumir todo lo que está generando por lo que el otro vecino que está con déficit de energía puede tomarla sin que esta se vierta a la red principal, aumentando así el autoconsumo de la agrupación de clientes.

Por otro lado, los problemas de tensión aparecen con un mayor nivel de penetración solar en el escenario 3 el que incluye 1 batería por cada casa, ello se puede explicar por 2 razones, la primera podría ser porque las baterías están almacenando energía extra de la cual no son capaces de inyectar al consumo o a la red de distribución. Este argumento es poco válido debido a los resultados mostrados en la Figura 5.12 donde se grafica el comportamiento de la energía dentro de la batería para cada uno de los clientes de la red y prácticamente en ningún caso la batería se queda almacenando energía extra, es decir, siempre es capaz de entregar su energía almacenada.

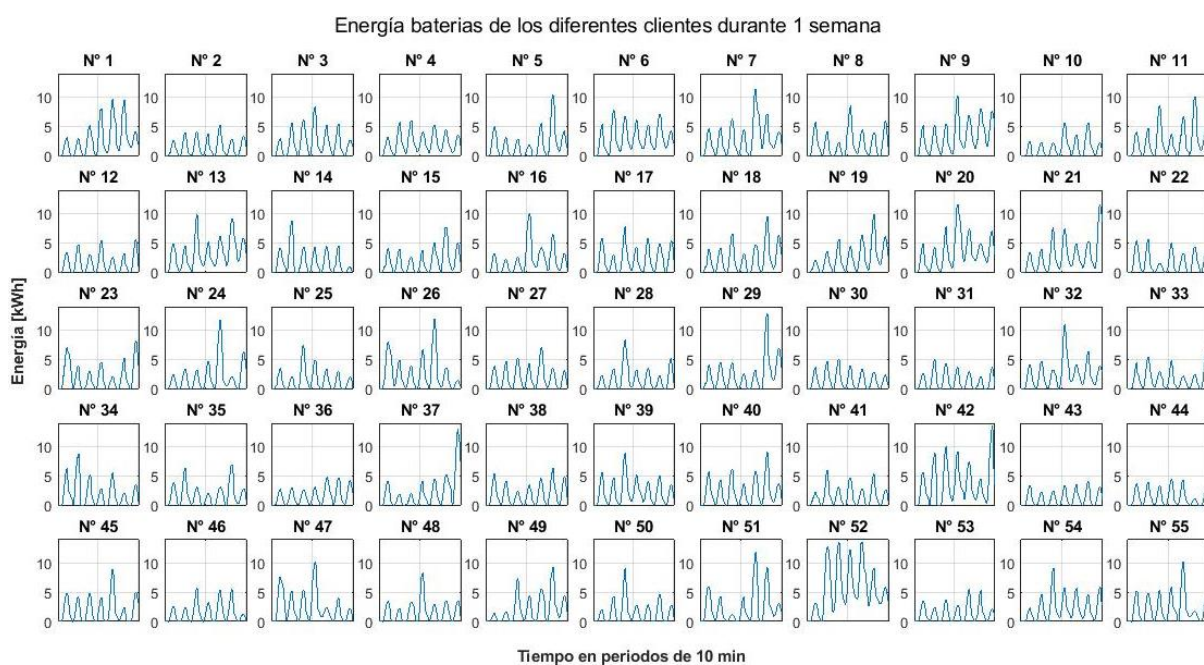


Figura 5.12 Perfil de baterías para todos los clientes de la red.

La segunda razón es que la batería reduce la potencia entregada por cada panel fotovoltaico de cada cliente individualmente, esto significa que la generación solar es consumida antes de entrar a la red de distribución, por la batería o por el mismo cliente que está usando algún equipo eléctrico en ese momento, entonces el flujo de potencia que circula por la red es mucho menor que en los otros casos haciendo así que la caída de tensión sea menos brusca.

Para los escenarios 2 y 4 las baterías no están directamente conectadas en la carga como en el caso del escenario 3 y es por eso que este último responde mejor a los problemas de tensión. En los escenarios 2 y 4 las baterías no están puestas directamente en el lugar de la generación solar,

por eso existe un flujo de potencia circulando por la red el cual va de un vecino con excedentes de generación a otro con déficit. Este flujo de potencia a pesar de que se mantiene dentro de la red de distribución (no se va hacia el transformador y la red principal) genera unas caídas de tensión, aunque mucho menores que el escenario 1 en el cual no existe ninguna batería dentro de la red bajo estudio.

El comportamiento de la red al incluir las baterías mejoraba, sobre todo para el escenario de las redes inteligentes (escenario 4), ya que los problemas aparecían al 80 % de penetración PV, a diferencia con el escenario de una sola batería general, solo hubo 1 semana que tuvo problemas a ese nivel, las otras 3 semanas empezaban los problemas de tensión recién al 90%. Por lo que el escenario de las redes inteligentes comunitarias tenía un mejor desempeño.

Como un análisis extra se varió las dimensiones de las baterías, sobredimensionándolas de manera de ver qué pasaba con la red de distribución y los problemas de tensión.

En la Figura 5.13; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se pueden ver los resultados de la simulación para el escenario 4 de las redes inteligentes comunitarias, donde se sobredimensionó las baterías de manera de obtener nuevos resultados. Ahora ya no solo consumen la energía necesaria para abastecer el consumo de las horas de no sol, sino que entregan más de lo necesario, inyectando entonces excedentes a la red de distribución y por ende a la red principal.

En la Figura 5.14 se muestra el comportamiento del transformador además del consumo de la batería. Para este caso se suma el consumo de las 5 baterías puestas en cada red inteligente para obtener así una comparación con el consumo total de la red.

Como las baterías fueron sobredimensionadas, en las horas de no sol existe una inyección de energía desde la red de distribución hacía la red principal. Los problemas de tensión mejoran aún más, en el sentido que aparecen ahora en el 90 % de penetración PV en vez del 80 % para este escenario.

Lo que se consigue aquí es que se desplaza la generación solar hasta las horas de no sol, reduciendo así la punta en las horas de sol y trasladando esta energía a las horas de noche. Si se sigue sobredimensionando la batería llegará un momento en que los problemas de tensión ya no se pueden mejorar, debido a que solo se estaría desplazando los problemas del día a la noche, lo cual no tiene ningún sentido.

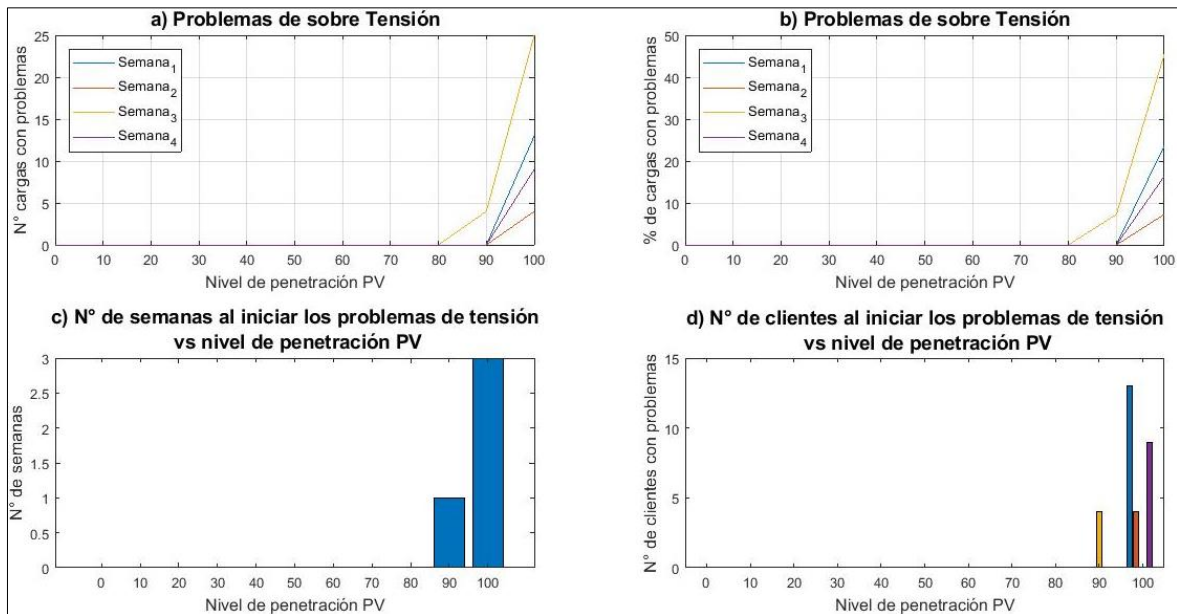


Figura 5.13 Problemas de tensión escenario 4 con baterías sobredimensionadas.

Con estos resultados se puede ver que los problemas de tensión de la red bajo estudio aún se pueden mejorar más, dependiendo de qué tamaño de batería se utilice y cual sea el objetivo de esta. Si solo se quiere reducir el consumo abasteciendo en las horas de no sol o si se quiere disminuir los problemas de tensión de la red lo máximo posible.

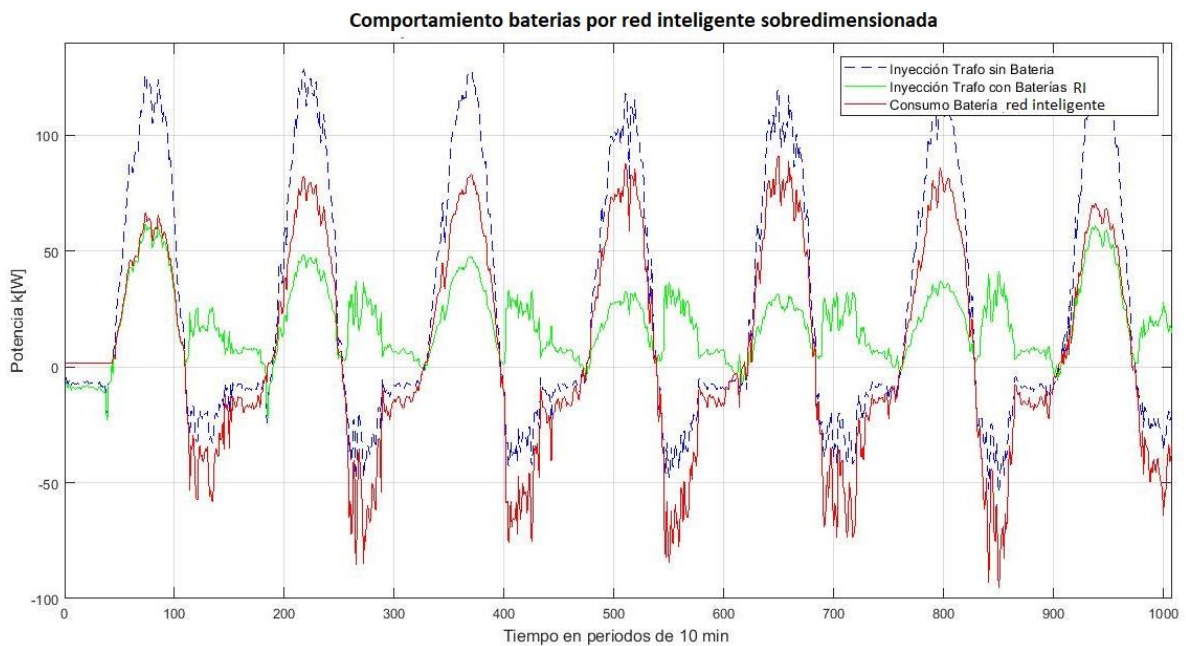


Figura 5.14 Comportamiento baterías sobredimensionadas para el escenario de redes inteligentes

5.6 Cálculo Net-billing

Además del análisis de tensión que se mostró en la sección anterior se realiza una primera aproximación a los beneficios de los clientes al incluir el cálculo de la venta de excedentes de energía por medio de la ley 20.571, Net-billing.

Para comprobar los beneficios que obtienen los clientes al vender la energía localmente se analiza la demanda agregada de un año completo. Esto se obtiene restando la generación solar y el perfil de consumo para el periodo de un año. La generación solar anual se obtuvo del Explorador Solar. Este perfil de generación se puede ver en la Figura 5.15 el cual muestra la potencia solar en diferentes estaciones del año, siendo los meses de Enero y Diciembre quienes tienen mayor potencial de generación. Del modelo CREST se obtienen los perfiles anuales de consumo para cada una de las cargas, obteniendo 55 diferentes perfiles.

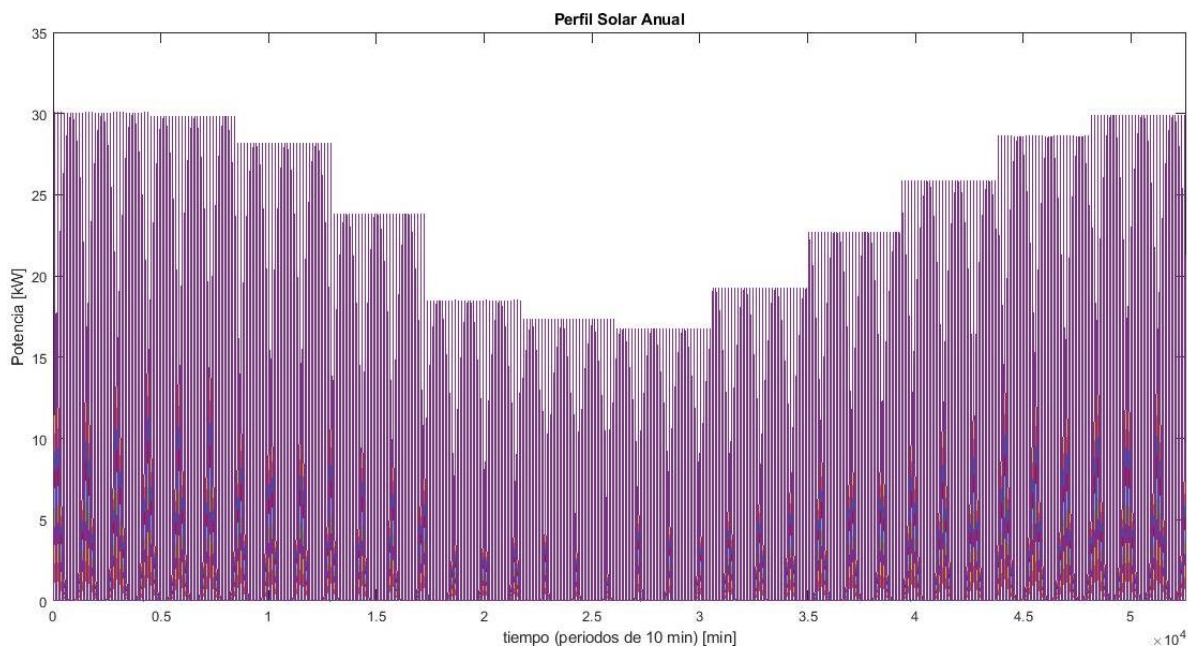


Figura 5.15 Potencia Anual Solar para los diferentes niveles de penetración.

Los valores de venta y compra de la energía se muestra en la Tabla 5.5 para la comuna de providencia¹⁰. Se elige esta comuna debido a que se está llevando a cabo un proyecto de energía limpia donde se instalarán 34 paneles solares generando un sistema autosuficiente entre un grupo de hogares.

¹⁰ Tarifas suministro clientes regulados Diciembre de 2018. <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html>

Tabla 5.5 Valores inyección y consumo en Providencia (Netbilling).

Inyección [\$/kWh]	Consumo [\$/kWh]
56,65	103,13

Es claro ver que la venta de la energía tiene un valor cercano a la mitad de lo que cuesta comprarla, por lo que generar uno su propia energía reducirá este gasto y además permitirá obtener ganancias en caso de que hubiese excedentes, aunque el objetivo de la generación residencial apunta al autoconsumo. Lo importante del cálculo es saber hasta qué cantidad de paneles es necesario instalar para obtener los mayores beneficios. Esta interrogante se responde en esta sección.

Para el análisis se utiliza el supuesto de que todas las cargas tienen instalado una cierta potencia de paneles solares, variando esta potencia en 11 niveles, partiendo con 0 kW de paneles hasta los 4 kW variando 10 % en cada nivel (esto asumiendo que las casas tienen la superficie de techo suficiente para instalar hasta 4kW de generación fotovoltaica residencial). Además, se agrupan teóricamente las cargas generando así 3 escenarios diferentes (consistentes con las agrupaciones de baterías realizadas en los capítulos anteriores):

- 1^{er} escenario: clientes tomados de forma individual, luego se calcula la factura neta para cada uno de ellos.
- 2^{do} escenario: clientes agrupados en cada red inteligente comunitaria (la misma agrupación vista en la Metodología en la sección 3.4), es decir, se toma las diferentes redes inteligentes como si fueran un solo cliente el cual agrupan a ciertos números de clientes dentro de ellas.
- 3^{er} escenario: se agrupan todas las cargas, simulando a la red de distribución como 1 solo cliente general.

La idea de esta separación es poder comprobar que agrupar clientes es mucho más beneficioso que un cliente individual en relación al ahorro de costos. Esto se debe principalmente por la no coincidencia de los perfiles individuales de consumo entre los vecinos, ya que no todos consumen la misma cantidad de energía ni a la misma hora, entonces si en algún momento un cliente no está consumiendo su propia energía se transforma en que inyecta hacia a la red en la cual se encuentra agrupado, y por otro lado existe un vecino que no es capaz de abastecerse con su propia generación entonces se transforma en un cliente deficitario de energía, este vecino utiliza la generación del otro, quedándose así con la energía generada dentro de esta agrupación sin consumir de la red de distribución o de la red principal.

El hecho de que la energía se quede dentro de la misma agrupación de clientes es muy relevante debido a la diferencia de precios que existe en la compra y venta de energía con la distribuidora. Al consumir la generación propia de la agrupación se está evitando comprar la energía a un costo más alto de la red de distribución, generando así un ahorro importante para los clientes de estas agrupaciones.

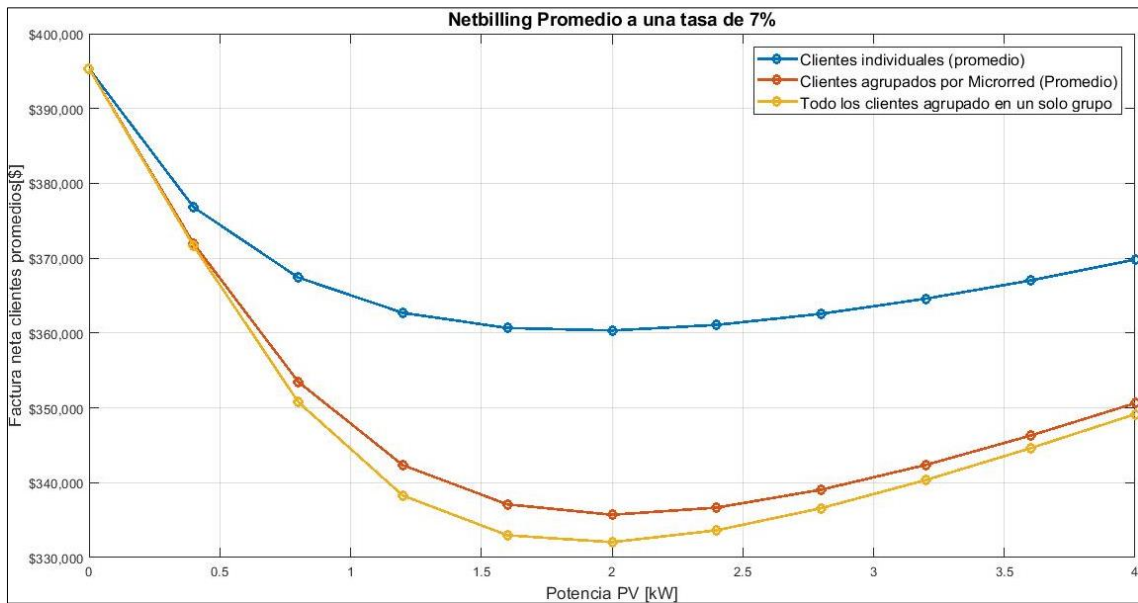


Figura 5.16 Cálculo Netbilling para diferentes agrupaciones de clientes.

En la Figura 5.16 se muestran los resultados del cálculo del Netbilling en donde se calcula la factura anual de los clientes para los distintos escenarios. Cada curva representa un escenario diferente de agrupación. El eje y representa la factura neta final del cliente promedio para cada escenario y el eje x el nivel de penetración PV. Para mostrar los resultados de forma mas clara se utiliza el concepto de cliente promedio.

Este cliente promedio se calcula para cada escenario, por ejemplo, para el escenario 1 en donde cada cliente se toma de forma individual, sin agrupaciones, se calcula la factura de ellos uno por uno, es decir, se calcula la demanda agregada y se valoriza al precio correspondiente si se consume o se inyecta a la red según los valores de la Tabla 5.5 y se saca el promedio de los 55 clientes. Para el caso del escenario 2 se calcula la factura de las 5 agrupaciones de las redes inteligentes utilizando la demanda agregada de estas agrupaciones y se saca el promedio de ellas dependiendo de cuantos clientes estaban agrupados respectivamente. Se obtienen 5 valores, representado el cliente promedio de cada red inteligente, ahora para poder comparar los diferentes escenarios se debe sacar el cliente promedio de la red completa y para eso se promedian esos 5 valores obtenidos. Para el escenario 3 se calcula la demanda agregada de toda la red y a esta se le toma la factura, representando así que la energía generada sea consumida por los clientes de la misma red y solo los excedentes son inyectados a la red principal valorizados al precio de inyección.

Se puede ver que el valor mínimo de factura para los 3 escenarios es a los 2 kWp, siendo ese valor el que entrega los mejores beneficios para los clientes, ya que ahí es donde se reduce lo máximo posible la factura neta. La Tabla 5.6 resume los resultados al 50 % (2 kW) de nivel de adopción mostrando las diferencias entre inyección, consumo y factura final del cliente incluyendo inversión.

Tabla 5.6 Resumen resultados Netbilling para los diferentes escenarios.

Escenario	Nivel de adopción [kW]	Inyección Anual [kWh]	Consumo Anual [kWh]	Factura [\$ mil]	Factura + AVI [\$ mil]
Individual	2	1,69	-2,52	\$169,75	\$358,54
Microrredes	2	1,19	-2,04	\$147,24	\$336,03
Agrupación total	2	1,12	-1,97	\$143,27	\$332,06

Para más detalle sobre los resultados de los diferentes escenarios, revisar la Tabla 8.2, Tabla 8.3 y la Tabla 8.4 de anexos, donde se detallan los resultados para todos los niveles de penetración PV y cada tabla representa un escenario diferente.

Los resultados de los problemas técnicos y del cálculo del Netbilling nos dan una idea del comportamiento de la red al existir un aumento de penetración fotovoltaica. Por un lado, los problemas de tensión aparecen a los 2,4 kWp para el caso sin baterías y por otro lado tenemos que a los 2 kWp existe el mayor beneficio para los clientes, donde se reduce la máxima cantidad en su factura final.

6. Conclusiones

6.1 Conclusiones

En el presente trabajo se muestra una metodología para evaluar el impacto de la adopción masiva de sistemas fotovoltaicos y baterías en una red de distribución de baja tensión. Esta red real está compuesta por 1 transformador, 55 clientes y 905 líneas con un largo de .1,4 km aproximadamente, además de agregar paneles solares a la red de distribución se incluyeron baterías en diferentes escenarios.

Se analiza por lo tanto una red de distribución de baja tensión, simulando un mes completo por cada escenario. Se corre 11 veces cada simulación variando el nivel de penetración PV de 0 a 100 %. El caso base consiste en la red de distribución incluyendo solo paneles solares por casa. Cada casa de este escenario tiene la misma capacidad de generación, variando el nivel de penetración PV por cada simulación. Los resultados muestran que al existir un aumento de generación local por cada cliente de la red aparecen problemas de tensión y corrientes, en este caso, los problemas de tensión aparecen al 60 % de penetración, lo que equivale a instalar 2,4 kWp de potencia en todas las casas. Los primeros problemas de corriente aparecen al 90 % de penetración solar afectando a una cantidad muy pequeña de líneas, alrededor de 18, donde solo tiene problemas un 2 % de las horas del mes.

Los problemas de corriente desaparecen al incluir baterías en la modelación de la red de distribución para todos los casos, mostrando así la efectividad de las baterías. Por otro lado, los problemas de tensión retrasan su aparición, pasando de aparecer al 60 % de penetración PV a un 80 y 90 %.

En el caso del escenario con una batería general y las baterías por cada microrred los problemas de tensión aparecen a un 80 % aunque las semanas con problemas que aparecen a ese nivel es diferente para ambos escenarios. Para el caso de una batería general existen 3 semanas en las cuales se genera algún tipo de problema de tensión en cambio en el caso de las baterías puestas en cada microrred solo existe 1 semana con problemas, mostrando así un mejor desempeño.

Además, en las horas de noche prácticamente no se consume de la red principal para los dos escenarios antes mencionados, en cambio el escenario con las baterías individuales (una batería en cada casa) si existe consumo de la red principal, aunque menor y los problemas de tensión aparecen al 90 % de penetración PV, pero las dimensiones de las baterías son mucho mayores que en los otros escenarios. Esto último afecta negativamente a los clientes, debido que no todos se puede permitir instalar baterías de dimensiones muy grandes debido a su elevado costo

Las redes inteligentes comunitarias ahora aparecen como una buena solución tanto por aspectos técnicos y económicos. En comparación con los otros escenarios es el que mejor desempeño tuvo, además del hecho de que cada red inteligente tiene como respaldo de las baterías que mejoran los problemas de tensión de la red y como se vio en los resultados, en las horas de no sol existía casi nada de consumo de la red principal lo que ayudaba a reducir costos al evitar comprar a la distribuidora. En caso de que alguna de las baterías tuvieran problemas y fallase, la respuesta

de la red no sería tan terrible debido a que solo se desconectarían o sufrirían las consecuencias un grupo pequeño de clientes y no toda la red completa, como si pasaría en el escenario en el cual se instaló 1 batería para toda la red de distribución, ya que si esa batería falla, entonces toda la red sufriría las consecuencias.

En relación con los beneficios en la factura neta de los clientes bajo el modelo de Netbilling según la Ley 20.571 se observó que los beneficios aumentan en gran medida al agrupar usuarios. Esto se debe a la diferencia de consumo de todos los clientes, en caso de que un vecino de la red inteligente no consuma en cierta hora, otro vecino si lo hace y así aprovecha la energía generada dentro de la misma sin que se vaya a la red, de esta manera se aprovecha la generación solar dentro de la misma agrupación. La no coincidencia de los perfiles individuales permite el autoconsumo dentro de la red inteligente, lo que hace que se evite comprar a la red a altos costos, ya que siempre será mas barato comprar dentro de la misma agrupación que a la red de distribución generando así ahorros para todos los vecinos de la red inteligente.

Los diferencia de beneficios que se obtienen entre agrupar clientes en las diferentes redes inteligentes y agrupar todos los clientes como uno solo no cambia mucho. Existe una diferencia de aproximadamente \$ 5.000 en la factura anual lo cual es un valor ínfimo. En el caso de que solo se tomara en cuenta los ahorro de costos la mejor opción a elegir sería agrupar a las 55 cargas en 1 solo cliente aunque la diferencia entre una y otro es muy pequeña, pero también se deben tomar en cuenta los problemas técnicos que se generar o solucionan al agrupar dicha cantidad. De los resultados expuesto en esta memoria se vio que el escenario donde se agruparon a los diferentes clientes en las 5 redes inteligentes tenía una mejor respuesta, los problemas de tensión recién aparecían cuando el nivel de penetración era del 80%, esto es, una instalación de 3,2 kW de paneles solares.

La redes inteligentes responde de buena manera tanto en relación con los problemas de tensión y los de corriente y en los beneficios de las facturas de los clientes, esto nos entrega una visión clara, las redes inteligentes ayudan a la red de distribución y a los clientes finales, reduciendo los problemas de tensión y disminuyendo la factura final que deben pagar por el consumo de energía. Estas dos razones nos llevan a la conclusión de que las redes inteligentes aparecen como una solución óptima al comportamiento correcto de la red y beneficia por lo tanto a los clientes como al operador de la red de distribución.

El sobredimensionamiento de las baterías nos entrega una clara idea de que los problemas de tensión aún pueden ser reducidos, pero esto con el costo asociado a aumentar el tamaño de las baterías. En caso de que el objetivo sea solo reducir el consumo de las horas de noche entonces solo basta con dimensionarlas de la forma normal descrita previamente, en cambio si se quiere reducir aún más los problemas de tensión entonces sobredimensionar las baterías es una opción.

6.2 Trabajo futuro

Si bien esta memoria ha logrado con éxito todos los objetivos de investigación planteados definidos al inicio de este trabajo, aún quedan muchas áreas en las que este trabajo puede ampliarse y desarrollarse.

Como trabajo a futuro se propone estudiar la efectividad del código, de manera de optimizar el tiempo computacional necesario para llevar a cabo las evaluaciones de cada simulación y así poder realizar un mayor número de iteraciones. Con lo anterior se puede obtener un mayor volumen de datos con los cuales el análisis puede ser más asertivo, con eso se verifica que el comportamiento sea el mismo o con muy pocas variables para cualquier escenario.

Modificar o mejorar algunos supuestos utilizados en este trabajo también se deja como trabajo futuro. Por ejemplo, mejorar el perfil solar utilizando diferentes perfiles por día que incluyan el paso de nubes. Otro supuesto que se puede mejorar es la potencia instalada PV de cada casa, verificar que pasa en el caso de que cada casa instale diferentes niveles de penetración de forma aleatoria.

Otro efecto interesante de averiguar es qué pasaría si la batería es vez de cargarse desde que inicia la hora de sol hasta que finaliza se cargara en las horas de la punta, es decir, utilizando solo la generación máxima solar de manera de reducir esta punta lo máximo posible.

El análisis podría extenderse a una mayor cantidad de redes, para obtener así una muestra de mayor tamaño y poder extender las conclusiones obtenidas en este trabajo.

Se podría extender las redes inteligentes a una microrred, de manera de agregar el efecto de conexión y desconexión de la red principal, es decir, agregar la capacidad de isla.

Por último, sería interesante entender el comportamiento al agregar electromovilidad, llámese vehículos eléctricos y electrolinerías, teniendo en cuenta el avance tecnológico en esta materia. Agregando además que hoy en día están entrando con fuerza los buses eléctricos en la Región Metropolitana.

7. Bibliografía

- [1] Acera, «Asociación chilena de energías renovables,» Agosto 2018. [En línea]. Available: <http://www.acera.cl>.
- [2] SEC, «Superintendencia de Electricidad y Combustible,» Informe Enero 2019. [En línea]. Available: <http://www.sec.cl/>.
- [3] «Workshop, DOE Microgrid,» Microgrid Exchange Group , Agosto 2011. [En línea]. Available: <http://energy.gov/oe/downloads/>.
- [4] Ministerio de Energía, Ley 20.571 . Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales, Santiago, 2014.
- [5] W. Brokering, R. Palma y L. Vargas, "Los Sistemas Eléctricos De Potencia", Santiago: Prentice Hall-Pearson Education, 2008.
- [6] «Norma Técnica de Conexión y Operación De Equipamiento de Generación en Baja Tensión,» 2018.
- [7] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución,» 2017.
- [8] A. Navarro, «Low Carbon Technologies in Low Voltage Distribution Networks: Probabilistic Assessment of Impacts and Solutions,» Tesis doctoral. Facultad de Ingeniería y Ciencias Físicas de la Universidad de Manchester, UK. 2015.
- [9] «Electric Power Research Institute,» 2018. [En línea]. Available: <http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>.
- [10] J. A. Martínez Velasco y G. Guerra, «Analysis of large distribution networks with distributed energy resources,» *Revista chilena de ingeniería*, 2014.
- [11] «MathWorks,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.mathworks.com/>.
- [12] E. McKenna y . M. Thomson, «High-resolution stochastic integrated thermal-electrical domestic demand model,» *Applied Energy*, 165:445, 2016.
- [13] Ministerio de Energía, Ley N°21.118. Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las Generadoras Residenciales, Santiago, 2018.

- [14] B. Lasseter, «Microgrids [distributed power generation],» in *Proceedings IEEE Power Engineer. Soc. Winter Meet.*, vol. 1, pp. 146-149, Febrero 2001.
- [15] R. H. Lasseter, «MicroGrids,» in *Proceeding of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, pp. 305-308, Enero 2002.
- [16] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. S. Meliopoulos, R. Yinger y J. Eto, «“White Paper on Integration of Distributed Energy Resources: The CERTS Microgrid Concept,» LBNL-50829 Office of Power Technologies, the US Department of Energy, Berkeley, CA, 2002, Tech. Rep. DE-AC03-76SF098.
- [17] M. Barnes, J. Kondoh, H. Asano, J. Oyarzabal, G. Ventakaramanan, R. Lasseter, N. Hatziargyriou y T. Green, «Real-world microgrids-an overview,» in *Proc. IEEE Internat. Conf. on System of Syst. Engin. (SoSE)*, Apr. 2007, pp. 1–8.
- [18] A. Hajimiragha y M. R. Zadeh, «Practical aspects of storage modeling in the framework of microgrid real-time optimal control,» in *Proc. IET Conf. on Renewable Power Generat. (RPG)*, Sep. 2011,.
- [19] Enea Consulting, «Urban Microgrids: Overview, Challenges and Opportunities,» Febrero 2017.
- [20] J. Quiros-Toros y L. N. Ochoa, «Tutorial ISGT Latin America 2015: Advanced Modelling of Smart Distribution Networks Using OpenDSS,» 2015.
- [21] T. A. Short, *Electric power distribution equipment and Systems*, 2005.
- [22] Ministerio de Energía - Departamento de Geofísica Universidad de Chile, «Explorador Solar,» <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/fotovoltaico>.
- [23] Ministerio de Energía, Ley N°20.936: "Establece Un Nuevo Sistema De Transmisión Eléctrica Y Crea Un Organismo Coordinador Independiente Del Sistema Eléctrico Nacional", Santiago, 2016.
- [24] Ministerio de Economía, *Ley General De Servicios Eléctricos*, Santiago, 2018.
- [25] CNE, "Norma Técnica De Seguridad Y Calidad de Servicio", Santiago, 2018.

8. Anexos

Tabla 8.1 Dimensionamiento baterías por casas

Potencia [kW]	Energía [kWh]	Potencia [kW]	Energía [kWh]
5,99	12,87	6,14	12,89
4,29	14,71	5,10	13,34
5,94	9,89	5,99	14,60
3,58	13,07	6,44	19,00
6,44	20,60	4,80	13,67
4,04	14,01	3,90	12,13
4,81	14,06	6,44	15,42
6,25	9,95	5,26	12,62
4,35	13,08	3,71	9,74
5,81	12,74	4,05	13,47
5,81	11,75	5,33	13,53
7,00	12,28	4,89	12,33
4,07	10,97	5,81	11,72
5,97	9,77	5,33	13,87
5,49	10,82	5,82	13,91
5,49	13,61	5,99	11,06
5,69	12,47	4,17	16,55
6,25	13,22	6,71	13,40
4,19	10,10	5,69	12,59
4,19	11,61	5,57	10,70
4,40	11,52	6,16	12,85
5,45	19,13	5,36	14,83
6,71	13,40	7,00	12,82
5,10	12,29	4,39	13,19
6,16	13,77	4,07	13,47
5,12	12,29	5,45	15,65
5,81	16,66	4,80	13,64
5,49	11,00	-	-

Tabla 8.2 Resultados Netbilling Cargas individuales.

Carga promedio individuales				
Nivel de adopción	Inyección Anual	Consumo Anual	Factura neta [\$]	Factura + AVI [\$]
0	-	-3,811	\$393,04	\$393,04
10	103	-3,318	\$336,69	\$374,44
20	398	-3,017	\$289,81	\$365,32
30	785	-2,808	\$247,52	\$360,79
40	1,225	-2,652	\$207,82	\$358,85
50	1,698	-2,529	\$169,75	\$358,54
60	2,192	-2,428	\$132,77	\$359,32
70	2,702	-2,341	\$96,51	\$360,81
80	3,221	-2,265	\$60,77	\$362,83
90	3,749	-2,197	\$25,43	\$365,24
100	4,284	-2,136	-\$9,54	\$368,03

Tabla 8.3 Resultados Netbilling escenario redes inteligentes

Carga promedio escenario redes inteligentes				
Nivel de adopción	Inyección Anual	Consumo [kWh]	Factura neta [\$]	Factura + AVI [\$]
0	-	-3,836	\$395,64	\$395,64
10	7	-3,247	\$334,52	\$372,28
20	114	-2,758	\$278,37	\$353,89
30	368	-2,416	\$229,46	\$342,74
40	740	-2,192	\$186,41	\$337,44
50	1,19	-2,047	\$147,24	\$336,03
60	1,688	-1,949	\$110,42	\$336,97
70	2,216	-1,88	\$75,07	\$339,37
80	2,762	-1,831	\$40,64	\$342,69
90	3,32	-1,793	\$6,79	\$346,61
100	3,887	-1,764	-\$26,62	\$350,95

Tabla 8.4 Resultados Netbilling escenario todas las cargas agrupadas.

Carga promedio escenario agrupación total				
Nivel de adopción	Inyección Anual	Consumo [kWh]	Factura neta [\$]	Factura + AVI [\$]
0	-	-3,833	\$395,33	\$395,33
10	0	-3,237	\$333,88	\$371,64
20	58	-2,699	\$275,26	\$350,78
30	284	-2,329	\$225,01	\$338,28
40	656	-2,105	\$181,95	\$332,98
50	1,116	-1,97	\$143,27	\$332,06
60	1,627	-1,885	\$107,10	\$333,64
70	2,166	-1,828	\$72,30	\$336,60
80	2,721	-1,787	\$38,31	\$340,36
90	3,286	-1,756	\$4,79	\$344,61
100	3,857	-1,731	-\$28,42	\$349,15