

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:
Dr. Luis C. García S.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

Propuesta de incentivos a clientes regulados para la implementación de GD

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Luis C. García S.

Propuesta de incentivos a clientes regulados para la implementación de GD

Matías Ignacio Guzmán Araneda

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Agosto 2023

Resumen

En el presente documento se propone maximizar el beneficio económico de los clientes regulados que dispongan equipos de generación distribuida fotovoltaica en el marco de la Ley 21.118, y a la vez mejorar el funcionamiento del sistema de distribución del que forman parte.

Considerando la presencia de tanto un agente comercializador como un gestor de información, propuestos en el Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica, se utilizan estrategias de respuesta de demanda, en particular, tarifa Time of Use para modificar los perfiles de demanda. Se trabaja con dos sistemas de prueba en baja tensión y un sistema real en media tensión perteneciente a la empresa CGE para evaluar el efecto de la generación distribuida y la respuesta de demanda en la regulación de tensión, pérdidas técnicas e índices de confiabilidad.

Por el lado del usuario final, se realiza una evaluación económica para distintos niveles de capacidad instalada, considerando las variables econométricas del valor actual neto, tiempo de retorno de la inversión y la tasa interna de retorno, tanto en un escenario actual como en uno donde existe respuesta de demanda.

Los resultados indican que la implementación de generación distribuida significa una mejora en las variables de estudio (regulación de tensión, pérdidas, confiabilidad) por el lado del sistema de distribución, las cuales se ven potenciadas al complementarlas con estrategias de respuesta de demanda. Por el lado del cliente, el ahorro que se obtiene al invertir en generación distribuida, aumenta con la respuesta de demanda, especialmente cuando la generación distribuida se ve complementada con sistemas de almacenamiento.

Agradecimientos

Quiero agradecer en primer lugar a mi familia, mis padres Orlando Guzmán Echeverría y Sandra Araneda Fergadiotti, y mi hermana Renata Guzmán Araneda, por apoyarme y acompañarme durante toda mi vida y ser los primeros en creer en mí.

Agradecer también a mi profesor guía, Dr. Luis García Santander, por su gran disposición y retroalimentación durante el desarrollo de este proyecto.

Agradezco a CGE por facilitar datos que se utilizaron durante el desarrollo de este documento.

Y finalmente, a mis amigos que me han acompañado durante todo este proceso, por hacer de estos años una etapa inolvidable que siempre llevaré conmigo.

Tabla de contenidos

RESUMEN III

| | |
|--|-----------|
| AGRADECIMIENTOS..... | IV |
| LISTA DE TABLAS..... | VII |
| LISTA DE FIGURAS..... | VIII |
| ABREVIACIONES..... | IX |
| 1. INTRODUCCIÓN..... | 10 |
| 1.1 INTRODUCCIÓN GENERAL..... | 10 |
| 1.2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA..... | 11 |
| 1.2.1 <i>Presencia internacional de la generación distribuida.....</i> | <i>12</i> |
| 1.2.2 <i>Modelos de incentivos propuestos por los autores.....</i> | <i>19</i> |
| 1.2.3 <i>Beneficios y desafíos para el sistema de distribución y el cliente final.....</i> | <i>21</i> |
| 1.2.4 <i>Estrategias de gestión de demanda.....</i> | <i>26</i> |
| 1.2.5 <i>Esquemas de valorización de la energía inyectada.....</i> | <i>28</i> |
| 1.2.6 <i>Discusión de los artículos revisados.....</i> | <i>29</i> |
| 1.3 HIPÓTESIS DE TRABAJO..... | 30 |
| 1.4 OBJETIVOS..... | 30 |
| 1.4.1 <i>Objetivo General.....</i> | <i>30</i> |
| 1.4.2 <i>Objetivos Específicos.....</i> | <i>30</i> |
| 1.5 ALCANCES Y LIMITACIONES..... | 30 |
| 1.6 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA..... | 31 |
| 2. MARCO TEÓRICO..... | 32 |
| 2.1 INTRODUCCIÓN..... | 32 |
| 2.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA..... | 32 |
| 2.2.1 <i>Ley 21.118.....</i> | <i>32</i> |
| 2.2.2 <i>Componentes de generación distribuida.....</i> | <i>32</i> |
| 2.2.3 <i>Ley 21.505.....</i> | <i>33</i> |
| 2.2.4 <i>Reglamento DS 57.....</i> | <i>33</i> |
| 2.2.4 <i>Perfil de generación.....</i> | <i>34</i> |
| 2.3 MERCADO ELÉCTRICO..... | 34 |
| 2.3.1 <i>Ley de Portabilidad Eléctrica.....</i> | <i>34</i> |
| 2.3.2 <i>Perfil de carga.....</i> | <i>35</i> |
| 2.3.3 <i>Gestión de la demanda.....</i> | <i>35</i> |
| 2.4 ASPECTOS TÉCNICOS..... | 35 |
| 2.4.1 <i>Regulación de tensión.....</i> | <i>35</i> |
| 2.4.2 <i>Pérdidas técnicas.....</i> | <i>35</i> |
| 2.4.3 <i>Modelo polinomial de carga (ZIP).....</i> | <i>36</i> |
| 2.5 CONFIABILIDAD..... | 36 |
| 2.5.1 <i>FIC.....</i> | <i>36</i> |
| 2.5.2 <i>TIC.....</i> | <i>36</i> |

| | | |
|------------|--|-----------|
| 2.5.3 | <i>SAIDI</i> | 37 |
| 2.5.4 | <i>ENS</i> | 37 |
| 2.5.5 | <i>CENS</i> | 37 |
| 2.5.6 | <i>SAIFI</i> | 37 |
| 2.5.7 | <i>ASUI</i> | 38 |
| 2.6 | VARIABLES ECONOMÉTRICAS | 38 |
| 2.6.1 | <i>Valor actual neto</i> | 38 |
| 2.6.2 | <i>Tiempo de retorno de inversión</i> | 38 |
| 2.6.3 | <i>Tasa interna de retorno</i> | 38 |
| 2.7 | DIGSILENT POWERFACTORY | 38 |
| 3. | SIMULACIONES | 39 |
| 3.1 | INTRODUCCIÓN | 39 |
| 3.2 | TARIFA TOU | 39 |
| 3.3 | MODELO DE PRUEBA 1 | 39 |
| 3.3.1 | <i>Simulación cuasi dinámica: Caso base</i> | 41 |
| 3.3.2 | <i>Simulación cuasi dinámica: Tarifa TOU y BESS.</i> | 43 |
| 3.4 | MODELO DE PRUEBA 2 | 45 |
| 3.4.1 | <i>Simulación cuasi dinámica: Caso base 1 kW</i> | 46 |
| 3.4.2 | <i>Simulación cuasi dinámica: caso base 3 kW</i> | 50 |
| 3.4.3 | <i>Simulación cuasi dinámica: TOU y BESS.</i> | 53 |
| 3.5 | SIMULACIÓN EN MT | 57 |
| 3.5.1 | <i>Simulación cuasi dinámica: Caso base</i> | 58 |
| 3.5.2 | <i>Simulación cuasi dinámica: Tarifa TOU y paneles PV.</i> | 59 |
| 3.6 | CONFIABILIDAD | 61 |
| 4. | EVALUACIÓN ECONÓMICA | 62 |
| 4.1 | INTRODUCCIÓN | 62 |
| 4.2 | CARGOS EN LA BOLETA ELÉCTRICA | 62 |
| 4.3 | EQUIPOS DE GENERACIÓN ON-GRID | 62 |
| 4.4 | EQUIPOS DE GENERACIÓN OFF GRID | 65 |
| 4.5 | CONCLUSIONES | 66 |
| 5. | CONCLUSIONES | 67 |
| 5.1 | SUMARIO | 67 |
| 5.2 | CONCLUSIONES | 67 |
| 5.3 | TRABAJO FUTURO | 68 |
| | REFERENCIAS | 69 |

Lista de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 3.1: Clasificación de clientes residenciales..... | 40 |
| Tabla 3.2: Coeficientes de las cargas..... | 41 |
| Tabla 3.3: Nodos con regulación de tensión fuera de norma a las 18:00..... | 43 |
| Tabla 3.4: Bloques horarios, modelo de prueba 1..... | 43 |
| Tabla 3.5: Bloques horarios, modelo de prueba 2..... | 53 |
| Tabla 3.6: Resultados de la evaluación de confiabilidad..... | 61 |
| Tabla 4.1: Cargos en la boleta de suministro eléctrico..... | 62 |
| Tabla 4.2: Tarifas para la conexión de equipos de generación residencial..... | 63 |
| Tabla 4.3: Resultados de la evaluación económica..... | 64 |
| Tabla 4.4: Resultados de la evaluación económica considerando respuesta de demanda..... | 64 |
| Tabla 4.5: Evaluación económica para equipos de generación off grid..... | 65 |

Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Fig. 3.1: Modelo de prueba 1..... | 40 |
| Fig. 3.2: Voltajes en el alimentador (p.u.)..... | 42 |
| Fig. 3.3: Resultados en el alimentador (kW)..... | 42 |
| Fig. 3.4: Modelo de prueba 1 modificado..... | 44 |
| Fig. 3.5: Voltajes en el alimentador, modelo de prueba 1 modificado (p.u.)..... | 44 |
| Fig. 3.6: Resultados en el alimentador, modelo de prueba 1 modificado (kW)..... | 45 |
| Fig. 3.7: Modelo de prueba 2..... | 46 |
| Fig. 3.8: Regulación de tensión en la barra 1, caso base (p.u.)..... | 46 |
| Fig. 3.9: Regulación de tensión en la barra 2, caso base (p.u.)..... | 47 |
| Fig. 3.10: Regulación de tensión en la barra 3, caso base (p.u.)..... | 47 |
| Fig. 3.11: Regulación de tensión en la barra 4, caso base (p.u.)..... | 48 |
| Fig. 3.12: Regulación de tensión en la barra 5 (p.u.)..... | 48 |
| Fig. 3.13: Regulación de tensión en la barra 6 (p.u.)..... | 49 |
| Fig. 3.14: Resultados en el alimentador (kW)..... | 49 |
| Fig. 3.15: Regulación de tensión en la barra 1, caso base 3 kW (p.u.)..... | 50 |
| Fig. 3.16: Regulación de tensión en la barra 2 caso base 3 kW (p.u.)..... | 50 |
| Fig. 3.17: Regulación de tensión en la barra 3, caso base 3 kW (p.u.)..... | 51 |
| Fig. 3.18: Regulación de tensión en la barra 4, caso base 3 kW (p.u.)..... | 51 |
| Fig. 3.19: Regulación de tensión en la barra 5, caso base 3 kW (p.u.)..... | 52 |
| Fig. 3.20: Regulación de tensión en la barra 6, caso base 3 kW (p.u.)..... | 52 |
| Fig. 3.21: Resultados en el alimentador, caso base 3 kW (kW)..... | 53 |
| Fig. 3.22: Regulación de tensión en la barra 1, caso TOU y BESS (p.u.)..... | 54 |
| Fig. 3.23: Regulación de tensión en la barra 2, caso TOU y BESS (p.u.)..... | 54 |
| Fig. 3.24: Regulación de tensión en la barra 3, caso TOU y BESS (p.u.)..... | 55 |
| Fig. 3.25: Regulación de tensión en la barra 4, caso TOU y BESS (p.u.)..... | 55 |
| Fig. 3.26: Regulación de tensión en la barra 5, caso TOU y BESS (p.u.)..... | 56 |
| Fig. 3.27: Regulación de tensión en la barra 6, caso TOU y BESS (p.u.)..... | 56 |
| Fig. 3.28: Resultados en el alimentador, caso TOU y BESS (kW)..... | 57 |
| Fig. 3.29: Alimentador Pumalal..... | 58 |
| Fig. 3.30: Voltajes en el alimentador Pumalal (p.u.)..... | 59 |
| Fig. 3.31: Pérdidas en el alimentador Pumalal (kW)..... | 59 |
| Fig. 3.32: Voltajes en el alimentador Pumalal, caso GD y TOU (p.u.)..... | 60 |
| Fig. 3.33: Pérdidas en el alimentador Pumalal, caso GD y TOU (p.u.)..... | 60 |

Abreviaciones

| | |
|-------|---|
| GD | : Generación Distribuida. |
| BESS | : Battery Energy Storage System. |
| PV | : Fotovoltaico. |
| PMGD | : Pequeños Medios de Generación Distribuida. |
| FIT | : Feed-in Tariff. |
| LCOE | : Levelized Cost of Energy. |
| VAN | : Valor Actual Neto |
| TIR | : Tasa Interna de Retorno. |
| TROI | : Time of Return of Investment. |
| USD | : Dólar Estadounidense. |
| FIC | : Frecuencia de Interrupciones a Clientes. |
| TIC | : Tiempo de Interrupciones a Clientes. |
| SAIFI | : System Average Interruption Frequency Index. |
| SAIDI | : System Average Interruption Duration Index. |
| CAIDI | : Customer Average Interruption Duration Index. |
| ENS | : Energy Not Supplied. |
| CENS | : Cost Energy Not Supplied. |
| ASUI | : Average Service Unavailability Index. |
| TOU | : Time of Use. |
| BT | : Baja Tensión. |
| MT: | : Media Tensión. |

1. Introducción

1.1 Introducción general

En los años recientes, los efectos adversos del calentamiento global se han convertido en una prioridad a nivel mundial. Sumado al agotamiento de los combustibles fósiles, muchos países se han puesto como objetivo alcanzar la carbono neutralidad. En consecuencia, las energías renovables no convencionales se han vuelto una alternativa cada vez más estudiada y viable en contraposición a los combustibles fósiles, debido a que presentan menores emisiones de gases de efecto invernadero y mayor abundancia de sus recursos, en particular, la energía solar fotovoltaica.

Ante la necesidad de una mayor presencia de energías renovables en la red, la generación distribuida se presenta como una alternativa para los clientes finales de implementar sus propias unidades generadoras de energía renovable o de cogeneración eficiente, para no sólo poder consumir su energía generada, sino que también vender sus excedentes de energía directamente a la red, pasando a ser un nuevo agente del mercado eléctrico conocido como prosumidor. En Chile, esto es posible desde febrero de 2012, con la promulgación de la ley 20.571, la cual permite a los usuarios finales sujetos a fijación de precios con unidades de autogeneración de hasta 100 kW, vender su excedente de energía a la red a precio de nudo. En noviembre de 2018, esta ley sería reemplazada por la ley 21.118, la cual aumenta el límite de capacidad instalada a 300 kW, además de permitir el traspaso de los excedentes favorables a otra dirección, mientras sea del mismo dueño y esté en la misma área de concesión; y aplicar el descuento por los excedentes a todos los cargos de la empresa distribuidora. Para el año 2022, se encuentran registradas 16.320 unidades de generación distribuida en Chile, las cuales comprenden 161,929 MW de capacidad instalada. [1]

También es importante abarcar el efecto de la generación distribuida en el sistema de distribución, ya que, si bien su implementación puede resultar positiva en términos de continuidad de suministro y la confiabilidad de la red en general, al ser las redes de distribución diseñadas para transmitir el flujo de potencia de manera unidireccional, esta puede traer efectos negativos en la regulación de voltaje.

1.2 Revisión bibliográfica

Previo a la proposición de la hipótesis, se realizó una revisión bibliográfica de artículos científicos y legislación relacionada con el tema de investigación. La revisión bibliográfica tomó en cuenta los siguientes puntos:

- Presencia internacional de la generación distribuida: se estudió el estado de la generación distribuida en varios países, con tal de conocer sus políticas de incentivos, y si resultan o no beneficiosos, con tal de buscar modelos a seguir en cuanto a la implementación de generación distribuida.
- Modelos de incentivos propuestos por los autores: varios artículos proponen métodos para ayudar a maximizar el beneficio económico de los prosumidores, ya sea desde la empresa distribuidora, políticas públicas, o incluso desde los mismos prosumidores.
- Beneficios y desafíos para la red de distribución y el cliente final: se busca estudiar el impacto de la generación distribuida en el sistema de distribución, ya sea en confiabilidad, regulación de tensión, pérdidas técnicas, etc. con tal de tener los niveles admisibles de inyección sin que resulte perjudicial, además de la rentabilidad del prosumidor.
- Estrategias de gestión de la demanda: para así maximizar los beneficios económicos del prosumidor en función de las necesidades de la empresa de distribución.
- Esquemas de valorización de energía inyectada: se comparan sus ventajas y desventajas, y de la mano de la revisión internacional, se busca la forma de aprovechar los beneficios de cada uno.

1.2.1 Presencia internacional de la generación distribuida

- ♣ F. Fuentes et al. “The Scottish experience in community energy development: A starting point for Chile,” 2019.

El artículo toma como referencia el sistema de energía comunitaria en Reino Unido, particularmente en Escocia, para su implementación en el mercado eléctrico chileno. En Escocia, debido al alto potencial en energías renovables ha llevado a que los proyectos de energía comunitaria produzcan casi un tercio de la generación anual. Se usa como referencia para Chile debido a que ambos países comparten un alto potencial en energías renovables, además, para los autores, la GD en Chile es un subconjunto de energía comunitaria, ya que sus definiciones se alinean fácilmente. Para estudiar la factibilidad de la GD en Chile, los autores proponen un escenario en el cual un consumidor puede decidir si generar bajo el esquema chileno de Net Billing a distinta potencia y tasa de descuento, comprando un panel solar a la empresa distribuidora, la cual también puede decidir entre vender o no el panel. Los resultados fueron desfavorables para el consumidor, en todos los escenarios. Se atribuye esto al sistema de Net Billing que aplica para los clientes con tarifa BT1, en el cual se paga menos al prosumidor por la energía inyectada. Los autores proponen varias recomendaciones, como incentivos para reducir el tarifado, o enfocarse en energía comunitaria en lugar de GD o revisar los esquemas de tarifado para apoyar proyectos de energía, aportando una perspectiva para incentivar estas tecnologías en Chile y explicar cómo a la fecha de publicación del artículo no resulta factible. [2]

- ♣ P. Pereira da Silva et al. “Photovoltaic distributed generation – An international review on diffusion, support policies and electricity sector regulatory adaptations,” 2018

Los autores realizan una revisión internacional del estado del arte en GD fotovoltaica (GDPV). Los países/estados estudiados son Brasil, Hawái (EE. UU.), Nevada (EE. UU.), Nueva York (EE. UU.), Japón, Bélgica, Francia, Alemania, Italia, Portugal, Reino Unido y Victoria (Australia). Cada caso es analizado bajo cinco criterios: el marco temporal de compensación por GDPV; la existencia de políticas de apoyo complementarias; porcentaje de GDPV en la; cambios regulatorios en la generación eléctrica en general; y cambios regulatorios específicos a los problemas de la GDPV. El objetivo es comparar los criterios para así establecer cómo se relacionan entre sí, en caso de existir correlación alguna entre los criterios. La correlación más notoria que se encontró fue que los países que no presentan cambios regulatorios generales tienen un menor porcentaje de GDPV en la carga. El artículo aporta con el escenario de la GD en una gran cantidad de países, además de presentar los desafíos que involucra la presencia de GDPV en la red de distribución, así como en el mercado

eléctrico, como, por ejemplo, el desplazamiento de precios a los clientes sin GD, para que las empresas de distribución logren compensar sus pérdidas a corto plazo. [3]

- ♣ J. Osorio-Aravena, *et al.*, “Identifying barriers and opportunities in the deployment of the residential photovoltaic prosumer segment in Chile,” 2021.

Este estudio consiste en identificar las barreras y oportunidades que se le presentan a un cliente residencial al momento de implementar GDPV. Se identifican los factores que influyen el mercado de los prosumidores residenciales en cada región, obteniéndose que, a pesar de la alta tasa de irradiación solar, no existe ningún tipo de incentivo gubernamental consistente a los clientes residenciales para convertirse en prosumidores. Se puede notar también que, Copiapó es la capital regional con mayor cantidad de sistemas fotovoltaicos instalados, y la Región de Atacama ha sido la única en recibir subsidios para la instalación de generación distribuida residencial. Posteriormente, se calcula la rentabilidad para cada región, tanto para el sistema de Net Billing vigente, como para un caso hipotético con Net Metering. También se simulan distintos niveles de incentivo que cubren porcentajes de la inversión inicial. El tiempo de recuperación baja considerablemente con la implementación de Net Metering y aumentando el porcentaje de incentivos, habiendo diez capitales regionales con un periodo de recuperación menor a 7 años en el escenario de Net Metering con 50% de incentivo, y en el escenario actual, Copiapó presenta el mejor resultado, con 10,4 años. La tasa interna de retorno presenta su valor más alto en Copiapó (7,8%) y los más bajos en Punta Arenas (-0,1%). Con los resultados, los autores finalmente recomiendan la implementación del esquema de Net Metering; apoyo financiero, al menos a las familias con menores ingresos y en locaciones más aisladas. El artículo aporta dando a entender el escenario chileno con respecto a la GD y el Net Billing, proponiendo distintos escenarios con respecto a la tasa de inyección y la rentabilidad en cada una de las regiones.[4]

- ♣ G. Szwark, “Considerations on distributed generation using renewables energies in Argentina,” 2021.

Se estudia la regulación vigente en Argentina en cuanto a generación distribuida, estudiando los incentivos usados y posibles sugerencias para su mejor implementación. La energía inyectada a la red está valorizada a un precio mayorista, sin embargo, los consumidores no reciben directamente este dinero, sino que reciben créditos a futuro, lo cual permite que en los momentos que haya sobregeneración puedan compensar los que haya subgeneración. Dado el estado económico del país, y los altos costos de inversión pueden desincentivar, principalmente a los clientes residenciales, a invertir en generación distribuida. En vista de que Argentina tiene un alto potencial para diversos tipos

de energías renovables en las distintas zonas del país, la generación distribuida es vista como una gran oportunidad para diversificar la matriz energética del país. Se propone diferenciar la tasa de inyección según zona, por ejemplo, en el sur del país, la energía generada e inyectada sea valorizada a un precio mayor, aprovechando el recurso eólico de la zona. Así, se lograría incentivar a los usuarios a invertir en diversas tecnologías de generación en función de su potencial y les ayudaría a recuperar la inversión en un periodo más reducido. El artículo muestra los potenciales beneficios de la GD donde existe un alto potencial en energías renovables. [5]

- ♣ R. Espinoza, *et al.*, “Feasibility evaluation of residential photovoltaic self- consumption projects in Peru,” 2019.

En el estudio se realiza un análisis técnico económico en tres sistemas fotovoltaicos para autoconsumo en las ciudades de Tacna, Lima y Arequipa. El análisis económico se realizó teniendo en cuenta el LCOE, evaluando dos escenarios: el escenario 1 es estudiado desde el punto de vista empresarial, donde la ley peruana exige una rentabilidad mínima de 12% para proyectos de energía. Sin embargo, un cliente residencial no está sujeto a este requisito, por lo que se toma en cuenta un modelo de negocios donde la compañía es dueña del sistema fotovoltaico, donde le venderían la energía al usuario a un precio competitivo. El escenario 2 contempla inversión de los consumidores, mediante préstamos. Si bien, el costo de los sistemas PV es más barato, el LCOE está más influenciado por el rendimiento, obteniendo mejores resultados en Arequipa, luego en Tacna. En Arequipa, los dos escenarios producen una situación de paridad de red, la cual en las otras ciudades sólo se logra con el escenario 1, desde un punto de vista del usuario. Desde el punto de vista de la compañía, el escenario 1 puede resultar atractivo para los usuarios, pero se deben definir los precios cuidadosamente, ya que, si se vende la energía al LCOE, las expensas producidas por el IVA u otros impuestos aplicables pueden resultar en que los ingresos de la compañía sean muy bajos. El artículo muestra la rentabilidad de la GD variando en ciudades con distinta irradiación solar. [6]

- ♣ A. Ordóñez, *et al.*, “Net-metering and net-billing in photovoltaic self-consumption: The cases of Ecuador and Spain,” 2022.

El estudio compara los esquemas de Net Metering y Net Billing, con Ecuador y España como casos de estudio que representen los respectivos esquemas. Se compara la rentabilidad del autoconsumo para cada país, considerando el tiempo de retorno a la inversión, VAN, TIR y el LCOE en función del consumo. A pesar de que Ecuador presenta mayor irradiación, se obtienen resultados más rentables en España. Se puede apreciar que, en ambos países, se logra mayor rentabilidad se en los consumidores con mayor consumo. Si bien, el Net Metering es considerado como un esquema de

autoconsumo más favorable, a largo plazo, puede desincentivar la instalación de mayor potencia, ya que no se recompensa, el sistema de Net Billing, debido a que paga menos por el excedente de energía, hace que sea necesario tener un balance positivo para obtener un beneficio de este, incentivando a sobredimensionar las instalaciones. Entre las recomendaciones finales de los autores, tanto para Ecuador como para países que deseen desarrollar el autoconsumo fotovoltaico se encuentran: mantener el esquema de Net Metering, debido a que es fácil de entender para los prosumidores, pero considerar las ventajas del Net Billing, en especial una vez el mercado haya madurado. El estudio enseña el efecto que puede tener la regulación vigente en la rentabilidad de los usuarios finales por sobre la irradiación solar en cada país. [7]

- ♣ J. López Prol et al. “Photovoltaic self-consumption is now profitable in Spain: Effects on the new regulation on prosumers’ internal rate of return,” 2020.

Con la promulgación del Real Decreto Ley 15/2018 en España, es posible inyectar energía a la red mediante Net Billing, o venderla directamente como generadora. Para ambas opciones disponibles al prosumidor, se calcula la tasa interna de retorno para obtener la rentabilidad, tanto para clientes residenciales, industriales y comerciales. Para los tres casos se obtiene rentabilidad positiva incluso para las ubicaciones y orientaciones menos favorables para los paneles, la cual fue más favorable para los clientes residenciales, debido a que tienen mayores precios de electricidad, lo cual significa un mayor ahorro por autoconsumo. La gestión de la demanda también puede jugar un rol clave en la mejora de la rentabilidad del autoconsumo, con un potencial más alto en clientes residenciales debido a la diferencia entre los precios de venta al por mayor y al por menor, pero puede disminuir los ingresos marginales a medida que la rentabilidad aumenta. La rentabilidad, para los tres casos, es mayor cuando se realiza Net Billing que con la venta directa. El artículo demuestra que, incluso si sólo se desea incentivar el autoconsumo, es necesario tener políticas que permitan inyectar energía a la red para que este sea rentable y atractivo para los consumidores. [8]

- ♣ F. Saquib *et al.* “A Case Study on the Cost-effectiveness of Net Energy Metering of Residential Grid-Connected Photovoltaic in the Context of Bangladesh,” 2021.

El artículo toma como caso de estudio a Bangladés, país que, a la fecha de publicación del artículo, enfrenta una fuerte crisis energética. Sin embargo, se están tomando medidas no sólo para enfrentar la crisis, sino que también para cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, con programas gubernamentales de sistemas PV residenciales para hogares que no tengan acceso a la red. Estos sistemas pueden beneficiarse del Net Metering para reducir los costos de operación y mantenimiento. La metodología consiste en recolectar información del consumo eléctrico en un

edificio residencial en Daca, con un consumo anual de 46.990 kWh. El diseño de los sistemas fotovoltaicos se realiza con el software PVSYST y la calculadora de Net Metering SREDA. Los resultados son económicamente favorables, con un VAN positivo de 26.881,78 USD, y un TROI de 6,85 años, indicando que es factible invertir en autoconsumo fotovoltaico y recuperar la inversión con el esquema de Net Metering. [9]

- ♣ J. Gunawan, et al. “Achieving renewable energy targets: The impact of residential solar PV prosumers in Indonesia,” 2021.

Se encuesta a clientes residenciales en Indonesia, buscando verificar cuatro hipótesis sobre el uso de las instalaciones PV en el país. H1 dice que los usuarios con instalaciones PV deben tener mayor conocimiento sobre energías renovables para mejorar su aceptación. H2 indica que hay un desconocimiento general sobre las políticas de Net Metering. En H3, se dice que las preocupaciones de los consumidores impactarán las decisiones de los prosumidores de vender energía a PLN mediante el programa de Net Metering. H4 dice que los techos solares instalados predominarán en zonas con mayor suministro, debido al mayor poder adquisitivo. Los resultados verifican las hipótesis, los suscriptores regulares de PLN dicen conocer menos sobre energías renovables; un 50,4% de los usuarios encuestados no conoce las políticas de Net Metering; un 16% de los clientes con instalaciones solares se han inscrito como prosumidores; la mayoría de los encuestados no estaban convencidos del beneficio económico del Net Metering; y el 80% de los usuarios con instalaciones solares suscritos al programa de Net Metering tienen suministro mayor a 3500 VA. El estudio sirve para conocer la percepción de los usuarios residenciales frente a la implementación GDPV en un país en vías de desarrollo como lo es Indonesia. [10]

- ♣ N. Troncoso *et al.* “Economic decision-making tool for distributed solar photovoltaic panels and storage: the case of Chile,” 2019.

Los autores presentan un algoritmo para determinar el número de paneles PV y almacenadores de energía que maximicen el ahorro de los prosumidores. Se calcula la máxima cantidad de paneles solares que pueden ser instalados siendo rentables, se calcula el VAN para la vida útil del panel y se obtiene el valor óptimo para los paneles fotovoltaicos. El siguiente paso es el recorte de picos, estableciendo un punto de potencia inicial, y si la potencia es mayor al punto inicial, esta se recorta, obteniendo los nuevos perfiles de potencia máxima admisible. Después del recorte de picos, se busca el día con más potencia recortada para obtener el número de baterías necesarias para satisfacer la demanda y se les calcula su VAN. Finalmente se calcula la boleta anual con los valores óptimos de

los paneles y las baterías. El caso de estudio es un cliente industrial chileno con la tarifa AT4.1. Al aplicar el algoritmo, se obtiene que la cantidad óptima de paneles y baterías es de 133 y 7, respectivamente. El algoritmo entrega un gasto anual de 7.809.805 CLP, un ahorro de 5.607.361 CLP (41,8%). Si bien el algoritmo usa periodos de consumo de 15 minutos, lo cual lo hace inaccesible para clientes residenciales o pequeños clientes comerciales, los autores proponen el uso de otras ventanas de tiempo para obtener perfiles de demanda de datos más limitados para trabajo futuro. El artículo muestra el potencial beneficio económico de complementar GD con equipos de almacenamiento en clientes industriales.[11]

- ♣ M. Montané *et al.* “Comparative energy consumption and photovoltaic economic analysis for residential buildings in Santiago de Chile and Santo Domingo of the Dominican Republic,” 2021.

El trabajo compara el consumo fotovoltaico residencial de las capitales de Chile y República Dominicana. Se definen tres casos; un caso base; el segundo caso alterna los materiales entre los países, y el tercer caso donde en Chile se utilizan sistemas eléctricos para calefacción y enfriamiento. Se realiza un análisis económico para cada caso considerando las respectivas regulaciones de tarifado e incentivos de energías renovables de cada país. Al dimensionar los paneles PV, se estudia la demanda de cada país en cada caso. En el caso base, el consumo en Santo Domingo es 4,6 veces mayor al de Santiago. El segundo escenario disminuye la demanda de Santo Domingo en un 19%. El tercer escenario aumenta la demanda de Santiago en un 44,5%, aumentando la cantidad de paneles de 7 a 11. Se comparan las medidas económicas; en Chile sólo se logra un VAN positivo (31 USD) si se tiene un panel, donde se tiene un TIR de 11% y un TROI de 9 años. En Santo Domingo, el mayor VAN es de 14.636 USD, un TROI de 3 años y un TIR de 32%. Los otros escenarios bajan aún más el VAN para Chile. Finalmente, los autores simulan el escenario con Net Metering en Chile, donde se logra un VAN de 347 USD con 6 paneles y un periodo de retorno de 8 años y un TIR de 12%. El estudio pone en evidencia las deficiencias del actual sistema de Net Billing en Chile con la baja rentabilidad de los clientes residenciales finales.[12]

- ♣ C. Maestri, M. Andrade, “Priorities for tariff compensation of distributed electricity generation in Brazil,” 2022.

Se busca demostrar la necesidad de descentralizar el mercado eléctrico de distribución en Brasil mediante la expansión de la GD. Al ser la distribución de electricidad un mercado centralizado, la inclusión de GD afectaría el modelo, aumentando el precio de los consumidores sin GD como una forma de las empresas de compensar las pérdidas a corto plazo. Se realiza una revisión histórica de la

regulación brasileña, para identificar las prioridades de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica, denominando los modelos según los periodos: el modelo “viejo”, el modelo “de reestructuración” y el “nuevo” donde la prioridad está en reducir el riesgo de déficit de energía para mejorar el acceso y la calidad de la potencia y diversificar la matriz energética. La implementación de GD se alinea con estas prioridades, ya que reduce el riesgo en el suministro eléctrico con la inclusión de energías renovables en la matriz energética. Desde 2012, con la RN 482/2012, se ha fomentado la implementación de sistemas de generación con energías renovables con una reducción en la cuenta de electricidad. Se destaca que los beneficios de la GD, como la expansión del suministro eléctrico y una mejora de la confiabilidad de este, además de los mencionados anteriormente, compensarían los costos, es decir, sería menos costoso para el gobierno compensar el aumento de las tarifas eléctricas que financiar aspectos que se solucionarían con la implementación de generación distribuida. El estudio aporta mostrando que la implementación de GD se alinea con los intereses de las empresas distribuidoras al poder mejorar la operación de los sistemas. [13]

- ♣ L. Cisterna et al. “Proyectos fotovoltaicos en generación distribuida ¿Rentabilidad privada o sustentabilidad ambiental?” 2020.

En el contexto de la Ley 20.571, se realiza un análisis del estado de la GDPV en Chile, desde un punto de vista de rentabilidad privada para el prosumidor, así como desde la sustentabilidad ambiental. Se estudian 17 instalaciones fotovoltaicas válidamente inscritas de la conurbación Chillán – Chillán Viejo, de las cuales el 79,2% pertenece al sector residencial. Se estudia la rentabilidad mediante las variables econométricas, mientras que la sustentabilidad ambiental con el factor de emisión de GEI. El VAN resultó negativo para todas las instalaciones, indicando que no son rentables. Para obtener rentabilidad, se simula un subsidio base para que tenga la tasa de descuento exigida (8,74%), resultando como promedio 52,5%, siendo 31,4% para el sector residencial y de 68,4% para el sector agrícola. Se simula también un “bono de carbono” para cada periodo, pero no se obtiene una mejora significativa en el VAN. La no rentabilidad se puede deber a varios factores, como la alta inversión inicial que significan estas instalaciones, y una baja eficiencia técnica que lleva a una baja generación eléctrica. De este estudio se obtienen las barreras para los potenciales prosumidores que evitan que inviertan en GDPV y sus causas. [14]

1.2.2 Modelos de incentivos propuestos por los autores

- ♣ M. Alotaibi et al. “*An approach for Managing DG Investment Proposals Considering System Constrains and DG Incentives,*” 2018.

Los autores propusieron un método para seleccionar los proyectos de generación distribuida que se presentan a las compañías de distribución locales para que estas ofrezcan incentivos y así asegurar rentabilidad para los proyectos. La capacidad de los proyectos se selecciona en función de la capacidad máxima de la red de distribución y los límites normativos de regulación de tensión, si esta se excede, parte de la capacidad es rechazada para proteger los alimentadores de una eventual sobrecarga. Cuando se selecciona la potencia y ubicación de las unidades de generación distribuida, se calculan los precios de los incentivos en función de la tasa de retribución mínima aceptable, que determina la rentabilidad de proyecto; la TIR; y los costos de inversión y operación. Un proyecto se considera rentable si la tasa interna de retorno es mayor o igual a la tasa de retribución mínima aceptable. Luego, se aplican estos métodos a una red de distribución real, observándose que, si se exceden las restricciones de capacidad, los alimentadores presentan sobrecarga y, si bien la regulación cumple con los límites establecidos por norma, se encuentran muy cerca de los límites superiores. Finalmente, los precios de incentivos entregados por las compañías de distribución aumentan en función de la tasa interna de retorno requerida por el proyecto. [15]

- ♣ M. Alotaibi, et al. “*An Incentive-Based Multistage Planning Model for Smart Distribution Systems,*” 2018.

Se propone un programa de incentivos según barras (BWIP, Bus-Wise Incentive Program), para los proyectos de GD, con el fin de asegurar rentabilidad para los usuarios y beneficiar al sistema de distribución. El BWIP propuesto asegura rentabilidad y justificación financiera para los inversionistas de GD, siendo un potencial reemplazo de la política de Feed-in Tarrif. Se utilizan modelos de incertidumbre de la demanda, corriente y voltaje de paneles fotovoltaicos, se busca optimizar los costos y se obtienen resultados numéricos para un sistema de distribución en expansión. Para el caso en que los incentivos busquen cubrir la tasa interna de retorno, si la compañía de distribución local invierte en inventivos y compra energía de generación distribuida, le debería resultar más rentable que invertir en mejorar infraestructura y en alimentadores. Si se considera el índice de rentabilidad para hacer los incentivos, se puede ver que los costos de la compañía de distribución local aumentan con el índice de rentabilidad, y al llegar a cierto valor de índice de rentabilidad, los costos totales de la compañía de distribución local pasan a ser iguales que al caso sin GD. El programa de

incentivos propuesto en el artículo muestra que los incentivos a inversiones de generación distribuida pueden ser beneficiosos para la empresa distribuidora. [16]

- ♣ V. Gjorgievski, *et al.*, “Virtual net-billing: A fair sharing method for collective self-consumption,” 2022.

El estudio propone un modelo de energía comunitaria denominado Virtual Net Billing, en el cual los miembros de una comunidad pueden, en tiempo real, vender su excedente de energía entre ellos mismos, valorizada a una tasa menor que comprar energía a la red de distribución, pero a una tasa mayor que de ser vendida a la misma. Se definen tres criterios para compararlo con otros métodos de reparto: racionalidad meritocrática, inequidad minimizada, y estabilidad de la coalición, donde los miembros deben beneficiarse al estar en una comunidad. Los esquemas con los que se le compara son: reparto de boleta, tasa media de mercado, MinVar, relación entre suministro y demanda, y el valor de Shapley. Se simulan estos métodos en una comunidad. Los resultados numéricos no varían en la cantidad total de ganancias generadas para la comunidad, pero sí en cómo estas son distribuidas y en el tiempo de computación. El Virtual Net Billing presenta un menor tiempo de computación que el resto de los métodos. Como el autoconsumo, y la GD, resultan más rentables para consumos altos, es importante estudiar los proyectos de propiedad conjunta para clientes residenciales, y este artículo da a conocer un método para distribuir los beneficios de manera justa y rápida. [17]

- ♣ Z. Zhu *et al.* “Cooperative Operation for Rooftop Photovoltaic Distributed Generation and Residential Buildings,” 2021.

Se propone un marco de trabajo cooperativo para reparto de energía de techos fotovoltaicos con almacenamiento de energía, en el cual la energía puede ser negociada entre el dueño de la unidad PV y los edificios residenciales. Se modelan las funciones óptimas para la operación de los recursos de GD, los costos individuales, y la interacción entre el dueño de la unidad PV y el consumidor considerando compraventa de energía. Los modelos se simulan en un periodo de 24 horas, para tres usuarios y el dueño de la unidad PV, para tanto casos con y sin el modelo, pudiéndose apreciar una reducción de costes de mínimo un 19,1%. También se muestra que los clientes compran principalmente la energía al dueño de la unidad PV a un precio inferior, comprando lo que resta de la demanda a la empresa de distribución. Después de la negociación de energía, la curva de demanda disminuye la diferencia entre picos y valles en un 24,3%. El modelo propuesto por el estudio muestra un sistema en que tanto los clientes como los dueños de las unidades de generación se ven beneficiados económicamente, además mejorar la curva de demanda, beneficiando también a los servicios públicos de distribución. [18]

1.2.3 Beneficios y desafíos para el sistema de distribución y el cliente final

- ♣ R. Jain, V. Mahajan, “Impact of Multiple DG Penetration in Energy Market,” 2020.

Se presentan los beneficios técnicos y económicos de la implementación de una o varias unidades de GD en el mercado eléctrico. El estudio se enfoca en minimizar el costo de tanto los generadores convencionales, así como el de GD; y maximizar las ganancias de los dueños de estas últimas. Se simula la implementación de GD en un sistema IEEE WSCC de 9 barras, con cinco escenarios: (1) el caso base, sin GD; (2) con una unidad de GD con bajo costo de generación; (3) con múltiples unidades de GD con bajo costo de generación; (4) con una unidad de GD con alto costo de generación; y (5) con múltiples unidades de GD con alto costo de generación. En (1), el voltaje la barra 9 del sistema es de 0,91 p.u. En (2), la implementación de GD disminuye los precios, mantiene la regulación de tensión y reduce las pérdidas técnicas. El tamaño óptimo es de un 10% del pico de carga, y el voltaje en la barra 9 es de 0,93 p.u. El escenario (3) mantiene el tamaño óptimo de las unidades GD, repartiendo la potencia en tres barras, el voltaje de varias barras mejora a 1 p.u. En el escenario (4), el tamaño óptimo es de un 5% del pico de carga. En (5), se mantiene el tamaño óptimo y el rango de tensión en las barras es de 0,98 – 1,02 p.u. El artículo permite ver que está en el interés de las empresas distribuidoras la implementación de unidades de GD, debido a la mejora de tanto la regulación en las barras del sistema de distribución como las pérdidas de este [19]

- ♣ O. Montoya *et al.* “Distribution Systems Operation Considering Energy Storage Devices and Distributed Generation,” 2017.

El artículo considera un sistema de distribución con almacenamiento de energía y generación distribuida, con cuatro funciones objetivo: el costo de energía por parte del operador de red, la emisión de gases de efecto invernadero por parte de una planta térmica, las pérdidas técnicas de la red, y la minimización del error medio cuadrático en los perfiles de tensión. Se emplea una simulación en dos sistemas de prueba, una adaptación de un sistema de distribución de 9 nodos, y una microrred de 10 nodos. Se simulan tres escenarios, optimizando cada función objetivo: sin generación distribuida ni almacenamiento de energía (E1, caso base), con generación distribuida y sin almacenamiento de energía (E2), y con tanto generación distribuida como almacenamiento de energía conectados a la red de distribución (E3). Los resultados obtenidos mostraron una reducción en los escenarios E2 y E3 con respecto al caso base superiores al 50%, además de una reducción de la potencia activa generada por la red, lo cual indica que, si se coordinan adecuadamente las unidades de generación distribuida y los almacenadores de energía, se puede reducir de manera eficiente las emisiones de un sistema de distribución, además de una mejora técnica en los mismos. [20]

- ♣ P. Juárez Stecanella *et al.* “Statistical Analysis of Photovoltaic Distributed Generation Penetration Impacts on a Utility Containing Hundreds of Feeders,” 2020.

Los autores, dirigiéndose al problema de cómo las unidades de GDPV afectan a la red, desarrollan una metodología para ayudar a los sistemas de distribución a desarrollar medidas preventivas al impacto de la GDPV, diferenciando a los alimentadores por tipo de carga. Las entradas del algoritmo son el consumo de energía y perfil de carga del consumidor. La ubicación de las unidades de GDPV está determinada por el algoritmo de Monte Carlo, luego se ejecuta el flujo de potencia para simular los impactos en la magnitud de voltaje, pérdidas técnicas y pico de demanda. Como salida, se tienen los impactos técnicos que el crecimiento de la GDPV causa en un sistema de distribución real. Luego de un año de simulación, se ejecuta el algoritmo de Monte Carlo nuevamente para emular la incertidumbre de las unidades de generación distribuida fotovoltaica, al cambiarlas de ubicación. Se aplicó el método en un sistema de distribución ubicado en Brasil, con aproximadamente 2,4 millones de consumidores, de los cuales 2.047.909 son residenciales. Se simularon distintos niveles de penetración de la GDPV, donde no hubo cambios mayores en la regulación de tensión para niveles de penetración de hasta 30%. A niveles superiores a 70%, se reduce el flujo de potencia y aumenta la demanda de los alimentadores. El artículo entrega una perspectiva de parte de los sistemas de distribución con respecto al impacto de la GDPV, considerando sus ventajas y desventajas. [21]

- ♣ E. Sánchez *et al.* “Exploring the Benefits of Photovoltaic Non-Optimal Orientations in Buildings,” 2021.

El artículo estudia la rentabilidad del autoconsumo de un prosumidor con ángulos no óptimos para las unidades PV. Se simulan las entradas y salidas de un generador PV residencial mediante el software PVSYST, el cual reproduce el comportamiento de un módulo PV bajo varias condiciones, siendo la más importante la irradiación solar, ya que es proporcional a la potencia de salida para un rango amplio de irradiaciones. El caso de estudio es un cliente residencial en Madrid, con un módulo fotovoltaico con un pico de potencia de 3,85 kWp y una inclinación de 30°. buscando obtener las medidas econométricas para así estudiar la rentabilidad del autoconsumo. Los resultados para los clientes residenciales resultan favorables, la variación en la inclinación significó una producción de energía más uniforme, aumentando el autoconsumo. Los precios variables de la energía inyectada, además, señalan los periodos del día en que la GD es más rentable. Desde el punto de vista de la red de distribución, las orientaciones no óptimas de los paneles significan un menor intercambio de energía entre el cliente y la red, disminuyendo el estrés de esta última. El artículo sirve para explorar

orientaciones de los paneles fotovoltaicos diferentes a la óptima, y los potenciales beneficios que estas orientaciones pueden significar para tanto la red de distribución, como para el usuario. [22]

- ♣ G. Sultama, B. K. Keshavan, “Evaluation of Performance and Reliability Indices of a Micro-Grid with Distributed Generation,” 2020.

Se evalúa el impacto en la confiabilidad que tiene la implementación de GD en una microrred. Para ello, se utiliza un sistema de prueba con 22 puntos de carga y una carga punta de 20 MW. La confiabilidad del sistema es evaluada en cuatro alimentadores, considerando los índices sistémicos de confiabilidad. Para evaluar el cambio en la confiabilidad, se consideran distintos tamaños de unidades de GD, y se ubican en una barra, cambiando sus tamaños. El proceso se repite en cada una de las barras. Al considerar dos unidades de generación distribuida, el proceso es el mismo, considerando una unidad de GD de un tamaño fijo en una barra al realizar el proceso, y nuevamente se repite cambiando la unidad fija. Al añadir unidades de GD al sistema, la tasa de falla no cambia, por lo tanto, el SAIFI se mantiene. Sin embargo, las tasas de indisponibilidad y tiempo de reparación bajan al incluir unidades de GD, afectando positivamente al SAIDI, CAIDI, ENS, ASAI, ASUI. Luego de obtener los índices de confiabilidad de cada uno de los alimentadores, se calculan para el sistema en general, con una mejora del SAIDI y CAIDI de 3,93%, con la integración de una unidad de GD y de 4,53% con dos unidades. La ENS se reduce de 37,76 MWh/año a 36,388 MWh/año. El estudio muestra los beneficios en la confiabilidad de un sistema de distribución al implementar GD. [23]

- ♣ V. Gómez, C. Hernández, E. Rivas, “La Influencia de los Niveles de Penetración de la Generación Distribuida en los Mercados Energéticos,” 2018.

Los autores buscan identificar cómo la implementación de GD afecta al mercado eléctrico. Los autores analizan el modelo de una red de distribución como mercado energético, la cual al incluir unidades de GD pasaría de una estructura monopolística a un oligopolio. La demanda de la electricidad es menos sensible a las variaciones de precios que otros productos básicos, debido al grado limitado de sustitutos, sin embargo, con la inclusión de GD puede cambiar el dilema de los usuarios, por lo que es necesario encontrar un equilibrio de mercado. Se habla de los beneficios de la implementación de GD, como el aumento del tamaño del mercado, reducción en el flujo de energía, reducción de costos y pérdidas, variación en el precio de la energía acorde a la elasticidad de la demanda, y en caso de incluir almacenadores de energía, se podrán garantizar mayores prestaciones en cuanto a confiabilidad y continuidad del servicio; así como los desafíos, entre los cuales está que la ausencia de equipos de almacenamiento acordes a la demanda puede afectar a la calidad de la potencia eléctrica, pueden existir deficiencias en el servicio y fluctuaciones de precios, se deben establecer políticas de fijación

de precios para la operación y mantenimiento, y se deben realizar estudios de viabilidad del sistema previo a su implementación. [24]

- ♣ A. Fleischhacker *et al.* “Sharing Solar PV and Energy Storage in Apartment Buildings: Resource Allocation and Pricing,” 2019.

Se proponen modelos de reparto de energía solar generada localmente para un edificio residencial con sistemas de almacenamiento, donde un usuario es el dueño de la unidad de generación. Se considera el consumo de cada usuario, y las medidas de bienestar, que son el excedente de cada parte. Se plantea un modelo de maximización de bienestar, donde se optimizan las medidas de bienestar del dueño y los usuarios, ubicando de manera óptima los recursos de generación, y se consideran distintos métodos de valorización de energía inyectada. Se presenta también un modelo bi-nivel, donde sólo se buscan optimizar los beneficios del dueño, mediante un programa matemático con restricciones de equilibrio. Se simula un caso de estudio, con cuatro clientes con distintas prioridades. Los recursos irían principalmente al cuarto consumidor, debido a que tiene la mayor voluntad de pago, mientras que entre el segundo y tercer consumidor consumirán energía principalmente dependiendo del costo marginal. Ambos modelos tienen prioridad por los clientes con mayor voluntad de pago, el modelo de maximización de bienestar es más adecuado para comunidades, debido a que prioriza el bienestar de todos los usuarios, mientras que el de bi-nivel funciona mejor para inversionistas externos, y este último también puede ser beneficioso para los usuarios si el dueño está consciente de las prioridades de los usuarios. [25]

- ♣ M. Varo-Martínez *et al.* “Simulation of Self-Consumption Photovoltaic Installations: Profitability Thresholds,” 2021.

Los autores estudian la rentabilidad de instalaciones PV con autoconsumo en España, en función de la orientación y grado de obstrucción de los paneles. Se modela la potencia generada de los paneles en función de las características geométricas mencionadas anteriormente. Al obtener la potencia de los paneles, esta es comparada con la demanda, para luego poder realizar la evaluación económica, en una casa en Córdoba, España con distintas posiciones de los colectores. Se observa que la ubicación óptima en cuanto al VAN es de 15° de inclinación y 0° de azimut, mientras que el peor resultado se tiene con inclinación de 180° y azimut de 90° , sin embargo, la ausencia de obstrucciones da un VAN positivo a ambas orientaciones, el cual disminuye a medida aumenta el grado de obstrucción. También se tiene que las instalaciones con mayor potencia son más sensibles a las obstrucciones. La potencia óptima en el caso de estudio fue de 1500 Wp, y los autores recomiendan instalaciones de menor potencia para tener un menor TROI. El estudio sirve para tener en cuenta la

caracterización geométrica de los a la hora de calcular la rentabilidad de un proyecto de autoconsumo o GD. [26]

- ♣ R. Alvaro-Hermana *et al.* “Shared Self-Consumption Economic Analysis for a Residential Energy Community,” 2019.

Se estudian las políticas de reparto del autoconsumo fotovoltaico de una comunidad energética residencial. El sistema para estudiar consiste en cinco hogares, un panel fotovoltaico y una batería. Se comparan distintos esquemas de tarifado (Net Metering, Net Billing y autoconsumo exclusivo) en diferentes métodos de reparto, tanto dependientes de la demanda como proporcionales a distintos periodos de tiempo, así como un escenario sin reparto. Con respecto a los sistemas de tarifado, el esquema de Net Metering obtiene los mismos resultados en todos los métodos de reparto, debido a que la energía importada está valorizada igual que la energía exportada, anulando el incentivo a aumentar el consumo renovable en periodos de alto costo, así como la formación de comunidades energéticas. Los resultados son más sensibles al método de reparto empleado, de los cuales todos ofrecen mayores ahorros que el escenario sin reparto, después de este, el que ofrece los ahorros más bajos es el proporcional diario, mientras que en el resto de los escenarios se tiene la misma cantidad de ahorro. Se concluye que el método de reparto empleado en una comunidad energética puede ser tan o más importante que el esquema de tarifado del excedente de energía, el cual ha sido tradicionalmente el foco de las políticas públicas. [27]

- ♣ A. Zain, M. Ridzuan, N. Ali, “Impacts of incorporating distributed generation (DG) to the reliability of electric distribution network using Monte Carlo simulation (MCS),” 2022.

Los autores utilizan un el sistema de prueba IEEE de 30 barras y mediante un algoritmo estocástico con las tasas de falla y tiempo medio de reparación, se obtienen el tiempo para falla (TTF) y el tiempo para reparación (TTR). Se ubican unidades de GD, usando como criterio de su localización el número de interrupciones, eligiendo las ubicaciones con un mayor número de éstas. Se analizan dos escenarios con distintos tamaños de GD (0,5 MW y 1 MW), para los cuales se calcularon los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y CAIDI. En el primer escenario con respecto al caso base, aumenta el número de interrupciones en casi todas las barras, los índices SAIFI, SAIDI y CAIDI, aumentan en un 14,49%, 12,62% y 3,03%, respectivamente. En el segundo escenario, las interrupciones disminuyen, así como los índices, en un 14,49%, 18,93% y 11,43%, respectivamente. Las pérdidas totales se redujeron los dos escenarios con respecto al caso base. El artículo muestra resultados esperables en cuanto a la evolución de confiabilidad con la implementación de GD, además de la

sensibilidad de la potencia conectada, lo cual es útil de tener como punto de comparación en la presente memoria. [28]

- ♣ M. Hamidan, F. Borousan, “Optimal planning on distributed generation and battery storage systems simultaneously in distribution networks for loss reduction and reliability improvement,” 2022.

Los autores buscan optimizar el emplazamiento de las unidades de GD y equipos de almacenamiento, teniendo como funciones objetivo los costos de energía no suministrada, y de inversión y operación de los equipos de generación y almacenamiento, por medio de un algoritmo de evolucionario multi objetivo basado en descomposición. Las redes de prueba son el sistema IEEE de 30 barras y el sistema IEEE de 69 barras, ambos de 11 kV. Al implementar 13 unidades de GD en el sistema de 30 barras el costo de la ENS se reduce de 197,392 \$/año a 29,214 \$/año, mientras que en el de 69 barras se implementan 19, reduciendo el costo de la ENSE de 358,001 \$/año a 71,600 \$/año. Además, se logra reducir la desviación de voltaje de 0,1056 p.u. a 0,0215 p.u y 0,226 p.u. a 0,073 p.u. en los sistemas de 30 y 69 barras, respectivamente. El estudio muestra el beneficio tanto técnico y económico de la implementación de GD y BESS en la red de distribución a nivel de media tensión. [29]

1.2.4 Estrategias de gestión de demanda

- ♣ V. Venizelou *et al.* “Methodology for deploying cost-optimum price-based demand side management for residential prosumers,” 2020.

Se propone una metodología para optimizar precios basado en gestión de demanda para prosumidores y consumidores residenciales. La metodología es probada en una red piloto en Chipre. La primera etapa consiste en la planificación, se toma una muestra de la red, se recolecta información sobre el consumo en cada hogar y se realiza un análisis de sensibilidad al impacto potencial. La segunda etapa es la implementación del esquema de gestión de demanda a la red piloto. La última etapa es la evaluación, en la cual se investiga el impacto socioeconómico para refinar el esquema desarrollado, y luego realizar un análisis de costo beneficio. Se usa una estructura tarifaria de tiempo de uso (TOU), la cual varía su tasa dependiendo de los bloques horarios de la demanda. Los bloques horarios varían según estación (invierno, verano y temporada media). El sistema implementado presentó varias mejoras, como una reducción en el consumo, desplazamiento de los picos de demanda, reducción del hurto de electricidad, etc. Dados los resultados, la tarifa TOU resulta beneficiosa tanto para los prosumidores, quienes al gestionar su consumo ven un ahorro en su boleta de suministro, y para los servicios públicos, debido a las mejoras a la red de distribución. [30]

- ♣ J. M. Mostacilla-Paz et al. “Dynamic Electricity Tariff In Distribution Systems: Bibliometric Analysis and Literature Review,” 2022.

El estudio consiste en una revisión bibliográfica sobre tres esquemas de repuesta de la demanda, la tarifa de Tiempo de Uso (TOU), la Fijación de Precios en Tiempo Real (RTP) y la tarifa de Predicción de Uso (POU). La tarifa TOU, al separar el precio de la energía en bloques según la demanda, es de fácil implementación y muestra una alta participación por parte de los usuarios y reducir efectivamente los picos de demanda, sin embargo, al desplazar los precios es posible que se generen nuevos. Por otro lado, la tarifa RTP transfiere al usuario los costos directamente desde el mercado eléctrico en tiempo real. Para lograr una mejor eficiencia en la tarifa RTP, es necesaria una estructura de comunicación entre el cliente y la empresa distribuidora. La tarifa POU es la más moderna, y es donde el usuario final debe reportar a la empresa su consumo base en el día anterior, y se le cobra en función de la desviación del consumo reportado. Esta tarifa presenta la ventaja de que no crea nuevos picos de demanda. La revisión bibliográfica identificó la experiencia de cada una de las tarifas y muestra su potencial para investigaciones futuras, aportando con los efectos de cada una de las estrategias de respuesta de demanda. [31]

- ♣ H. Yang *et al.*, “Optimal Time of Use Electricity Pricing Model and Its Application to Electrical Distribution System,” 2019.

Se propone un método de optimización de la tarifa TOU, definiendo los bloques de punta, plana y valle mediante la definición de límites y la diferencia cuadrática media, la elasticidad de la demanda y la definición de índices para la mejora de la estabilidad mediante la minimización de la fluctuación de voltaje, y la minimización de las pérdidas. La metodología es probada en el sistema de prueba IEEE de 14 barras. Después de implementar la tarifa TOU, se observa una reducción del consumo en el horario punta y un aumento en el horario valle. En el horario plano se observa una reducción sutil en el consumo. La fluctuación de voltaje y las pérdidas de potencia activa también se ven reducidas. Al aplicar restricciones para evitar la inversión punta-valle, se logra aplanar más la curva de demanda, sobrellevando la creación de nuevos picos de demanda. [32]

- ♣ C. Li *et al.* “Peak-valley time-of-use tariff formulation method based in net load curve,” 2022.

El artículo muestra el efecto de la tarifa TOU en la red de distribución. Al definir los horarios, los autores tienen en cuenta la presencia de generación distribuida, tanto eólica como solar, y cómo esta reduciría la carga neta de la red, en lugar de sólo considerar las cargas finales. Se toma como caso de estudio la región A de China, y se logra reducir la relación entre consumo en los horarios valle y

los horarios punta, aplanando la curva de demanda. El artículo aporta al trabajo con una perspectiva de la tarifa TOU que tiene en cuenta cómo la presencia de recursos renovables reduce la carga neta de la red, además de proporcionar datos y ecuaciones para el cálculo de la respuesta de demanda de los clientes finales. [33]

- ♣ S. Hamin *et al.*, “A time of use based demand side management algorithm for residential consumers,” 2022.

Los autores proponen un método para implementar gestión de la demanda mediante la tarifa TOU en los clientes residenciales. La metodología consiste en recolectar información de los clientes residenciales para establecer una curva de demanda promedio, tanto para días hábiles como para días de descanso; clasificar el consumo residencial debido a las cargas pesadas y livianas, siendo las cargas pesadas en las que se puede desplazar su consumo de un intervalo con mayor demanda a uno con menor demanda, mientras que las cargas livianas no pueden ser desplazadas; elegir la estrategia de gestión de demanda más adecuada (en este caso, se elige el load shifting); aplicar las tarifas actuales a las cargas livianas y las tarifas TOU a las cargas pesadas; y finalmente comparar los beneficios económicos del usuario final y en su consumo eléctrico. El caso de estudio es un departamento con un consumo de 438 kWh para el mes de julio. El cargo se reduce en un 15,41% en horarios fuera de punta y en 2,31% en horario punta, viéndose beneficiados tanto el cliente final como el sistema de distribución. El artículo aporta con una estimación sobre el comportamiento de los clientes residenciales con la implementación de una tarifa TOU. [34]

1.2.5 Esquemas de valorización de la energía inyectada

- ♣ M. Bertossi, *et al.*, “Impacto de distintos esquemas de facturación en generación distribuida y su relación con el recupero de la inversión realizada por el usuario,” 2018.

Desde la perspectiva del consumidor, se analizan los tres principales esquemas de remuneración por inyección de energía a la red, Net Metering, Net Billing, y Feed in Tariff. El Net Metering valoriza la energía inyectada a la red igual al consumo, con Net Billing, la energía inyectada es valorizada a una tasa menor a la de consumo, mientras que con Feed in Tariff, la energía inyectada es valorizada a una tasa mayor a la de consumo. Los efectos de cada esquema de facturación son analizados en dos clientes en Argentina, uno de categoría Gran Cliente, con consumos mensuales superiores a 2.000 kWh y una potencia conectada superior a 300 kW, a baja tensión, y un cliente de categoría Residencial, con baja tensión y consumos mensuales entre 120 kWh y 500 kWh. Con Net Metering, se tiene un tiempo de retorno a la inversión (TROI, Time of return of investment) es de 9

años considerando la amortización del dólar, para clientes residenciales, menor al caso con Net Billing, donde la inversión es irrecuperable. El estudio permite conocer cómo los esquemas de facturación pueden afectar al balance económico de los consumidores. [35]

- ♣ P. Juárez Stecanella, *et al.*, “A methodology for determinig the incentive policy for photovoltaic distributed generation that leverages its technical benefits in the distribution system,” 2022.

Se simula el comportamiento de una red modelando las unidades de GD según los esquemas de valorización de energía inyectada: las políticas de FiT y Net Metering, para determinar el efecto de la GDPV en una red de distribución. Para simular el efecto de esta política, los sistemas PV instalados son de una potencia fija de 5 kW y 10 kW. En el sistema de Net Metering, se calculará la potencia de los paneles con tal de que logren cubrir el consumo promedio de un consumidor. Luego, se calculan los impactos técnicos a la red de cada una de las políticas. Con datos reales de irradiación solar y de temperatura, mediante el método de Monte Carlo se ubican las unidades de GD, se simula el flujo de potencia y se obtienen los impactos en la regulación de voltaje, pérdidas técnicas y demanda punta. Luego se monetizan los impactos técnicos según la política de incentivos. Hasta un 40% de penetración, el impacto a la regulación de voltaje es menor para el esquema de Net Metering, mientras que para un 60%, la FiT de 10 kW muestra el menor impacto. En el mejor de los casos, con Net Metering a una penetración de 20%, reduce las pérdidas en un 17%. Los mejores beneficios económicos se obtienen con Net Metering con un 30% de penetración, de 1.929.256,72 USD, con FiT de 5 y 10 kW, los beneficios más altos son de 1.606.282,72 USD y 1.154.885,99 USD, respectivamente, a un nivel de penetración de 20%. El artículo aporta con un análisis comparativo de los esquemas de facturación, indicando sus efectos técnicos y económicos.[36]

1.2.6 *Discusión de los artículos revisados*

Los artículos que estudian la presencia de la generación distribuida indican que existe un creciente interés por parte de los gobiernos en su implementación, y que la aplicación de buenas políticas públicas afecta positivamente a la rentabilidad de los proyectos.

Los métodos de incentivos propuestos se centran en la colaboración entre los prosumidores y las empresas de distribución, donde ambas partes buscan maximizar sus beneficios; o en la formación de proyectos de propiedad conjunta, ya que los prosumidores con mayor consumo son los que presentan una mayor rentabilidad.

Los niveles altos de energía inyectada pueden tener efectos negativos a la red de distribución, aumentando las pérdidas, la regulación de voltaje y desbalances de energía, por lo que, para su correcto funcionamiento, es muy útil gestionar no sólo la demanda, sino que también la inyección de la energía

a la red, permitiendo que la red de distribución no sólo no se vea afectada negativamente, sino que, se pueda ver beneficiada, ya que de esta manera puede suplir la demanda de los consumidores con la energía de la generación distribuida, y mejorar sus índices de confiabilidad.

Aunque el esquema de Net Billing es considerado como una alternativa menos favorable que el Net Metering, debido a que presenta un alto tiempo de retorno a la inversión; a largo plazo puede ser considerado como una opción viable, ya que, al ver beneficio económico principalmente desde el autoconsumo, incentiva a sobredimensionar los paneles para cubrir la mayor cantidad de la demanda.

El esquema de Feed-in Tariff logra incentivar la inversión, pero supone una mayor inversión estatal, por lo que es considerada como una política transitoria, ya que varios países están abandonando ese esquema.

1.3 Hipótesis de trabajo

La implementación de estrategias de gestión de la demanda mediante una agente comercializador beneficiará la rentabilidad de los usuarios finales con GD y la operación de los sistemas de distribución a los que pertenezcan.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Desarrollar un esquema de incentivos en el cual los clientes regulados vean maximizado su beneficio económico al implementar generación distribuida.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Realizar una evaluación económica a los usuarios con GD.
- Mejorar la confiabilidad, pérdidas técnicas y regulación de voltaje de la red de distribución.
- Atenuar los factores que disuaden la inversión en GD.
- Implementar estrategias de gestión de demanda teniendo en consideración la presencia de los prosumidores.

1.5 Alcances y Limitaciones

- La propuesta se realiza en base a modelos obtenidos en la literatura estándar.
- Las pruebas se realizan en DigSilent Power Factory.
- Se considera en vigencia la Ley de Portabilidad Eléctrica.
- Las unidades de GD se consideran como fotovoltaicas.

1.6 Estructura de la memoria

La Sección 2 consiste en definir los conceptos teóricos con los cuales se trabaja durante el desarrollo de la memoria de título. En la Sección 3 se realizan las simulaciones para evaluar los efectos de la generación distribuida y estrategias de gestión de demanda en sistemas de distribución de prueba de baja y media tensión, considerando las pérdidas técnicas, regulación de tensión e índices de confiabilidad. En la Sección 4 se realiza una evaluación económica para el cliente final con equipos de generación, considerando las variables econométricas de valor actual neto, tiempo de retorno de la inversión y tasa interna de retorno. Finalmente, en la Sección 5 se presentan las conclusiones del estudio.



2. Marco teórico

2.1 Introducción

El presente capítulo presenta los aspectos técnicos y legales a tomar en cuenta durante la metodología de la presente memoria de título.

2.2 Generación Distribuida

2.2.1 Ley 21.118

El 17 de noviembre de 2018 es publicada en el Diario Oficial la Ley 21.118, la cual permite la inyección de excedentes de energía generada para autoconsumo a la red de distribución, reemplazando a la antigua ley 20.571.

El cambio en la regulación aumenta el límite de capacidad instalada de 100 kW a 300 kW; da la posibilidad del traspaso de saldos de excedentes favorables entre distintas direcciones dentro del área de concesión de la misma distribuidora eléctrica; y aplica los descuentos de excedentes de la boleta mensual a todos los cargos de la distribuidora, en lugar de sólo a la energía consumida, como lo era con la ley 20.571.

La energía inyectada a la red está valorizada según el esquema de Net Billing, en el precio nudo de la energía. Esto es debido a que la ley está pensada para incentivar el autoconsumo en lugar de la inyección. Los clientes son remunerados con un descuento en la boleta del mes correspondiente, y en caso de existir un saldo a favor del usuario, se le descontará de la boleta del mes siguiente. [37]

2.2.2 Componentes de generación distribuida.

- Paneles fotovoltaicos: de hasta 300 kW, como unidades de generación.
- Inversor: para convertir la tensión DC del panel a AC, para su autoconsumo o inyección a la red.
- Medidor bidireccional: registra el consumo e inyección de energía.
- Tablero de distribución.
- Sistema de almacenamiento: opcional, pero dado un sistema con gestión de demanda, puede permitir maximizar el beneficio económico de los clientes; inyectando, consumiendo o almacenando la energía generada por los paneles en los horarios que le sea más conveniente al prosumidor.

2.2.3 Ley 21.505

Publicada el 21 de noviembre de 2022, tiene como objetivo promover el almacenamiento de energías renovables y la electromovilidad.

Mediante la ley 21.505, se habilitan los sistemas de almacenamiento no asociados a centrales en el mercado eléctrico. También se definen los sistemas de generación-consumo, como infraestructuras productivas con capacidad de generación propia conectadas al sistema eléctrico, en el cual pueden retirar energía o inyectar sus excedentes. Por el lado de los clientes finales, se establece que los cargos finales serán en base a la energía y potencia retirada del sistema, no de la potencia autoabastecida. [38]

2.2.4 Reglamento DS 57

Publicado el 24 de septiembre de 2020, deroga al anterior Decreto Supremo 71, siendo el reglamento para la ley 21.118.

El reglamento tiene como objetivo establecer las disposiciones aplicables a la generación distribuida para el autoconsumo, como el procedimiento para la conexión del equipo de generación al sistema, adecuaciones para la conexión, límites para la conexión y la valorización de la energía inyectada al sistema. Este aplica para los clientes regulados con equipos de generación, empresas distribuidoras, clientes que reciban descuentos debido a la operación de un equipo de generación e instaladores eléctricos.

Se permite tener equipamientos de generación conjuntos, siendo propiedad de un grupo de usuarios finales, pudiendo valorizar las inyecciones y descontarlas de sus cargos de suministro eléctrico. Para ejercer este derecho, todos los usuarios que dispongan del equipamiento de generación conjunta deberán estar conectados a las redes de distribución de un mismo concesionario. Ningún propietario del equipo tiene una posición dominante con respecto al resto de los propietarios.

Para iniciar el proceso de conexión, el usuario final interesado o representante del equipamiento de generación conjunta, deberá informar a la empresa de distribución, la modalidad de operación del equipo de generación; la potencia conectada; la capacidad instalada y de inyección del equipo a conectar; entre otros datos personales y de contacto.

La energía inyectada por los usuarios finales será valorizada al precio de nudo multiplicado por el factor de pérdidas medias asociado a la opción tarifaria correspondiente.

La empresa distribuidora es responsable de instalar un medidor bidireccional en el empalme de alimentación principal donde se registren consumos e inyecciones de los usuarios finales con equipos de generación. También deberá recolectar los datos de todos los equipos de medición,

debiendo valorizar las inyecciones registradas. El consumo por equipos de generación de cada usuario será la diferencia entre la generación total y las inyecciones del mes, esta energía será descontada del consumo individual del usuario.[39]

2.2.4 Perfil de generación

Uno de los principales factores que frenan la inversión en generación distribuida, y de las energías renovables en general, es la variabilidad del recurso respectivo. Sin embargo, en el caso de las energías fotovoltaicas es posible obtener perfiles referenciales de irradiación para poder predecir el perfil de generación de una unidad fotovoltaica.

2.3 Mercado Eléctrico

2.3.1 Ley de Portabilidad Eléctrica

El 7 de septiembre de 2020, el Ministerio de Hacienda propone el Proyecto de Ley que propone el derecho a la portabilidad eléctrica. La portabilidad eléctrica introduciría al mercado eléctrico los agentes de comercialización y gestión de información.

Asimismo, los usuarios finales, estarían divididos según su potencia conectada, en las siguientes categorías:

- Usuarios pequeños: usuarios cuya potencia conectada sea menor o igual a 20 kW.
- Usuarios medianos: usuarios cuya potencia conectada sea mayor a 20 kW y menor o igual a 5.000 kW.
- Usuarios grandes: usuarios cuya potencia conectada sea mayor a 5.000 kW, o aquellos que no estén conectados a un sistema de distribución.

Todos los usuarios tienen derecho a elegir libremente a su suministrador a través de un comercializador habilitado, una empresa generadora o una empresa distribuidora. Los usuarios pequeños y medianos que finalicen su contrato con un comercializador y no opten por uno distinto, mantienen una tarifa regulada. De esta forma, se elimina el anterior límite de potencia de 500 kW que permite a los clientes regulados elegir a su suministrador.

La figura del gestor de información es responsable de almacenar, gestionar y resguardar los datos que se obtengan de los sistemas de medición del sistema de distribución.

Con la inclusión de los dos agentes de mercado que introduce la Ley de Portabilidad Eléctrica, es posible implementar estrategias de gestión de demanda, como se explica en la Sección 2.3.3. [40]

2.3.2 Perfil de carga

Representa el consumo de una carga para un periodo definido de tiempo (días, meses, años) en intervalos definidos (días, horas, 15 minutos). El perfil de demanda para cada usuario varía dependiendo de su consumo, sea residencial, comercial o industrial; de si es día hábil o de descanso; y de la estación del año.

2.3.3 Gestión de la demanda

La gestión de la demanda comprende las estrategias desarrolladas por la empresa de distribución o comercialización, para regular el consumo eléctrico, buscando reducir la demanda en los horarios punta en favor del sistema eléctrico de distribución.

La estrategia por utilizar durante la memoria es la tarifa por tiempo de uso (TOU, por sus siglas en inglés), la cual consiste en separar el día en periodos según la demanda, aumentando la valorización de la energía consumida en los periodos punta. Esta tarifa es de fácil adaptación por parte de los usuarios finales, considerando que actualmente para los clientes regulados la tarifa es la misma para todas las horas del día, logrando reducir el consumo en los horarios punta sin afectar el consumo diario y reduciendo el monto a pagar en la boleta de suministro eléctrico.

2.4 Aspectos técnicos

Para evaluar el efecto de la generación distribuida en el sistema de distribución, se consideran los siguientes aspectos técnicos:

2.4.1 Regulación de tensión

Corresponde a la diferencia porcentual entre la tensión nominal en los puntos del sistema y la tensión real. Se calcula con la siguiente expresión:

$$Reg(\%) = \frac{V_n - V}{V} \times 100 \quad (2.1)$$

Según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución [41], la regulación máxima admisible en un sistema de distribución BT es de $\pm 10\%$ para una red de baja y muy baja densidad de red, mientras que para densidades alta y media es de $\pm 7,5\%$.

2.4.2 Pérdidas técnicas

Corresponde a la diferencia entre la potencia que es despachada y la potencia que llega a las cargas, que ocurren en los elementos que conforman los sistemas de transmisión y distribución.

2.4.3 Modelo polinomial de carga (ZIP)

Indica la relación entre la potencia y tensión en una carga mediante la siguiente expresión polinomial:

$$P = P_0 \left[Z_p \left(\frac{V_i}{V_0} + I_p \frac{V_i}{V_0} + P_p \right) \right] \quad (2.2)$$

$$Q = Q_0 \left[Z_q \left(\frac{V_i}{V_0} + I_q \frac{V_i}{V_0} + P_q \right) \right] \quad (2.3)$$

Donde P y Q son las potencias activa y reactiva a un voltaje de operación V_i , P_0 y Q_0 son las potencias activa y reactiva a voltaje nominal V_0 , Z_p , I_p y P_p son los coeficientes ZIP para potencia activa, mientras que Z_q , I_q y P_q representan los coeficientes ZIP para la potencia reactiva.

2.5 Confiabilidad

La confiabilidad se refiere a la “cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad del servicio”. En [41], se hace referencia a los indicadores de confiabilidad y sus límites admisibles según la densidad de la red de distribución.

2.5.1 FIC

Corresponde a la cantidad de interrupciones que afecta a un cliente en un tiempo definido. Se calcula con la siguiente expresión.

$$FIC_c = \sum_i Int_{i,c} \quad (2.4)$$

Donde $Int_{i,c}$ corresponde a la interrupción i para un cliente c . Desde 2020 en adelante, para un cliente de un sistema de distribución en BT, la FIC máxima admisible es de 8 para un sistema de densidad alta, 10 para un sistema de densidad media, 14 para un sistema de densidad baja y 28 para un sistema de densidad muy baja; durante un periodo de doce meses consecutivos.

2.5.2 TIC

Corresponde a la duración de las interrupciones que se le presentan a un cliente durante un tiempo definido. Se calcula con la siguiente expresión:

$$TIC_c = \sum_i Int_{i,c} \cdot t_{i,c} \quad (2.5)$$

Donde $t_{i,c}$ es la duración de $Int_{i,c}$. Desde 2020 en adelante, para un cliente de un sistema de distribución en BT, el TIC máximo admisible es de 9 horas para un sistema de densidad alta, 10 horas para un sistema de densidad media, 14 para un sistema de densidad baja y 18 para un sistema de densidad muy baja.

2.5.3 SAIDI

El SAIDI corresponde a la duración de la indisponibilidad del servicio que ve un cliente promedio en un periodo de tiempo definido. Se mide en [horas/cliente-año] y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$SAIDI = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{N_T} \quad (2.7)$$

Donde U_i corresponde al tiempo de desconexión anual en una ubicación i . Para un sistema de distribución en BT, el SAIDI máximo admisible es de 5 horas en un sistema de densidad alta, 7 horas para un sistema de densidad media, 9 horas para un sistema de densidad baja y 10 horas para un sistema de densidad muy baja.

2.5.4 ENS

La ENS corresponde a la energía que la empresa de distribución no vende al cliente en los periodos de indisponibilidad durante un año. Se mide en [MWh/año] y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$ENS = \sum_i^N Pa_i \cdot U_i \quad (2.5)$$

Donde N corresponde al número total de puntos de carga, U_i a la indisponibilidad en el punto i , y Pa_i a la potencia activa media en el punto i .

2.5.5 CENS

Corresponde al costo de la energía no suministrada anual asociado al cliente final. Se mide en [\$/año] y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$CENS = \sum C_i \cdot ENS_i \quad (2.6)$$

Donde C_i es el costo de la ENS y ENS_i es la ENS en el punto i . Para el caso de los clientes regulados, la energía no suministrada está valorizada a quince veces la tarifa de energía vigente durante la indisponibilidad de suministro. [42]

2.5.6 SAIFI

El SAIFI representa el número de interrupciones del servicio que ve un cliente promedio en un periodo de tiempo definido. Se mide en [fallas/cliente-año] y se calcula mediante la siguiente expresión.

$$SAIFI = \sum \frac{\lambda_i N_i}{N_i} \quad (2.6)$$

Donde λ_i representa la tasa de falla anual y N_i corresponde al número de clientes en una ubicación i . Para un sistema de distribución en BT, el SAIFI máximo admisible es de 4,5 en un sistema

de densidad alta, 5,5 en un sistema de densidad media, 7 en un sistema de densidad baja, y 8 en un sistema de densidad muy baja.

2.5.7 ASUI

Corresponde a la razón de las horas en las que un cliente promedio está sin suministro y las horas totales demandadas por el cliente en un año. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$ASUI = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{N_T \times 8760} = \frac{SAIDI}{8760} \quad (2.7)$$

2.6 Variables econométricas

Para realizar la evaluación económica a los clientes finales, se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

2.6.1 Valor actual neto

El valor actual neto (VAN) corresponde al valor actual de una inversión. Si el VAN es mayor que cero, significa que la inversión es rentable y generará ganancias a futuro, mientras que, si es negativo, significa que el proyecto no es rentable. Se calcula con la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1-k)^t} - I_0 \quad (2.8)$$

Donde n corresponde al número de periodos de tiempo evaluados; F_i , al flujo de caja correspondiente al periodo i , k corresponde a la tasa de descuento, e I_0 a la inversión inicial.

2.6.2 Tiempo de retorno de inversión

Corresponde al tiempo en que la inversión inicial es recuperada en su totalidad.

2.6.3 Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno (TIR) corresponde a la tasa de descuento con la cual el VAN es igual a cero. Un TIR mayor a la tasa de descuento usada para el cálculo del VAN indica rentabilidad para el proyecto.

2.7 DigSilent PowerFactory

Las simulaciones para estudiar el comportamiento en un alimentador con la implementación de unidades de GDPV y estrategias de respuesta de demanda se realizan con el software PowerFactory. El software cuenta con modelos de sistemas de distribución de prueba presentes en la literatura.

3. Simulaciones

3.1 Introducción

El presente capítulo abarca los modelos y simulaciones realizadas en DigSilent PowerFactory con el fin de evaluar el efecto de la generación distribuida sistemas de distribución de media y baja tensión.

3.2 Tarifa TOU

Una manera de corregir la regulación de tensión, principalmente en los nodos fuera de norma, es la implementación de una tarifa dinámica que varíe según la demanda. El esquema tarifario time of use (TOU) separa el ciclo diario en distintos bloques horarios; para este caso, bloques punta, plano y valle, siendo la tarifa más alta en los bloques punta. Así, parte de la demanda en los bloques con mayor demanda se desplazará a los que tengan menor demanda. En [31], se define un algoritmo para definir los bloques horarios en función de la diferencia cuadrática media entre las demandas

Para obtener las curvas de demanda modificadas por la tarifa TOU, se utiliza la expresión mostrada en la ecuación 3.1:

$$\begin{pmatrix} \Delta Q_v \\ \Delta Q_f \\ \Delta Q_p \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Q_v & 0 & 0 \\ 0 & Q_f & 0 \\ 0 & 0 & Q_p \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_{v,v} & \varepsilon_{v,f} & \varepsilon_{v,p} \\ \varepsilon_{f,v} & \varepsilon_{f,f} & \varepsilon_{f,p} \\ \varepsilon_{p,v} & \varepsilon_{p,f} & \varepsilon_{p,p} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \rho_v / \rho_v \\ \Delta \rho_f / \rho_f \\ \Delta \rho_p / \rho_p \end{pmatrix} \quad (3.1)$$

Donde ΔQ_i representa la variación consumo de energía en el periodo i , Q_i es el consumo de energía en el periodo i , $\varepsilon_{i,j}$ representa la elasticidad de demanda y $\Delta \rho_i / \rho_i$ la variación de precio en el periodo i . Durante el presente estudio, el costo de la energía varía en un $\pm 25\%$ en los horarios punta y valle, mientras que en el horario plano se mantiene.

3.3 Modelo de prueba 1

El modelo de prueba es una red de distribución disponible por defecto en la biblioteca de DigSilent, llamada “LV Distribution Network”, de 0,4 kV. Específicamente, se trabaja con un alimentador dentro del sistema, el “FD_125”, presente en la Fig. 3.1, cual está conectado a un transformador trifásico 10/0,4 kV de 630 kVA. El alimentador cuenta con 27 cargas trifásicas, de las cuales 11 tienen un perfil de carga residencial y 16 presentan un perfil de carga comercial. Las cargas, independiente de su clasificación, presentan un modelo de corriente constante, lo cual fue modificado para tener una representación más precisa de las cargas. En [43], se muestran modelos de carga representativos para clientes residenciales, comerciales e industriales. En el caso de los clientes residenciales, el modelo de carga varía en función de su consumo anual, usando la clasificación de

clientes de la empresa Consolidated Edison Inc. que se muestra en la Tabla 3.1, mientras que para los clientes comerciales dependerá del tipo de instalación, como se muestra en la Tabla 3.2.

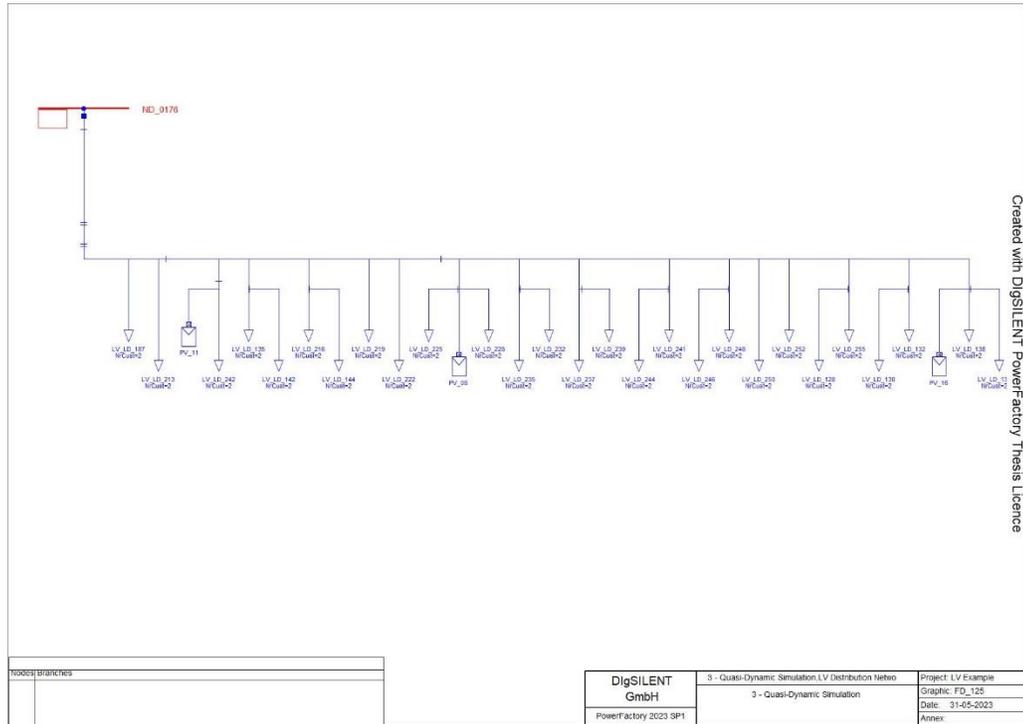


Fig. 3.1. Modelo de prueba 1

Tabla 3.1: Clasificación de clientes residenciales [43]

| Estrato | Límite anual inferior [kWh] | Límite anual superior [kWh] |
|----------------|------------------------------------|------------------------------------|
| A | 0 | 1948 |
| B | 1948 | 2897 |
| C | 2897 | 3897 |
| D | 3897 | 5239 |
| E | 5239 | 7741 |
| F | 7741 | - |

Tabla 3.2: Coeficientes de las cargas [43]

| Carga | Z_P | I_P | P_P | Z_Q | I_Q | P_Q |
|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Residencial A | 1.5 | -2.31 | 1.81 | 7.41 | -11.97 | 5.55 |
| Residencial B | 1.57 | -2.48 | 1.91 | 9.28 | -15.29 | 7.01 |
| Residencial C | 1.56 | -2.49 | 1.93 | 10.1 | -16.75 | 7.65 |
| Residencial D | 1.31 | -1.94 | 1.63 | 9.2 | -15.27 | 7.07 |
| Residencial E | 0.96 | -1.17 | 1.21 | 6.28 | -10.16 | 4.88 |
| Residencial F | 1.18 | -1.64 | 1.47 | 8.29 | -13.67 | 6.38 |
| Farmacia | 0.27 | -0.33 | 1.06 | 5.48 | -9.7 | 5.22 |
| Comida rápida | 0.69 | 0.04 | 0.27 | 1.82 | -2.24 | 1.43 |
| Lavandería | 0.77 | -0.84 | 1.07 | 8.09 | -13.65 | 6.56 |
| Óptica | 0.55 | 0.24 | 0.21 | 0.55 | -0.09 | 0.54 |
| Escuela | 0.4 | -0.41 | 1.01 | 4.43 | -7.98 | 4.56 |
| Hotel | 0.76 | -0.52 | 0.76 | 6.92 | -11.75 | 5.83 |
| Industria | 1.21 | -1.61 | 1.41 | 4.35 | -7.08 | 3.72 |

Además, en el alimentador hay tres paneles fotovoltaicos asociados a uno más puntos de carga. El cálculo de la potencia de salida se hace según las coordenadas del nodo al cual se encuentran conectados y la tecnología del panel.

3.3.1 Simulación cuasi dinámica: Caso base

El caso base consiste en el modelo de prueba 1, sin equipos de almacenamiento ni estrategias de gestión de demanda.

Se realiza una simulación cuasi dinámica para el alimentador, con un periodo de un día y un tiempo de paso de una hora. La barra de oscilación está configurada a un voltaje de 1,1 p.u. Los resultados se muestran en Fig. 3.2 y Fig. 3.3.

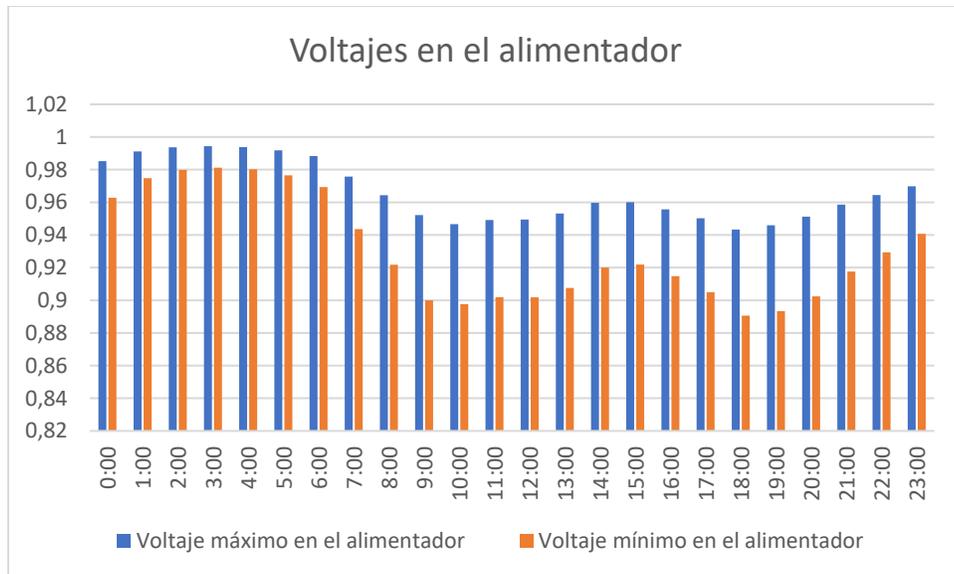


Fig. 3.2: Voltajes en el alimentador.

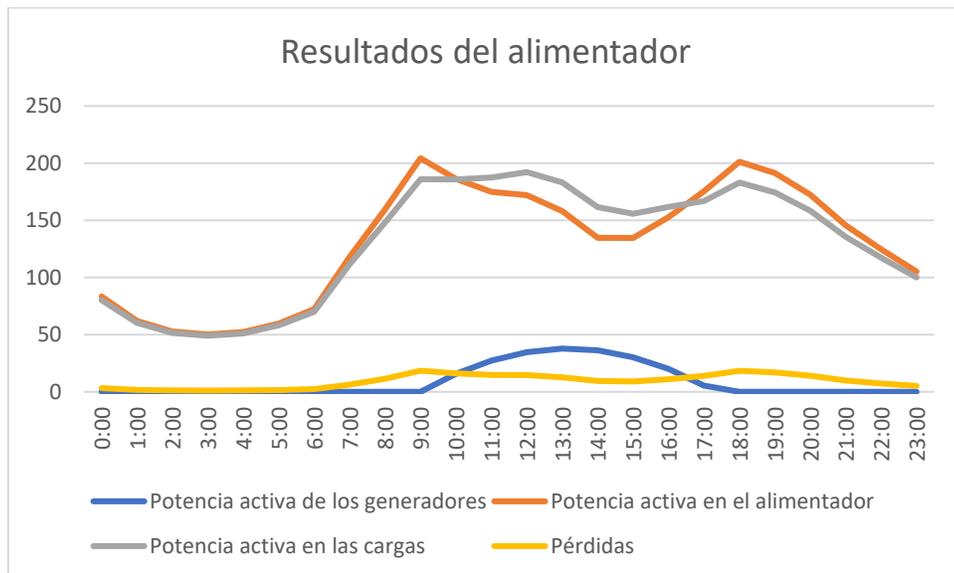


Fig. 3.3: Resultados del alimentador (kW)

En cuanto a la regulación de tensión (Fig. 3.2), es posible notar que existen horarios en que se supera el límite admisible por la norma ($\pm 10\%$ para sistemas de baja densidad), particularmente en los horarios de mayor demanda. También se puede notar que los horarios con mayor demanda son en los que se presentan pérdidas más altas (Fig. 3.3).

En la Tabla 3.3, se muestran los nodos del alimentador que presentan valores de tensión fuera de norma en el horario de las 18:00 horas, ya que ahí es donde la regulación de tensión alcanza sus valores más altos.

Tabla 3.3: Nodos con regulación de tensión fuera de norma a las 18:00

| Nodo | Voltaje (p.u) |
|---------|---------------|
| ND_1090 | 0,898525 |
| ND_1092 | 0,895493 |
| ND_1096 | 0,892229 |
| ND_1098 | 0,890814 |
| ND_1100 | 0,891062 |
| ND_2173 | 0,899708 |
| ND_2176 | 0,896262 |
| ND_2178 | 0,894386 |
| ND_2179 | 0,893889 |
| ND_2182 | 0,892613 |
| ND_2183 | 0,891469 |
| ND_2185 | 0,891235 |

Los nodos que se encuentran en la Tabla 3.3 son los que se encuentran más alejados del transformador, debido a la caída de tensión que se produce en las líneas de distribución y en las cargas.

3.3.2 Simulación cuasi dinámica: Tarifa TOU y BESS.

Debido a que la tensión presenta los valores más bajos (y fuera de norma) en los nodos más alejados de la barra de oscilación, se ubican paneles fotovoltaicos en dos nodos de los nodos mostrados en la Tabla 3.3, en particular, los nodos ND_1098 y ND_1092. En Fig. 3.4 se muestra el alimentador modificado- Además, dado que el horario donde la tensión es más baja está fuera del intervalo con mayor generación solar, se modifica el perfil de demanda respondiendo a una tarifa TOU y se ubican sistemas de almacenamiento en todas las cargas con generación distribuida. Se obtienen resultados mostrados en la Fig. 3.5 y Fig. 3.6. En la Tabla 3.4 se muestran los bloques horarios definidos para el alimentador.

Tabla 3.4: Bloques horarios, modelo de prueba 1

| Valle | Plano | Punta |
|------------|------------------------|-------------------------|
| 23:00-6:59 | 7:00-8:59, 12:00-17:59 | 9:00-11:59, 18:00-19:59 |

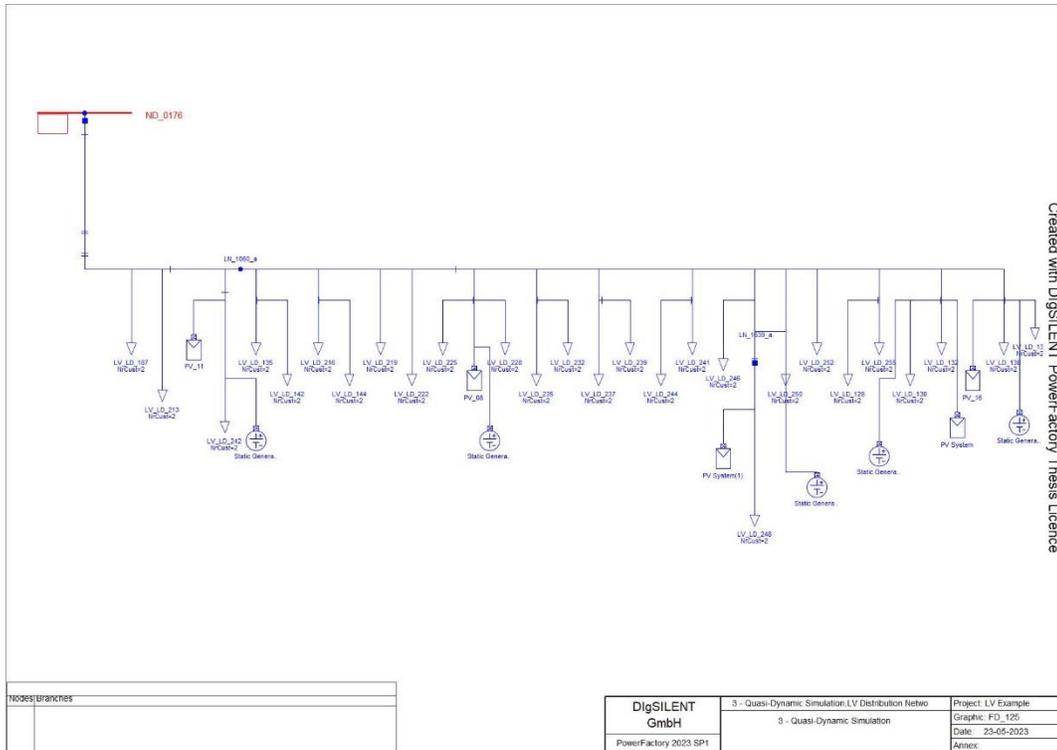


Fig. 3.4. Modelo de prueba 1 modificado

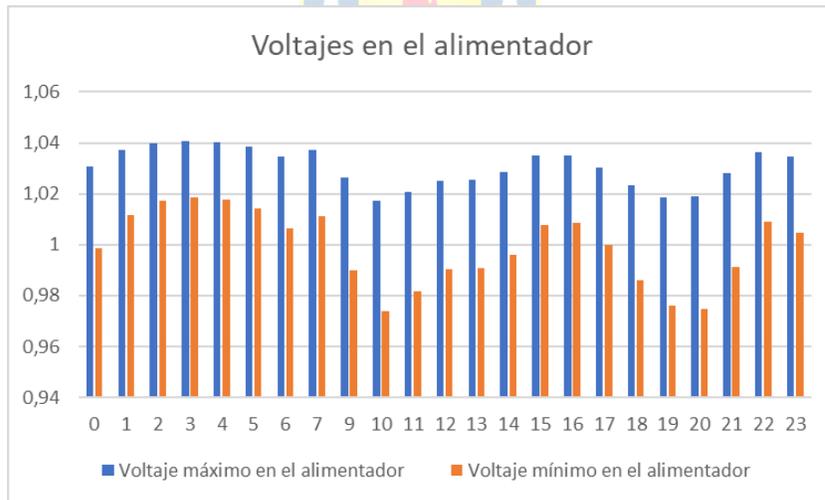


Fig. 3.5: Voltajes en el alimentador, modelo de prueba 1 modificado (p.u.)

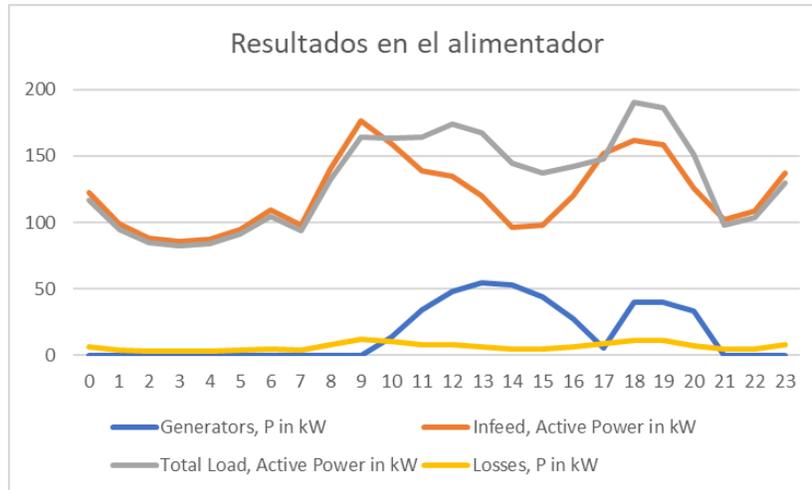


Fig. 3.6. Resultados en el alimentador, modelo de prueba 1 modificado (kW)

De la Fig. 3.5 se puede ver que la regulación de tensión se encuentra dentro de los límites, tanto para un sistema de distribución de baja densidad ($\pm 10\%$) como de alta densidad ($\pm 7,5\%$), siendo su punto más bajo a las 10:00 horas, con un voltaje de 0,9733 p.u. y un valor máximo a las 3:00, de 1,0406 p.u. Además, se puede observar una reducción en las pérdidas del sistema en la Fig. 3.6, teniendo unas pérdidas máximas de 18,44 kWh a 12,49 kW (32,54%). Por lo tanto, la implementación de gestión de demanda permite mejorar la operación del sistema de distribución en términos de regulación de tensión y de pérdidas.

3.4 Modelo de prueba 2

En la Fig. 3.7 se muestra el segundo sistema de prueba, usado en [44], [45] y [46], el cual, a diferencia del sistema anterior, cuenta con una configuración enmallada, además de que las cargas son desbalanceadas, por esto resultando en una aproximación más cercana a la realidad. El modelo consiste en 7 barras, una en MT y el resto en BT; un transformador de 10/0,4 kV con potencia nominal de 75 kVA, 3 equipos de GD con potencias punta que variarán entre 1 kW y 3 kW y dos equipos de almacenamiento. Los perfiles de carga se obtienen de [47], donde se caracterizan los perfiles de demanda de clientes residenciales de Estados Unidos.

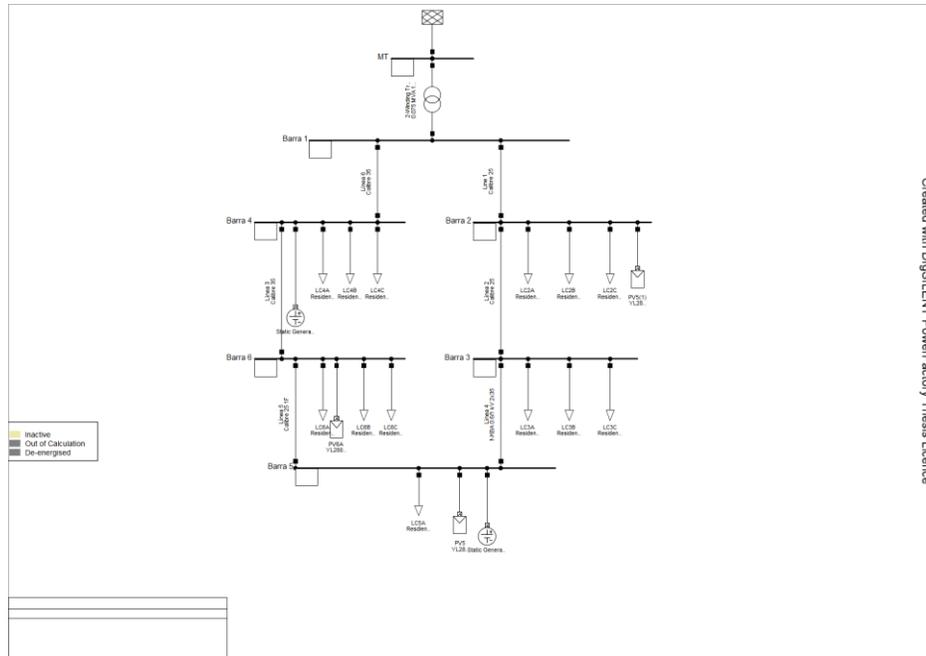


Fig. 3.7. Modelo de prueba 2

3.4.1 Simulación cuasi dinámica: Caso base 1 kW

De manera análoga al sistema anterior, se simula un escenario base sin gestión de demanda y con los equipos de almacenamiento fuera de servicio. Los equipos de generación tienen una potencia punta de 1 kW. En Fig. 3.8, Fig. 3.9, Fig. 3.10, Fig. 3.11, Fig. 3.12 y Fig. 3.13 se muestran los resultados de la tensión del sistema, mientras que en Fig. 3.14 se muestran los resultados de potencia activa en el alimentador, en las cargas, de la generación solar y pérdidas.

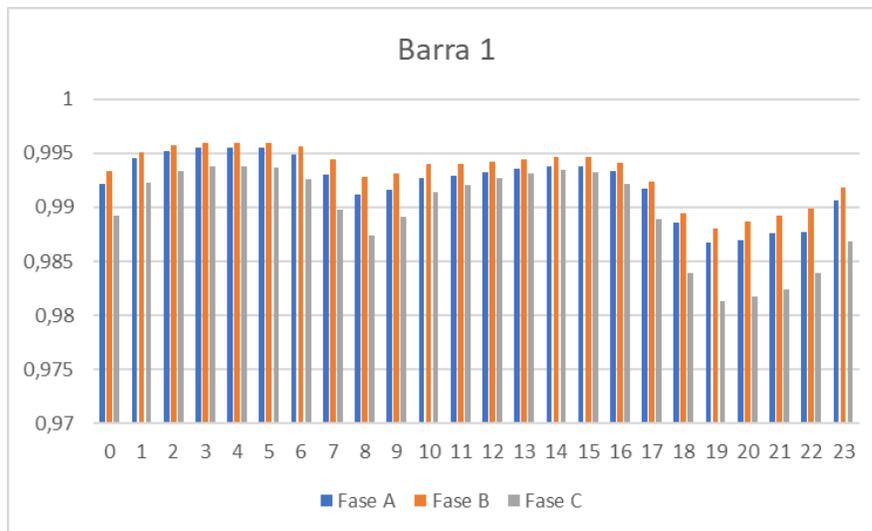


Fig. 3.8. Regulación de tensión en la barra 1, caso base (p.u.)

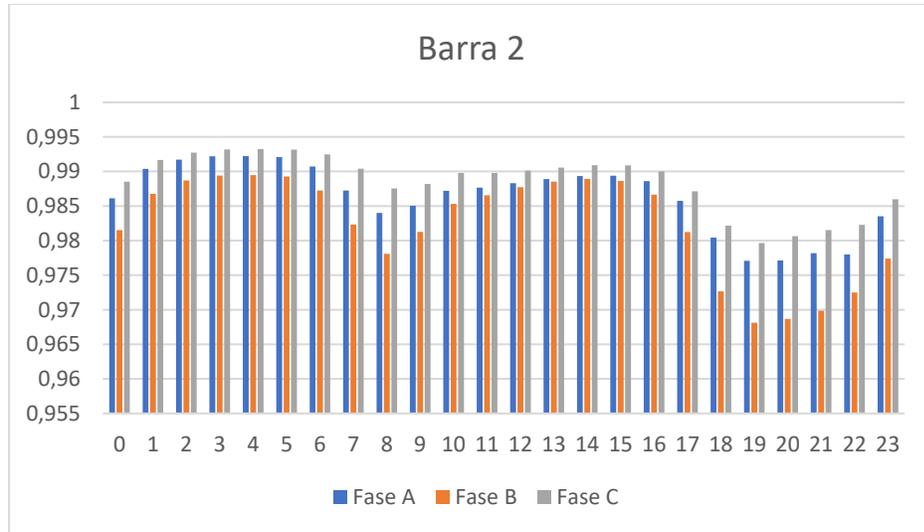


Fig. 3.9. Regulación de tensión de la barra 2, caso base (p.u.)

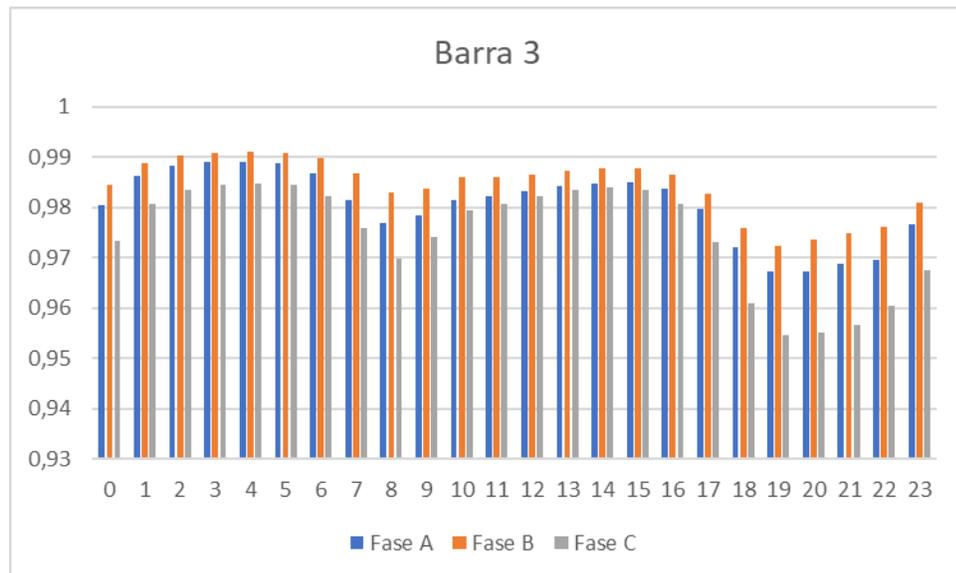


Fig. 3.10. Regulación de tensión de la barra 3, caso base (p.u.)

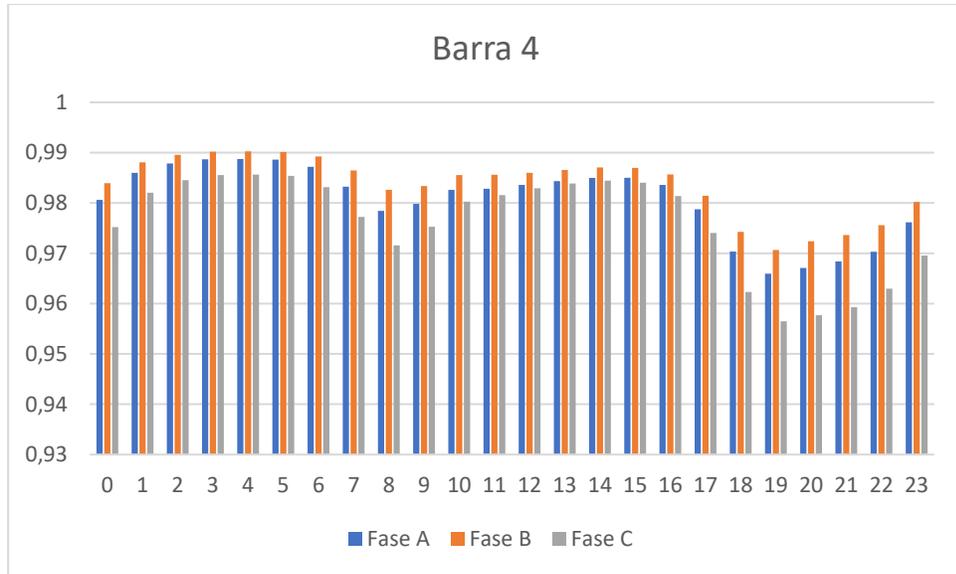


Fig. 3.11. Regulación de tensión en la barra 4, caso base (p.u.)

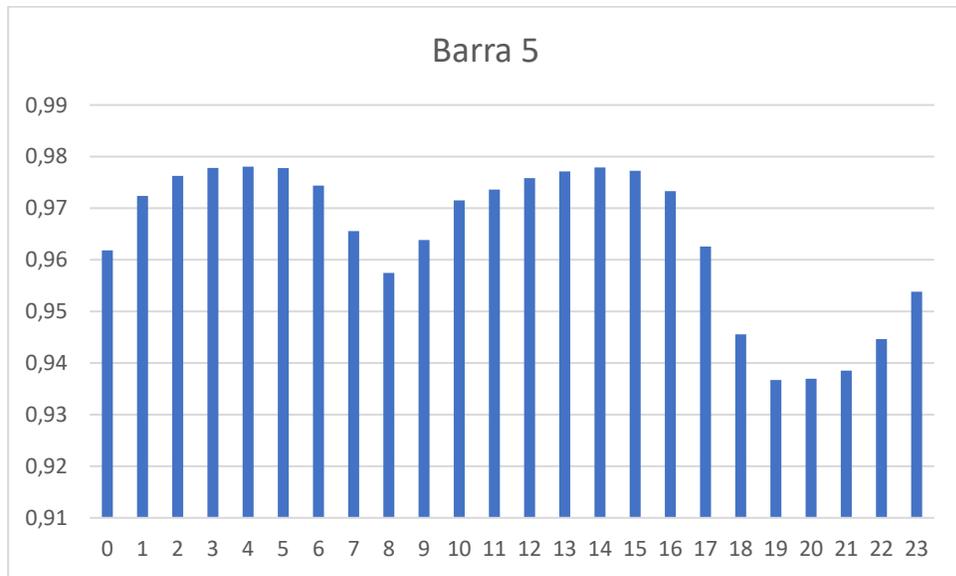


Fig. 3.12. Regulación de tensión en la barra 5, caso base(p.u.)

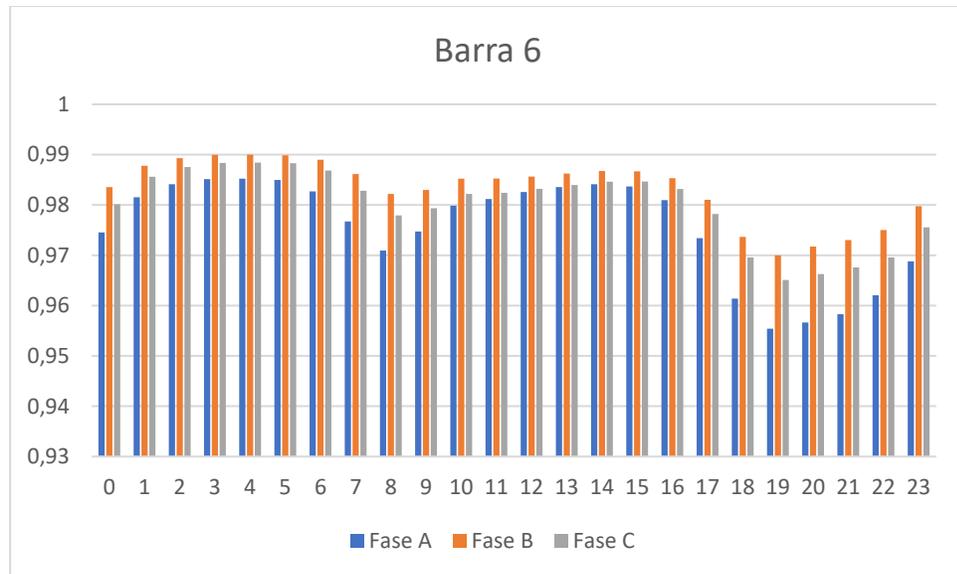


Fig. 3.13. Regulación de tensión en la barra 6, caso base (p.u.)

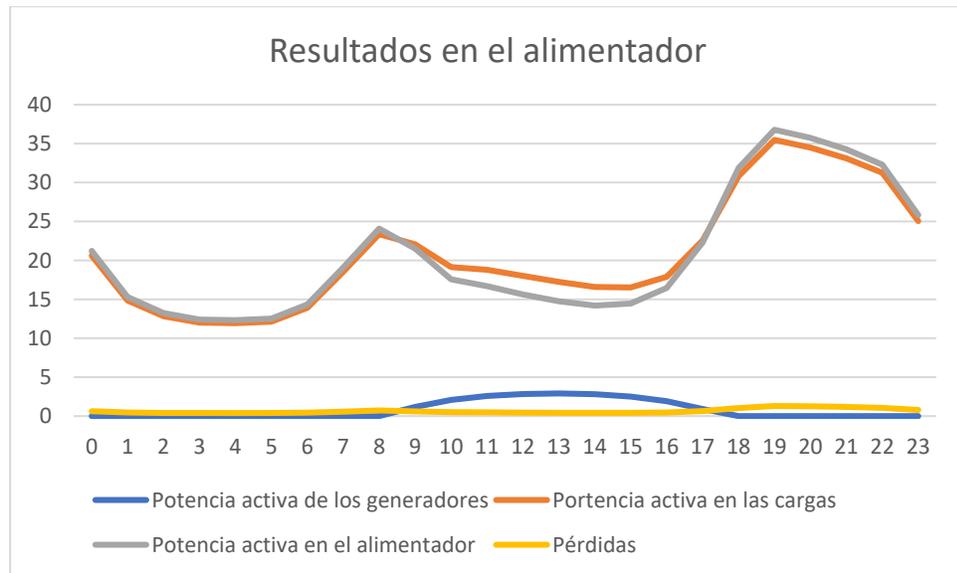


Fig. 3.14. Resultados en el alimentador, caso base (kW)

Los resultados indican que la tensión de en las barras es mejor que en el caso base del sistema de prueba 1, presentando los valores más bajos en la barra 5 a las 19:00 (0,9367 p.u.), la cual es la barra más alejada de la barra de oscilación. La mayor demanda ocurre fuera de los horarios con mayor generación solar, por lo que para mejorar de regulación de tensión no basta con implementar GDPV, sino que se deben aplicar también estrategias de gestión de demanda y equipos de almacenamiento.

3.4.2 Simulación cuasi dinámica: caso base 3 kW

Se simula nuevamente el sistema de prueba 2, pero los generadores tienen una potencia pico de 3 kW. La tensión en las barras se muestra en Fig. 3.15, Fig. 3.16, Fig. 3.17, Fig. 3.18, Fig. 3.19 y Fig. 3.20. En Fig. 3.21 se muestran los resultados de potencia activa en el alimentador, en las cargas, la generación solar y las pérdidas.

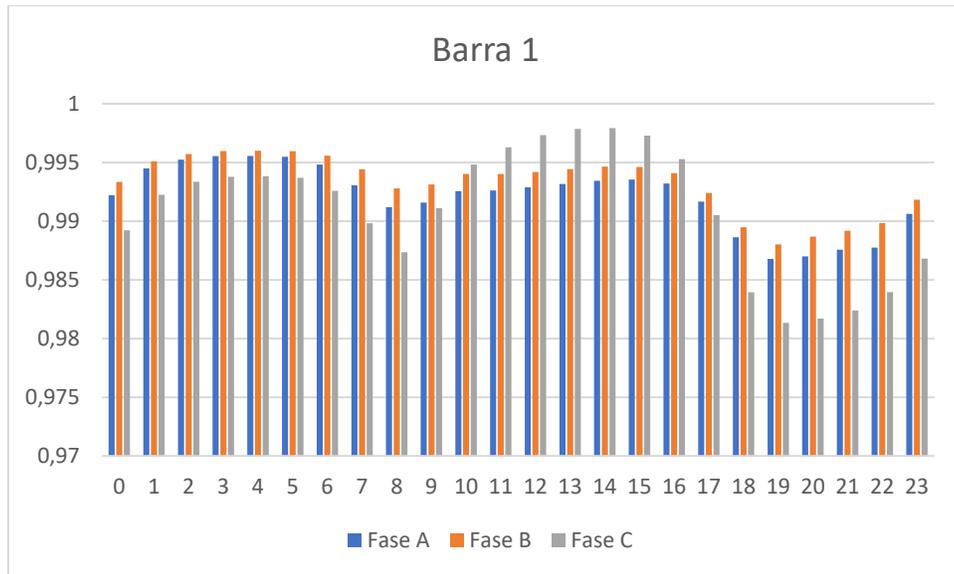


Fig. 3.15. Regulación de tensión en la barra 1, caso base 3 kW (p.u.)

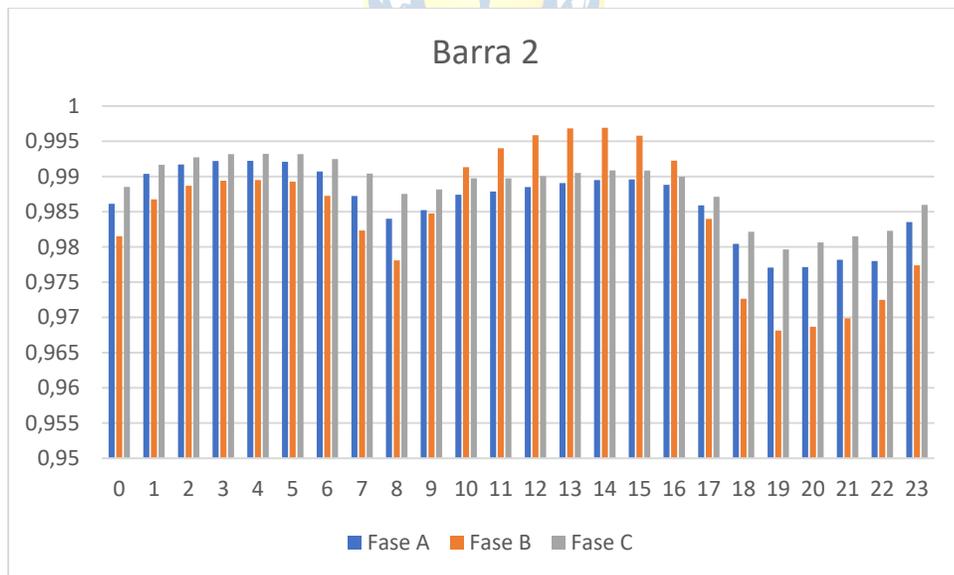


Fig. 3.16. Regulación de tensión en la barra 2, caso base 3 kW(p.u.)

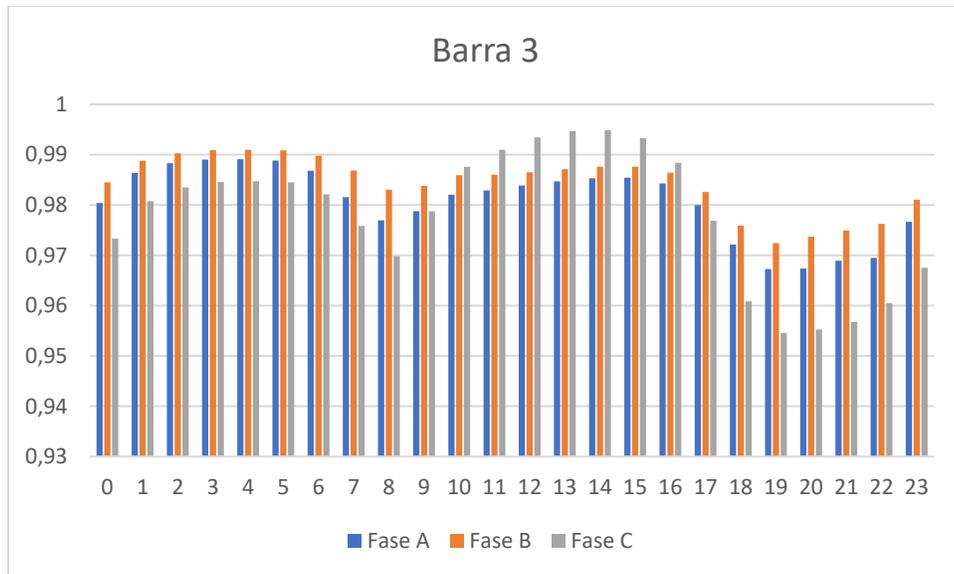


Fig. 3.17. Regulación de tensión en la barra 3, caso base 3 kW (p.u.)

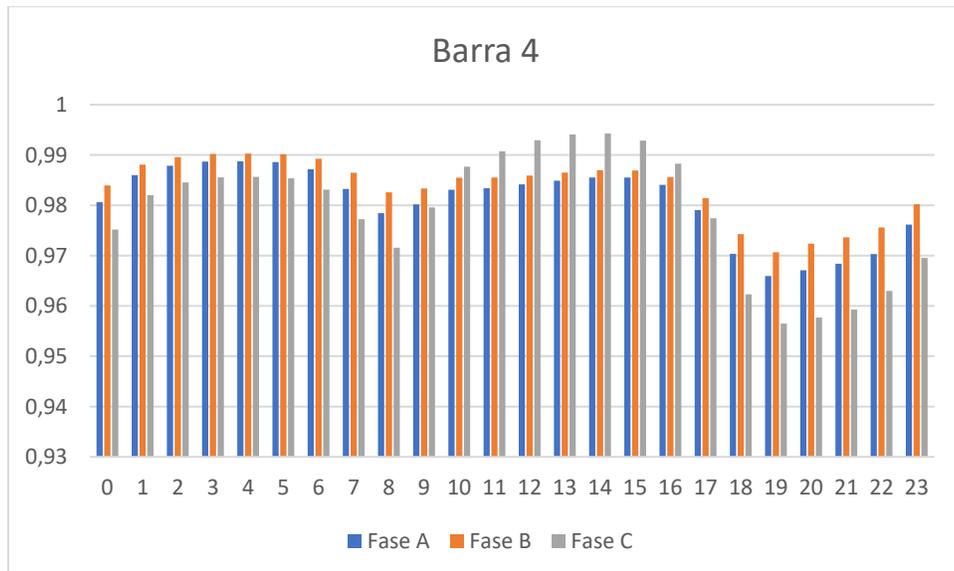


Fig. 3.18. Regulación de tensión en la barra 4, caso base 3 kW (p.u.)

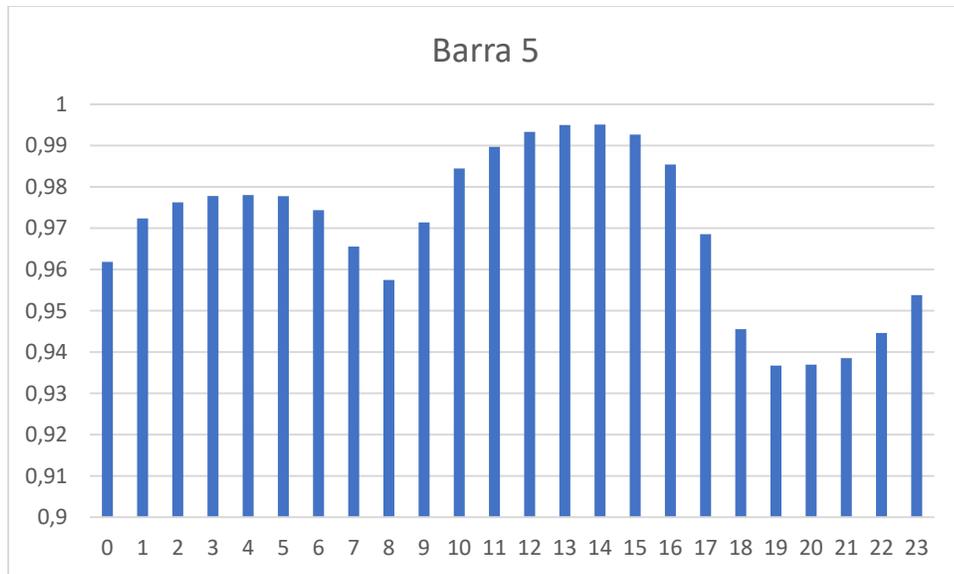


Fig. 3.19. Regulación de tensión de la barra 5, caso base 3 kW (p.u.)

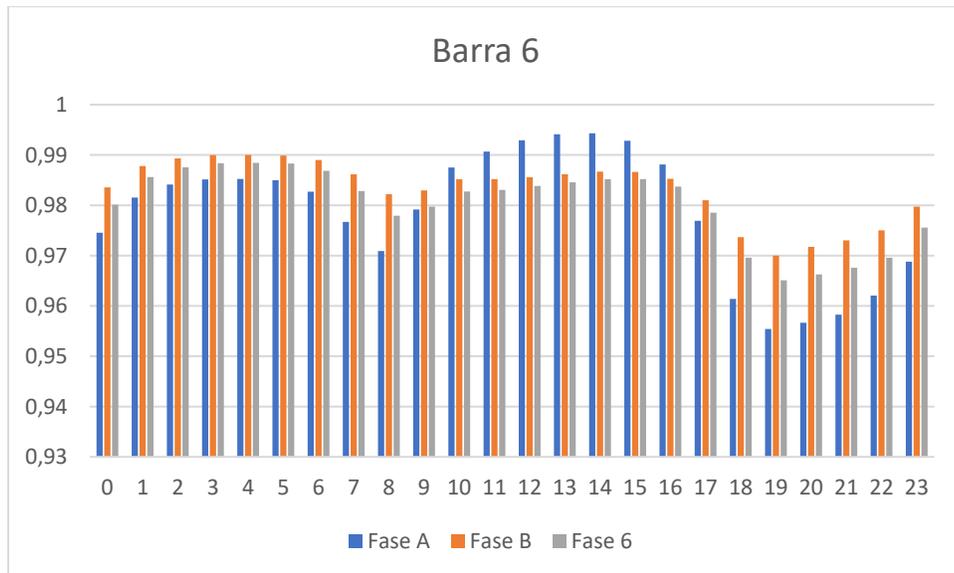


Fig. 3.20. Regulación de tensión de la barra 6, caso base 3 kW (p.u.)

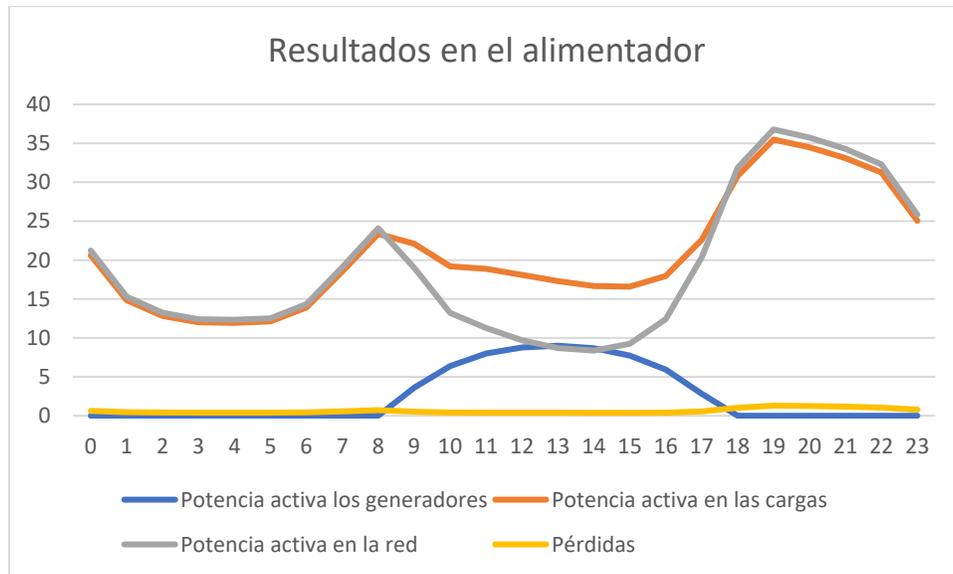


Fig. 3.21. Resultados en el alimentador, caso base 3 kW (kW)

La tensión en las barras se acerca más al 1 p.u. en los horarios con mayor irradiación solar, pero nuevamente en ningún caso se supera dicho valor. Sin embargo, la regulación y pérdidas fuera de los horarios con mayor demanda, que es donde alcanzan sus mayores valores, siguen siendo las mismas. Por otro lado, la carga en el alimentador se reduce considerablemente cuando hay generación solar.

3.4.3 Simulación cuasi dinámica: TOU y BESS.

Dado que los resultados de las simulaciones anteriores, los resultados fueron favorables para ambos niveles de generación solar, la simulación con gestión de demanda y los equipos de almacenamiento se hace con los paneles a 3 kWp. Los bloques horarios de la tarifa TOU se muestran en la Table 3.5. La tensión en las barras se muestra en Fig. 3.22, Fig. 3.23, Fig. 3.24, Fig. 3.25, Fig. 3.26 y Fig. 3.27. La potencia activa en el alimentador, en las cargas, la generación solar y las pérdidas se muestran en Fig. 3.28. Los bloques horarios se muestran en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Bloques horarios, modelo de prueba 2

| Horario punta | Horario plano | Horario valle |
|---------------|------------------------|---------------|
| 18:00-22:59 | 7:00-17:59, 23:00-0:59 | 1:00-6:59 |

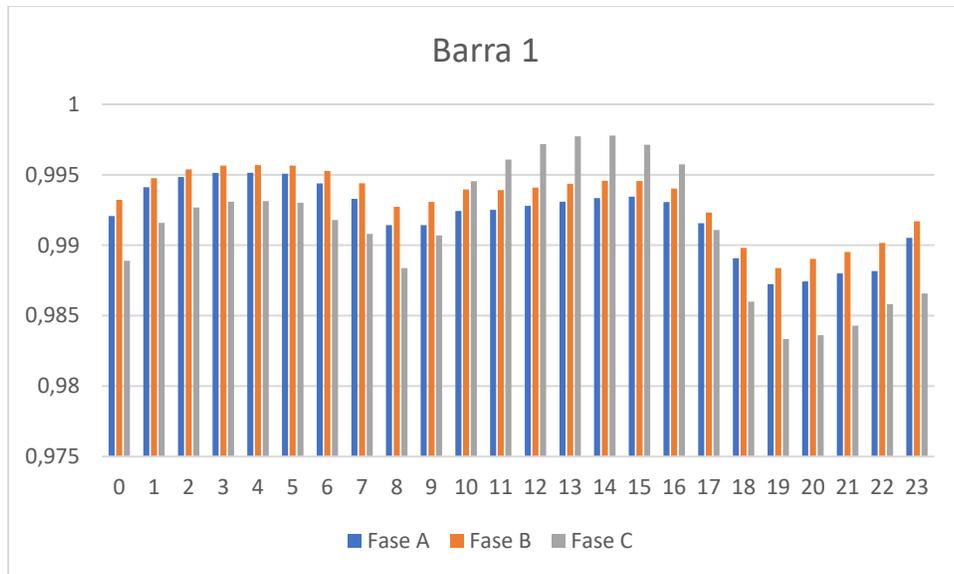


Fig. 3.22. Regulación de tensión en la barra 1, caso TOU y BESS (p.u.)

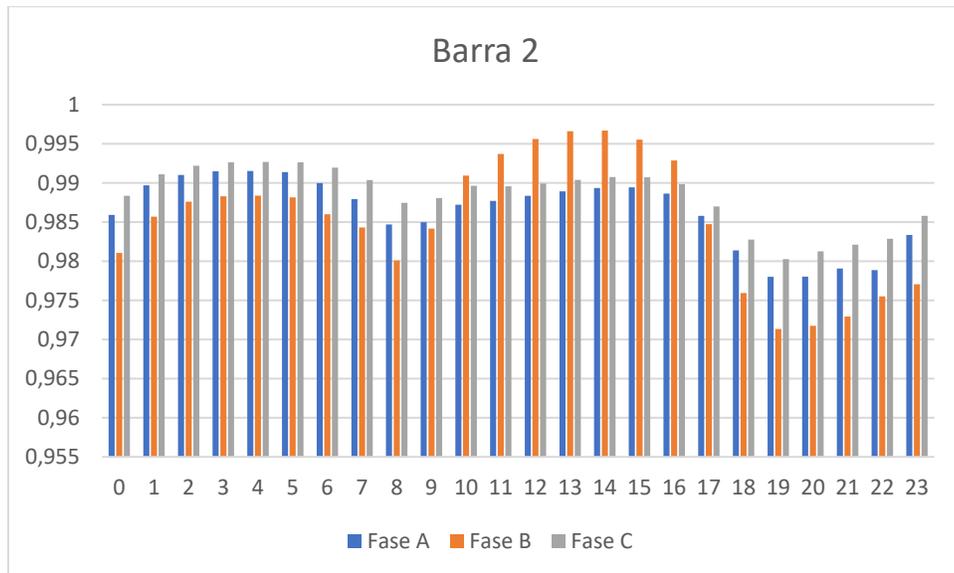


Fig. 3.23. Regulación de tensión en la barra 2, caso TOU y BESS (p.u.)

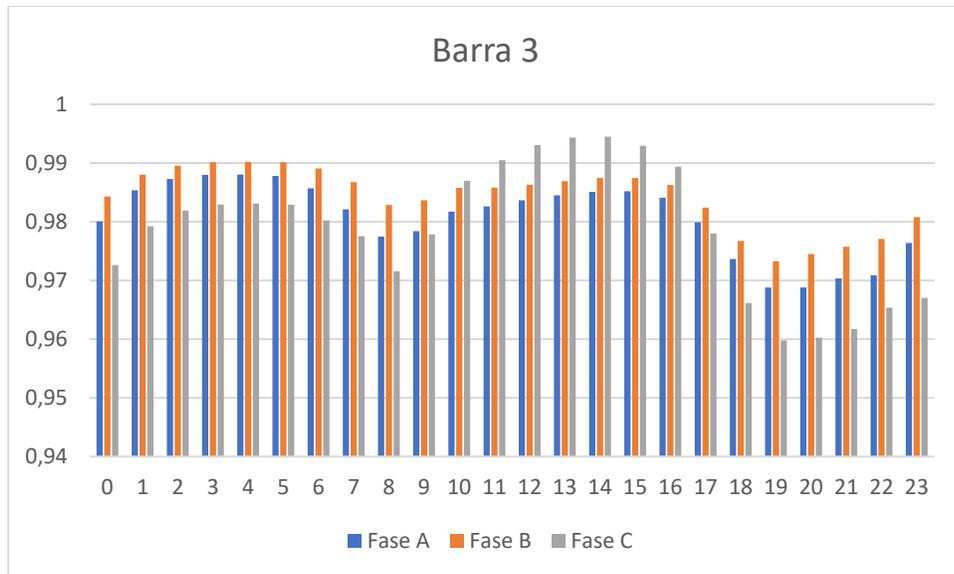


Fig. 3.24. Regulación de tensión en la barra 3, caso TOU y BESS (p.u.)

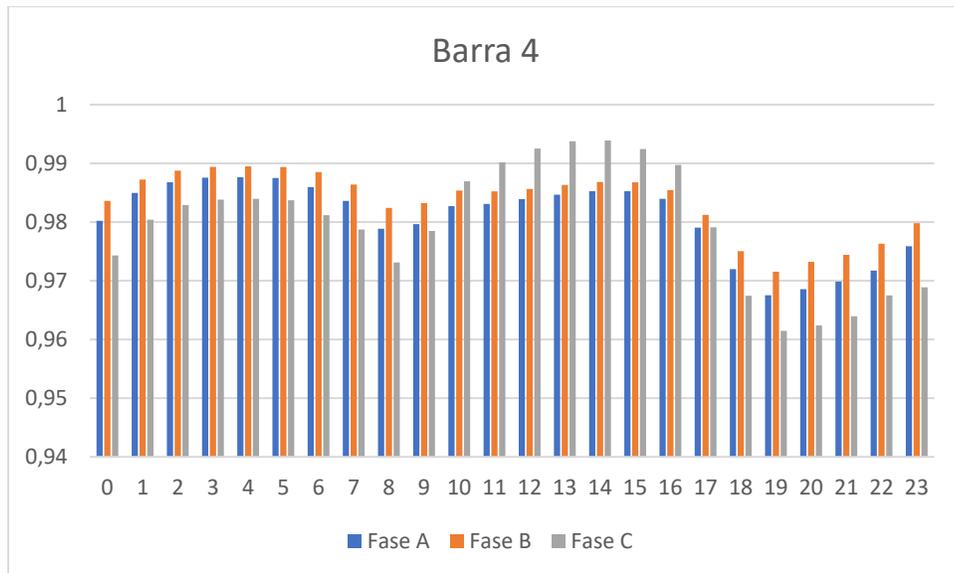


Fig. 3.25. Regulación de tensión en la barra 4, caso TOU y BESS (p.u.)

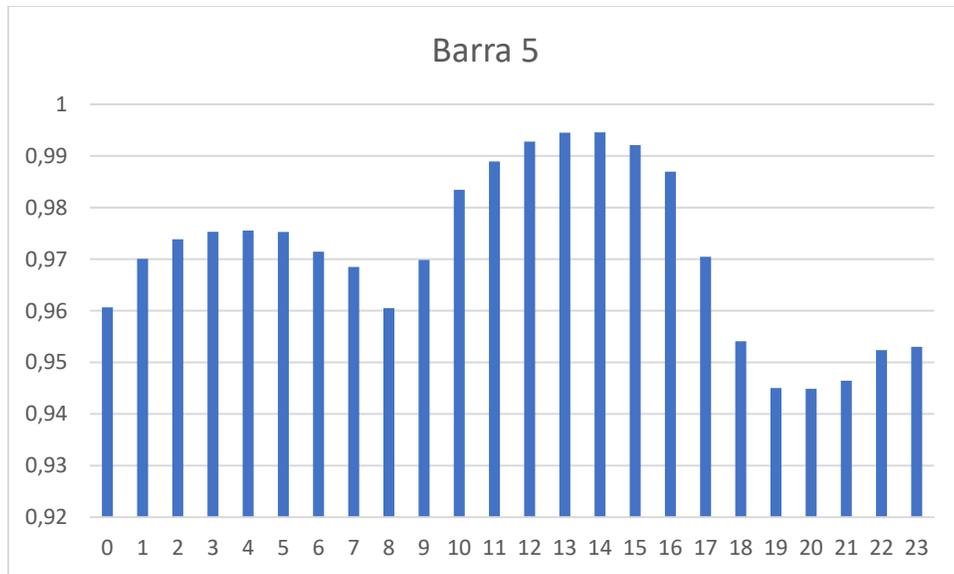


Fig. 3.26. Regulación de tensión en la barra 5, caso TOU y BESS (p.u.)

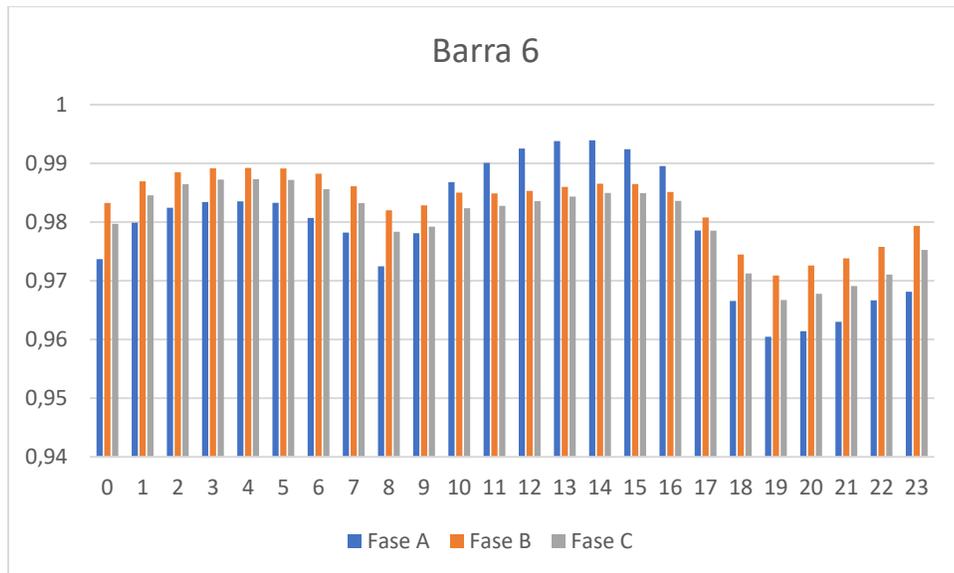


Fig. 3.27. Regulación de tensión en la barra 6, caso TOU y BESS (p.u.)

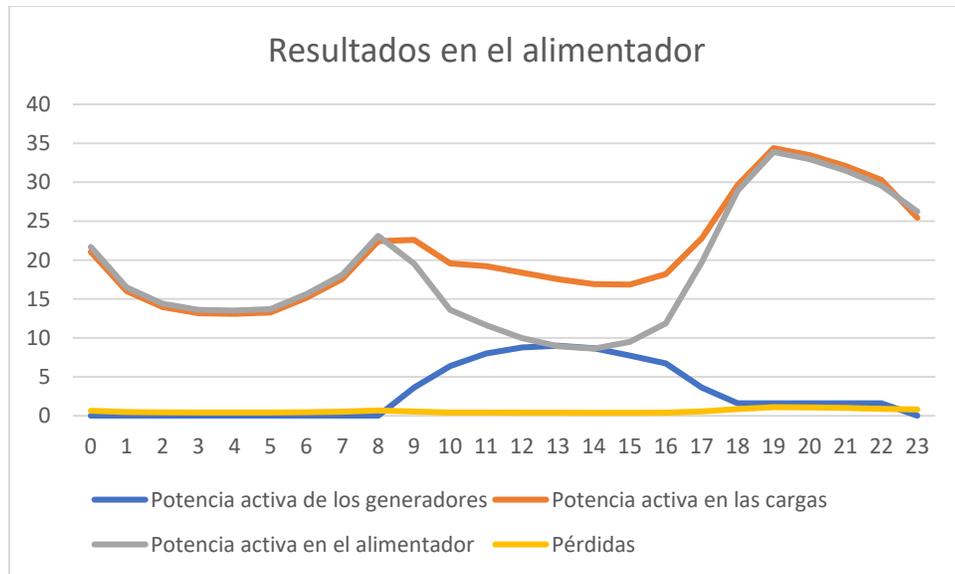


Fig. 3.28. Resultados en el alimentador, caso TOU y BESS (kW)

La regulación de tensión alcanza su valor mayor a las 19:00 horas en la barra 5, con una tensión de 0,9488 p.u. En el mismo horario, las pérdidas en el sistema alcanzan su máximo valor, siendo de 1,008 kW. En el caso anterior, las pérdidas alcanzaban su valor máximo a las 18:00 y eran de 1,299 kW, mientras que la regulación en dicho horario era de 0,9368 p.u. Por lo tanto, las estrategias de gestión de demanda pueden mejorar el comportamiento del sistema de distribución en horarios donde la GDPV no es suficiente.

3.5 Simulación en MT

Las siguientes simulaciones se realizan en una red de media tensión real, correspondiente al sistema de distribución de Temuco, de la Compañía General de Electricidad (CGE). El sistema en estudio tiene una tensión nominal de 15 kV y es tiene una densidad alta, por lo que la regulación de tensión máxima admisible es de $\pm 6\%$. El alimentador en estudio es Pumalal, el cual se muestra en la Fig. 3.29. El alimentador presenta 27 transformadores, modelados como cargas, de los cuales 8 son bifásicos y 19 son trifásicos. Los perfiles de carga corresponden a ponderaciones de perfiles residenciales y comerciales.

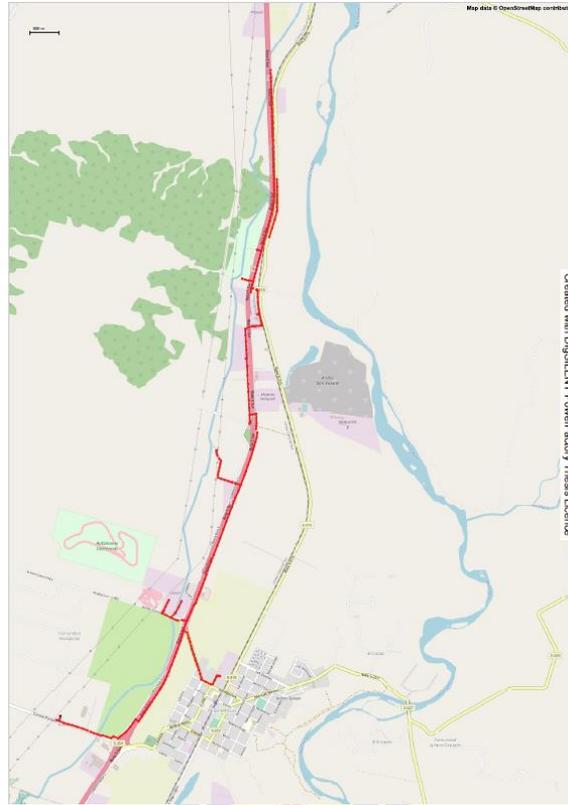


Fig. 3.29. Alimentador Pumalal

3.5.1 Simulación cuasi dinámica: Caso base

Una vez definidos los perfiles de carga en los transformadores, se procede a realizar la simulación cuasi dinámica. Los voltajes en el alimentador se muestran en Fig. 3.30 y las pérdidas se muestran en Fig. 3.31.

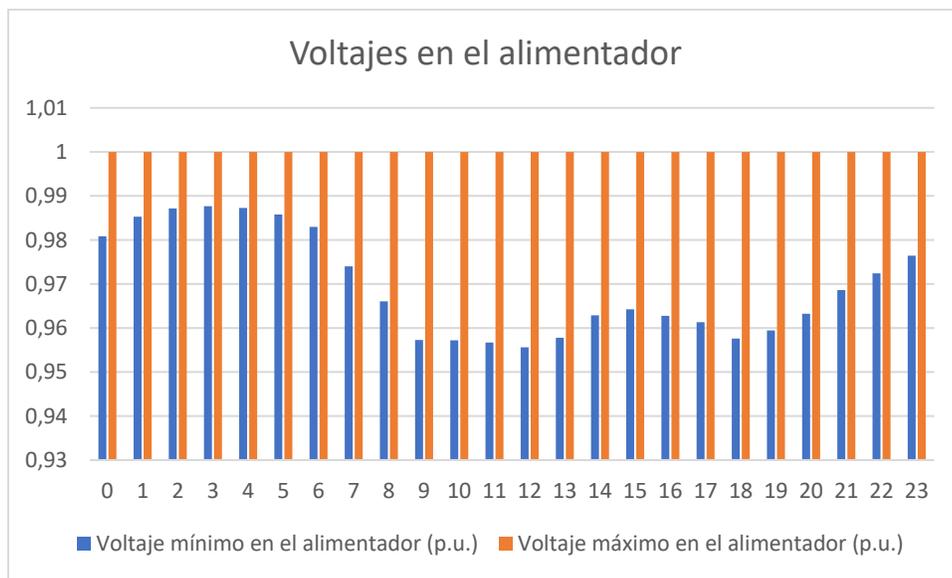


Fig. 3.30: Voltajes en el alimentador Pumalal (p.u.).

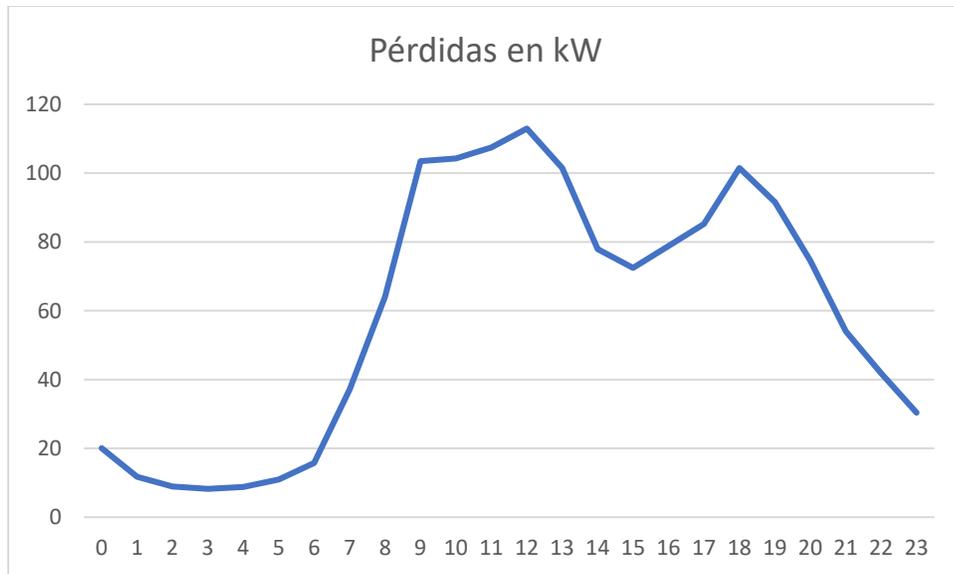


Fig. 3.31: Pérdidas en el alimentador Pumalal (kW).

En la simulación se puede notar que la tensión está dentro de un rango permitido por la norma, alcanzando un mínimo de 0,9556 p.u. a las 12:00 horas, y un promedio de 0,9696 en el nodo con tensión más baja. En el punto de tensión más alta, ésta se mantiene en un valor de 1 p.u., principalmente debido a que las cargas se encuentran alejadas de la barra de oscilación. Con respecto a las pérdidas, éstas alcanzan su valor más alto a las 12:00 horas, de 112,955 kW, y un promedio de 59,3265 kW.

3.5.2 Simulación cuasi dinámica: Tarifa TOU y paneles PV.

Al igual que en los modelos de prueba, se modifican los perfiles de carga respondiendo al caso en que se aplica un esquema tarifario TOU. Se implementan paneles fotovoltaicos en los nodos de carga, representando el conjunto de las unidades de GD que implementan los usuarios finales. Para definir los bloques horarios de la tarifa TOU, se consideran los perfiles de carga de cada transformador, pero se les resta el perfil de generación de las unidades de GD. Una vez adaptados los perfiles de carga al esquema tarifario, se les suma la generación fotovoltaica a los nuevos perfiles de carga. Así, los bloques horarios sólo consideran la potencia proveniente de la red externa. En Fig. 3.32 se muestra la tensión en el alimentador y en Fig. 3.33 se muestran las pérdidas.

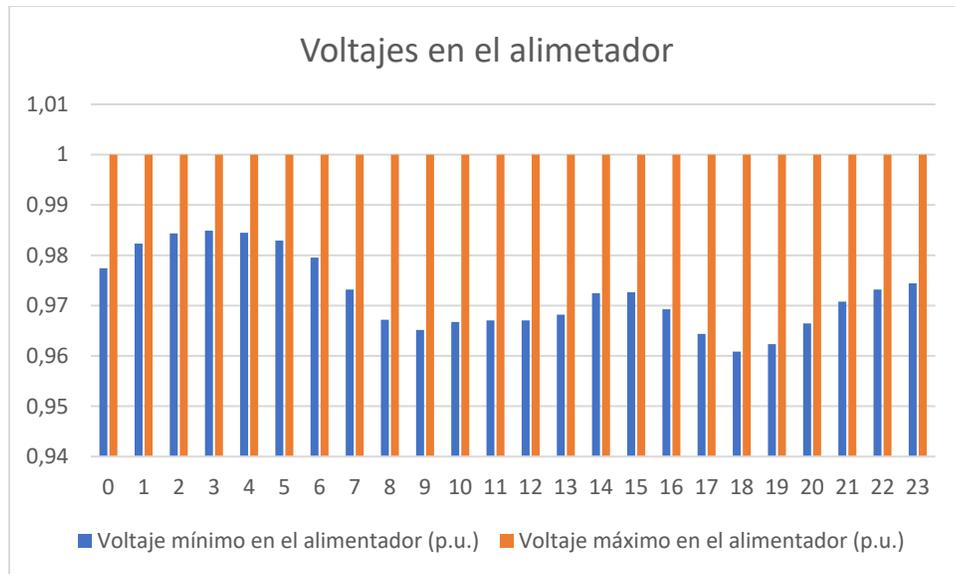


Fig. 3.32: Voltajes en el alimentador Pumalal, caso GD y TOU (p.u.)



Fig. 3.33: Pérdidas en el alimentador, caso GD y TOU (kW)

Los resultados de la simulación indican que la regulación de tensión se mantiene en los valores admisibles por la norma, pero acercándose más al 1 p.u., además de que tampoco hay escenarios donde se supere el valor nominal en ningún nodo. La tensión alcanza su valor mínimo a las 18:00 horas, el cual es de 0,9608 p.u. y un promedio de 0,9724 p.u., mientras que las pérdidas alcanzan su valor máximo en la misma hora, llegando a 84,726 kW. La aplicación de la tarifa TOU e implementación de generación distribuida redujo las pérdidas máximas en un 29,37%.

3.6 Confiabilidad

Para evaluar los índices de confiabilidad presentados en la Sección 2.5, se considera el sistema de distribución de prueba de baja tensión de la Sección 3.4, pero desconectando la línea 4 para así tener un sistema radial. Se posicionan equipos de protección en las barras 2 y 4 con un tiempo de reparación de 5,7 horas/falla [48], un equipo de maniobra con un tiempo de restauración de 0,5 horas y un interruptor normalmente abierto en la barra 5. Las líneas tienen una tasa de falla de 0,168 fallas/año. Al igual que en el sistema de prueba, las barras 2, 3, 4 y 6 tienen tres clientes cada una, mientras que la barra 5 tiene 1. El costo del kWh se asume de 155 \$/kWh, por lo que el costo de la ENS es de 2.325 \$/kWh. Es importante considerar que, la Norma Técnica establece que, en caso de ocurrir una falla o una desconexión programada, los prosumidores podrán abastecer su propio consumo, pero no podrán inyectar energía a la red sin autorización previa de la Empresa Distribuidora [49]. Se asume que el equipo de generación conectado en la barra 5 es capaz de suministrar a las cargas en las barras 4 y 6, con una indisponibilidad de 0,8 horas/año, y se evalúa el efecto en los índices de confiabilidad en caso de que el cliente cuenta con la autorización correspondiente para operar en isla. Los resultados se indican en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Resultados de la evaluación de confiabilidad

| Índice | Caso sin GD | Caso con GD | Caso con GD y TOU |
|--------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| SAIFI | 1,728 fallas/año-cliente | 1,728 fallas/año-cliente | 1,728 fallas/año-cliente |
| SAIDI | 4,699 horas/año-cliente | 3,819 horas/año-cliente | 3,819 horas/año-cliente |
| CAIDI | 2,253 horas/falla-cliente | 2,210 horas/falla-cliente | 2,210 horas/falla-cliente |
| ASUI | $5,364 \cdot 10^{-4}$ | $4,6119 \cdot 10^{-4}$ | $4,6119 \cdot 10^{-4}$ |
| ENS | 104,0757 kWh/año | 83,698 kWh/año | 79,680 kWh/año |
| CENS | 241.976 \$/año | 194.598 \$/año | 185.256 \$/año |

Al incluir equipos de generación en la barra 5, con capacidad y autorización de suministrar a las cargas en las barras 4 y 6, se puede observar una mejora en los índices de confiabilidad relacionados con la indisponibilidad de suministro, mientras que no hay cambios en los relacionados a la tasa de falla. La aplicación de la tarifa TOU como estrategia de respuesta de demanda sólo tiene efecto en la ENS y CENS, ya que esta disminuye la potencia media en los puntos de carga.

4. Evaluación económica

4.1 Introducción

El presente capítulo consiste en calcular las variables econométricas que se obtienen luego de invertir en generación distribuida fotovoltaica para distintos niveles de consumo y generación. También se cuantifica el efecto de la gestión de demanda.

4.2 Cargos en la boleta eléctrica

En [50] se muestran los cargos asociados a las distintas opciones tarifarias para los clientes regulados en distintas zonas de concesión. Para efectos de este estudio, se considerará a un cliente suscrito a la tarifa BT1 en la comuna de Concepción, siendo suministrado por CGE Distribución. Los cargos se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Cargos en la boleta de suministro eléctrico [50]

| Cargo | Precio |
|--|---------------|
| Cargo fijo mensual BT1 | \$1.046,93 |
| Cargo por uso del sistema de transmisión | 26,865 \$/kWh |
| Cargo por servicio público | 3,540 \$/kWh |
| Cargo por energía | 90,361 \$/kWh |
| Cargo por compras de potencia | 17,687 \$/kWh |
| Cargo por potencia base en su componente del sistema de distribución | 16,552 \$/kWh |

Se considera un precio nudo de 65,176 \$/kWh, precio al cual se remunera al prosumidor por kWh inyectado a la red [51].

4.3 Equipos de generación on-grid

En el siguiente caso de estudio, se utilizarn como referencia los kit solares comercializados por la empresa Solar Store. El kit solar on grid de 3 kWp, ofrece una generación promedio de 375 kWh/mes en la zona centro-sur de Chile con una irradiación diaria promedio de 150 W/m², tiene un valor de \$2.280.000 (IVA incluido), e incluye los siguientes elementos:

- 1 inversor on grid de 3000 W;
- 12 paneles solares policristalinos 280 W / 24 V;
- 24 m de cable solar de 4 mm;
- 2 set de conectores Mc4.

El kit solar on grid de 1 kWp ofrece una generación promedio de 175 kWh/mes bajo las mismas condiciones, y tiene un valor de 1.030.000 incluye los siguientes elementos:

- 1 inversor on grid de 1000 W.
- 4 paneles solares de 280 W / 24 V policristalinos;
- 24 m de cable solar de 4 mm;
- 2 set de conectores Mc4.

Es necesario tener una estructura de montaje y un medidor bidireccional para poder inyectar energía a la red. Solar Store ofrece una estructura de montaje para 6 paneles a un costo de \$175.000, y un medidor bidireccional monofásico a \$75.000. Ambos precios incluyen IVA.

En [52] se muestran los costos asociados a la conexión de equipos de generación residencial, los cuales se enseñan en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Tarifas para conexión de equipamiento de generación residencial [53]

| Actividad | Precio en UF |
|--|--------------|
| Respuesta a solicitud de información formulario 1. | 1,09 |
| Respuesta a solicitud de conexión | 0,09 |
| Cambio a medidor bidireccional monofásico en BT. | 0,66 |
| Total | 1,84 |

Se indica que el valor de la UF es el correspondiente al del 1 de agosto del 2023, es decir, \$36.046,72, por lo tanto, el valor asociado a la conexión de los equipos de generación es de \$66.326,

Teniendo en consideración los costos asociados, la inversión inicial para un equipo de generación de 1 kWp es de \$1.346.326, y para un equipo de generación de 3 kWp es de \$2.771.326.

Se realiza la evaluación económica para un cliente con consumo alto (10 kWh diarios) y un cliente de consumo medio (7 kWh diarios). Se considera un periodo de 25 años y una tasa de descuento de 10%, además, el ahorro será considerado como el ingreso. Los resultados se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Resultados de la evaluación económica on grid

| Consumo diario | 10 kWh | | 7 kWh | |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|
| Capacidad instalada | 3 kW | 1 kW | 3 kW | 1 kW |
| Ahorro anual | \$ 389.200 | \$ 249.600 | \$ 387.600 | \$ 207.600 |
| VAN | \$ 761.457 | \$ 919.303 | \$ 746.934 | \$ 644.393 |
| Tiempo de retorno | 14 años | 9 años | 14 años | 11 años |
| TIR | 13,44% | 18,26% | 13,38% | 14,95 % |

De los resultados, se puede notar que la implementación de GD es más rentable en instalaciones con mayor consumo, ya que debido que la energía inyectada a la red es valorizada a una tasa menor que la energía que es comprada por el usuario final, por lo tanto, cliente se ve más beneficiado consumir la energía generada por sus equipos de generación que inyectar energía a la red. Además, cuando se sobredimensionan los equipos de generación, a pesar de obtener un mayor ahorro anual, la rentabilidad es menor, debido a que se requiere una mayor inversión inicial y gran parte de la energía generada es inyectada a la red.

Así, al definir los bloques para una tarifa TOU, es importante considerar los horarios con irradiación solar. Al considerarlos como horario valle (menor precio), habrá mayor disposición por parte del usuario a desplazar su consumo en los horarios punta hacia horarios donde pueden consumir la energía autogenerada.

Se vuelve a realizar la evaluación económica, esta vez modificando los perfiles de demanda considerando una tarifa TOU. Los resultados se indican en la Tabla 4.4:

Tabla 4.4: Evaluación económica considerando respuesta de demanda

| Consumo diario | 10 kWh | | 7 kWh | |
|---------------------|-------------|-------------|------------|------------|
| Capacidad instalada | 3 kW | 1 kW | 3 kW | 1 kW |
| Ahorro anual | \$465.800 | \$294.300 | \$ 390.400 | \$ 232.600 |
| VAN | \$1.476.579 | \$1.325.046 | \$772.350 | \$764.663 |
| TROI | 9 años | 7 años | 13 años | 7 años |
| TIR | 16,43% | 21,69 % | 13,49% | 16,93% |

4.4 Equipos de generación off grid

La empresa Solar Store también ofrece también kits de generación off grid. Se considera uno de 2000 W, el cual ofrece una generación media de 130 kWh, considerando una irradiación diaria promedio de 150 W/m² tiene un valor de \$1.620.000 (IVA incluido) e incluye los siguientes elementos:

- Inversor cargador de 2000 W de onda pura con controlador PWM;
- 4 paneles solares policristalinos 280 W / 24 V;
- 4 baterías 120 Ah 12 V de ciclo profundo;
- Conectores, cableado y protección.

Para el equipo de generación off grid, se realiza una evaluación económica tanto en un escenario actual como uno con gestión de demanda, usando también un periodo de 25 años y una tasa de descuento de 10%. Los resultados de la evaluación económica se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Evaluación económica para equipos de generación off grid

| | Sin TOU | | Con TOU | |
|--------------|------------|-----------|-------------|-------------|
| | 10 kWh | 7 kWh | 10 kWh | 7 kWh |
| Ahorro anual | \$ 298.800 | \$236.400 | \$338.400 | \$356.600 |
| VAN | \$ 775.893 | \$209.486 | \$1.135.344 | \$1.300.564 |
| TROI | 11 años | 18 años | 9 años | 9 años |
| TIR | 14,96 % | 11,39% | 13,14% | 18,13% |

Se observa que, para el caso sin gestión de demanda, si bien se obtienen resultados rentables, no son mejores que en el caso de instalar un sistema on grid, principalmente para los clientes con consumo más bajo, donde es más recomendable instalar un equipo sin sistemas de almacenamiento.

Al aplicar la tarifa TOU, sin embargo, la rentabilidad aumenta de manera considerable, principalmente para los clientes con menor consumo esto es debido a que es posible acumular la energía en lugar de inyectarla, para así consumirla en los horarios punta donde se cobra más por kWh, prácticamente sin consumir energía de la red en dicho horario.

4.5 Conclusiones

De la evaluación económica se obtiene que los clientes con mayor consumo son los que más ahorrarán al implementar equipos de generación distribuida, debido que se obtiene un mayor ahorro al consumir la energía autogenerada en lugar de inyectarla a la red. Al implementar estrategias de respuesta de demanda, son los que más ven aumentada su rentabilidad, lo cual es beneficioso para la red de distribución, debido a que las cargas con mayor consumo son las que más aumentan la regulación de tensión y pérdidas técnicas, por lo que aplicar una tarifa TOU beneficiaría tanto al prosumidor como a la empresa distribuidora.

Con respecto a la implementación de baterías, en el escenario actual no es rentable para los prosumidores residenciales invertir en equipos de almacenamiento, ya que su rentabilidad es menor o igual en el mejor de los casos a invertir en sistemas on grid. Sin embargo, al aplicar la tarifa TOU los clientes pueden autoabastecerse en horarios donde el precio de la energía es más alto e incluso inyectar energía a la red en dichos horarios



5. Conclusiones

5.1 Sumario

En el presente estudio se evaluó el efecto de la generación distribuida fotovoltaica en el marco de la Ley 21.118 en sistemas de distribución de baja y media tensión, así como el de los perfiles de demanda modificados por la estrategia de respuesta de demanda Time of Use.

Se cuantificaron los cambios en regulación de tensión, pérdidas técnicas y los índices de confiabilidad para comprobar si el incentivar la implementación de generación distribuida es beneficioso para la red de distribución.

Por el lado del usuario final, se realizó una evaluación económica a 25 años para diferentes niveles de consumo y capacidad instalada.

5.2 Conclusiones

La creación de un agente comercializador y un gestor de información mediante la Ley de Portabilidad Eléctrica puede crear un escenario en que los usuarios puedan optar por una tarifa por tiempo de uso, lo cual puede dar a los clientes un beneficio económico por gestionar su perfil de demanda, así como mejorar el funcionamiento del sistema de distribución reduciendo los picos de demanda, reduciendo así la regulación de tensión y las pérdidas técnicas de éste. Este escenario con gestión de demanda puede también mejorar los beneficios de la generación distribuida fotovoltaica, incentivando así su implementación,

Los resultados de las simulaciones cuasi dinámicas muestran que la implementación de generación distribuida fotovoltaica en sistemas de distribución de baja y media tensión tiene efectos positivos en el funcionamiento de la red, reduciendo la regulación de tensión y pérdidas en los horarios que cuentan con generación solar, especialmente si se incorporan en los nodos del sistema que se encuentran más alejados de la barra de oscilación. Estos beneficios se ven potenciados cuando se aplica la tarifa de tiempo de uso, ya que así se mejora el comportamiento del sistema en los horarios donde no hay generación fotovoltaica.

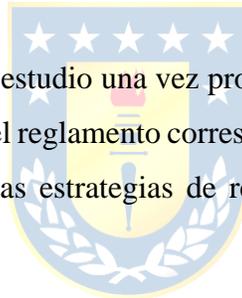
La confiabilidad del sistema también mejora al incorporar generación distribuida, siempre y cuando los clientes tengan autorización de operar en isla y cuenten con la capacidad instalada de suministrar a los clientes de su zona respectiva. En este apartado, la implementación de la tarifa de tiempo de uso sólo afecta a los índices orientados a la carga y energía, siendo estos los índices ENS y

CENS, ya que no afectaría a la tasa de fallas y indisponibilidad de suministro del sistema de distribución.

La evaluación económica muestra que, en el escenario actual, es rentable para los usuarios finales implementar equipos de generación, principalmente para los que presenten un consumo mayor, ya que el ahorro por consumir la energía generada es mayor al pago por inyección de la empresa distribuidora. Sin embargo, es menos rentable para los clientes incorporar equipos de almacenamiento, debido a que como la energía está valorizada al mismo precio en todos los horarios, gestionar el consumo presenta ventajas para los consumidores. Sin embargo, cuando se aplican estrategias de gestión de demanda, no sólo aumenta la rentabilidad para la implementación de generación distribuida, sino que también mejora la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento, ya que permite que los clientes puedan acumular la energía producida por los equipos de generación en los horarios donde la energía es más barata y consumirla o inyectarla en los horarios punta mejorando considerablemente el ahorro en la boleta de suministro eléctrico.

5.3 Trabajo futuro

Contrastar los resultados de este estudio una vez promulgada la Ley de Portabilidad Eléctrica con su respectivo reglamento, así como el reglamento correspondiente a la Ley 21.505 para corroborar si estos reglamentos permiten aplicar las estrategias de respuesta de demanda propuestas en este documento.



Referencias

- [1] Listado de instalaciones inscritas ante la SEC, mediante el TE4, 2023. <https://3b9x.short.gy/6oScRc>
- [2] F. Fuentes, E. Sauma, A. van der Weidje, “The Scottish experience in community energy development: A starting point for Chile,” *Renew. Sust. Energy Rev.*, vol. 113, oct., 2019. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.046>
- [3] P. Pereira da Silva, G. Dantas, G. Pereira, L. Câmara, N. de Castro, “Photovoltaic distributed generation – An international review on diffusion, support policies and electricity sector regulatory adaptations,” *Renew. Sust. Rev.*, vol. 113 pp. 30-39, abril, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.028>
- [4] J. Osorio-Aravena, J. de la Casa, J. Töfflinger, E. Muñoz-Cerón “Identifying barriers and opportunities in the deployment of the residential photovoltaic prosumer segment in Chile,” *Sust. Cities and Society*, vol. 69, junio, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.102824>
- [5] G. Szwarz, “Considerations on distributed generation using renewables energies in Argentina,” *Ingenio Tecnológico*, vol. 3, 2021. <http://portal.amelica.org/ameli/journal/266/2662024005/>
- [6] R. Espinoza, E. Muñoz-Cerón, J. Aguilera, J. de la Casa, “Feasibility evaluation of residential photovoltaic self-consumption projects in Peru,” *Renew. Energy*, vol. 136, pp. 414-427, junio, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.003>
- [7] A. Ordóñez, E. Sánchez, L. Rozas, R. García, J. Parra-Domínguez, “Net-metering and net-billing in photovoltaic self-consumption: The cases of Ecuador and Spain,” *Sust. Energies Technologies and Assesments*, vol. 53, part A, oct., 2022. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102434>
- [8] J. López Prol, K. Steininger, “Photovoltaic self-consumption is now profitable in Spain: Effects on the new regulation on prosumers’ internal rate of return”, *Energy Policy*, vol. 146, nov., 2020. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111793>
- [9] F. Saquib, A. Chakma, A. Rahman, F. Sneha, M. Shiblee, M. Raid, “A case study on the cost-effectiveness of net Energy metering of residential grid-connected photovoltaic in the context of Bangladesh,” *2021 5th International Conference on Electrical Engineering and Information Communication Technology (ICEEICT)*, Dacca, Bangladés, nov., 2021. <https://doi.org/10.1109/ICEEICT53905.2021.9667846>

- [10] J. Gunawan, T. Alifia, K. Fraser, “Achieving renewable energy targets: The impact of residential solar PV prosumers in Indonesia,” *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, vol. 31, pp. 111-123, oct., 2021. <https://doi.org/10.5278/ijsepm.6314>
- [11] N. Troncoso, L. Rojo-González, M. Villalobos, O. Vásquez, H. Chávez “Economic decision-making tool for distributed solar photovoltaic panels and storage: the case of Chile,” *Energy Procedia*, vol. 159, pp. 388-393, feb., 2019. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.071>
- [12] M. Montané, L. Ruiz-Valero, C. Labra, J. Faxas-Guzmán, A. Girard, “Comparative energy consumption and photovoltaic economic analysis for residential buildings in Santiago de Chile and Santo Domingo of the Dominican Republic,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 146, ago., 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111175>
- [13] C. Maestri, M. Andrade, “Priorities for tariff compensation of distributed electricity generation in Brazil,” *Utilities Policies*, vol. 76, junio, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101374>
- [14] L. Cisterna, L. Améstica-Rivas and M. Piderit, “Proyectos fotovoltaicos en generación distribuida ¿Rentabilidad privada o sustentabilidad ambiental?,” *Revista Politécnica*, vol. 45, no. 2, pp. 31-40, mayo, 2020. <https://doi.org/10.33333/rp.vol45n2.03>
- [15] M. Alotaibi, A. Almutairi, M. M. A. Salama, “An approach for managing DG investment proposals considering system constrains and DG Incentives,” in *2018 IEEE Canadian Conf. Electrical & Computer Engineering (CCECE)*, Quebec, Canadá, mayo, 2018. <https://doi.org/10.1109/CCECE.2018.8447667>
- [16] M. Alotaibi, M. Salama, “An incentive-based multistage planning model for smart distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Syatems*, vol. 33, no. 5, pp. 5469-5485, sep., 2018. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2805322>
- [17] V. Gjorgievski, S. Cundeva, M. Markovska, G. Georghiou , “Virtual net-billing: A fair sharing method for collective self-consumption”, *Energies*, vol. 254, part B, sep., 2022. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124246>
- [18] Z. Zhu X. Wang, Y. Wang, J. Huang, X. Chen, “Cooperative operation for rooftop photovoltaic distributed generation and residential buildings,” *2021 IEEE 5th Conf. on Energy Inernet and Energy System Integration (EI2)* Taiyuan, China, oct., 2021. <https://doi.org/10.1109/EI252483.2021.9712893>

- [19] R. Jain, V. Mahajan, "Impact of multiple DG penetration in energy market," *2020 IEEE 1st Int. Conf. Convergence in Engineering (ICCE)*, pp. 452-457, Calcuta, India, sep., 2020. <https://doi.org/10.1109/ICCE50343.2020.9290738>
- [20] O. Montoya, A. Grajales, A. Garces, C. Castro, "Distribution systems operation considering energy storage devices and distributed generation," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, pp. 890-900, mayo, 2017. <https://doi.org/10.1109/TLA.2017.7910203>
- [21] P. Juárez Stecanella, D. Vieira, M. Leite Vasconcelos, A. de L. Ferreira Filho, "Statistical analysis of photovoltaic distributed generation penetration impacts on a utility containing hundreds of feeders," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 175009-175019, sep., 2020. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3024115>
- [22] E. Sánchez, A. Ordoñez, A. Sanchez, R. García Ovejero, J. Parra-Domínguez, "Exploring the benefits of photovoltaic non-optimal orientations in buildings," *Applied Sciences*, vol. 11, no. 21, pp. 9954, oct., 2021. <https://doi.org/10.3390/app11219954>
- [23] G. Sultama, B. K. Keshavan, "Evaluation of performance and reliability indices of a micro-grid with distributed generation," *2020 IEEE REGION 10 CONFERENCE*, Osaka, Japón, nov., 2020. <https://doi.org/10.1109/TENCON50793.2020.9293700>
- [24] V. Gómez, C. Hernández, E. Rivas, "La Influencia de los niveles de penetración de la generación distribuida en los mercados energéticos," *Información Tecnológica*, vol. 29, no. 1, pp. 117-128, feb., 2018. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642018000100117>
- [25] A. Fleischhacker, H. Auer, G. Lettner, A. Botterud, "Sharing solar PV and energy storage in apartment buildings: resource allocation and pricing" *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 3963-3973, julio, 2019. <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2844877>
- [26] M. Varo-Martínez, L. Fernández-Ahumada, R. López-Luque, J. Ramírez-Faz, "Simulation of self-consumption photovoltaic installations: profitability thresholds," *Applied Sciences*, vol. 11, no. 14, pp. 6517, julio, 2021. <https://doi.org/10.3390/app11146517>
- [27] R. Alvaro-Hermana, J. Merino, J. Fraile-Ardanuy, S. Castillo-Solis, D. Jiménez, "Shared self-consumption economic analysis for a residential energy community," *2019 Int. Conf. Smart Energy Systems Technologies (SEST)*, Oporto, Portugal, sep., 2019. <https://doi.org/10.1109/SEST.2019.8849101>

- [28] A. Zain, M. Ridzuan, N. Ali, “Impacts of incorporating distributed generation (DG) to the reliability of electric distribution network using Monte Carlo simulation (MCS),” en *Electricity Techonology International Conference (ETIC 2022)*, Kuantan, Malasia, sep. 2022. <https://doi.org/10.1049/icp.2022.2639>
- [29] M. Hamidan, F. Borousan, “Optimal planning on distributed generation and battery storage systems simultaneously in distribution networks for loss reduction and reliability improvement,” *Journal of Energy Storage*, vol. 46, feb. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103844>
- [30] V. Venizelou, G. Makrides, V. Efthymmiou, G. Georghiou, “Methodology for deploying cost-optimum price-based demand side management for residential prosumers,” *Renewable Energy*, vol. 153, pp. 228- 240, feb., 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.02.025>
- [31] J. Mostacilla-Paz, G. Coria-Pantano, A. Romero-Quete, “Dynamic electricity tariff in distribution systems: bibliometric analysis and literatura review,” *2022 IEEE Congress in Argentina (ARGENCON)*, San Juan, Argentina, sep., 2022. <https://doi.org/10.1109/ARGENCON55245.2022.9940015>
- [32] H. Yang, L. Wang, Y. Ma, “Optimal time of use electricity pricing model and its application to electrical distribution system,” *IEEE Access*, vol. 7, pp.123558-123568, ago., 2019. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2938415>
- [33] C. Li, G. Ding, L. He, F. Cao, “Peak-valleu time-of-use tariff formulaion method base on net load curve,” en *2022 IEEE/AIS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia)*, Shanghái, China, julio, 2022. <https://doi.org/10.1109/ICPSAsia55496.2022.9949644>
- [34] S. Hamim, F. Hossain, M. Hasan, D. Sarkar, M. Mainuddin, “A time of use tariff based demand side management algorithm for residential costumers,” en *2022 4th International Conference on Sustainable Technologies for Indusy 4.0 (STI)*, Daca, Bangladés, dic., 2022. <https://doi.org/10.1109/STI56238.2022.10103303>
- [35] M. Bertossi, J. Vaschetti, D. Ferreyra, M. Piumetto, “Impacto de distintos esquemas de facturación en generación distribuida su relación con el recupero de la inversión realizada por el usuario,” *CIDEL Argentina 2018*, Buenos Aires, Argentina, sep., 2018. <https://ria.utn.edu.ar/handle/20.500.12272/4410?show=full>

- [36] P. Juá Stecanella, R. Camargos, D. Vieira, E. Domingues, A. de L. Ferreira Filho, “A methodology for determinig the incentive policy for photovoltaic distributed generation that leverages its technical benefits in the distribution system” *Renewable Energy*, vol. 199, pp. 474-485, nov., 2022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.002>
- [37] Ley N°21.118, Modifica Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de la generación distribuida, nov., 2018. <https://bcn.cl/2z52w>
- [38] Ley N°21.505, Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, nov., 2022. <https://bcn.cl/39z5u>
- [39] Decreto N°57, Aprueba el reglamento de generación distribuida para autoconsumo, sep., 2020. <https://bcn.cl/2o67m>
- [40] Mensaje N°156-368 [Ministerio de Hacienda]. Informe financiero. Proyecto de Ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica, sep., 2020. <https://www.camara.cl/legislacion/ProyectosDeLey/tramitacion.aspx?prmID=14341>
- [41] Comisión Nacional de Energía. Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, dic., 2019. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>
- [42] Comisión Nacional de Energía. Norma Técnica de Disponibilidad de Suministro y Compensaciones, dic., 2020. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>
- [43] A. Bokhari, A. Alkan, R. Dogan, M. Diaz-Aguiló, F. de León, D. Czarkowsky, Z. Zibar, L. Birenbaum, A. Noel, R. Uosef, “Experimental determination of the ZIP coefficients for modern residential, commercial, and industrial loads,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, no. 3, pp. 1372-1381, junio, 2014. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2285096>
- [44] A. Hermosilla Álvarez, O. Pérez Flores, “Flujo de potencia trifásico en baja tensión,” Seminario de Título, Ingeniero de Ejecución en Electricidad, Universidad del Bio-Bio, Concepción, Chile, 1997.
- [45] C. Mejías Ramírez, “Propuesta de un agente comercializador en SD con el fin de maximizar el negocio de la venta de energía cliente-generator y optimizar la operación de red del SD,” Informe de Memoria de Título para optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Concepción, marzo, 2016.

- [46] S. Sáez Garrido, “Propuesta de un agente comercializador para sistemas de distribución, que mejore la operación del SD y maximice el precio de venta de potencia eléctrica,” Informe de Memoria de Título para optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Concepción, marzo, 2016.
- [47] National Renewable Energy Laboratory, *Commercial and residential hourly load profiles for all TMY3 locations in the United States*, Estados Unidos, nov., 2014.
- [48] M. Ridzuan, M. Rusli, N. Mohd Saad, “Reliability performance of low voltage (LV) network configuration,” *InECCE2019, Lecture Notes in Electrical Engineering*, vol. 632, pp. 783-793 marzo, 2020. <https://doi.org/10.25984/1788456>
- [49] Comisión Nacional de Energía. Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión, junio 2019. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>
- [50] Comisión Nacional de Energía, Resolución Exenta N°349, Comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional, agosto, 2023. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/08/Rex-CNE-349-indexación-PNCP-Ago-23.pdf>
- [51] Compañía General de la Electricidad – Tarifa de suministro eléctrico, 1 de enero de 2023. <https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/>
- [52] Compañía General de la Electricidad – Tarifas para conexión de Equipamiento de Generación Residencial, agosto, 2023. <https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifas-generacion-residencial/>