



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

ANÁLISIS DEL MODELO DE NEGOCIO DE ENERGY AS A SERVICE EAAS EN EL
MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

BENJAMÍN MATÍAS VENEGAS RÍOS

PROFESOR GUÍA:
HEINZ MÜLLER COURT

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MÁXIMO GAZITÚA SWETT
ANDRÉS CABA RUTTE

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por Colbún

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: BENJAMÍN MATÍAS VENEGAS RÍOS
FECHA: 2020
PROF. GUÍA: HEINZ MÜLLER COURT

ANÁLISIS DEL MODELO DE NEGOCIO DE ENERGY AS A SERVICE EAAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

En el mundo es común observar mercados eléctricos en donde centrales generadoras producen electricidad para un consumidor final de tipo residencial, comercial, industrial, entre otros. Sin embargo, la producción está siendo enfocada en mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de los sistemas eléctricos, con el fin de evitar inestabilidades de las máquinas y a procurar dejar en bandas nominales las tensiones y frecuencia para que no se propaguen fallas que afecten a los clientes finales.

El desafío de las energías renovables ha tomado mucha más fuerza durante estos últimos años en el mundo incluido Chile, que desea un futuro ambiental sostenible en el tiempo según el Ministerio de Energía de Chile. Esto lo ha manifestado en la Ruta Energética 2018-2022.

El tema de esta memoria es evaluar el modelo de negocios de *Energy as a Service* aplicado a Chile, con el fin de que se pueda originar un punto de inflexión en el modelo de negocio tradicional de la energía y los clientes sean los pilares sostenedores. Las empresas generadoras de electricidad velarán por agregar valor a los servicios entregados al cliente más allá del *commodity*, entendiendo los cambios tecnológicos que se avecinan en el mundo eléctrico. Así, desde hoy el foco está siendo entregar una gama de servicios eléctricos con suscripción por un tiempo determinado a los clientes, evitando que deban gastar grandes inversiones iniciales por productos. Este modelo de negocio se denomina *Energy as a Service* y se basa en estudiar, analizar y evaluar económicamente el servicio que los clientes deseen de acuerdo a su perfil, entregándoles soluciones reales y económicas que resuelvan problemas de diversos tipos, como por ejemplo, gastos excesivos en la factura eléctrica, emisiones de gases de efecto invernadero según la huella de carbono y la capacidad de poder mantener el prestigio como clientes conscientes y preocupados del medio ambiente lo que repercute en cómo la sociedad los ve.

Dedicatoria

Por todos quiénes me rodean y han estado siempre en mi vida apoyándome y dándome fuerza, se los agradezo un montón porque con su ayuda y energía he podido sacar adelante un proceso universitario que no pensé que se tornaría tan extenso pero que de todas maneras ha sido gratificante.

Haber estudiado Astronomía e Ingeniería Civil Eléctrica ha sido un desafío que nunca supe que me tocaría sobrepasar sino hasta cuando me vi en cuarto año de universidad. No obstante, estoy contento de las herramientas que pude aprender de los docentes, compañeros y amigos.

A mis padres, mis hermanos, mis primos, mis tíos, mis abuelos y a cada uno de mis amigos, en especial a Andrés Zapata, les quiero dedicar este trabajo de título que representa en gran parte lo que me gusta desarrollar en el día a día.

Agradecimientos

Quiero agradecer a todos mis hermanos y padres por su apoyo incondicional a lo largo de mi vida, especialmente en mi vida universitaria.

A mis abuelos, quienes me criaron y me enseñaron a caminar junto con mis padres. A mi familia Venegas Ríos, que me han acompañado en todos los momentos de mi vida, altos y bajos, siempre. A mis amigos y amigas de la sala de pregrado y la vida, Andrés, David, José, entre otros, a quienes en más de una ocasión molesté con mis dudas e historias. A Daniela, quien me ayudó en cada uno de los días y noches que me desvelé avanzando en mi trabajo de título y en mi carrera universitaria. A mi profesor Andrés Caba por darme la oportunidad de realizar este estudio y responder todas mis dudas.

A Máximo Gazitúa y Heinz Müller, quienes me apoyaron en todo momento para poder obtener y analizar los resultados de los perfiles de clientes y entender los nuevos modelos de negocio que se desarrollarán en el mercado eléctrico a nivel chileno e internacional.

Tabla de contenido

Índice de ilustraciones	vii
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Descripción del Problema	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivos específicos	2
1.4. Alcances	2
1.5. Estructura del Documento	3
2. Marco Teórico	5
2.1. Contexto Mundial	5
2.1.1. Descarbonización	5
2.1.2. Penetración de Energías Renovables	7
2.1.3. Electrificación e Inversión	9
2.1.4. Digitalización	13
2.2. Sistema Eléctrico Chileno	14
2.2.1. Datos generación histórica real eléctrica <i>SEN</i>	15
2.3. Mercado Eléctrico Chileno	17
2.3.1. Generación	17
2.3.2. Transmisión	20
2.3.3. Distribución	21
2.3.4. Leyes de Distribución	23
2.3.5. Ley de Flexibilidad	24
2.3.6. Servicios Complementarios	25
2.3.7. Pequeños Medios de Generación Distribuido PMGD	26
2.3.8. Pequeños Medios de Generación PMG	27
2.3.9. Medios de Generación No Convencionales MGNC	27
2.3.10. Net Metering y Net Billing	27
2.3.11. Proceso de Conexión a la Red de un PMGD	27
2.4. Profundización en el Mercado Eléctrico Chileno	30
2.4.1. Valor Agregado de Distribución	30
2.4.2. Cargos unitarios	30
2.4.3. Precio nudo de Corto plazo	32
2.4.4. Precio nudo promedio traspasable a cliente final	34
2.4.5. Cargo por servicio público	36

2.4.6.	Precio Medio de Mercado	38
2.4.7.	Valor Anual de la Transmisión	38
2.4.8.	Costo de falla	39
2.4.9.	Previsión Demanda eléctrica	40
2.4.10.	Precios libres	41
2.5.	Organismos y Autoridades	42
2.5.1.	Ministerio de Energía	42
2.5.2.	Comisión Nacional de Energía	42
2.5.3.	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	43
2.5.4.	Ministerio de Medio Ambiente	43
2.5.5.	Panel de Expertos	43
2.5.6.	Dirección General de Aguas	44
2.5.7.	Coordinador Eléctrico Nacional	44
2.6.	Clientes del Mercado Eléctrico Chileno	44
2.6.1.	Clientes Regulados	44
2.6.2.	Clientes Libres	45
2.6.3.	Curvas de demanda	45
2.7.	Energy as a Service	46
2.7.1.	¿Qué es una Tendencia?	46
2.7.2.	¿Qué es un servicio?	47
2.7.3.	Definición de <i>Energy as a Service</i>	47
2.7.4.	Explicación gráfica del modelo de negocio EaaS	49
2.7.5.	Evaluación económica de un proyecto	52
3.	Estado de Arte	56
3.1.	Energy as a Service	56
3.1.1.	Puntos de carga de vehículos y buses eléctricos	56
3.1.2.	Paneles solares	59
3.1.3.	Eficiencia energética	64
3.1.4.	Almacenamiento energético	66
3.1.5.	Gestión de Demanda	71
4.	Metodología	72
4.1.	Descripción del Problema	72
4.2.	Supuestos del Problema	73
4.3.	Modelamiento Matemático	76
4.3.1.	Parámetros	77
4.3.2.	Variables	79
4.3.3.	Función Objetivo	80
4.3.4.	Restricciones	81
5.	Resultados y Análisis	83
5.1.	Enel Distribución	83
5.1.1.	Cliente Agrícola	83
5.1.2.	Cliente Comercial	87
5.1.3.	Cliente Edificio laboral	91

5.1.4.	Recortes Demanda Máxima Mensual <i>HP</i> y <i>FP</i> Clientes de <i>Enel</i> distribución	96
5.2.	CGE Distribución	99
5.2.1.	Cliente Agrícola	99
5.2.2.	Cliente Comercial	104
5.2.3.	Cliente Edificio laboral	107
5.2.4.	Recortes Demanda Máxima Mensual <i>HP</i> y <i>FP</i> Clientes de <i>CGE</i> distribución	111
5.3.	Comparación CGE y Enel Distribución	114
6.	Conclusiones y Trabajo a Futuro	118
7.	Bibliografía	120
8.	Anexos	123

Índice de ilustraciones

2.1. COP 21 y COP 25 a la izquierda y derecha, respectivamente. La COP 25 se realizó finalmente en España.	6
2.2. Evolución de la generación del conjunto de tecnologías en el mundo desde 1970 al 2050.	7
2.3. Generación en base a carbón del mundo desde 2018 al 2050, año en donde ya se empiezan a consolidar las energías limpias.	7
2.4. Costo de inversión unitario en energía solar FV en $\$ \frac{USD}{Watt}$ DC.	8
2.5. <i>LCOE No tracking PV</i>	9
2.6. <i>LCOE Wind</i>	9
2.7. Electrificación.	10
2.8. Electrificación.	10
2.9. Electrificación.	11
2.10. Electrificación.	11
2.11. Consumo de energía renovable entre el 2000 al 2016.	11
2.12. Clean Energy World.	12
2.13. <i>CNE</i>	12
2.14. Consumo de fuentes renovables sobre consumo primario CNE informe 2019.	13
2.15. Sistema Eléctrico Nacional Chileno.	15
2.16. Sistema Eléctrico Nacional Chileno.	15
2.17. Evolución de la generación eléctrica en Chile desde el 2009 al 2019.	16
2.18. Evolución de la generación eléctrica en Chile desde el 2009 al 2019 en unidades físicas.	16
2.19. Evolución de la generación eléctrica en Chile desde el 2016 al 2019 en unidades físicas en las diversas tecnologías.	17
2.20. Sistema Eléctrico Nacional Chileno.	18
2.21. Potencia máxima bruta por región de Chile.	19
2.22. Evolución de la transmisión eléctrica en Chile.	20
2.23. Número de kilómetros de líneas de transmisión de acuerdo a su tensión.	20
2.24. Transmisión eléctrica en Chile a día de hoy.	21
2.25. Zonas de concesión de empresas eléctricas.	22
2.26. Ley Corta de distribución.	24
2.27. Descarbonización de la matriz energética.	24
2.28. Línea de tiempo de promulgación de ley de flexibilidad, de distribución y de transmisión.	25
2.29. Servicios Complementarios en el Mercado Nacional.	26
2.30. Mensualidad de Servicios Complementarios.	26

2.31. Proceso de conexión a la red de distribución de un <i>PMGD</i> de <i>INS</i>	29
2.32. Proceso de conexión a la red de distribución de un <i>PMGD</i> de <i>IS</i>	29
2.33. Negocio de las distribuidoras.	30
2.34. Cargos por transmisión zonal en el mercado eléctrico.	31
2.35. Cargos por transmisión zonal en el mercado eléctrico.	31
2.36. Cargos por transmisión dedicada en el mercado eléctrico.	31
2.37. Cargos por <i>SSCC</i> en el mercado eléctrico.	32
2.38. Costo marginal barra quillota 220 <i>kV</i>	33
2.39. Precio nudo de potencia por barra.	34
2.40. Precio nudo de energía por barra.	34
2.41. Cantidad de licitaciones de suministro eléctrico a clientes regulados por parte de las distribuidoras.	35
2.42. Precio nudo promedio de energía a nivel de distribución traspasable a clientes finales.	36
2.43. Precio nudo promedio de potencia a nivel de distribución traspasable a clientes finales.	36
2.44. Cuentas principales de clientes regulados: <i>BT1</i> y <i>AT 4.3</i>	37
2.45. Composición de las cuentas principales de clientes regulados: <i>BT1</i> y <i>AT 4.3</i>	37
2.46. Precio Medio de Mercado Abril 2019 - Abril 2020.	38
2.47. Negocio de las transmisoras.	39
2.48. Costo de fallas de los sistemas eléctricos nacionales de acuerdo a la resolución exenta N 65 de fecha 28 de febrero de 2020.	40
2.49. Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistema eléctrico nacional y medianos, Enero 2020.	41
2.50. Precios en el mercado eléctrico.	42
2.51. Organismos nacionales del ámbito eléctrico.	43
2.52. Organismos nacionales del ámbito eléctrico.	44
2.53. Evolución de la demanda de energía en GWh de clientes de 2008 al 2019.	45
2.54. Proyección de demanda de energía en GWh de clientes de 2019 al 2038.	45
2.55. Retiro de energía físico y valorizado por parte de distribuidora que concentra según su memoria anual de 2018 el 93 % de clientes regulados.	46
2.56. Retiro de energía físico y valorizado por parte de cliente libre.	47
2.57. Tendencia.	47
2.58. Servicio.	48
2.59. <i>ESCO</i>	48
2.60. Modelo <i>ESCO</i>	49
2.61. Esquema de modelo de negocio <i>EaaS</i>	49
2.62. Esquema de modelo de negocio <i>EaaS</i> y sus servicios a entregar.	50
2.63. Forma en la que interactúan cliente y generador con el modelo de negocio <i>EaaS</i>	50
2.64. Modelo de negocio actual del sistema eléctrico chileno.	51
2.65. Modelo de negocio del futuro en el mercado eléctrico chileno.	51
3.1. Carga de vehículos eléctricos.	56
3.2. Emisión de gases de efecto invernadero en Chile a lo largo de los años.	57
3.3. Carga de vehículos eléctricos.	57
3.4. Paneles solares.	59

3.5. El campo de prueba de la Universidad de Antofagasta en el Desierto de Atacama de <i>Atamostec</i>	60
3.6. <i>PWM</i>	61
3.7. <i>MPPT</i>	61
3.8. Sistema híbrido.	62
3.9. Sistema híbrido.	62
3.10. Sistema <i>Off-Grid</i>	62
3.11. Sistema <i>On-Grid</i>	62
3.12. Estacionamientos solares.	64
3.13. Evolución regional de la inversión en almacenamiento energético proyectada a 2040.	66
3.14. Tipos de baterías.	68
3.15. Precio promedio de baterías del 2010 al 2018.	68
3.16. Evolución mundial de instalación acumulada de almacenamiento energético.	68
3.17. Baterías en generación.	69
3.18. « <i>Behind-the-meter batteries</i> ».	70
3.19. Retiro de energía de una distribuidora, mostrando cómo las estaciones afectan la energía que solicita el cliente final.	71
4.1. Esquema que muestra la metodología a implementar para este trabajo.	73
4.2. <i>Explorador Solar Ministerio de Energía</i>	74
4.3. Consumo de energía del cliente agrícola.	75
4.4. Consumo de energía del cliente agrícola.	75
4.5. Consumo de energía del cliente comercial.	75
4.6. Consumo de energía del cliente comercial.	76
4.7. Consumo de energía del cliente edificio laboral.	76
4.8. Consumo de energía del cliente edificio laboral.	76
4.9. Perfil solar de una instalación fotovoltaica de $3kWp$	77
4.10. Características técnicas de sistema FV de $3kWp$ a modelar.	78
4.11. Generación anual solar de sistema FV de $3kWp$	78
4.12. Cargos de cada distribuidora.	79
5.1. Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente agrícola <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 5 <i>MW</i> FV y 33 <i>kWh</i> de baterías.	84
5.2. Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente agrícola <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al martes 22 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 5 <i>MW</i> FV y 33 <i>kWh</i> de baterías.	84
5.3. Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente agrícola <i>Enel</i> 5 <i>MW</i>	85
5.4. Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente agrícola <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 2,5 <i>MW</i> FV y 33 <i>kWh</i> de baterías.	86
5.5. Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente agrícola <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 2,5 <i>MW</i> FV y 33 <i>kWh</i> de baterías.	86

5.6.	Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente agrícola <i>Enel</i> 2,5 MW.	87
5.7.	Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente comercial <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1,5 MW FV y 91 kWh de baterías.	88
5.8.	Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente comercial <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1,5 MW FV y 91 kWh de baterías.	88
5.9.	Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente comercial <i>Enel</i> 1,5 MW.	89
5.10.	Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente comercial <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1 MW FV y 88 kWh de baterías.	90
5.11.	Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente comercial <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1 MW FV y 88 kWh de baterías.	90
5.12.	Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente comercial <i>Enel</i> 1 MW.	91
5.13.	Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente edificio laboral <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,8 MW FV y 150 kWh de baterías.	92
5.14.	Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente edificio laboral <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,8 MW FV y 150 kWh de baterías.	92
5.15.	Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente laboral <i>Enel</i> 0,8 MW.	93
5.16.	Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente edificio laboral <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,6 MW FV y 147 kWh de baterías.	94
5.17.	Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente edificio laboral <i>Enel</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,6 MW FV y 147 kWh de baterías.	94
5.18.	Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente laboral <i>Enel</i> 0,6 MW.	95
5.19.	Recorte de clientes <i>Enel</i> distribución de demanda máxima del cliente en horas punta y fuera de punta.	96
5.20.	Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente agrícola <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 5 MW FV y 33 kWh de baterías.	100
5.21.	Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente agrícola <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al martes 22 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 5 MW FV y 33 kWh de baterías.	100
5.22.	Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente agrícola <i>CGE</i> 5 MW.	101
5.23.	Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente agrícola <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 2,5 MW FV y 33 kWh de baterías.	102

5.24. Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente agrícola <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 2,5 <i>MW</i> FV y 33 <i>kWh</i> de baterías.	102
5.25. Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente agrícola <i>CGE</i> 2,5 <i>MW</i>	103
5.26. Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente comercial <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1,5 <i>MW</i> FV y 91 <i>kWh</i> de baterías.	104
5.27. Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente comercial <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1,5 <i>MW</i> FV y 91 <i>kWh</i> de baterías.	104
5.28. Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente comercial <i>CGE</i> 1,5 <i>MW</i>	105
5.29. Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente comercial <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1 <i>MW</i> FV y 88 <i>kWh</i> de baterías.	106
5.30. Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente comercial <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1 <i>MW</i> FV y 88 <i>kWh</i> de baterías.	106
5.31. Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente comercial <i>CGE</i> 1 <i>MW</i>	107
5.32. Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente edificio laboral <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,8 <i>MW</i> FV y 150 <i>kWh</i> de baterías.	108
5.33. Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente edificio laboral <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,8 <i>MW</i> FV y 150 <i>kWh</i> de baterías.	108
5.34. Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente edificio laboral <i>CGE</i> 0,8 <i>MW</i>	109
5.35. Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente edificio laboral <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,6 <i>MW</i> FV y 147 <i>kWh</i> de baterías.	110
5.36. Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente edificio laboral <i>CGE</i> a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,6 <i>MW</i> FV y 147 <i>kWh</i> de baterías.	110
5.37. Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente edificio laboral <i>CGE</i> 0,6 <i>MW</i>	111
5.38. Recortes clientes <i>CGE</i> considerando las demandas máximas a la red y no el total.	111
5.39. Energía solicitada a la red total por parte de los proyectos bajo la tarifa eléctrica de <i>CGE</i>	114
5.40. Energía solicitada a la red total por parte de los proyectos bajo la tarifa eléctrica de <i>Enel</i>	115
5.41. Inyecciones de los clientes <i>AT 4.3</i> dependiendo de la distribuidora y tipo de proyecto.	115
5.42. Inyecciones cliente agrícola <i>AT 4.3</i> dependiendo de la distribuidora y tipo de proyecto.	115

5.43. Inyecciones cliente agrícola <i>AT 4.3</i> dependiendo de la distribuidora y tipo de proyecto.	116
5.44. Inyecciones cliente laboral de proyecto de 800 <i>kW</i> <i>AT 4.3</i> dependiendo de la distribuidora.	116
5.45. Ahorros anuales en la factura eléctrica <i>AT 4.3</i> por cliente, distribuidora y tipo de proyecto.	117
8.1. Energía solicitada a la red <i>HP</i> por parte de los proyectos bajo la tarifa eléctrica de <i>Enel</i> y <i>CGE</i>	123
8.2. Energía solicitada a la red <i>FP</i> por parte de los proyectos bajo la tarifa eléctrica de <i>Enel</i> y <i>CGE</i>	124
8.3. Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente agrícola bajo la tarifa eléctrica de <i>CGE</i>	124
8.4. Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente comercial bajo la tarifa eléctrica de <i>CGE</i>	125
8.5. Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente edificio laboral bajo la tarifa eléctrica de <i>CGE</i>	125
8.6. Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente agrícola bajo la tarifa eléctrica de <i>Enel</i>	126
8.7. Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente comercial bajo la tarifa eléctrica de <i>Enel</i>	126
8.8. Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente edificio laboral bajo la tarifa eléctrica de <i>Enel</i>	127

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Hoy en día en el contexto mundial empresas eléctricas de generación se están dando cuenta de que el enfoque tradicional de vender electricidad a los consumidores pasando por los segmentos del mercado eléctrico de transmisión y distribución es un modelo que con el paso del tiempo se ha vuelto cada vez más obsoleto y la tendencia que se empieza a manifestar en las próximas décadas es que el cliente sea el motor principal de todos los avances tecnológicos que se vayan produciendo, en donde el modelo de negocio no será solo para las empresas de generación eléctrica vender energía y potencia, sino que también observar cuáles son los intereses y necesidades de los consumidores finales, los que incluso pueden decidir si inyectan energía a la red o la autoconsumen tal como sucede en Estados Unidos, Alemania y España.

Por otro lado, empresas a nivel mundial en el rubro eléctrico han ido avanzando en este nuevo modelo de negocio que se basa en las necesidades de los clientes, denominado *Energy as a Service EaaS*, como lo son *Honeywell*, *EDF Renewable Energy*, *Schneider Electric*, *Tesla*, *Siemens*, *Veolia* y *Enel*, sólo por mencionar algunos de los exponentes internacionales.

No obstante, Chile no se ha quedado exento de los avances en esta materia. Chile se ha mostrado como un referente en Latinoamérica en el desarrollo de la electromovilidad con la inserción de 200 buses eléctricos al transantiago y la creación de alrededor de 150 puntos de carga para vehículos eléctricos, entre otros aspectos. Y no tan sólo eso, sino que el país también ha ido considerando progresivamente el uso de la generación residencial de acuerdo a la ley 20.571 de 2014 modificada con la ley 21.118 *Net Billing* de 2018 que permite al consumidor inyectar energía a la red además de autoconsumirla, alcanzando una potencia conectada ahora de hasta 300 *kW* y no 100 *kW* como era con la antigua ley. Por esta razón, es que se ha dado un salto para que se vayan sumando una mayor cantidad de empresas oferentes de servicios de carácter renovable dada la baja en sus precios.

1.2. Descripción del Problema

La industria eléctrica está viviendo un cambio radical en sus segmentos de generación, transmisión y distribución. Es posible recordar años atrás el 2008 la crisis energética que vivió Chile por el corte de suministro del gas argentino, llevando al aumento en los costos marginales de las barras más referenciales del país. Hoy, dada la caída en los costos de tecnologías limpias solares y eólicas los costos marginales han vuelto a bajar a niveles similares a los que habían antes de la crisis. No obstante, la proporción de clientes libres ha ido incrementándose con el tiempo, lo que representa un desafío para las empresas generadoras que buscan crear nuevos contratos con ellos que les entreguen productos y servicios eléctricos lo más eficientes y sustentable posible dado el contexto medio-ambiental que se vive en todo el mundo hoy. Por eso es que la motivación por parte de las empresas resulta en orientar al cliente libre para que pueda acceder de manera transparente y sencilla a servicios y productos comerciales eléctricos en vez de que tenga el inconveniente de tener que obtener los insumos o productos uno por uno del mercado con todos los procesos burocráticos que eso conlleva.

1.3. Objetivos

El objetivo general del trabajo comprende el realizar un análisis técnico y económico del modelo de negocio *Energy as a Service* en el mercado eléctrico chileno aplicado a clientes regulados mediante un modelamiento matemático ejecutado en el software *IBM Oplide Cplex Optimization Studio*.

1.3.1. Objetivos específicos

Se calculará el ahorro monetario anual de 3 tipos de perfiles de clientes próximos a la red de distribución: comercial, industrial y edificio laboral. Cada uno de ellos solicitará un *EaaS* idéntico, que para este caso será una inversión en almacenamiento energético en baterías tipo *BESS* y en sistemas fotovoltaicos FV.

1.4. Alcances

El estudio que se realizará asume que Chile se enmarca en un proceso de cambios en electricidad en varios segmentos: distribución, transmisión y generación. Nuevas tecnologías están emergiendo y haciendo que el mercado tenga mayor competencia. Ejemplo de aquello son las baterías de hidrógeno y las de ion litio que entregan almacenamiento energético y seguridad a la red eléctrica del país. Esta información es respaldada en la presentaciones de *Systep* entre 2019 y 2020: «*Challenges of Distribution Ratemaking in Latin America*», «*Los Clientes Libres y los cambios esperados de la Ley de Flexibilidad*» y «*The challenges of growing renewables in Chile*».

A esto se agregan los cambios en la electromovilidad del país, que según la misma consultora chilena *Systep* en su presentación: «*Electrificación del Transportes y sus Efectos en el Sistema Distribución*» de 2019, señala que generará desafíos de aquí al futuro relacionados a que la red pueda dar abasto a los procesos de carga de estos medios de transporte.

El alcance de la presente memoria es el entorno chileno, realizando un benchmarking de lo que existe en el mercado internacional en relación al modelo de negocio *EaaS*, para comprender si es que es factible concretar la inversión en materia renovable que se lleva a cabo en países como Suecia, Letonia, Finlandia, Austria y Dinamarca que, según el portal *Sostenibilidad* a 2020 son los países más productores en energías renovables del mundo; en un país con una cultura, idiosincracia y niveles socioeconómicos propios: Chile.

1.5. Estructura del Documento

A continuación, se detallarán en los antecedentes generales de este trabajo los pilares fundamentales de la electricidad a nivel mundial, haciendo énfasis en lo que viene siendo tendencia en tipos de tecnología de generación eléctrica, detallando el aumento que se prevee para las energías renovables no convencionales en las próximas décadas en el mundo, además del proceso de descarbonización de los países para disminuir la contaminación del planeta, y la toma de decisiones empresariales de darle un sello verde a sus producciones con la electrificación junto con las comodidades que ofrece hoy en día la digitalización.

Después, se explicará cómo está constituido el sistema eléctrico chileno y se expondrán los segmentos del mercado eléctrico chileno junto con las principales regulaciones que se han realizado en el marco legal, y se hará una breve revisión de qué son los servicios complementarios, importantes en el último tiempo en Chile.

También se explicarán los tipos de generadores que existen en Chile de acuerdo a los puntos de conexión a la red, destacando los *PMGD*, *PMG* y *MGNC*. Se dará énfasis a los *PMGD* en este trabajo y por ese motivo se explicará cuál es el procedimiento para poder conectarse a la red, dependiendo de si corresponde a un proyecto de impacto significativo o no.

Además, se profundizará en los tecnicismos del mercado eléctrico nacional, importantes para poder comprender los precios de corto y largo plazo, los precios nudo promedio traspasables al cliente final, y la manera en que las empresas de distribución y de transmisión eléctrica invierten su dinero.

Luego, se mostrarán cuáles son los organismos y autoridades del mercado eléctrico chileno, además de explicar los tipos de clientes que existen: regulados y libres, con sus definiciones dependiendo de la potencia conectada a la red. A su vez, se describirán las curvas de demanda que se consideran para cada cliente, las que serán fundamentales para realizar las evaluaciones económicas del paquete de servicio de *EaaS* ofrecido por la empresa generadora. Seguidamente, se explicarán los tipos de precios existentes dependiendo del cliente y del segmento eléctrico que se analice.

Posteriormente, se detallará cuál es el modelo actual de electricidad en el país y como contrasta con *Energy as a Service EaaS* como modelo enfocado en el cliente. Después, se expondrán cuáles son los posibles modelos de financiamiento de *EaaS* a ofrecer a los clientes en el mercado eléctrico chileno y lo que ofrece *EaaS* que se divide en: cargadores de vehículos eléctricos *EV*, paneles solares *FV*, baterías, eficiencia energética y *Demand response*. También se definirá *EaaS* y se explicará cuáles son los conceptos de matemáticas financieras

importantes a la hora de evaluar la rentabilidad económica de un proyecto en el cual se desea invertir.

En la sección de estado de arte, se verá qué es lo que se ha hecho recientemente a nivel mundial y nacional con el modelo de *EaaS*, lo que servirá para sacar conclusiones de cómo se debe abordar el tema y con qué metodología.

Seguidamente, en la sección de metodología se describirá el problema a resolver, se mostrarán los supuestos tomados para realizar la evaluación económica del paquete de *EaaS* ofrecido a cada tipo de cliente: comercial, industrial agrícola y edificio laboral.

Luego, se expondrá el modelo matemático que se ejecutará en *IBM Oplide Cplex Optimization Studio* tomando en consideración a las distribuidoras *CGE* y *Enel*, indicando los parámetros, restricciones, variables y función objetivo a utilizar.

A continuación, se expondrán los resultados obtenidos para cada cliente dependiendo de la distribuidora a la que se conecta y del tipo de proyecto solicitado, y se analizará si es rentable la inversión en estas tecnologías.

Y para finalizar, se hará una conclusión del trabajo para saber si el modelo de negocio *EaaS* se puede llevar a cabo en Chile.

Se expondrá una bibliografía que le permita al lector comprender de mejor manera la información expuesta en este trabajo.

Capítulo 2

Marco Teórico

En este capítulo se presenta una revisión teórica sobre el mercado eléctrico nacional chileno e internacional y cómo se han ido adentrando nuevas tecnologías en el segmento de la generación, transmisión y distribución, las que están permitiendo avances en el modelo de negocio tradicional que existe en la actualidad en Chile.

2.1. Contexto Mundial

2.1.1. Descarbonización

Los cambios que ha ido experimentando la matriz energética en los últimos años han sido significativos sobre todo considerando a nivel global la integración de las tecnologías renovables eólica y solar a bajo costo (ver figuras 2.2 y 2.3) que han contribuido a darle un sello más verde a cada uno de los países. Misiones como la *Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* (COP) han llevado a las regiones a considerar seriamente los efectos de los gases de efecto invernadero en sus producciones y ha tomar conciencia de aquello mitigándolos. Esta iniciativa surgió en la COP 21 llevada a cabo en París por parte de 195 países participantes. Esto ha conllevado a un fuerte compromiso por las energías limpias y la innovación en muchas industrias con el fin de hacer los mismos procesos, pero más eficiente energéticamente y menos contaminante.

Sin embargo, todas las medidas conllevan una gran inversión. Y el tema no es tan solo dependiente de lo que el estado implemente sino que depende de que las políticas de las empresas se alinien con el objetivo.

Por otro lado, varias megaciudades han comenzado a implementar medidas restrictivas para reducir la contaminación generada por el transporte. Así se tiene que de aquí al 2025 no se permitirá el ingreso a los vehículos diesel a las ciudades de Madrid, Ciudad de México, Atenas y París [7].



Figura 2.1: COP 21 y COP 25 a la izquierda y derecha, respectivamente. La COP 25 se realizó finalmente en España.

Siguiendo esa línea, en Chile se iba a llevar a cabo la COP 25 entre el 3 a 12 de diciembre de 2019 con el fin de lograr acuerdos entre los 195 países participantes pudiendo reducir las emisiones de CO_2 con la descarbonización de la matriz energética como una de las piezas claves. No obstante, debido a la contingencia social de Chile vivida a partir del 18 de octubre del mismo año, con manifestaciones a lo largo de todo el país, es que se cambió de sede Santiago por Madrid manteniendo a Chile como presidente de la COP 25. Esta se realizó finalmente entre el 2 y el 13 de diciembre de 2019 en España.

Bloomberg NEF afirma que desde 1970 a 2018 alrededor de un 40% de la generación eléctrica mundial se basa en carbón y que las energías renovables no convencionales, principalmente la energía eólica y solar tienen bajo porcentaje de capacidad instalada menor al 10% cada una. No obstante, se proyecta que desde el año 2019 al 2050 habrá un incremento importante en renovables, en donde entre hidroeléctrica, solar y eólica se juntará más de 60% en capacidad instalada y el uso de combustibles fósiles decrecerá hasta llegar a un 20% en 2050. Esto se puede apreciar en las figuras 2.2 y 2.3.

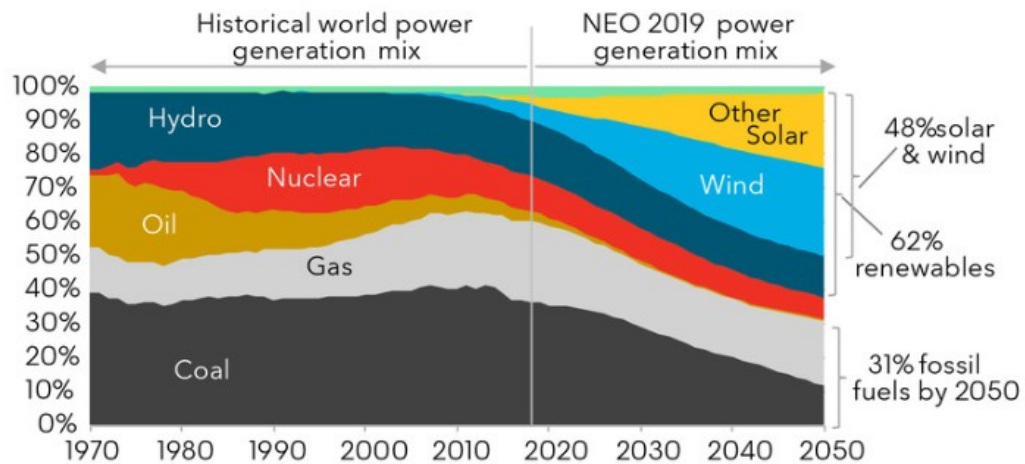


Figura 2.2: Evolución de la generación del conjunto de tecnologías en el mundo desde 1970 al 2050.

Fuente: Bloomberg NEF «New Energy Outlook 2019».

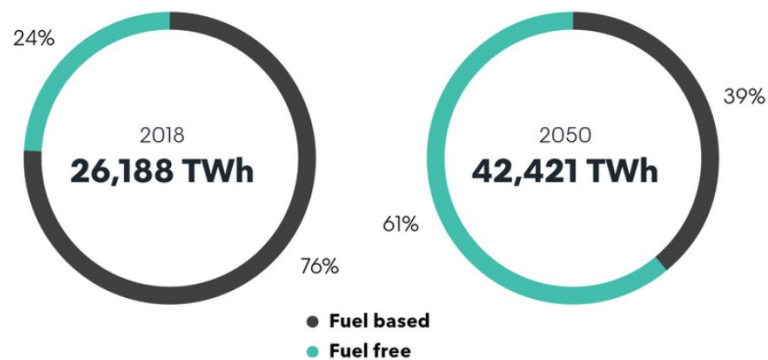


Figura 2.3: Generación en base a carbón del mundo desde 2018 al 2050, año en donde ya se empiezan a consolidar las energías limpias.

Fuente: Bloomberg NEF «New Energy Outlook 2019».

2.1.2. Penetración de Energías Renovables

En la figura 2.4 se muestra que los costos de energía solar han ido disminuyendo desde 2010 a 2018 según estudios de *National Renewable Energy Laboratory*. Este trabajo considera inserción de energía renovable FV a residenciales, comerciales, paneles solares con inclinación fija en *Utility Scale PV Fixed Tilt* y paneles solares con seguimiento en *Utility Scale One Axis Tracker*. Esto también se ha traducido en que el costo promedio nivelado de energía *LCOE* [4] de la tecnología FV sea competitiva con la cartera energética que existe hoy en el SEN. El *LCOE* es un método para comparar distintas tecnologías de generación [27], el cual ha sido utilizado por analistas para evaluar las opciones tecnológicas competitivas en el mercado eléctrico y se mide como se muestra a continuación:

$$LCOE = \frac{\text{Costo total de vida útil}}{\text{Generación total de energía a lo largo de vida útil}} \quad (2.1)$$

El resultado entregado por $LCOE$ representa en dólares reales el costo del MWh de construir y operar una planta de generación en un tiempo determinado. Considera el valor presente del dinero en el tiempo en los dos factores de la fracción.

Por otra parte, se tiene que mientras mayor sea la escala del sistema los costos totales de las tecnologías decrecen por economías de escala y por ende, el $LCOE$ [14] [13]. Esto ha pasado con las energías renovables, en donde se puede ver según la figura 2.4 que a *Utility Scale* los costos FV decrecen y que dependiendo de si hay seguimiento solar o no el $LCOE$ se puede incrementar. Esto repercute en que la empresa generadora puede utilizar su gran economía de escala que posee con respecto a los clientes y les puede vender servicios de *EaaS* a un precio menor que el que se le ofrecería al cliente por su cuenta.

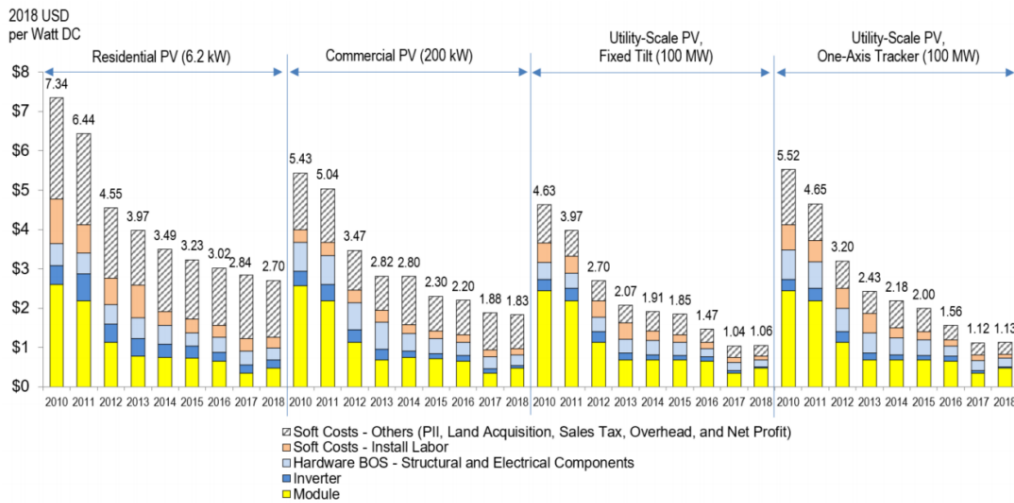


Figura 2.4: Costo de inversión unitario en energía solar FV en $\$ \frac{USD}{Watt}$ DC.

Fuente: National Renewable Energy Laboratory 2018 «U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018».

También, a nivel mundial se evidencia que los costos de paneles solares, por ejemplo, sin *tracking* según la figura 2.5 por MWh decrecerán de aquí al 2050 en más de un 50% lo que significará que podrán insertarse mejor en el mercado para competir. Llegarán a oscilar entre los 20 y 38 $\$ \frac{USD}{MWh}$ en vez de los valores de hoy que pueden oscilar entre los 25 y los 118 $\$ \frac{USD}{MWh}$ según National Renewable Energy Laboratory.

Y no tan sólo desde el punto de vista solar se han ido abaratando costos a nivel global. De acuerdo a la figura 2.6 la proyección del 2015 al 2025 para el costo de operación, instalación y mantenimiento eólico, es decir, $LCOE$, es que decrecerá desde los 85 a los 65 $\$ \frac{USD}{MWh}$, lo que también hará competir a esta tecnología junto con la solar con las de generación convencional como las centrales a carbón, diesel y gas. [21]

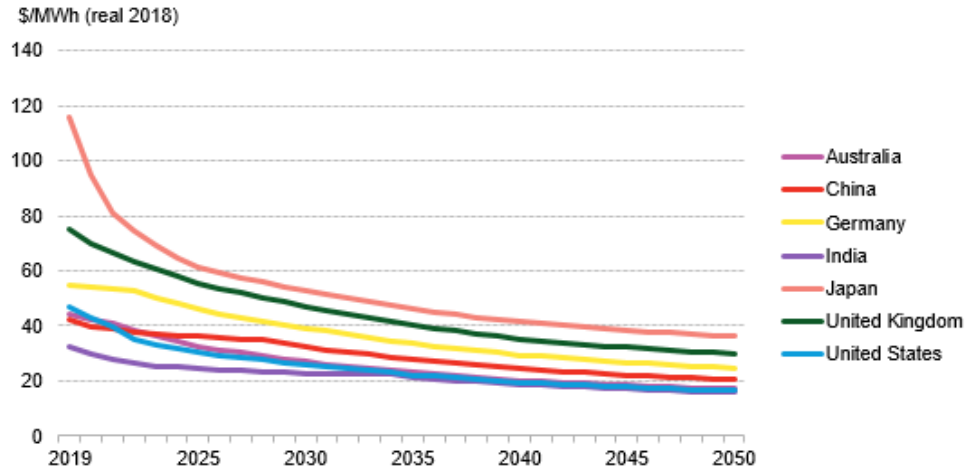


Figura 2.5: *LCOE No tracking PV.*
Fuente: Bloomberg NEF 2H 2019.

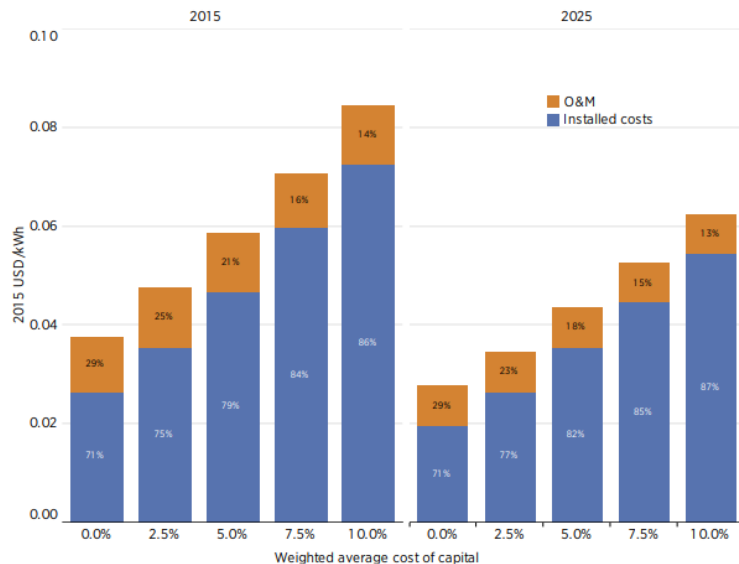


Figura 2.6: *LCOE Wind.*
Fuente: IRENA «The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025».

2.1.3. Electrificación e Inversión

Cientos de millones de personas han obtenido acceso a la energía a lo largo de estas 2 décadas, especialmente en China y en India. El rápido desarrollo económico de los países, aumentando la urbanización y los programas continuos de energía han sido factores importantes en este alcance. La *IEA* data [18] muestra los últimos avances de la energía en el mundo para ese año.

Se estima que 1000 millones de personas, es decir, alrededor del 14% de la población mundial total de 7500 millones de habitantes a 2017 según datos del *Grupo Banco Mundial* no tiene acceso a la electricidad de acuerdo al reporte de *Energy Access Outlook 2017*.

Cerca del 84 % de aquellos que no poseen acceso a la electricidad residen en áreas rurales y más del 95 % de los que viven sin electricidad pertenecen a África o Asia.

Esta información se corrobora con otro reporte de *Energy Access Outlook 2017* [18].

SOURCE: IEA, Energy Access Outlook 2017

	Rate of access						Population without access (million)
	National				Urban	Rural	
	2000	2005	2010	2016	2016	2016	
WORLD	73%	76%	82%	86%	96%	73%	1060
Developing Countries	64%	69%	76%	82%	94%	70%	1060
Africa	34%	39%	43%	52%	77%	32%	588
North Africa	90%	96%	99%	100%	100%	99%	<1
Sub-Saharan Africa	23%	27%	32%	43%	71%	23%	588
Developing Asia	67%	74%	83%	89%	97%	81%	439
China	99%	99%	99%	100%	100%	100%	-
India	43%	58%	66%	82%	97%	74%	239
Indonesia	53%	56%	67%	91%	99%	82%	23
Other Southeast Asia	67%	76%	83%	89%	97%	82%	42
Other Developing Asia	32%	39%	53%	73%	87%	65%	135
Central and South America	87%	91%	94%	97%	98%	86%	17
Middle East	91%	80%	91%	93%	98%	79%	17

Figura 2.7: Electrificación.

Fuente: IEA Energy Access Outlook 2017.

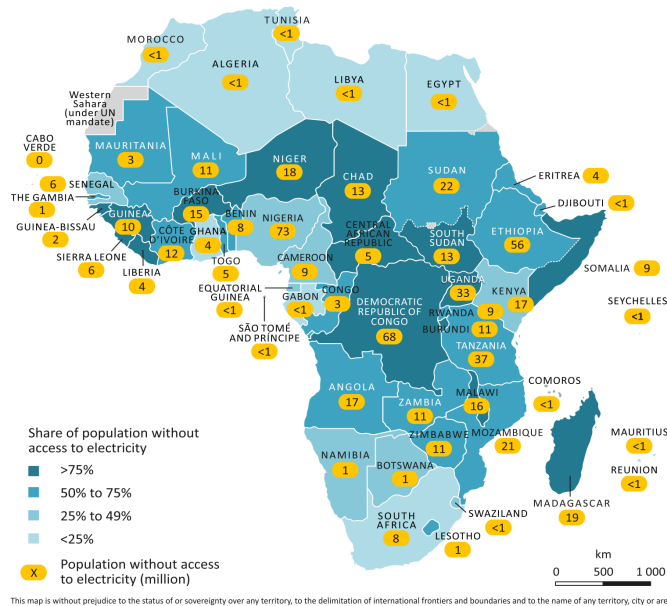


Figura 2.8: Electrificación.

Fuente: IEA Energy Access Outlook 2017.

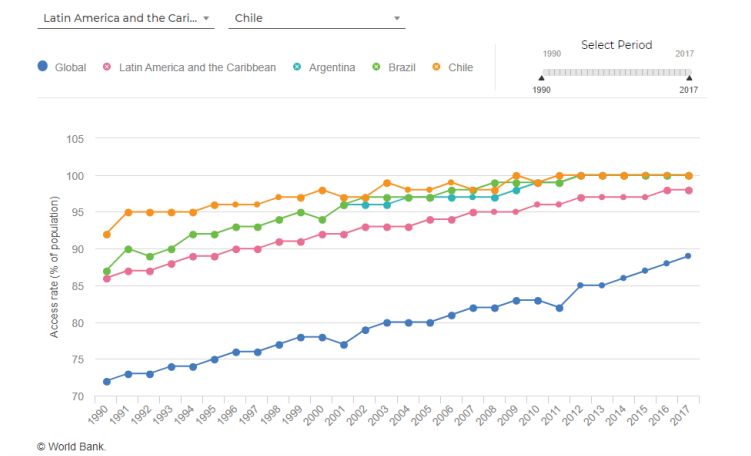


Figura 2.9: Electrificación.
Fuente: IEA Energy Access Outlook 2017.

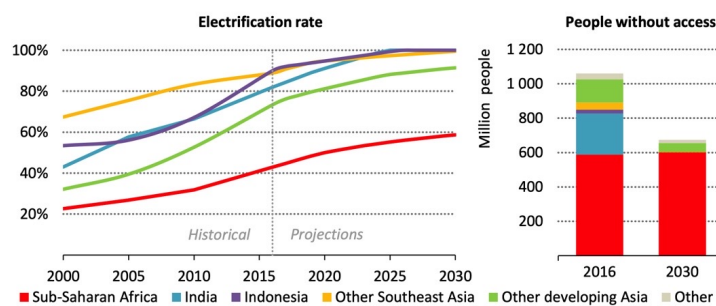


Figura 2.10: Electrificación.
Fuente: IEA Energy Access Outlook 2017.

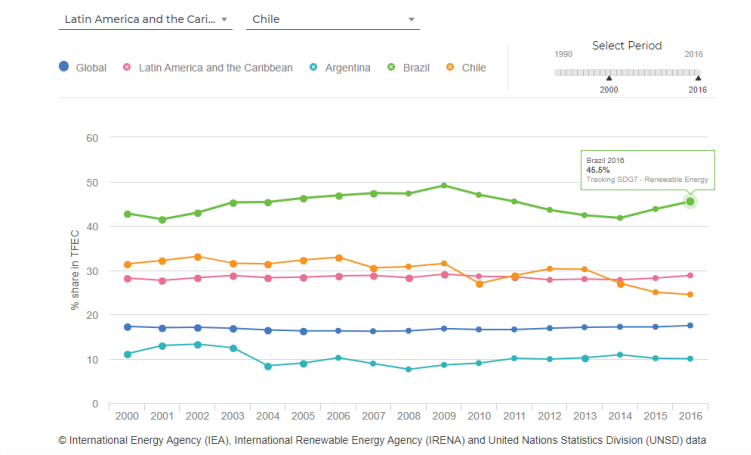


Figura 2.11: Consumo de energía renovable entre el 2000 al 2016.
Fuente: IEA Energy Access Outlook 2017

También se destaca la eficiencia energética que corresponde a utilizar la menor cantidad de energía para producir el mismo servicio o producto.

El caso cotidiano que lo ilustra corresponde al uso de ampollitas led en reemplazo de las incandescentes, las cuales consumen más energía para iluminar lo mismo que una led.

Dicho lo anterior, la eficiencia energética comprende todas aquellas acciones que apuntan al ahorro energético sin que ello represente un impacto en la calidad de vida. Empresas y consumidores han tomado conciencia del desarrollo sustentable de los recursos que existen, minimizando el uso de energía junto con generar el menor impacto medio ambiental posible. Esto se respalda en la COP 25 realizada el año 2019 en Madrid, España.

La figura 2.12 muestra en billones de dólares estadounidenses que la inversión mundial en energía renovable desde el año 2004 al 2019 ha aumentado considerablemente. El color rojo representa a la zona Asia-Pacífico (APAC), el color verde a Europa, Medio oriente y África (EMEA) y el color celeste a América (AMER). Se puede deducir según el informe de IEA que el aumento más importante desde 2004 a 2018 en energía renovable fue en la zona Asia-Pacífico.

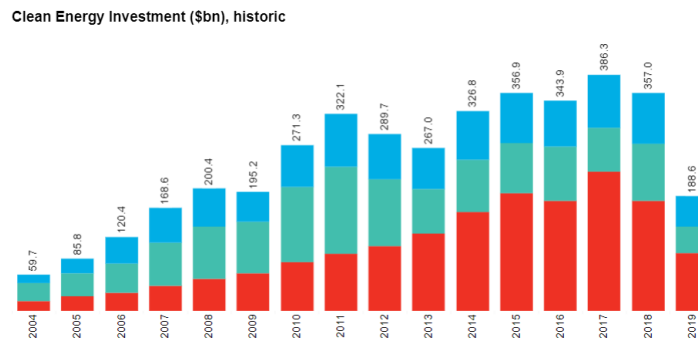


Figura 2.12: Clean Energy World.
Fuente: IEA Energy Access Outlook 2017.

Según la figura 2.13 y 2.14 Chile tampoco ha quedado ajeno a la inversión en su matriz energética sobre todo por haberse adherido el año 2015 al Acuerdo de París sellado el 12 de diciembre de ese año.

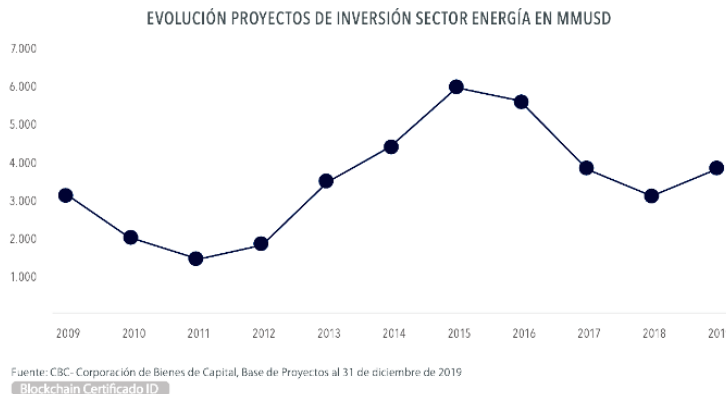


Figura 2.13: CNE.
Fuente: Anuario Comisión Nacional de Energía 2019.

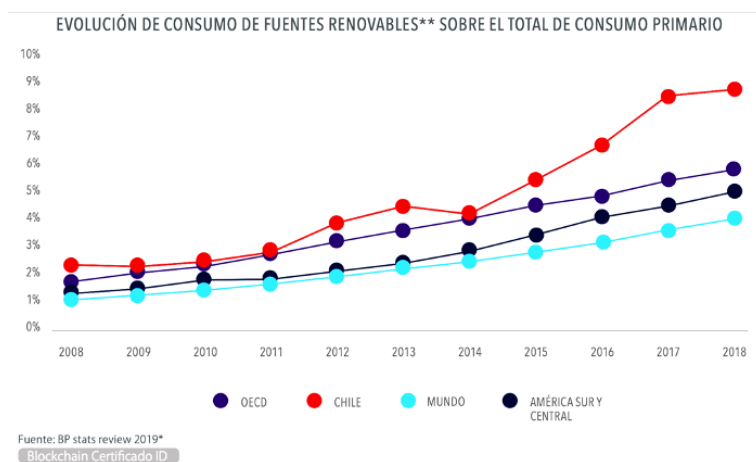


Figura 2.14: Consumo de fuentes renovables sobre consumo primario CNE informe 2019.
Fuente: Anuario Comisión Nacional de Energía 2019.

2.1.4. Digitalización

La digitalización se puede comprender como la representación de algo real que puede ser un sonido, un objeto, un documento o una señal mediante un conjunto de bits. Esto implica la interacción entre el mundo físico y el mundo digital, en donde éste último mundo se caracteriza por poseer 3 pilares correspondientes a:

- *Data*: información digital.
- *Analytics*: el uso de la información para producir contenido útil.
- *Connectivity*: Intercambio de información entre humanos, humano-máquina y máquinas-máquinas a través de redes de comunicación digital.

La disminución en los costos de los sensores ha permitido un aumento sostenido en el volumen de datos en el mundo digital y la mayor conectividad con costos decrecientes ha aumentando la digitalización en el mundo según lo señala la agencia internacional de energía estadounidense *IEA* en 2017. [20].

Dentro de los avances en los mercados energéticos en esta materia se encuentran los siguientes según la agencia *IEA* :

- Combustibles fósiles: Los sensores de bajo costo y el análisis de datos podrían hacer que el trabajo de la minería del carbón sea más seguro y eficiente. También se podrían disminuir los costos de capturar el carbón y almacenarlo.
- Electricidad y redes: mejorar la eficiencia y la reducción de costos podría ayudar a ahorrar cerca de 80 billones de dólares al año hasta el 2040. Además se podrían integrar las energías intermitentes renovables mejorando el pronóstico de vientos, sensores y los molinos de viento. Además los EV proporcionan una flexibilidad al sistema eléctrico lo que ayuda a una mayor proporción de energías renovables variables. Si los cargadores de los EV son inteligentes se podrían ahorrar costos de hasta 100 billones de dólares. 1000 millones de hogares con 11 mil millones de electrodomésticos inteligentes podrían

proporcionar una demanda flexible suficiente para evitar 270 mil millones de dólares en nuevas centrales eléctricas para 2040.

- **Industria:** El desarrollo de los robots en las industrias podría aumentar la exactitud con la que se realizan los procesos en las plantas disminuyendo la basura con el *trade-off* del desempleo de las personas, o la nueva capacitación para que busquen trabajo en otras áreas. Las impresoras 3D están posicionándose en la industria y podrían reducir el CO_2 emitido y el uso de energía.
- **Transporte:** Drones para inspecciones y para mantenencias de tuberías, difíciles de alcanzar con equipamiento para un humano y sobrevuelo no tripulado en alta mar. Como ya se mencionó los EV podrían permitir que la penetración de energías renovables variables fuese más veloz. La conectividad está permitiendo los servicios de movilidad compartida como lo son las bicicletas eléctricas, autos compartidos y transporte como *Uber* que entregan servicio por una aplicación.
- **Edificios:** *smart* termostatos o cargadores eléctricos EV podrían compensar a los clientes por ajustar su demanda en horas *peak* (*Demand Management*).

2.2. Sistema Eléctrico Chileno

El sistema eléctrico nacional chileno hasta el año 2017 estaba conformado por 4 sistemas interconectados que operaban aisladamente de los otros, pero hacia fines de ese año se unieron los dos principales, el Sistema Interconectado Central *SIC* y el Sistema Interconectado del Norte Grande *SING*, los que en conjunto pasaron a formar lo que hoy en día se denomina el Sistema Eléctrico Nacional *SEN*. Además de este sistema se le suman dos más que son el Sistema Eléctrico de Aysén *SEA* y el Sistema de Magallanes *SEM* que operan en la zona sur del país.

El *SEN* abarca una longitud de hasta 3100 *km* desde Arica hasta Chiloé y es administrado por el Coordinador Eléctrico Nacional *CEN*. El *SEN* cuenta a junio de 2020 con una capacidad instalada de 25.535 *MW*, el *SEA* con 63 *MW* y el *SEM* con 107 *MW*, según información almacenada en los boletines mensuales de *Generadoras Chile*.

Y con respecto al *SEN*, el sistema principal del país, se tiene que a junio de 2020 el 11.9 % de la capacidad total construida en *MW* corresponde a energía solar, el 8.8 % a parques eólicos, el 26.7 % hídrico, el 20.3 % a carbón, 11.3 % a petróleo, 19 % a gas, el 1.8 % a biomasa y 0.2 % geotérmicos [5] [15] [11].

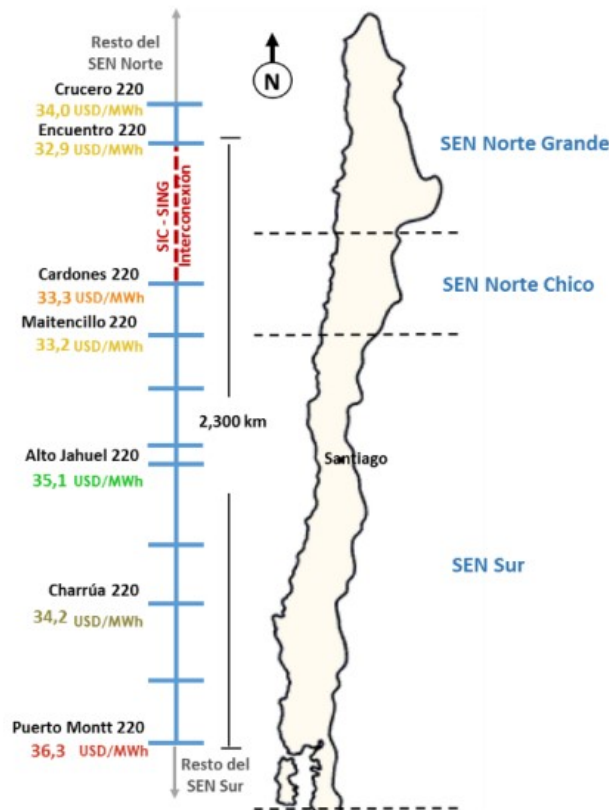


Figura 2.15: Sistema Eléctrico Nacional Chileno.
Fuente: SysteP, Reporte eléctrico Diciembre 2019

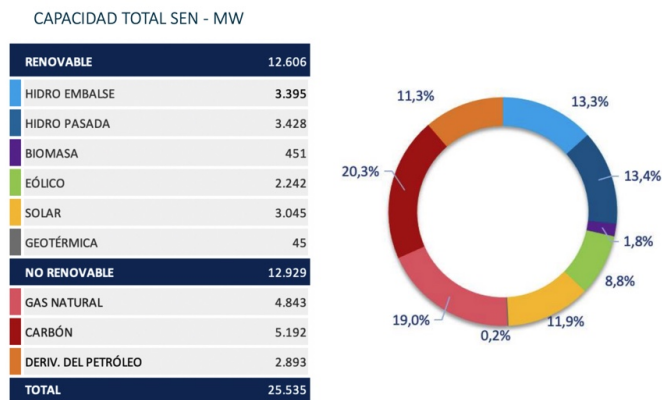


Figura 2.16: Sistema Eléctrico Nacional Chileno.
Fuente: Generadoras Chile Junio 2020

2.2.1. Datos generación histórica real eléctrica SEN

Si se estudia la información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional con respecto a la generación histórica por tecnología es posible ver la evolución que han tenido las nuevas tecnologías, en particular, las energías más limpias como lo son la eólica y la solar. Desde el año 2013 es que se empieza a observar una penetración de energías renovables no convencionales hasta llegar a lo que en la actualidad corresponde a poco más de un 20%

entre energía eólica y solar. La información se resume a continuación en las figuras 2.17 y 2.18:

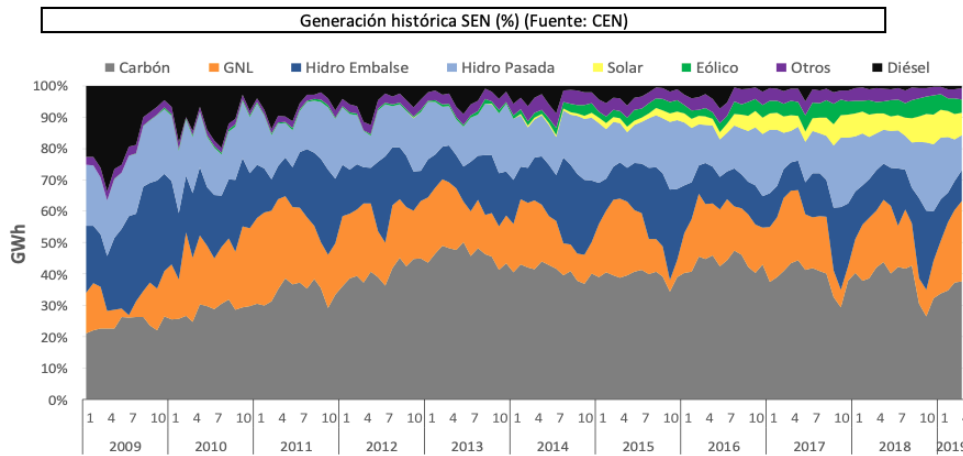


Figura 2.17: Evolución de la generación eléctrica en Chile desde el 2009 al 2019.
Fuente: CEN 2019.

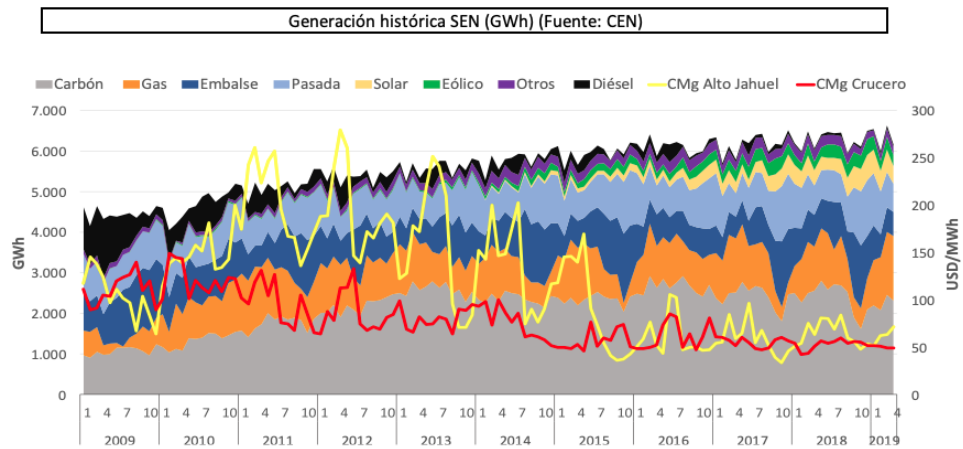


Figura 2.18: Evolución de la generación eléctrica en Chile desde el 2009 al 2019 en unidades físicas.

Fuente: CEN 2019.

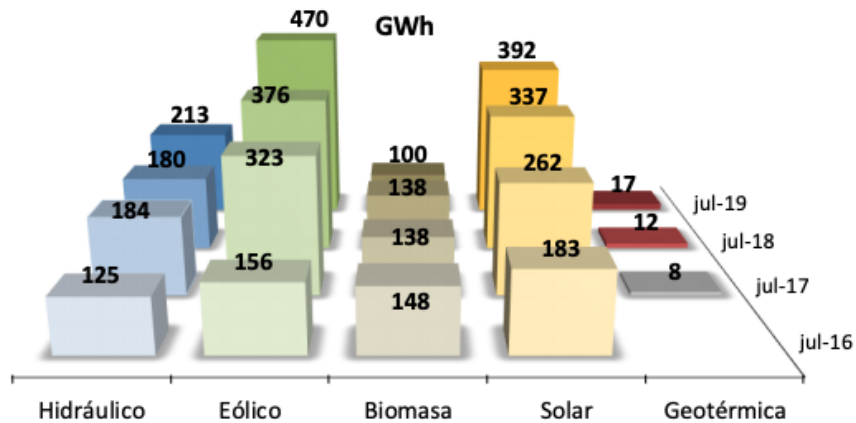


Figura 2.19: Evolución de la generación eléctrica en Chile desde el 2016 al 2019 en unidades físicas en las diversas tecnologías.

Fuente: *Systep, Reporte eléctrico Diciembre 2019*

2.3. Mercado Eléctrico Chileno

El Mercado Eléctrico Chileno ha presentado cambios a lo largo de su historia, en donde el más relevante es el del año 1978 con la reestructuración del sistema que finaliza el año 1982. Esta reforma implicó una desagregación en los 3 segmentos de la industria eléctrica que se conocen en la actualidad: generación, transmisión y distribución. [5]

2.3.1. Generación

En esta etapa se encuentran las generadoras a lo largo del país que inyectan energía al sistema utilizando diversas tecnologías para su producción, por lo que existe libre competencia. Existen las centrales solares FV, solares térmicas *CSP*, biomasa, carbón, ciclo combinado, gas, eólicas y las hidroeléctricas, principalmente. En Chile hay, según datos del Coordinador Eléctrico Nacional a la fecha de 6 de septiembre de 2019, 540 centrales generadoras. Estas empresas reciben dos tipos de ingresos: uno que es por la cantidad de energía despachada al costo marginal del sistema y otro que es por la capacidad disponible independiente de lo que se haya despachado. Las principales empresas de generación son *Colbún*, *AES Gener*, *Engie* y *Enel*.

También se debe mencionar que la generación en Chile no es un servicio público y que las centrales tienen como obligación el participar en el mercado eléctrico (también denominado *mercado spot*) despachando lo que solicite el Coordinador Eléctrico Nacional. No obstante, tienen la opción voluntaria de elegir si es que desean establecer contratos con clientes finales o no, en lo que es el negocio de la comercialización para una generadora.

De manera resumida para una generadora sus ingresos se resumen en los siguientes negocios:

- **Producción:** Consiste en ventas de energía o de potencia al *mercado spot*. La primera depende del costo marginal horario de la barra en la que se inyecta la energía ordenada

Power Market Structure

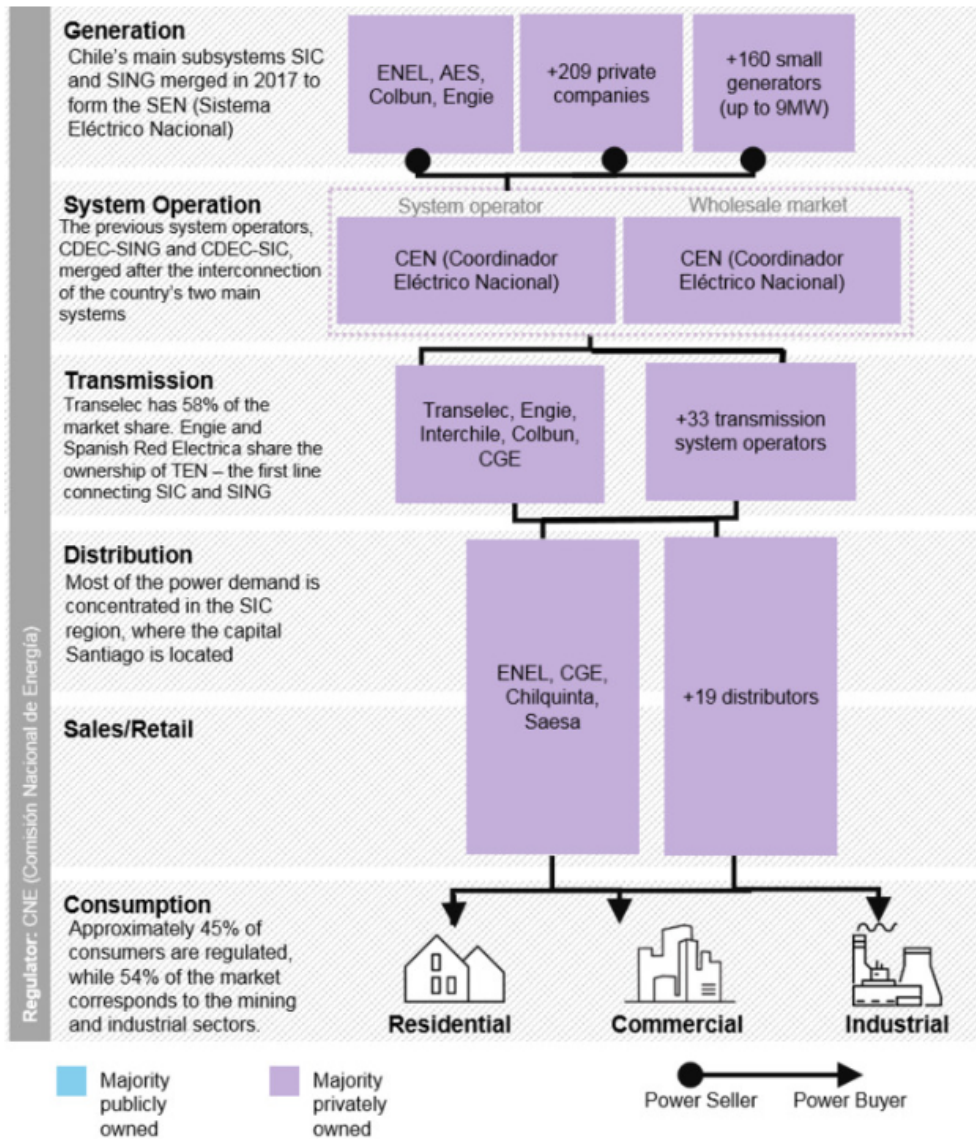


Figura 2.20: Sistema Eléctrico Nacional Chileno.
Fuente: Bloomberg NEF Chile Country Profile 2015.

a despachar por el Coordinador Eléctrico Nacional y de la cantidad de energía horaria a inyectar. La segunda depende de la potencia de suficiencia de la central y del precio nudo de corto plazo en la barra de inyección.

- **Comercialización:** Este modelo consiste en las ventas de energía y potencia que se realizan al cliente mediante contratos, dependiendo del consumo y de la potencia de facturación del cliente, respectivamente. A su vez existen cobros por otros cargos como lo son por la transmisión (regulados), sobrecostos *ERNCC*, Servicios Complementarios *SSCC* por retiros, mínimos técnicos, etc. Según la nueva ley 20.936 que reemplaza a la ley 19.940, los cargos por transmisión son particularmente Nacional y Zonal.

Con respecto a los egresos, se considera la compra de energía o de potencia que un

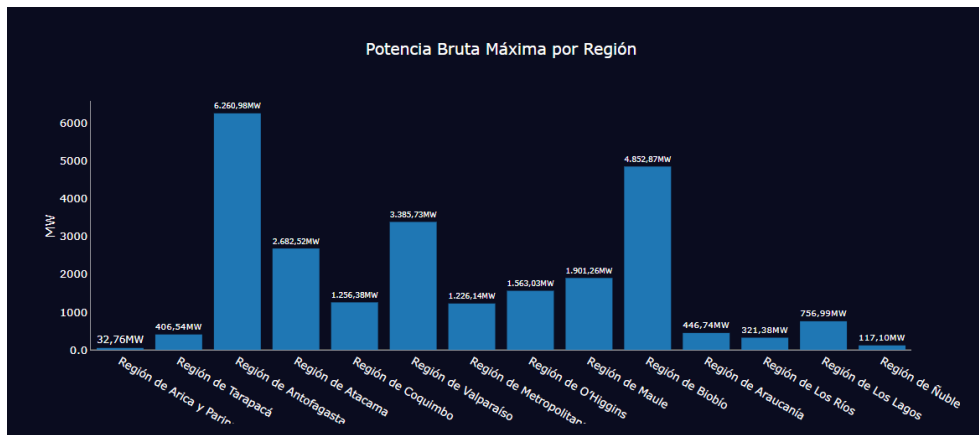


Figura 2.21: Potencia máxima bruta por región de Chile.
Fuente: CEN.

generador puede hacer al *mercado spot* y otros costos como pagos por transmisión, compra por atributos *ERNC* en caso de ser deficitario en inyección en *ERNC*, Servicios Complementarios *SSCC* y mínimos técnicos.

Se destaca que el carácter de este modelo de negocio es voluntario a diferencia de la producción en donde es obligación para el generador participar del *mercado spot*.

De manera resumida, en el negocio global de un generador existen 3 pilares fundamentales:

- Ingreso por ventas a clientes.
- Resultado del balance económico de transferencia de energía y de potencia entre generadores el cual puede ser balance físico (en energía o potencia) o balance monetario, y le da el carácter de excedentario o deficitario al generador dependiendo de si sus inyecciones son mayores a sus retiros o no.
- Los costos de operación por central en donde cada una produce lo señalado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

2.3.2. Transmisión

Corresponde al conjunto de líneas de transmisión, subestaciones e instalaciones que se encargan de transmitir la energía eléctrica desde la generación hasta los centros de distribución o hasta los clientes directamente. En este segmento la mayoría de las líneas poseen niveles tensión superior o igual a los 23 kV. Antiguamente, con la ley 19.940 existían los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y adicional, pero hoy con la ley 20.936 se dividen en sistemas de transmisión nacional, zonal, dedicado, conexiones internacionales y de polos de desarrollo. Luego del decreto de fuerza de ley DFL del año 1982, que dio paso a nuevas normativas en la transmisión, se introdujo el año 2004 la ley 19.940 que introduce a la LGSE una nueva regulación en transporte. Y finalmente, el año 2016 se cambia la ley 19.940 por la nueva ley 20.936 que cambia la nomenclatura de los sistemas de transmisión y agrega otros, y se garantiza el acceso a todos los sistemas de transmisión excepto a los dedicados sin capacidad técnica e interconexiones internacionales de interés privado. Existe a su vez un precio por uso de los sistemas de transmisión que son los pagos o peajes y los subistemas pasan a denominarse según el zonal asociado y no por una subtransmisora.

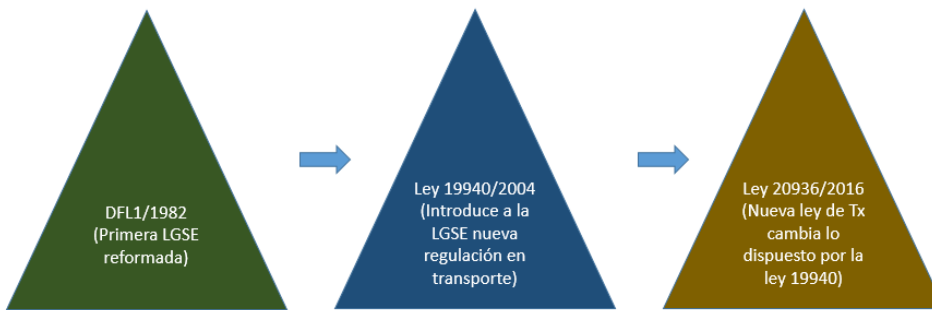


Figura 2.22: Evolución de la transmisión eléctrica en Chile.

Fuente: Elaboración propia



Figura 2.23: Número de kilómetros de líneas de transmisión de acuerdo a su tensión.

Fuente: CEN.



Figura 2.24: Transmisión eléctrica en Chile a día de hoy.
Fuente: *Mercado Eléctrico Chileno 2018, Universidad de Chile.*

2.3.3. Distribución

Corresponden a las instalaciones, líneas y equipos que operan en general a tensiones nominales menores a 23 kV y que le entregan energía eléctrica a los consumos finales. Se caracterizan por poseer áreas de concesión en donde pueden ejercer sus funciones de suministro eléctrico y el mercado eléctrico en el que se desenvuelven es de carácter monopólico natural por lo que el estado de Chile se encarga de regular las tarifas eléctricas que las empresas le cobran a los clientes libres o a los consumidores regulados.

En este segmento es importante destacar la existencia de economías de alcance, que se caracteriza por la capacidad una empresa en producir dos bienes con un coste medio menor al que incurrirían dos empresas que producen por sí solas uno de cada bien.

Por otro lado, a cada distribuidora en el país se le asocia una zona de concesión en donde ella tiene el deber de entregarle suministro eléctrico a todo cliente que pertenezca a la superficie interna del área concesionada.

A partir de diciembre del año 2017 se ha continuado con las normas respecto a la calidad de servicio entregado por las empresas distribuidoras y por eso se emitió un reporte con los puntos más importantes a considerar con ese objetivo. Se destaca que debe existir una calidad de servicio que contemple la calidad de producto, la calidad comercial y la calidad de suministro eléctrico. Además, se señalan los derechos y deberes de las distribuidoras que se resumen en los siguientes puntos:

- Prestar a los clientes y usuarios un servicio que cumpla con los requerimientos de calidad de servicio exigidos en la presente NT, sin discriminar arbitrariamente entre clientes y usuarios propios y de terceros.
- Entregar a la Superintendencia y demás organismos, clientes y usuarios, la información establecida en la presente NT y en la normativa vigente, cumpliendo con los siguientes requisitos:
 - Completa: contenga todos los elementos que permitan el control de las especificaciones de este norma.

- Oportuna: entregada dentro de los plazos establecidos.
- Fidedigna: confiable, veraz y que represente la realidad.
- Consistente: coherencia entre ella.
- Implementar los sistemas de información de acuerdo a lo establecido en la presente NT.
- Implementar las campañas de medición de acuerdo a lo establecido en la presente NT.
- Disponer de los registros históricos establecidos en la presente NT.
- Identificar, notificar y solicitar las acciones correctivas que corresponda a los clientes y usuarios que incumplan las exigencias establecidas en la presente NT.

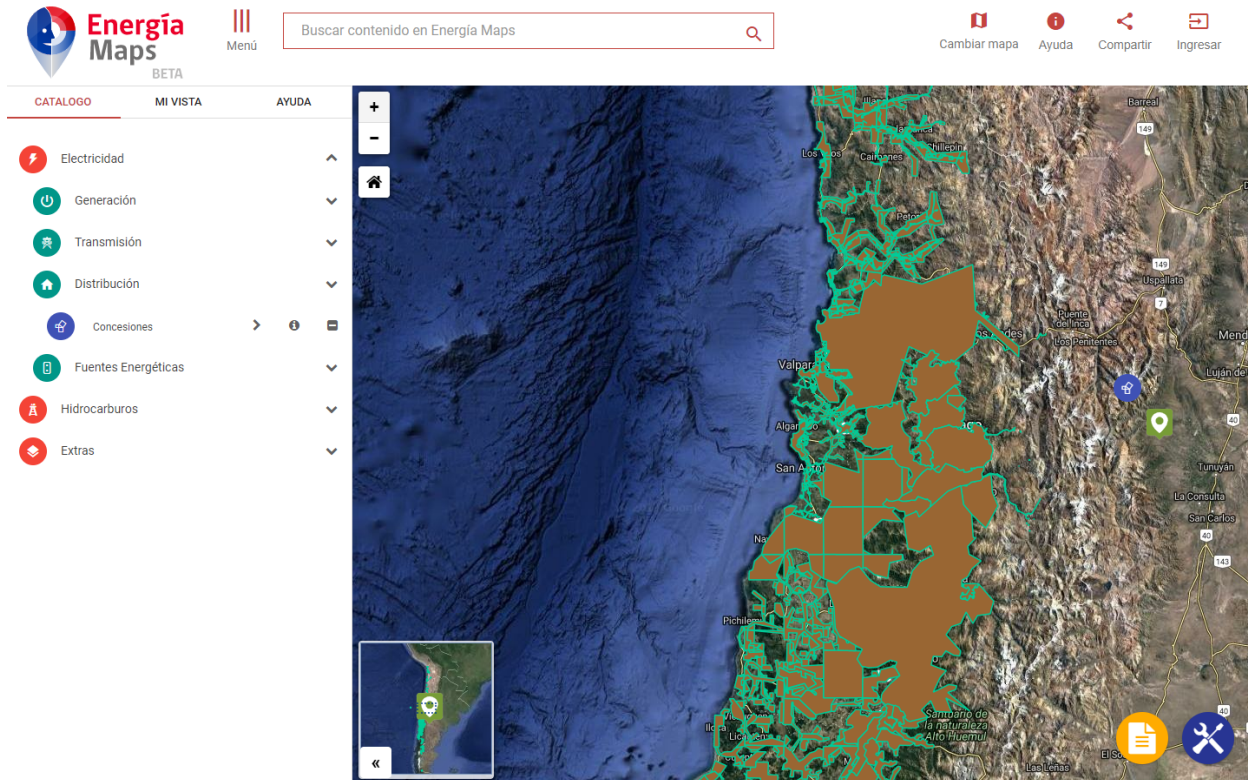


Figura 2.25: Zonas de concesión de empresas eléctricas.
Fuente: Energía Maps CNE.

2.3.4. Leyes de Distribución

Los sistemas de distribución del futuro en el país se visualizan como más complejos, inciertos y dinámicos.

Hoy en día los usuarios se encuentran más empoderados y con mayor control sobre sus consumos que años atrás. Sin embargo, esto demanda por parte de ellos tarifas apropiadas y con señales que reflejen los costos de suministro para que los usuarios puedan tomar decisiones de inversión y de operación eficientes. El desafío en el cual se está trabajando en el presente es en diseñar tarifas que permitan mantener principios de eficiencia y equidad tarifaria.

La propuesta conceptual de la nueva distribución eléctrica en Chile consiste en:

- Pilares de diseño: tarifas eficientes y competitivas, incentivos a la inversión, competencia, consistencia entre incentivos y exigencias, y gradualidad de la implementación y no retroactividad.
- Ejes de trabajo: definición de la distribución, regulación de los nuevos actores y roles, valorización y remuneración de la distribución, definición y cálculo de las tarifas, sanciones y compensaciones, definición del operador del sistema de distribución y planificación de la red y coordinación con actores interesados.

Por esta razón, se promulgó a fecha de 2 de noviembre de 2019 la ley 21.185 vinculada a la distribución eléctrica que como título señala que «Crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas» que tiene como fin evitar las alzas en las tarifas eléctricas de los ciudadanos chilenos entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020. Este dinero que percibían las generadoras lo percibirán en el futuro a partir de enero de 2021, cuando el precio estabilizado del consumidor *PEC* sea regulado por el IPC.

Ley Corta de Distribución

Una de las leyes importantes que se estaba tramitando en 2019 era la ley 21.194 que se titula «*Proyecto de ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos a fin de limitar la rentabilidad de las empresas de distribución eléctrica*». Esta corresponde a la Ley Corta de Distribución que reduce la rentabilidad de las distribuidoras desde 10% antes de impuesto a una banda entre el 6 y 8% después de impuesto, y a la fecha del 13 de noviembre de 2019 ya ha tenido su aprobación en la sala del senado.

Finalmente, el 13 de diciembre de 2019 la ley 21.194 fue publicada en el diario oficial de Chile, luego de 9 meses de tramitación.

Ley Larga de Distribución

Esta ley contendrá 3 pilares fundamentales que son :

- Servicios públicos de distribución: gestión de información operacional, valorización, remuneración y monitoreo de rentabilidad.

Sala del Senado aprobó en general Ley Corta de Distribución



la dirección correcta”.

14 de noviembre del 2019
Un nuevo avance tuvo la Ley Corta de Distribución tras ser aprobada este miércoles 13 de noviembre en general y de manera unánime en la Sala del Senado. La iniciativa del Ministerio de Energía introduce modificaciones sustanciales al segmento de distribución eléctrica.

El ministro de Energía, Juan Carlos Jobet, agradeció el apoyo unánime del Senado para el proyecto y dijo que “es muy importante aprobar pronto esta ley pues este es un servicio básico muy sensible para los chilenos y queremos que en el próximo proceso tarifario veamos reflejados sus beneficios en las cuentas de la luz”. El Ministro explicó que “este es un proyecto que beneficia a casi siete millones de familias chilenas. Nuestro objetivo como ministro de Energía es que las familias reciban un buen servicio al precio justo. Agradecemos que el proyecto haya sido aprobado de manera unánime por el Senado. Es una señal de que vamos en

Figura 2.26: Ley Corta de distribución.

Fuente: Energía Maps CNE.

- Competencia en beneficio de consumidores: ahorro e infraestructura energética, gestor de conexiones, respuestas de demanda y almacenamiento virtual power plant.
- Protección al usuario: calidad de servicio. Sanciones y compensaciones.

2.3.5. Ley de Flexibilidad

Muchos sistemas eléctricos en el mundo se encuentran en período de transición hacia una matriz energética más sustentable y segura, además de un aumento en la capacidad disponible dado el sostenido crecimiento de la demanda. Sin embargo, generar energía de manera sustentable con energía solar y eólica principalmente, está restringido a la variabilidad e incertidumbre del viento y del sol. Por este motivo, es que surge el concepto de la flexibilidad que consiste en la habilidad o característica de un sistema eléctrico para adaptarse a las condiciones de variabilidad e incertidumbre en generación y demanda, de forma confiable y costo eficiente, en todas las escalas de tiempo [32].



Figura 2.27: Descarbonización de la matriz energética.

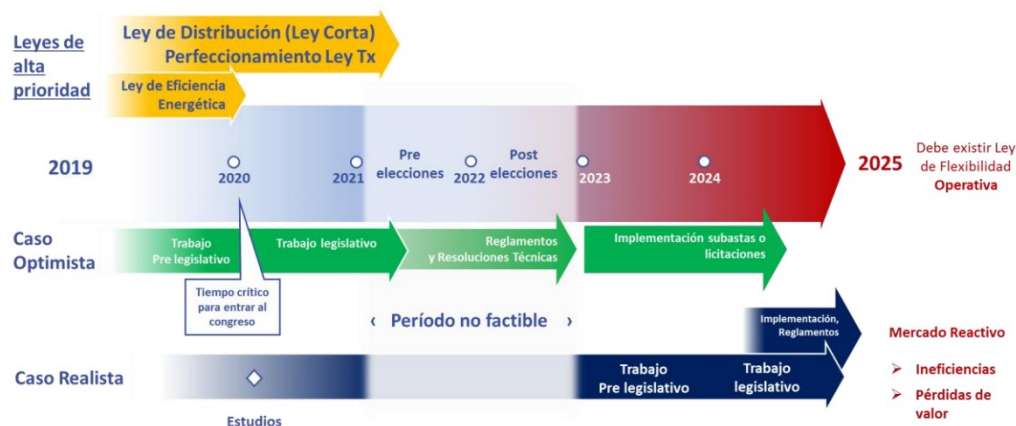


Figura 2.28: Línea de tiempo de promulgación de ley de flexibilidad, de distribución y de transmisión.

Fuente: Valgesta Energía. Seminario de Flexibilidad.

2.3.6. Servicios Complementarios

«Este año será decisivo en la transición que realiza el sector eléctrico nacional en torno a los Servicios Complementarios (SSCC), cuyas modificaciones entrarán en vigencia en enero de 2020, donde la competencia, la remuneración y asignación de pagos por sus operaciones, son ejes centrales dentro de la discusión sobre este tema, según lo que señalan a ELECTRICIDAD los actores del mercado local [30].»

Dada la alta penetración de fuentes de energía renovable eólica y solar en los últimos años en Chile, la inversión en servicios que mantengan la estabilidad del sistema manteniendo el balance entre la oferta y la demanda eléctrica en el sistema, ha cobrado una relevancia sustancial y es por eso que el Coordinador Eléctrico Nacional ha decidido implementar los SSCC. La principal importancia de los SSCC radica en que los clientes finales requieren un nivel de tensión en unas bandas nominales definidas según la norma técnicas y los SSCC otorgan los niveles de calidad para poder mantenerse en esos márgenes.

Actualmente, los SSCC se enfocan en cuatro áreas: control de frecuencia, control de tensión, control de contingencias y plan de recuperación del servicio.

En el informe del Coordinador Eléctrico Nacional de estudio de costos de los SSCC 2020-2023 se señala según la empresa consultora que se deberán remunerar estos servicios de acuerdo a los siguientes criterios: inversión y/o implementación [USD], mantenimiento [USD/año], operación [USD/evento], habilitación [USD], pruebas operativas [USD/evento] y certificación [USD/evento].

En el presente estos servicios están regulados por la *Ley Corta I* de 2004, con un reglamento vigente de 2016 en donde el coordinador eléctrico evalúa que instalaciones pueden aportar servicios complementarios recibiendo una remuneración por parte de las empresas generadoras. No obstante, a partir del año 2020 entrará un nuevo reglamento a la contraloría general de la república [8].

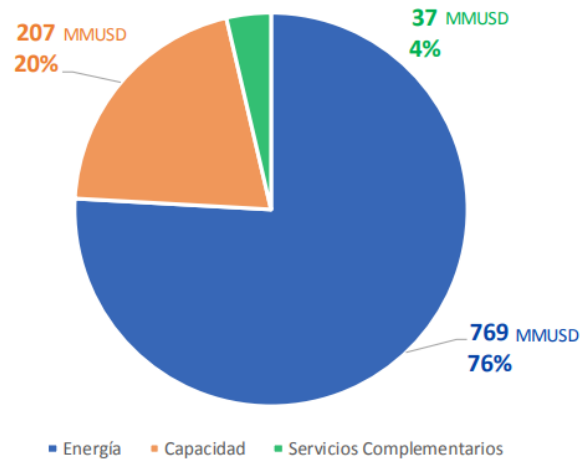


Figura 2.29: Servicios Complementarios en el Mercado Nacional.
Fuente: SysteP «Marco Regulatorio SSCC».

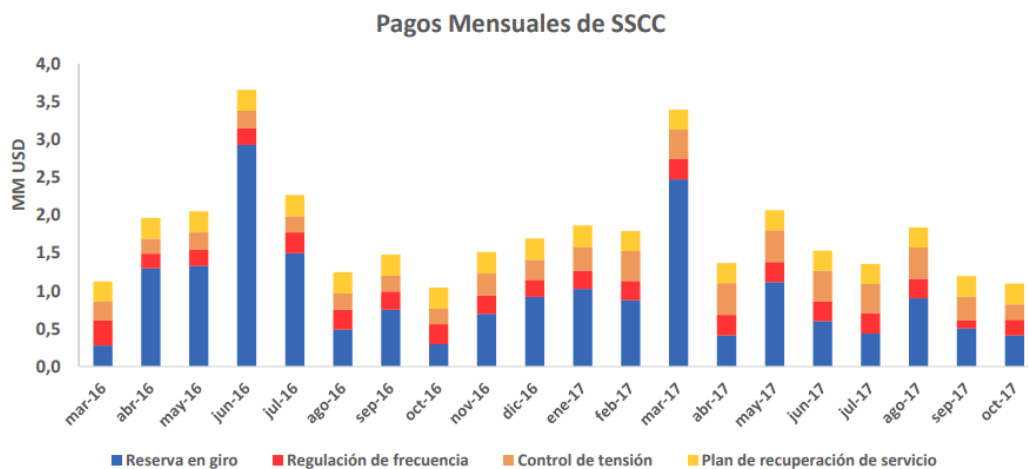


Figura 2.30: Mensualidad de Servicios Complementarios.
Fuente: SysteP «Marco Regulatorio SSCC».

2.3.7. Pequeños Medios de Generación Distribuido PMGD

Es aquel medio de generación que, estando conectado a una red de media tensión de una empresa concesionaria o a alguna instalación de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica y que utilicen bienes nacionales de uso público, aporta excedentes de potencia menores o iguales a 9 MW.

2.3.8. Pequeños Medios de Generación PMG

Corresponden a los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema nacional, zonal o dedicado.

2.3.9. Medios de Generación No Convencionales MGNC

Medios de generación renovables no convencionales e instalaciones de cogeneración eficiente cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kW .

2.3.10. Net Metering y Net Billing

La Ley 20.571 o más conocida como *Ley de Generación Distribuida Net Metering*, implementada en octubre del año 2014, permitía a los *PMGD* la generación eléctrica incentivando al autoconsumo y el pago por la inyección a la red por un valor del 60% del que se le cobraba al cliente final en la factura eléctrica. La regulación legal establecía un límite en capacidad instalada de generación renovable no convencional de 100 kW .

Luego, a partir de noviembre del año 2018 se estableció la nueva *Ley 21.118 de Generación Distribuida Net Billing* en Chile que limita la capacidad instalada a los 300 kW , modificando la cota superior de la ley pasada de *Net Metering* y buscando incentivar la generación residencial.

Esta ley mantiene la regulación del funcionamiento de equipos de generación eléctrica que trabajan en base a energías renovables no convencionales (*ERNC* – Solar, Eólica, mini hidráulica, entre otras) para el autoconsumo de clientes regulados (hogares e industrias), presentando un derecho para los dueños de estos equipos de inyectar energía a la red de la empresa distribuidora eléctrica.

2.3.11. Proceso de Conexión a la Red de un PMGD

Según el informe emitido por la *CNE* en Julio de 2019 denominado *Norma Técnica de Conexión y de Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión* el procedimiento de conexión de un *PMGD* se basa en las siguientes etapas:

- **Publicación e intercambios de información:**

Existirá un intercambio de información durante el proceso de conexión entre la empresa distribuidora, el coordinador y el interesado, el cual deberá efectuarse cumpliendo con plazos establecidos, calidad de información y exigencias mínimas para evaluar la factibilidad de su conexión.

- **Determinación de impacto no significativo *INS*:**

Para determinar si el impacto de un *PMGD* es no significativo el interesado deberá manifestar su interés a través del formulario de presentación de *SCR* (solicitud de conexión a la red). Un *PMGD* será evaluado como de *INS* solo si sus excedentes de potencia son menores o iguales a 1.5 *MW*. Además deberá cumplir con criterios que se indican en el artículo 2-19 y 2-22.

Debe cumplirse según el artículo 2-19 que la potencia máxima a inyectar por el *PMGD* del interesado no puede sobrepasar la capacidad de diseño del tramo de alimentador donde se encontrará el punto de conexión del *PMGD*. Se hace la distinción entre la potencia máxima a inyectar durante el día y la noche.

Se expresa en el artículo 2-20 la evaluación de la variación de tensión que implica un *PMGD* conectado a la red.

En el artículo 2-21 se menciona el impacto que genera el *PMGD* en el nivel de cortocircuito. Para verificar el aporte en la corriente de cortocircuito del *PMGD* se utilizará el modelo del alimentador que posea la empresa distribuidora, o en su defecto se utilizará un modelo de impedancias de secuencia positiva y cero. Se espera que ningún equipo de interrupción sobrepase en 85 % su capacidad de ruptura.

En el artículo 2-22 se evalúa la coordinación de las protecciones del *PMGD* con el sistema de distribución para asegurar que es de *INS*.

- **Estudios técnicos:**

En el caso de que el *PMGD* no sea calificado como de *INS*, la empresa distribuidora le indicará al interesado los estudios técnicos requeridos para evaluar el impacto que produce la conexión del *PMGD* en la red de distribución y de transmisión zonal.

El interesado tiene la opción de elegir si desea que los estudios técnicos sean realizados por la empresa distribuidora o por terceros.

- **Empresas de distribución conectadas a los servicios auxiliares:**

En caso de que los estudios sistémicos determinen que un *PMGD*, que se conecta a un alimentador abastecido directamente de transformadores de servicios auxiliares de centrales generadoras, invierta flujo a través de dicha instalación, la empresa distribuidora deberá notificar al propietario de la instalación para que pueda analizar el impacto que tiene dicha inversión de flujo en sus instalaciones.

Así, el propietario de dicha central podrá decidir si limitar las inyecciones del o los *PMGDs* conectados al alimentador, siempre y cuando la inversión de flujos hacia la central de generación pueda afectar la continuidad de servicio de ésta.

- **Determinación de los costos de conexión:**

El estudio de costos de conexión debe ser realizado por la distribuidora según lo indica el artículo 2-29. Este estudio no se deberá realizar en caso que el *PMGD* del interesado haya sido calificado como de *INS*.

Los costos de conexión a la red de distribución de un *PMGD* serán determinados mediante la diferencia de valores presentes de costos proyectados *PMGD* y no *PMGD* en los que debe incurrir la empresa distribuidora en el horizonte de evaluación o vida útil del proyecto. No se considera en este análisis los costos asociados a las compras de energía y potencia por parte de la empresa distribuidora, y las pérdidas eléctricas.

Para el cálculo de los costos de inversión, operación y de mantenimiento señalados anteriormente se diseñan dos etapas:

- **Inversiones estructurales:**

Correspondientes a las inversiones necesarias para mantener las variables eléctricas del sistema de distribución dentro del rango determinado por la normativa vigente. Se evalúa la red de distribución frente a dos escenarios para cada año: escenario de demanda neta máxima y escenario de demanda neta mínima en el sistema de distribución.

- **Evaluación económica de la expansión óptima de la red de distribución:**
Se minimiza función objetivo que considera el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones del sistema de distribución bajo estudio, los costos de explotación asociados a la zona de la distribuidora y los costos de las pérdidas del sistema de distribución.

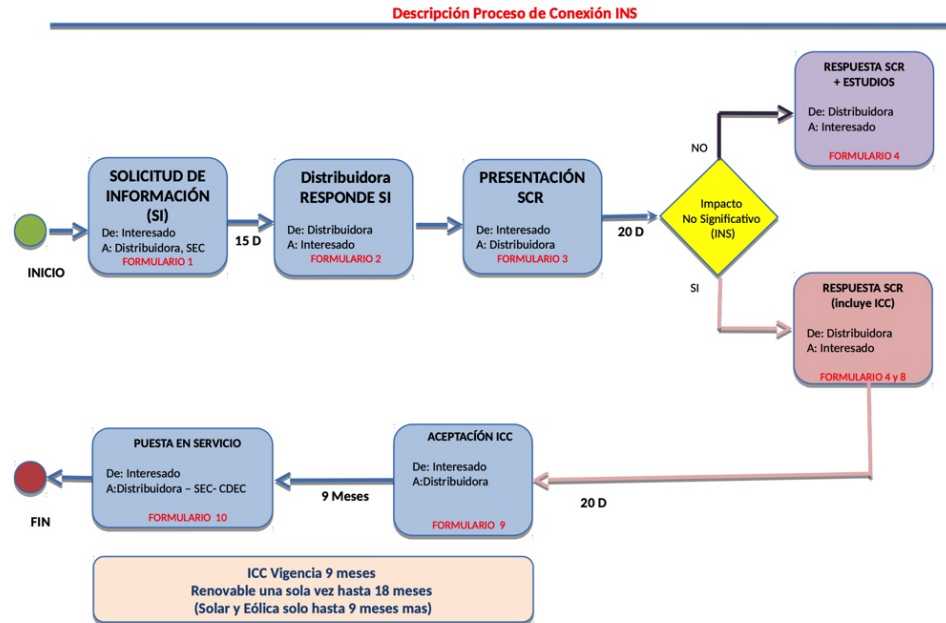


Figura 2.31: Proceso de conexión a la red de distribución de un *PMGD* de *INS*.
Fuente: Cigre y Superintendencia de Electricidad y Combustibles 2017.

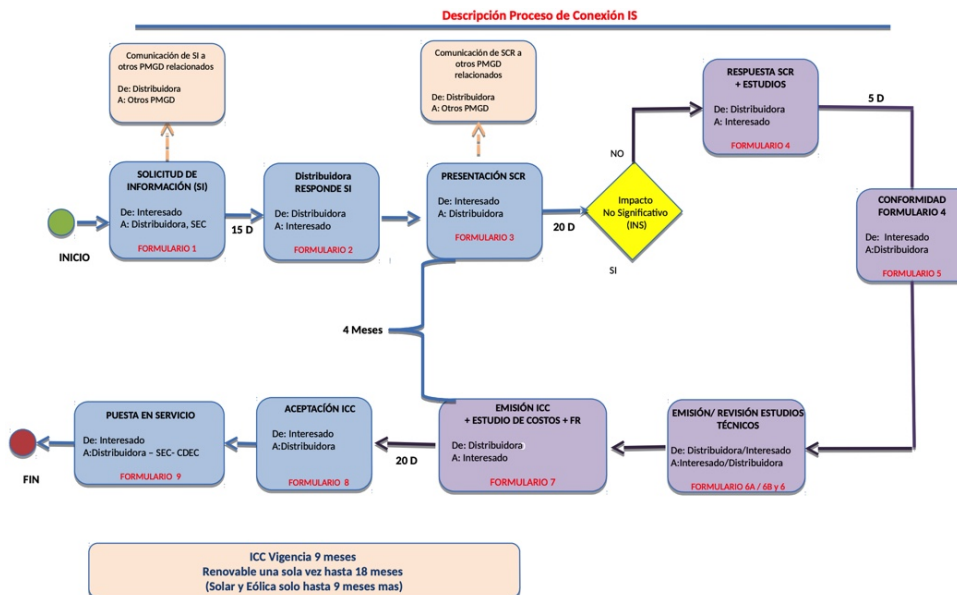


Figura 2.32: Proceso de conexión a la red de distribución de un *PMGD* de *IS*.
Fuente: Cigre y Superintendencia de Electricidad y Combustibles 2017.

2.4. Profundización en el Mercado Eléctrico Chileno

2.4.1. Valor Agregado de Distribución

El *VAD* se fija cada 4 años por el *Ministerio de Energía* con un previo informe técnico de la *CNE* y corresponde a un costo medio que incorpora los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo operando en el país, eficiente en política de inversiones y en su gestión, de modo que el *VAD* no reconoce necesariamente los costos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras. Según la página oficial de la *CNE*, al 24 de junio de 2020 se encuentran estipulados los cálculos de *VAD* y de servicios asociados hasta el año 2024 [9].

Por otra parte, se exponen los peajes de distribución en alta o baja tensión que deben pagar los clientes libres que ocupen instalaciones de las distribuidoras para recibir el suministro eléctrico pactado con las generadoras. Según la definición formal de la *CNE* este cobro se les cobra a los siguientes agentes:

«*Quiénes transporten electricidad y hagan uso de las instalaciones de distribución, para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios, que se encuentren ubicados en zonas de concesión de las empresas concesionarias indicadas en el numeral anterior, estarán afectos a los niveles tarifarios de peaje de distribución dados por la clasificación de área típica correspondiente a la empresa concesionaria que le otorga el servicio de transporte y conforme a las estructuras tarifarias de peaje que se explicitan en el numeral 6 del presente decreto.*»



Figura 2.33: Negocio de las distribuidoras.

Fuente: Mercado Eléctrico 2018, Universidad de Chile.

2.4.2. Cargos unitarios

Dentro de los cargos únicos a facturar a los clientes finales además del servicio público existen los vinculados a la transmisión de energía y a los servicios complementarios. Dicho lo anterior, se encuentran el cargo de transmisión zonal y nacional que, según las regulaciones de la ley 20.936, les corresponde a los retiros libres y regulados financiarlos en su totalidad. Los peajes de inyección que debían pagar los generadores hasta el año 2018 entran en un período de transición entre el 2019-2034 para que se eliminen completamente.

Por otro lado, la remuneración de la transmisión dedicada se divide entre lo que se proratea a las generadoras y lo que es utilizado por los clientes regulados. En el caso de la

Sistema Tx Zonal	Nivel Tensión [kV]	Cargo \$/kWh
Sistema A	220	0,816
Sistema A	154	0,816
Sistema A	110	3,631
Sistema A	66	4,688
Sistema A	44	4,688
Sistema A	33	4,688
Sistema A	Tx < 25	7,721
Sistema B	220	0,583
Sistema B	154	0,583
Sistema B	110	6,459
Sistema B	66	9,054
Sistema B	44	9,054
Sistema B	33	9,054
Sistema B	Tx < 25	13,420
Sistema C	220	0,501
Sistema C	154	0,501
Sistema C	110 [Ⓜ]	3,957
Sistema C	66	4,593
Sistema C	44	5,433
Sistema C	33	5,433
Sistema C	Tx < 25	9,176
Sistema D	220	0,249
Sistema D	154	0,249
Sistema D	110	1,899
Sistema D	66	1,899
Sistema D	44	1,917
Sistema D	33	1,917

Figura 2.34: Cargos por transmisión zonal en el mercado eléctrico.
Fuente: CNE Informe Técnico Abril 2020

Sistema Tx Zonal	Nivel Tensión [kV]	Cargo \$/kWh
Sistema D	Tx < 25	3,823
Sistema E	220	0,383
Sistema E	154	2,426
Sistema E	110	2,905
Sistema E	66	6,605
Sistema E	44	6,605
Sistema E	33	6,660
Sistema E	Tx < 25	10,117
Sistema F	220	0,300
Sistema F	154	0,300
Sistema F	110	1,770
Sistema F	66	6,507
Sistema F	44	6,507
Sistema F	33	6,507
Sistema F	Tx < 25	10,205

Figura 2.35: Cargos por transmisión zonal en el mercado eléctrico.
Fuente: CNE Informe Técnico Abril 2020

transmisión para polos de desarrollo según la ley 20.936 implementada en 2016 los generadores pagarán por las inyecciones a prorrata del uso que hagan de las instalaciones, mientras que los clientes finales pagarán por la capacidad no utilizada por inyecciones en un cargo único.

Sistema Tx Dedicado	Cargo \$/kWh
Dedicado	0,459

Figura 2.36: Cargos por transmisión dedicada en el mercado eléctrico.
Fuente: CNE Informe Técnico Abril 2020

También se muestran los servicios complementarios y el cargo que implican para los clientes libres y regulados que irá a los coordinados por el primer y segundo semestre del año 2020.

Toda esta información se encuentra en el *Informe técnico de Abril del año 2020* que se titula «*Fijación de cargos a que se refieren los artículos 115 y 116 de la LGSE*». Estos cargos son los que las distribuidoras agregan al cálculo de las tarifas reguladas. En este informe vale la pena destacar que no se consideran cargos por conexiones internacionales ni por polos de desarrollo para los clientes según se indica en los numerales 5 y 6, respectivamente.

Estimación SSCC Segundo Semestre 2020 [\$]	Energía [MWh]	Cargo por SSCC [\$/kWh]
5.801.002.561	34.208.484	0,170

Figura 2.37: Cargos por *SSCC* en el mercado eléctrico.

Fuente: CNE Informe Técnico Abril 2020

Estos cargos serán de vital importancia para el modelo de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento energético dado que serán los datos de entrada a la tarifa regulada *AT 4.3* de cada cliente.

2.4.3. Precio nudo de Corto plazo

Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía *CNE*, quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento generación permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes:

- **Precio básico de la energía:**

Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio.

- **Precio básico de la potencia de punta:**

Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de energía y otro de potencia que multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva.

En particular, para el cálculo de los Precios nudo de Corto Plazo en diciembre 2019 se recopilan por parte de la *CNE* los antecedentes entregados al Coordinador Eléctrico Nacional como lo son:

- El tipo de cambio del dólar: moneda de Estados Unidos dólar del segundo mes anterior a la comunicación del informe técnico definitivo.
- Proyección de demanda: previsión de la demanda eléctrica hasta el 2030 tanto para los clientes regulados como libres, así como las tasas de variación anual de cada demanda.
- Información de Combustibles: relacionado al costo variable de las centrales térmicas del *SEN* y a la proyección de los precios de los combustibles.
- Disponibilidad de Gas Natural.

- Programa de obras de generación en construcción y comprometidas.
- Programa de obras de transmisión en construcción.
- Plan de Descarbonización.
- Estadística Hidrológica.
- Stock de embalses.
- Horas punta del sistema.
- Obligación *ERNC*.

Los resultados de la modelación arrojan costos marginales asociados a cada barra y permiten calcular los precios básicos de energía y de potencia de punta.

Es importante notar que los precios básicos de energía representan valores esperados en base a un promedio de condiciones hidrológicas posible. En ese sentido, los costos marginales que se den en la práctica dependerán de que se verifiquen los supuestos de costos de combustibles, proyección de demanda, de fechas de entrada de centrales e instalaciones de transmisión, bajo una cierta condición hidrológica. Para mostrar distintas condiciones posibles, se muestra en el siguiente gráfico el comportamiento de los costos marginales para distintas hidrologías en el horizonte de planificación considerado en 10 años.

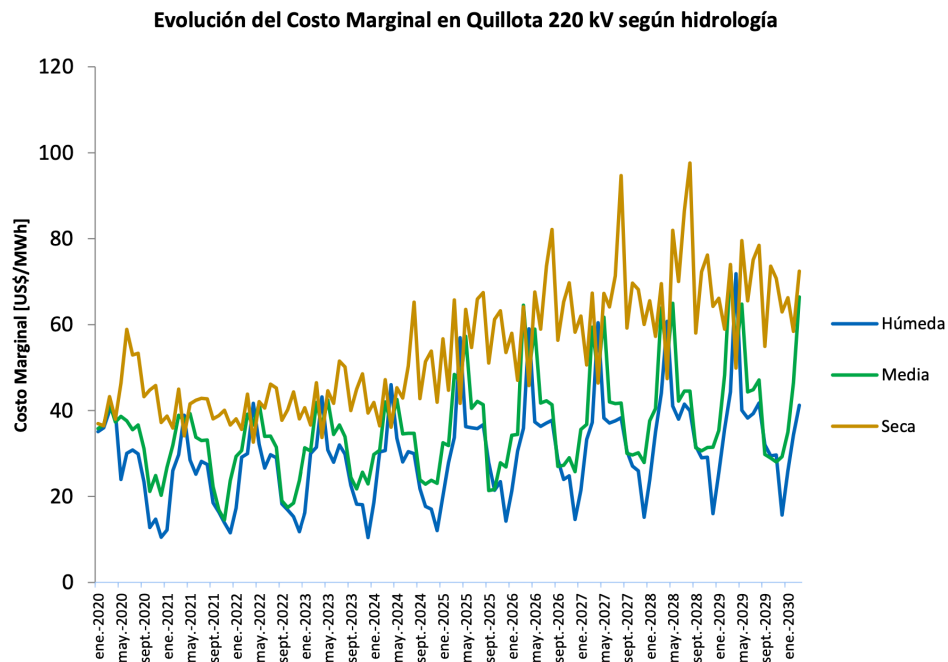


Figura 2.38: Costo marginal barra quillota 220 kV
Fuente: CNE Anuario 2019

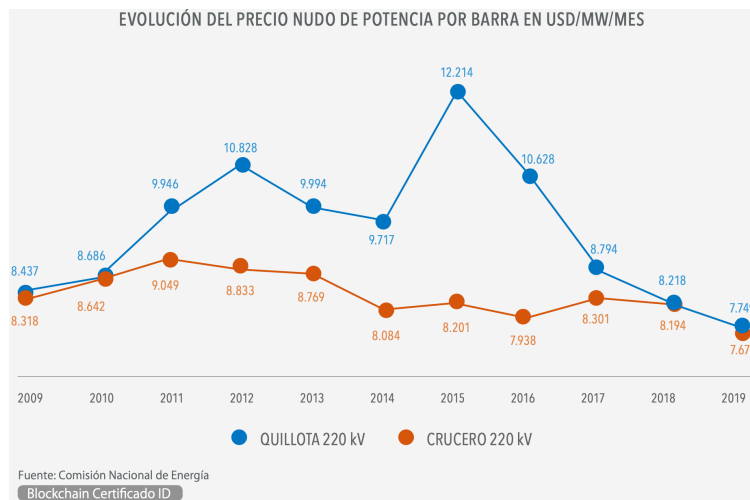


Figura 2.39: Precio nudo de potencia por barra.
Fuente: CNE Anuario 2019

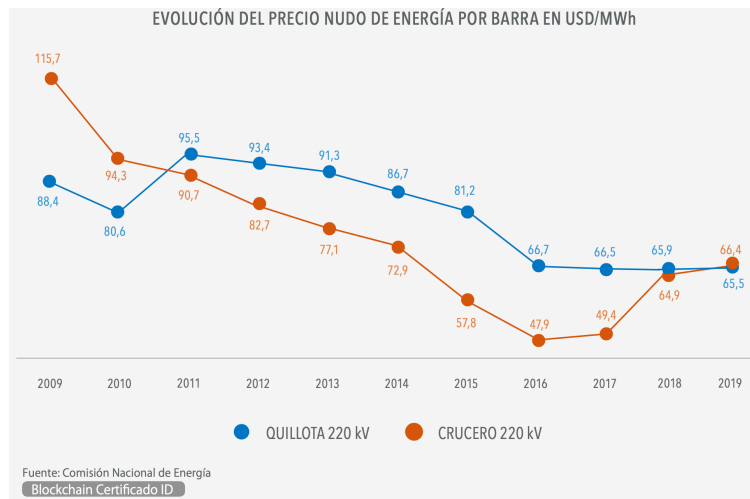


Figura 2.40: Precio nudo de energía por barra.
Fuente: CNE Anuario 2019

2.4.4. Precio nudo promedio traspasable a cliente final

Los Precios de Nudo Promedio (PNP) nacen de las modificaciones al marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley 20.018 o también llamada Ley Corta II, y corresponden a los precios que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados.

Estos precios se aplican a partir del 1 de enero de 2010 junto con la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro licitado que establecen los Artículos 131 a 135 de la Ley, y se componen por el promedio ponderado de los siguientes tipos de precios de contratos de suministro:

- **Precios de Nudo de Largo Plazo de Energía (PNELP) y Potencia (PNPLP):** son aquellos que debe pagar una empresa concesionaria de distribución a su suministra-

dor en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas.

PROCESO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
2006/01	CGED 2006/01	CGE Distribución
	CHL 2006/01	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes y EEPA
	CHQ 2006/01	Chilquinta, Edecsa, Litoral, Luzlinares y LuzParral
	EMEL-SIC 2006/01	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
	SAE 2006/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Cooprel, Copelec, Crell, Enelsa, Frontel, Luz Osorno, Saesa y Socoepea
	EMEL-SIC 2006/01-2	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/02	CHL 2006/02	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes y EEPA
	CHL 2006/02-2	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes y EEPA
2008/01	CGED 2008/01	CGE Distribución
	CGED 2008/01-2	CGE Distribución
	CHQ 2008/01	Chilquinta, Edecsa, Emelca, Litoral, LuzLinares y LuzParral
	EMEL-SING 2008/01	Emelari, Eliqsa y Elecda
2010/01	CHQ 2010/01	Chilquinta y Litoral
	CHL 2010/01	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes
2013/01	SIC 2013/01	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til-Til, Edecsa, Enelsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepea, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03	SIC 2013/03	
	SIC 2013/03-2	
2015/01	2015/01	Emelari, Eliqsa, Elecda, CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Emelca, Colina, Frontel, EEPA, Til-Til, Edecsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepea, Crell, Cooprel y Coelcha.
2015/02	2015/02	
2017/01	2017/01	

Figura 2.41: Cantidad de licitaciones de suministro eléctrico a clientes regulados por parte de las distribuidoras.

Fuente: Informe final de Licitaciones CNE 2019

- **Precios de Nudo de Corto Plazo de Energía (PNECP) y Potencia de punta (PNPCP):** son los precios a nivel de generación-transporte fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año en virtud del Artículo 160 de la Ley.

Entre las principales características del Precio de Nudo Promedio, se destaca en que **es un precio único determinado para cada distribuidora a nivel de generación-transporte**, y que se aplica un procedimiento de ajuste de modo tal que el Precio de Nudo Promedio de cualquier distribuidora no puede exceder en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación. Las diferencias deben ser absorbidas por el conjunto de clientes regulados del sistema completo, no solo los de las distribuidoras.

Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía *CNE*, quien a través de un Informe técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial.

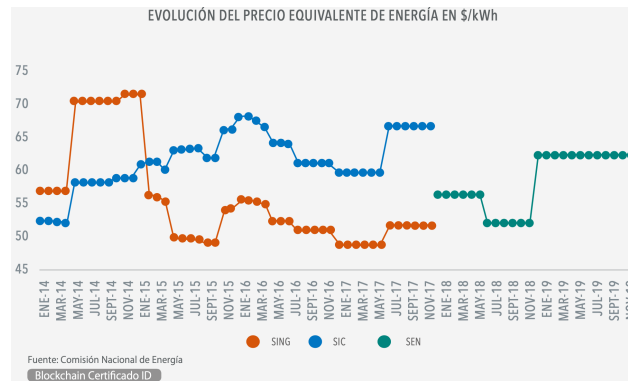


Figura 2.42: Precio nudo promedio de energía a nivel de distribución traspasable a clientes finales.

Fuente: CNE Anuario 2019

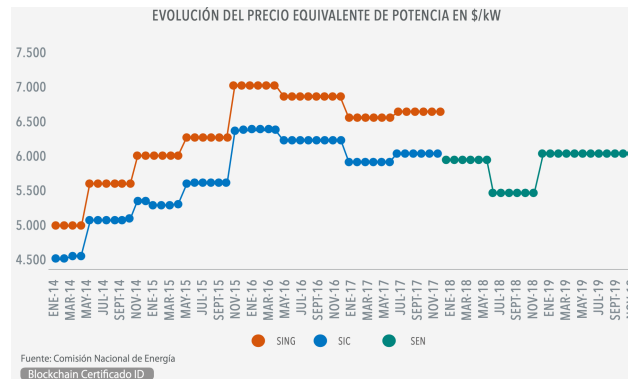


Figura 2.43: Precio nudo promedio de potencia a nivel de distribución traspasable a clientes finales.

Fuente: CNE Anuario 2019

2.4.5. Cargo por servicio público

El cargo por servicio público se incorpora a las tarifas a partir de las modificaciones del marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley 20.936 el año 2016, y corresponde al financiamiento por parte de los usuarios finales; libres y sujetos a regulación de precios, de los presupuestos del Coordinador Eléctrico Nacional, el Panel de Expertos y el estudio de franja que establece el artículo 93 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Este cargo comienza a aplicar a partir del 1 de septiembre del 2017 y se calcula como la suma de los presupuestos del coordinador eléctrico, franja y de panel de expertos sobre la proyección de demanda eléctrica a facturar para el año calendario que corresponda.

Para el año calendario 2020 se tiene una demanda proyectada de 74.650 GWh entre el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos. Mientras que para el presupuesto anual 2020 se tiene 35.000 millones de pesos chilenos destinados al Coordinador Eléctrico Nacional, 2.000 millones de pesos chilenos para el Panel de Expertos y ningún monto para los estudios de franja. Si se realiza el cociente entre estos factores se tiene el cargo por servicio público que es de $0,494 \frac{\$CLP}{kWh}$, que es el que se utilizará para el modelo de este trabajo.

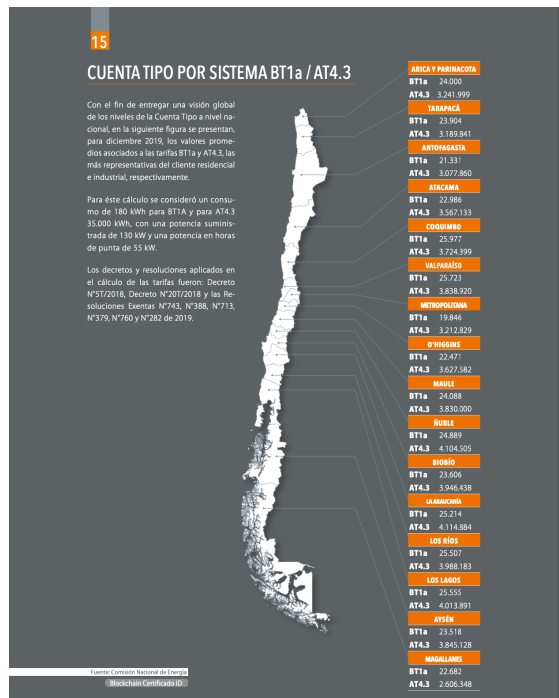


Figura 2.44: Cuentas principales de clientes regulados: *BT1* y *AT 4.3*.
Fuente: *CNE Anuario 2019*

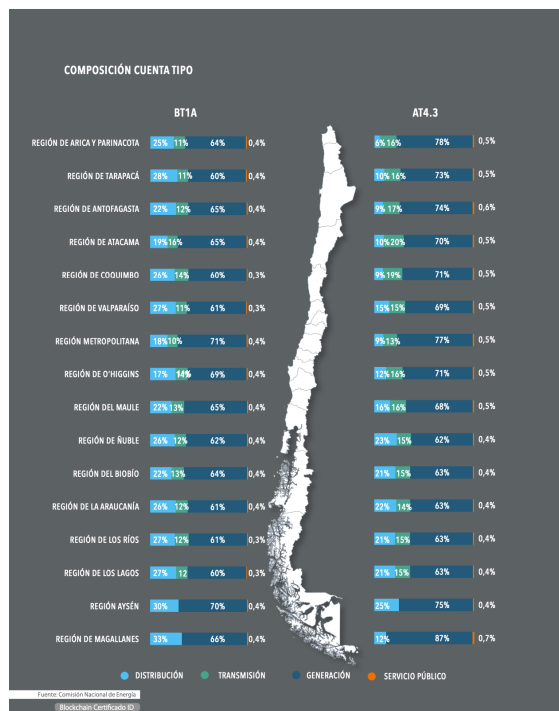


Figura 2.45: Composición de las cuentas principales de clientes regulados: *BT1* y *AT 4.3*.
Fuente: *CNE Anuario 2019*

2.4.6. Precio Medio de Mercado

Corresponde al precio que se determina considerando los precios de los contratos de los clientes libres y suministro de largo plazo de las distribuidoras, informados a la Comisión Nacional de Energía por las empresas generadoras del sistema eléctrico chileno. Se calcula considerando una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del *PMM*.

El *PMM* registrado en abril del 2020 para el SEN promedió los 83 $\frac{\$USD}{MWh}$, siendo un 0,8 % mayor que el registrado el mes anterior y un -15,9 % menor que el mismo mes del año anterior.

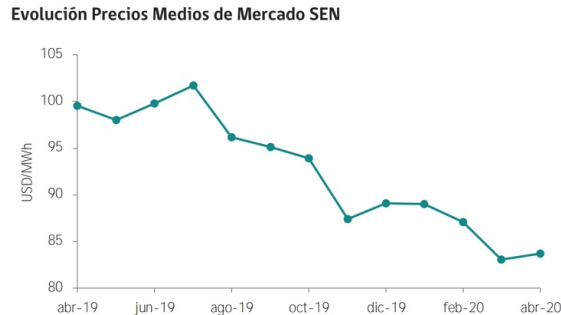


Figura 2.46: Precio Medio de Mercado Abril 2019 - Abril 2020.

Fuente: Reporte Mensual Sector Energético CNE 2020

2.4.7. Valor Anual de la Transmisión

En el mercado eléctrico chileno existen 5 tipos de líneas de transmisión: transmisión dedicada, transmisión de polos de desarrollo, sistemas de interconexiones internacionales, transmisión zonal y nacional.

La primera corresponde a líneas y subestaciones eléctricas enmalladas o radiales que se conectan al sistema eléctrico nacional y que tienen la misión de entregar suministro eléctrico principalmente a clientes no sometidos a regulación de precios o para inyectar la energía de centrales generadoras al sistema eléctrico. Remuneración se rige por contrato entre las partes.

La segunda se define como sistemas de transmisión conformados por líneas y subestaciones destinados a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente de los recursos territoriales del país. Un polo de desarrollo es una zona geográfica identificable donde existen recursos o condiciones de alto potencial para la producción o el consumo de energía eléctrica, cuyo aprovechamiento utilizando un único sistema de transmisión resulta de interés público y es eficiente económicamente. Los clientes solo financian las holguras del sistema, es decir, lo no utilizado por los generadores.

La tercera se define como líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional. Se distinguen sistemas de interés público y de interés privado.

En cuarto lugar, las transmisiones zonales se distinguen como líneas y subestaciones eléctricas que están dispuestas esencialmente al abastecimiento de clientes regulados, territorialmente indetectables.

Y la quinta corresponden a líneas de transmisión que permiten la configuración de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de transmisión ya mencionados.

El negocio que poseen las líneas de transmisión eléctrica se basa en recibir ingresos que puedan solventar los gastos de mantenimiento, administración, inversión y operación que realizan para llevar a cabo sus proyectos. El valor anual de transmisión V.A.T.T. zonal, nacional, para polos de desarrollo y dedicado, definido como la suma entre el A.V.I y C.O.M.A ajustado por el impuesto a la renta, se fija cada 4 años por la Comisión Nacional de Energía. El A.V.I corresponde a la anualidad de la inversión y considera la vida útil de cada tipo de instalación, y el C.O.M.A a los costos de operación, mantenimiento y de administración de las transmisoras.

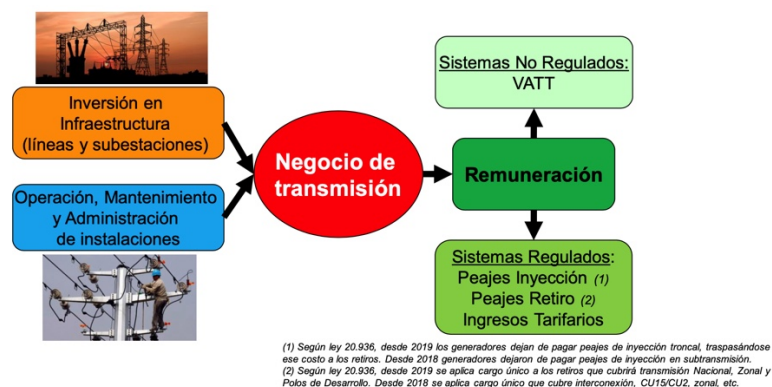


Figura 2.47: Negocio de las transmisoras.

Fuente: Mercado Eléctrico 2018, Universidad de Chile.

2.4.8. Costo de falla

Para determinar la operación óptima de cada sistema eléctrico, la *CNE* deberá utilizar en cada proceso tarifario valores representativos del costo en que incurre cada sistema ante diferentes niveles de déficit de suministro, los que se denominarán costos de falla esperados, en adelante «costo de falla».

Para determinar los niveles de déficit señalados y su valor económico, la *CNE* realizará, a más tardar cada cuatro años, estudios de costo de falla de larga y corta duración para los sistemas eléctricos respectivos, los que podrá contratar conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, con el objetivo de recoger los cambios que experimenten los principales factores de costo que componen dichos niveles de déficit.

Los Estudios de Costo de Falla deberán considerar el análisis del comportamiento ante situaciones de déficit de clientes industriales de diferentes tamaños, actividad económica y ubicación geográfica, entre otros aspectos. Respecto de los clientes comerciales y residenciales, la metodología de análisis podrá emplear herramientas o algoritmos matemáticos que representen de manera consistente y armónica la forma cómo estos consumidores se ven afectados

al no contar con suministro eléctrico.

Dentro del período de cuatro años, los costos para cada nivel de déficit deberán actualizarse en cada proceso tarifario, mediante fórmulas que den cuenta del cambio en el valor de sus principales componentes de costo.

	SEN	SSMM1	SSMM2
Profundidad	[US\$/MWh]	[US\$/MWh]	[US\$/MWh]
0-5%	755,73	845,56	856,75
5-10%	1.099,53	1.096,06	1.115,76
10-20%	1.587,84	1.210,05	1.233,61
Sobre 20%	2.165,22	1.377,15	1.406,38

*SSMM1: Cochamó, Hornopirén y Palena.

*SSMM2: Aysén, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

Figura 2.48: Costo de fallas de los sistemas eléctricos nacionales de acuerdo a la resolución exenta N 65 de fecha 28 de febrero de 2020.

Fuente: CNE 2020

2.4.9. Previsión Demanda eléctrica

La *CNE*, de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley 2.244 de 1978, debe analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, así como monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético. Para lo anterior, la *CNE* debe elaborar una previsión de demanda de energía eléctrica, la cual será utilizada en la determinación del precio de nudo de corto plazo, como también podrá ser utilizada en los demás procesos que desarrolle.

El Informe de Previsión de Demanda considera tanto a clientes regulados como a clientes libres. La previsión de demanda de los clientes regulados se desarrolla en el marco de los procesos de licitación de suministro y, en particular, del Informe de Licitaciones regulado en el Decreto N 106 de 2015, del Ministerio de Energía, modificado por el Decreto N 67 de 2017, cuyos resultados son recogidos en el Informe de Previsión de Demanda. Por su parte, la previsión de clientes libres se realiza en el Informe de Previsión de Demanda, de manera que éste comprende la previsión de ambos clientes.

PREVISIÓN DE DEMANDA			
SEN			
Año	Ciente Regulado(**)	Ciente Libre	Sistema (*)
2019	30.304	40.468	70.772
2020	29.941	41.717	71.658
2021	30.381	42.853	73.234
2022	30.840	44.054	74.894
2023	31.321	45.447	76.768
2024	32.148	46.491	78.639
2025	32.981	47.501	80.482
2026	33.868	48.587	82.455
2027	34.670	49.568	84.238
2028	35.539	50.813	86.352
2029	36.413	52.037	88.450
2030	37.221	53.033	90.254
2031	38.119	54.054	92.173
2032	38.987	55.034	94.021
2033	39.877	56.017	95.894
2034	40.784	57.018	97.802
2035	41.762	58.221	99.983
2036	42.772	59.439	102.211
2037	43.816	60.672	104.488
2038	44.868	61.843	106.711
2039	45.937	63.043	108.980

(*) Valores calculados en MWh y expresados en unidades de GWh.
(**) Previsión de demanda de clientes regulados a nivel de subestación primaria.

Figura 2.49: Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistema eléctrico nacional y medianos, Enero 2020.

Fuente: CNE 2020

2.4.10. Precios libres

Se determina con los precios medios de los contratos firmados por la generadora y/o distribuidor con el suministrado, los cuales son informados a la Comisión Nacional de Energía correspondiente a una ventana de 4 meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del precio medio de mercado [29] [31].

Cabe destacar que las empresas generadoras pueden comercializar su energía y potencia producida en los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado. Este caso corresponde a los clientes libres.
- Mercado de las empresas distribuidoras, a precio de nudo de largo plazo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado. Este caso corresponde a los clientes regulados que se encuentran en su mayoría en áreas de concesión de las distribuidoras.
- El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (*CDEC*), a costo marginal horario.

Los precios existentes en el mercado eléctrico chileno se muestran en la siguiente figura 2.50, en donde se exponen los tres segmentos de generación, transmisión y de distribución. Esta figura sirve para comprender que los clientes regulados y libres están sujetos a diferentes tipos de precios, y que estos sólo consideran pagos tradicionales como energía y potencia, pero no entregan un valor agregado al suministro eléctrico. El precio nudo que hace mención la figura se refiere al precio nudo promedio de hoy en día. Este utiliza el precio nudo de largo plazo de las licitaciones de suministro público para su cálculo.

Por este motivo es que la inserción en Chile de empresas que ofrezcan servicios y/o productos eléctricos, además de los commodity, corresponde a un sistema

novedoso y moderno a nivel nacional.

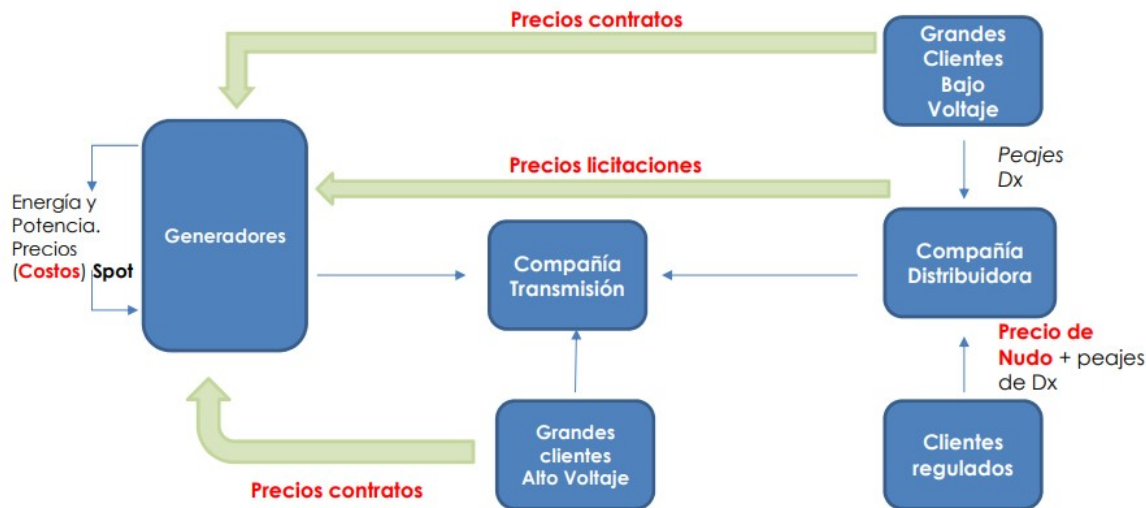


Figura 2.50: Precios en el mercado eléctrico.
Fuente: *System "Los precios nudo en el mercado eléctrico"*

2.5. Organismos y Autoridades

A continuación se darán a conocer los principales entes reguladores y fiscalizadores del sistema eléctrico chileno que existen en el país:

2.5.1. Ministerio de Energía

Es uno de los ministerios del estado de Chile que nace a partir de la entrada en vigencia de la ley N° 20.402 a partir del 2010 obteniendo la autonomía al separarse del Ministerio de Minería. Cuenta con alrededor de 1100 empleados y con 140 mil millones de pesos de presupuesto. Es el responsable de elaborar y coordinar, de manera transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país, y así asegurar que todos los chilenos y chilenas puedan acceder a la energía de forma segura y a precios razonables [24].

Hoy en día el estado chileno sostiene que el Ministerio de Energía quiere darle al país una visión a largo plazo, en donde la matriz energética se diversifique, sea equilibrada y sustentable en el tiempo.

2.5.2. Comisión Nacional de Energía

La *CNE* corresponde a un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el

Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Su Ley Orgánica Institucional corresponde al DL N° 2.224, de 1978, modificado por Ley Núm. 20.402 que crea el Ministerio de Energía [12].

Sus funciones principales radican según la ley en analizar precios, normas y tarifas eléctricas a las que deben regirse las empresas de producción, de generación, distribución con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Además le propone al Ministerio de Energía normas legales y reglamentarias.

2.5.3. Superintendencia de Electricidad y Combustibles

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles es un organismo fiscalizador que nace el 14 de diciembre del año 1904 con el nombre de Inspección Técnica de Empresas y Servicios Eléctricos. dentro del estado chileno. Tiene por misión verificar la adecuada operación de los servicios de electricidad. gas y combustibles, en términos de seguridad, calidad y precio. Por esta razón, se dice que es el organismo que se encarga de vigilar el mercado de la energía. Se relaciona con el Presidente de la República mediante el Ministerio de Energía [28].



Figura 2.51: Organismos nacionales del ámbito eléctrico.

Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Comisión Nacional de Energía y Ministerio de Energía.

2.5.4. Ministerio de Medio Ambiente

Es el ministerio encargado de colaborar con el presidente de la república en el diseño y aplicación de políticas, planes y programas en materias ambientales así como en la portección y conservación de la diversidad biológica y de los recursos hídricos y renovables, promoviendo el desarrollo sostenible y su regulación normativa. Este Ministerio fue creado en enero del 2010 para reemplazar a la Comisión Nacional del Medioambiente CONAMA. La actual ministra es Carolina Schmidt.

2.5.5. Panel de Expertos

Es el organismo encargado de resolver las discrepancias que puedan surgir conforme a la ley entre las empresas eléctricas y/o entre empresas que prestan el suministro de gas. Está conformado por profesionales altamente calificados, de gran trayectoria laboral o académica y fue creado el año 2004 por la ley N° 19.940 [25].

2.5.6. Dirección General de Aguas

Corresponde a un organismo del estado que forma parte del ministerio de obras públicas que tiene como misión promover la gestión y administración del recurso hídrico en un marco de sustentabilidad, interés público y eficiente. Además difunde la información generada por su red hidrométrica y la contenida en el catastro público de aguas para así contribuir con la competitividad del país y mejorar la calidad de las personas [1].

2.5.7. Coordinador Eléctrico Nacional

El Coordinador Eléctrico Nacional *CEN* es un organismo encargado de la operación en conjunto de las instalaciones interconectadas entre sí del sistema eléctrico nacional bajo las normas impuestas por la Comisión Nacional de Energía, que preserva la seguridad y la eficiencia económica de éste y que garantiza el acceso abierto a los Sistemas de Transmisión. Está compuesto por el presidente del consejo directivo que es Juan Carlos Olmedo y cuenta con más de 290 profesionales [10].



Figura 2.52: Organismos nacionales del ámbito eléctrico.

Fuente: Ministerio de obras públicas, CEN, Panel de expertos y Ministerio de Medio Ambiente.

2.6. Clientes del Mercado Eléctrico Chileno

En el Mercado Eléctrico Chileno existen dos tipos de clientes a los cuales se puede suministrar energía eléctrica. Estos son los clientes libres y los clientes regulados [23].

2.6.1. Clientes Regulados

Usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5000 kW ubicados en sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y que están afectos a regulación de precios por ley. El cobro que se les realiza a estos clientes es el valor agregado de distribución o VAD que se calcula cada 4 años y se calcula considerando el costo medio en que incurre una distribuidora modelo eficiente para proveer el servicio. Sumado a este valor se le agrega el precio nudo promedio PNP ajustado por el precio nudo de largo plazo PNLP, que relaciona la generación con la distribución, y el costo por el uso de las redes de transmisión y por servicio público [9]. Toda esta información se encuentra resumida en la figura 2.33.

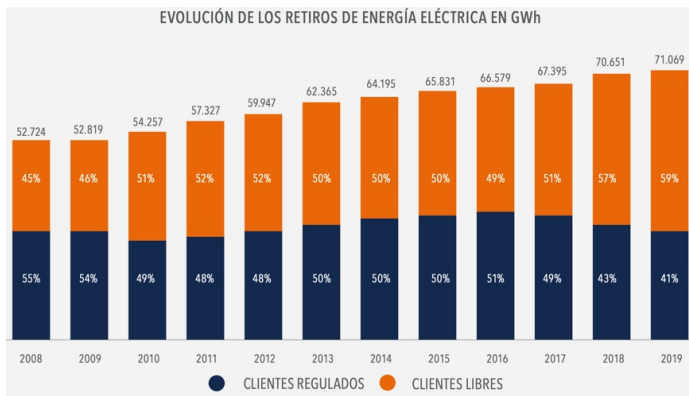


Figura 2.53: Evolución de la demanda de energía en GWh de clientes de 2008 al 2019.
Fuente: Anuario CNE 2019.

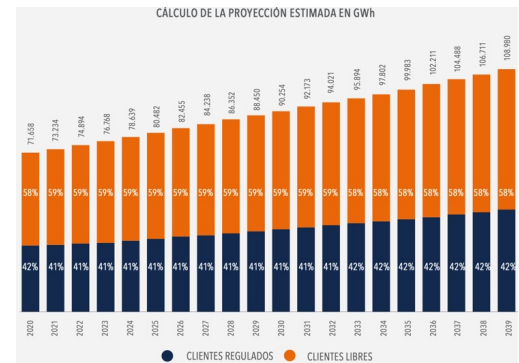


Figura 2.54: Proyección de demanda de energía en GWh de clientes de 2019 al 2038.
Fuente: Anuario CNE 2019.

2.6.2. Clientes Libres

Usuarios finales cuya potencia conectada es superior a los 5000 kW y que poseen según la ley libertad de precios, capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras.

Se destaca que los usuarios cuya potencia conectada esté entre los 500 y 5000 kW tienen la opción de cambiar de tarifa regulada a tarifa libre avisando con anticipación a la distribuidora [9] [16].

2.6.3. Curvas de demanda

Las curvas de demanda pueden ser diarias, mensuales o anuales. Las industrias se caracterizan por poseer motores de inducción, mientras que los clientes residenciales y comerciales consideran sistemas de iluminación, calefacción y aire acondicionado en sus actividades. Se puede medir el factor de carga del consumo del cliente como la potencia media sobre la potencia máxima, y el área bajo la curva corresponde a la energía utilizada durante un período específico.

- **Curva característica de un consumo de CR:**

La demanda de un cliente regulado en el tiempo se comporta con un crecimiento en la potencia en las horas de la mañana producto de que el consumidor utiliza electricidad, mientras que con el paso de las horas y desde las 6 hasta las 18 hrs se mantiene prácticamente constante el valor de la energía, pero al llegar a la hora de salida del trabajo en horario semanal se tiene que aumenta la energía consumida porque los clientes llegan a sus casas y utilizan sus electrodomésticos. La curva de carga comercial es más parecida a un cuadrado en el sentido de que dado que es un lugar que abre de 8 am a las 21 pm está consumiendo energía de manera constante en ese período y fuera del rango no consume casi nada.

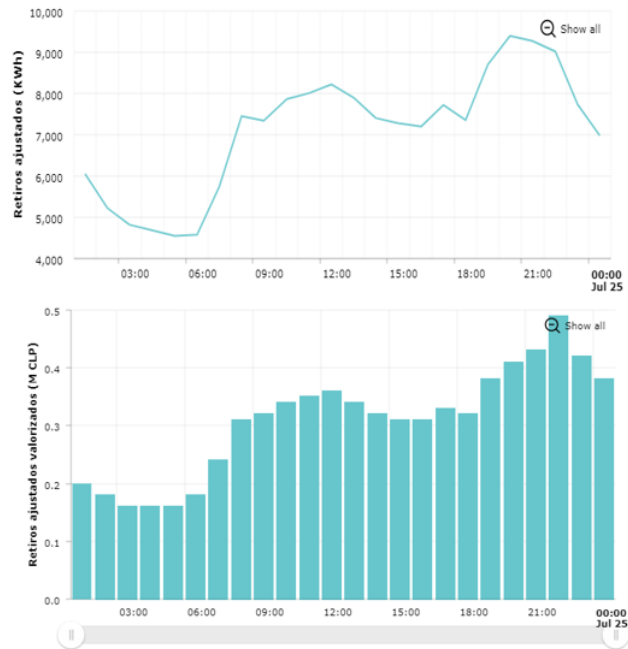


Figura 2.55: Retiro de energía físico y valorizado por parte de distribuidora que concentra según su memoria anual de 2018 el 93% de clientes regulados.

Fuente: CEN.

- **Curva característica de un consumo de CL:**

Estos consumidores pueden ser comercios o industrias. La industria se caracteriza por poseer una curva que crece entre las 6 y las 11 de la mañana pero que decrece por el probable cambio de turno a las 13 hrs. Luego, vuelve a subir desde las 13 a las 18 hrs y vuelve a bajar de las 18 hrs a las 5 am. Desprendiendo un análisis del balance de energía por retiros de clientes en el Coordinador Eléctrico Nacional, se tiene que los fines de semana las industrias mantienen su consumo fijo. Empresas mineras como Codelco Chile División el teniente, Codelco Chile División andina, la Mina de los Pelambres y SQM tienen este comportamiento de cliente libre [26].

2.7. Energy as a Service

2.7.1. ¿Qué es una Tendencia?

Según el diccionario de la *Real Academia Española* se tiene que *Tendencia* es en el marketing digital «lo más visto en la redes sociales de algún evento o cualquier hecho noticioso visitado con mucha frecuencia en un lapso corto de tiempo». Se sostiene que es esencial para el enfoque técnico del análisis de mercados. En términos más simples, la tendencia es la dirección del mercado y es lo que lleva a analizar en este informe el contexto del sector eléctrico, para evaluar económicamente la rentabilidad de los negocios.

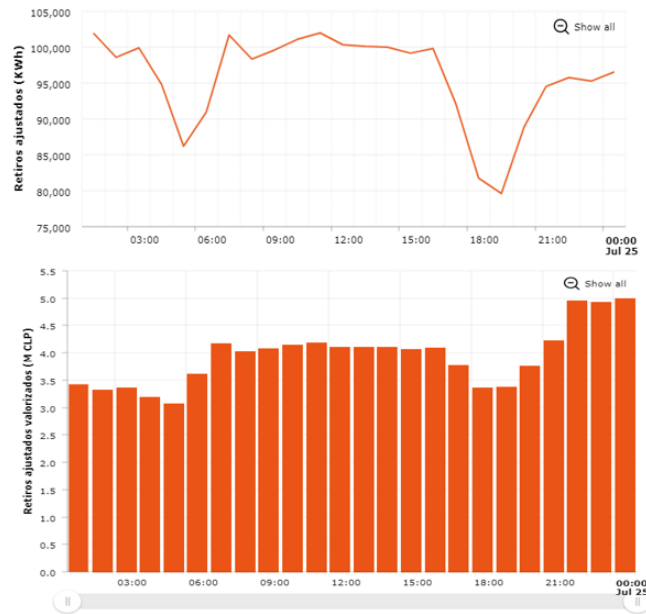


Figura 2.56: Retiro de energía físico y valorizado por parte de cliente libre.
Fuente: CEN



Figura 2.57: Tendencia.

2.7.2. ¿Qué es un servicio?

Es todo conjunto de actividades que busca satisfacer las necesidades de un cliente. Existen los servicios públicos y los servicios privados. Los ejemplos más ilustrativos de servicios son el agua potable, la electricidad, el gas, el teléfono, el internet, entre otros. A diferencia de un bien tiene las características de ser no material y de no consumirse tan solo una vez como si lo hacen los bienes. Los servicios requieren además una constante inversión en mercadotecnia, capacitación y actualización de cara a la competencia. Los proveedores de servicios componen el sector terciario de la industria. Según la *ISO 9000*, un servicio posee un carácter generalmente de intangibilidad.

2.7.3. Definición de *Energy as a Service*

Energy as a Service corresponde a un nuevo modelo de negocio que está surgiendo en el mercado eléctrico a nivel mundial que se basa en que los clientes se suscriben por un tiempo determinado a un *leasing* o arriendo por un servicio de energía que ellos deseen de acuerdo a sus necesidades, con el fin de evitar altos costos de inversión.

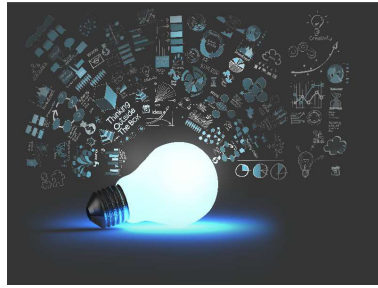


Figura 2.58: Servicio.

Otro mecanismo para financiar estos servicios es mediante *ESCO* o también llamado *Energy Service Company* que, según la empresa *Tesla Energy* en Chile durante 2018, destaca por ser un método en donde las empresas apoyan financieramente los proyectos de los clientes y resulta ideal para aquellos usuarios que no poseen capital inicial de inversión. Los ahorros por los servicios energéticos se dividirán entre el pago de los *ESCO*, el pago de la factura eléctrica y los ahorros para el cliente. Cuando caduque el contrato el cliente percibirá de manera completa los ahorros.

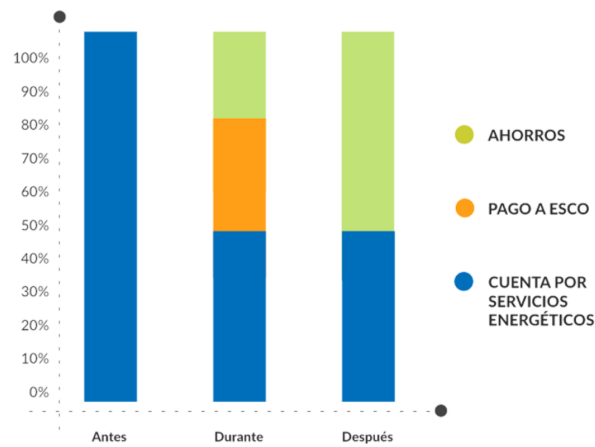


Figura 2.59: *ESCO*.
Fuente: *ESCO Acesol 2019*

Por todas estas razones es que se considera que el modelo se basa en *OPEX* y no en *CAPEX* [2].

Dentro de las principales características del contexto en el que se inserta el modelo de negocio de *EaaS* se encuentran:

- Clientes más empoderados con necesidades energéticas.
- Demandan algo más que energía. Buscan un valor agregado.
- Clientes no tienen el tiempo, expertiz o los recursos para buscar la solución por ellos mismos.
- Ofrecimiento de un servicio integral de todo su requisito específico mas la energía a cambio de una tarifa fija por un periodo determinado de años.
- Modelo basado en *OPEX* no en *CAPEX*.



Después del término del contrato, la empresa percibe el ahorro completo

Figura 2.60: Modelo *ESCO*.

Fuente: *ESCO Chile 2020*

2.7.4. Explicación gráfica del modelo de negocio EaaS

En el esquema de a continuación de la figura 2.61 se muestran los bloques representativos del modelo de negocio de *EaaS* en donde el foco está en las necesidades del cliente en el sector energético.

EAAS Futuro Modelo de Negocio



Figura 2.61: Esquema de modelo de negocio *EaaS*

Fuente: *Elaboración propia*

La clave en el modelo se basa en que la empresa generadora que ofrece los servicios de *EaaS* tenga conexión con empresas que la asesoren en los productos que pueda necesitar para cumplir con las expectativas de los distintos clientes. Además, poseerá un capital financiero que necesita para dar inicio al negocio y para mantener a la empresa estable en el mercado.

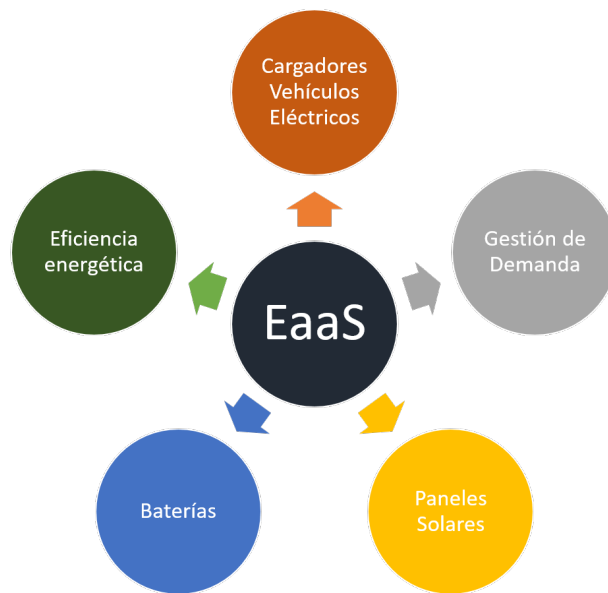


Figura 2.62: Esquema de modelo de negocio *EaaS* y sus servicios a entregar.
Fuente: Elaboración propia

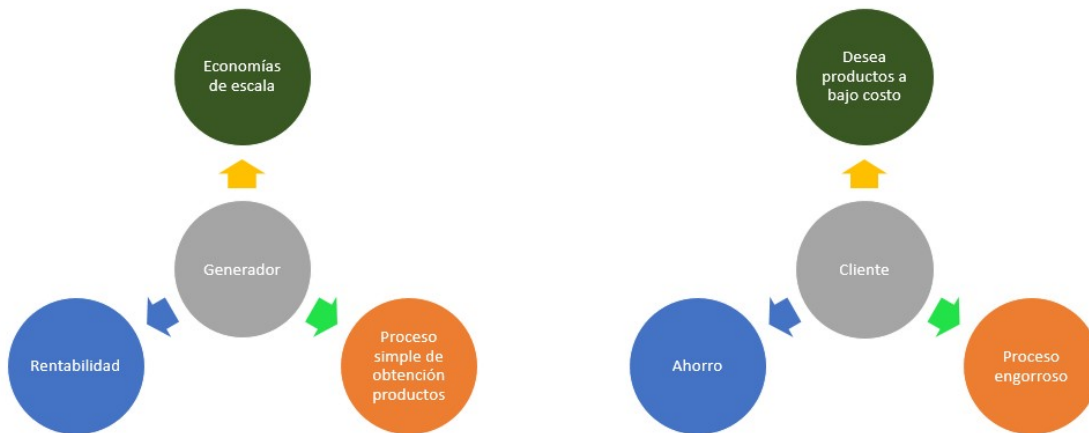


Figura 2.63: Forma en la que interactúan cliente y generador con el modelo de negocio *EaaS*
Fuente: Elaboración propia

Si se estudia el modelo de negocio eléctrico chileno actual que se muestra en la figura 2.64 se puede comprender que la relación que se establece con el cliente final está marcada por el consumo energético que está demandando pero no se enfoca en cómo este puede interactuar con los segmentos del mercado eléctrico y en comprender los valores agregados que los clientes desean.

Por ese motivo, es que se sostiene que el futuro modelo de negocio del mercado eléctrico

Modelo de Negocio Clásico



Figura 2.64: Modelo de negocio actual del sistema eléctrico chileno.

Fuente: Elaboración propia

que se constituirá en los próximos años será el que se muestra en la figura 2.65, en donde el cliente final tendrá necesidades que van más allá de la demanda energética que pueda requerir y agrega sello sustentable a sus procesos que van en línea con el futuro de la electricidad a nivel mundial y nacional con la ya mencionada descarbonización y el aumento de las energía renovables. Y no sólo eso, sino que los clientes a nivel de *Utility Scale* principalmente, ya contemplan invertir en mecanismos de eficiencia energética y *Demand Response* que le permitan interactuar con la matriz energética de mejor manera que la que se hacía hasta ahora.

Se destaca también en esta figura que en el futuro la generación eléctrica en Chile será predominantemente renovable con énfasis en las centrales de tipo eólicas, solares y hidroeléctricas. Además, el cliente podrá tener mayor claridad e información mediante *EaaS* de cuáles son las formas para poder decidir si desea o no conectarse a la red de distribución.

Modelo de Negocio Moderno

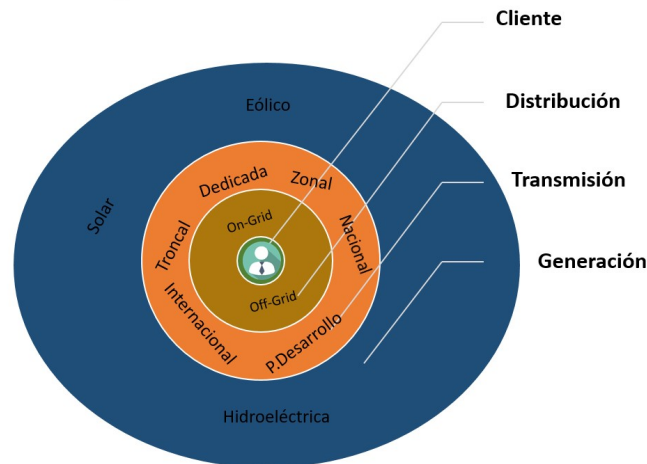


Figura 2.65: Modelo de negocio del futuro en el mercado eléctrico chileno.

Fuente: Elaboración propia

2.7.5. Evaluación económica de un proyecto

Corresponde a un método de análisis económico útil para adoptar decisiones racionales ante diferentes alternativas en un proyecto determinado.

El objetivo que tiene es identificar las ventajas y las desventajas asociadas a la inversión en un proyecto determinado antes de la implementación del mismo.

A diferencia de la evaluación financiera, la económica alcanza aristas no solo monetarias sino que también habla de las condiciones de vida de un grupo, es decir, se puede hablar de una rentabilidad social. Y para cuantificar este concepto es que se señalan como fundamentales los ingresos y costos del proyecto [17] [22].

Costos

- Costo de oportunidad

Es el costo en el que se incurre por elegir una alternativa en desmedro de otras. De alguna manera genera la interrogante de que sí merece la pena invertir en un proyecto o se ganaría más dinero por ejemplo, depositando ese monto a plazo fijo en una entidad bancaria.

- Costo directo

Gastos de inversión en muebles e inmuebles, personal, formación, etc. Se relaciona directamente con alguna de las actividades y resultados.

- Costo indirecto

No están directamente relacionandos con las actividades o los resultados sino que en el conjunto de ellas. Se les suele llamar gastos de administración o de funcionamiento, y se refieren al pago de alquiler de oficinas, electricidad, compra de ordenadores para administración, etc.

- Costos valorizados

Se relacionan con algun actividad o servicio que no tiene una contraprestación monetaria, sino que es más bien de carácter solidario.

- Costo marginal

El costo adicional que conlleva el producir una unidad más de algún bien o servicio.

- Externalidades

Situación en que los costos o beneficios de producción y/o consumo de algún bien o servicio no se reflejan en su precio de mercado. Es decir, son actividades que afectan a otros sin que estos paguen por ellas o sean compensados, dependiendo de si es que es una externalidad positiva o negativa. La primera aumenta el bienestar de las personas y la segunda se produce cuando las actividades un agente reduce el bienestar de ellas. Un ejemplo claro de externalidad negativa es la contaminación atmosférica producida por centrales a carbón y una positiva es la construcción de un aeropuerto que aumenta la conectividad entre regiones alejadas.

Beneficios

- Beneficios percibidos por las personas

Son beneficios no monetarios recibidos de manera subjetiva por las personas.

- Beneficios objetivos no monetarios

Se trata de beneficios cuya cuantificación ya está definida.

- Beneficios monetarios

Se refiere a la rentabilidad de una inversión realizada.

Valor Actual Neto

Corresponde a un método que permite calcular el valor presente de un determinado flujo de caja futuros originados por una inversión. La metodología consiste en calcular los flujos de caja futuros actualizados al tiempo presente o tiempo 0, y comparar estos con el desembolso inicial realizado. La tasa de actualización o de descuento (k o d) es el resultado del producto entre el coste medio de capital ($CMPC$) y la tasa de inflación del período.

La fórmula que permite obtener el valor actual neto es :

$$VAN = \sum_{i=1}^{t=n} \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (2.2)$$

donde V_t corresponde a los flujos de caja en el período t , k corresponde a la tasa de descuento o tipo de interés, I_0 es el desembolso inicial de la inversión y n es el número de períodos considerado para el proyecto.

Esta fórmula será de bastante utilidad para anualizar el costo de los productos a ofrecer en *EaaS* dependiendo de la vida útil que posean.

Tasa de rentabilidad

Se puede definir la tasa de rentabilidad o de descuento como la rentabilidad a la que se renuncia al invertir en un proyecto en lugar de invertir en otra alternativa. Por eso se dice que representa el coste de oportunidad del proyecto. Para realizar el cálculo de los flujos de caja para el valor actual neto de un proyecto se descuentan los flujos futuros a la tasa de rentabilidad k .

Tasa interna de retorno

Corresponde a aquella tasa de descuento TIR que ocasiona que el valor actual neto de un proyecto sea cero. Se dice que es la tasa máxima que soportaría el proyecto para ser rentable. Cualquier tasa de descuento mayor que la TIR haría que el VAN sea negativo, por lo que el proyecto debiera ser rechazado, mientras que cualquier tasa de descuento inferior a la TIR garantizará una rentabilidad positiva para el proyecto, por lo tanto será conveniente realizarlo. Esto es para el caso de un flujo de caja «bien comportado» con una inversión al año 0 y con flujos entrantes en los años siguientes como el que sigue a continuación:

Proyecto	0	1	2	TIR [%]
A	-1000	700	600	20
B	1100	-1500	300	12
C	-2000	4600	-2640	10 y 20

En este caso para el proyecto A se cumple que para cualquier tasa de mercado menor a la tasa interna de retorno el *VAN* es positivo, por lo que el proyecto es rentable y es conveniente realizarlo. Para el caso C se tiene una variación anual del signo de los flujos y eso produce que hayan dos tasas internas de retorno en el proyecto.

Además, se sostiene que a mayor *TIR* mayor rentabilidad del proyecto o negocio, y al revés, cuánto más baja sea más alta será el riesgo que se corre al realizar la inversión.

Costo Anual Equivalente CAE

El Costo Anual Equivalente *CAE* se utiliza para seleccionar entre proyectos que tienen vidas útiles distintas. A diferencia del *VAN* que considera los beneficios y costos, el *CAE* solo considera en su formulación los costos asociados del proyecto. En alternativas en donde los beneficios de dos proyectos son similares se ocupa este criterio para elegir entre alternativas de diferentes horizontes de evaluación.

Relación Beneficio/Costo

Este indicador permite comparar el valor actual de los beneficios del proyecto *VAB* con el valor actual de los costos del mismo *VAC* y la inversión inicial I_0 .

$$R = \frac{VAB}{VAC + I_0} \quad (2.3)$$

La regla de decisión indica que cuando R es mayor a 1 se recomienda ejecutar el proyecto porque los valores actuales de los beneficios son en proporción mayores a la anualidad de los costos más la inversión.

Período de Recuperación de Capital o Payback

PRC o *Payback* corresponde al número de años en que la inversión original se recupera con las utilidades futuras.

La regla indica que se deben preferir los proyectos con menor período de recuperación de capital. Cuánto más corto sea mejor.

Si las utilidades son constantes el período de recuperación es:

$$PRC = \frac{\text{Capital Invertido}}{\text{Utilidad Anual}} \quad (2.4)$$

Cuando las utilidades anuales son diferentes, se calcula la suma acumulada de las utilidades anuales (beneficios netos) hasta alcanzar el monto de la inversión. El número de años en que

se alcance la coincidencia entre la suma acumulada de las utilidades anuales y el monto total de la inversión será el período de recuperación del Capital.

Capítulo 3

Estado de Arte

Hoy en día el avance de la tecnología ha hecho que varios servicios se posicionen en el mercado no tan solo eléctrico. Por ejemplo los casos de los servicios de vehículos de alquiler como lo son *Uber*, *Beat*, *Didi*, *Cabify* y *Lyft* para el transporte de pasajeros. Por otro lado, se encuentran los servicios de delivery de alimentos como lo son *Uber Eats*, *Cornershop*, *Rappi*, *Glovo* y *Pedidos Ya*. Estos son solo algunos de los servicios que en la actualidad se prestan para los usuarios. Ahora para clientes que consumen electricidad y que han mostrado tendencias a tener un sello verde en su producción, y a ser más eficientes en sus procesos para ahorrar en la factura eléctrica, los posibles servicios a prestar de acuerdo al mercado corresponden a los siguientes [2]:

3.1. Energy as a Service

3.1.1. Puntos de carga de vehículos y buses eléctricos



Figura 3.1: Carga de vehículos eléctricos.

Considerando que la contaminación en Chile es alarmante tal como se muestra en la figura 3.2 en el *Anuario 2019* de la *CNE*, se hace necesario implementar otro tipo de medidas. Por eso es que se hace énfasis en estos tipos de vehículos.

En Chile existen 149 puntos de carga para autos eléctricos y se añaden a estos 6 electroterminales que cargan a los buses mediante baterías.

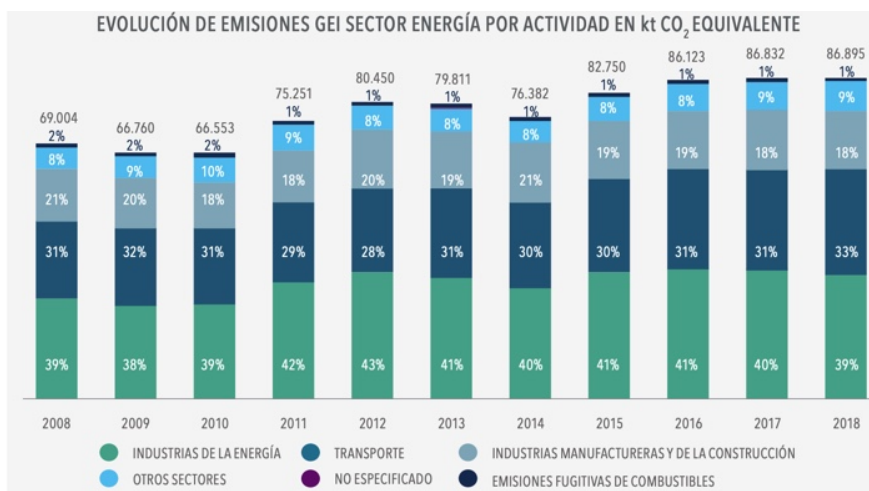


Figura 3.2: Emisión de gases de efecto invernadero en Chile a lo largo de los años.
Fuente: Anuario CNE 2019

Según la Superintendencia de Electricidad y de Combustibles a 2019 la electromovilidad en Chile cuenta con una capacidad instalada de 19,2 MW operativa a lo largo de 12 regiones, en donde 3,49 MW corresponden a 104 puntos de carga a vehículos particulares y 15,8 MW a 6 terminales de buses eléctricos ubicados en la región Metropolitana.

Los conectores puede poseer hasta 3 conexiones, como los cargadores *Voltex* de *Copec* que poseen 3 salidas, 2 de corriente continua y 1 de corriente alterna.



Figura 3.3: Carga de vehículos eléctricos.
Fuente: Electromaps Chile 2019, Bordless Charging

Además, se encuentran en marcha proyectos de instalación de electrolineras en la ruta 5 exclusiva para autos eléctricos de tal manera de poder masificar a autopistas concesionadas la electromovilidad. Habrán 2 puntos de carga en el tramo de ida y en el de retorno en la extensión Santiago - Los Vilos. El acuerdo ha sido firmado entre *Enel X* y *Autopista del Aconcagua*. La instalación se realizará durante el mes de noviembre y se estima que finalizará su construcción e iniciará su puesta en marcha a fines de 2020. Se destaca a modo de incentivo

a invertir en el desarrollo de la electromovilidad, el acceso gratuito a la carga durante 1 año en los puntos establecidos.

Otro punto a destacar es que en Chile han emergido lo que son los taxis eléctricos y los autos eléctricos arrendados, lo que ha permitido diversificar aún más la electromovilidad en el país. También se instalará el primer bus interurbano eléctrico en Chile que recorrerá el trazo Santiago - Rancagua y se posee una flota de camiones eléctricos de reparto, además de vehículos eléctricos para trabajadores.

Electromovilidad en Latinoamérica:

- **Brasil:** se espera que en el largo plazo Brasil se presente como un exponente importante en la electromovilidad regional latinoamericana, sobre todo considerando la cantidad de habitantes que posee. Ya se han implementado proyectos de movilidad eléctrica tanto para buses, taxis eléctricos y otros servicios.
- **Colombia:** En su flota de transporte público hoy cuenta con taxis y buses eléctricos en las ciudades de Bogotá y Medellín.
- **Perú:** No tiene gran avance en electromovilidad. Se implementó un plan piloto para un bus eléctrico en 2019 y se insertaron 2 taxis eléctricos en la ciudad de Lima. Se caracteriza por poseer como referencia a Chile en electromovilidad.
- **Uruguay:** Se prevé que antes de fin del año 2020 se compren 30 buses eléctricos de un total de 100 que se estima apoyar. Además, se ha logrado la implementación en operación de 54 taxis eléctricos en la ciudad de Montevideo.
- **Argentina:** El país ha hecho esfuerzos en esta materia y desde 2019 posee buses eléctricos en 2 de sus principales ciudades, Buenos Aires y Mendoza.
- **Ecuador:** Se ha anunciado la llegada de 20 buses eléctricos BYD K9 para ofrecer un transporte más seguro, limpio y eficiente para a los guayaquileños.
- **Costa Rica:** el país posee una matriz energética limpia de un 99%. El gobierno comunicó la instalación de 34 cargadores eléctricos vía rápida que fueron instalados en territorio nacional a fines de 2019. Durante el año 2019 se estrenaron 3 buses eléctricos donados por Alemania, y una fundación de desarrollo sostenible. A su vez, cuenta con un bus eléctrico de hidrógeno operando en Guanacaste desde fines de 2017.
- **Bolivia:** No existe un desarrollo amplio de la electromovilidad en el transporte público. Eso sí, el bus *BYD K9*, de 12 metros, tras movilizar a 46 mil pasajeros por La Paz, dio la certeza suficiente para que el operador Saucinc anunciara la llegada de 40 máquinas, durante el transcurso de 2019.
- **México:** Si bien se apostó por la electromovilidad hace décadas en el país con los trolebuses, hoy en día se encuentran inoperativos. Por ese motivo, se está apostando desde 2019 por la inserción de buses eléctricos en la flota de transporte público. En ciudad de México existen 20 taxis eléctricos.

La información proporcionada para cada país se obtuvo de la plataforma de electromovilidad del Ministerio de Energía de Chile de 2020



Figura 3.4: Paneles solares.

3.1.2. Paneles solares

Los paneles, placas o módulos solares son dispositivos que captan la radiación solar para transformarla en energía eléctrica que puede ser consumida o inyectada por un usuario específico. Sus usos pueden ser desde extraer agua de pozos, entregar sombra y carga a vehículos que sean eléctricos como lo son los estacionamientos solares, sistemas de iluminación hasta ocuparse como servicio público dentro de las ciudades como pueden ser en semáforos. Dentro de los principales componentes que posee una instalación de paneles solares se tienen:

- **Módulo FV**

Es la instalación eléctrica encargada de transformar la energía solar en energía eléctrica. Hoy en día existen paneles fotovoltaicos bifaciales con seguimiento a la trayectoria del sol, además de los monofaciales. Los bifaciales se caracterizan por superar la eficiencia que poseen los tradicionales en un 30% según señaló *La Revista de Electricidad* en Chile durante Noviembre de 2019 .

Por otro lado, la empresa China *Trina* afirma que su nuevo módulo FV llamado *Vertex* logra potencias de salida de 515.8W.

...«Según el resultado de la prueba realizada por la evaluación independiente de la certificadora alemana TÜV Rheinland. Este es otro gran avance después de que Trina Solar había comenzado la producción en masa formal de la línea piloto Vertex, el 18 de marzo y del envío del primer pedido de Vertex el 27 de marzo....Vertex es uno de los primeros módulos de ultra alta potencia en ser certificado por instituciones internacionales de prueba. Ha pasado la prueba IEC del módulo fotovoltaico de TÜV Rheinland y se le han otorgado, tanto el estándar de rendimiento del módulo fotovoltaico IEC 61215, como los certificados del estándar de seguridad del módulo fotovoltaico IEC 61730»...

En Chile, la empresa *Atamostec*, una iniciativa público-privada apoyada por la *CORFO*, una agencia del gobierno de Chile, ha construido paneles bifaciales en el Desierto de Atacama, donde se ofrece la mejor radiación solar en el mundo.



Figura 3.5: El campo de prueba de la Universidad de Antofagasta en el Desierto de Atacama de *Atamostec*.

Fuente: PV Magazine Febrero 2020

- **Inversor**

El inversor tiene la misión de transformar la corriente continua que se genera en los paneles fotovoltaicos en corriente alterna, la cual es posible inyectar o no a la red eléctrica. Se destaca de estos productos la eficiencia calculada como el cociente entre la potencia de salida AC y la suma de las pérdidas con dicha potencia.

- **Regulador de Carga**

«Los reguladores MPPT se dimensionan dependiendo la potencia fotovoltaica y la tensión en baterías, mientras que los reguladores PWM se dimensionan dependiendo de la intensidad máxima de placas y tensión de baterías». Fuente: *AutoSolar 2018*

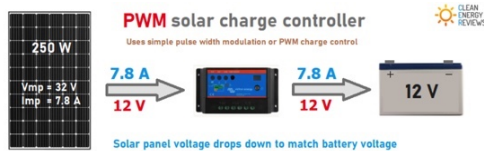


Figura 3.6: *PWM*.

Fuente: *Clean Energy Reviews 2017*.



Figura 3.7: *MPPT*.

Fuente: *Clean Energy Reviews 2017*.

Producto de la importancia de que las baterías de un sistema de almacenamiento energético logren una alta vida útil es que se hace necesario regular sus cargas para no dañarlas. Este equipo se instala entre el sistema FV y las baterías. Existen 2 tipos fundamentalmente en el mercado de reguladores de carga: *PWM* y *MPPT*. La utilización de uno u otro depende del voltaje con el que trabajen los paneles solares y las baterías.

Los reguladores de carga *PWM* son los más sencillos y baratos que los *MPPT*, y se ocupan de impedir que siga llegando corriente desde los paneles solares hasta la batería cuando esta ya se encuentra llena. En otras palabras, cuando la batería tiene su carga completa y ya no se puede seguir introduciendo electricidad en sus elementos, el regulador corta el acceso. Una sobrecarga sería perjudicial para las baterías, así que la presencia del regulador es indispensable.

Los *PWM* se instalan en sistemas de paneles solares y baterías que funcionan con el mismo voltaje, por ejemplo, 12, 24 o 48 V. Es decir, si el panel solar es de 12 V y la batería también, se puede usar un *PWM*, suponiendo que soporte dicho voltaje.

En cambio, si se tiene un panel de 24 V y la batería es de 12 V, entonces se requerirá un regulador de carga *MPPT*. Este tipo realiza la misma función que su homólogo, cortando la llegada de electricidad cuando la carga de la batería está completa, pero además se ocupa de transformar el voltaje entre los paneles solares y el acumulador. Ahora bien, los *MPPT* tienen limitaciones en cuanto a la potencia que pueden aceptar procedente de los paneles solares, y deben estar pensados para dicha potencia. Por ejemplo, no es lo mismo tener un panel solar de 300 W que dos. También, hay que controlar el amperaje de los paneles solares, para evitar que supere el límite definido para el regulador, y asegurarse de que no se supera el voltaje máximo permitido para su diseño.

Existen hoy en día algunos reguladores que muestran en una pantalla informativa el estado de carga de la batería y la capacidad de generación de los paneles. El sistema podría advertir de una escasez de carga en las baterías incluso evitando una descarga de estas si se requiriera.

- **Baterías**

Encargadas de almacenar la energía eléctrica, las baterías tal como se explicará más adelante, son los sostenedores de las intermitencias en las energías del futuro no contaminantes como lo son las renovables no convencionales, principalmente la solar y eólica.

La tecnología de almacenamiento más conocida hoy en día es la de *Ion-Litio*, además de una amplia gamma de diferentes tipos de ellas.

... «Los investigadores identifican tres funciones principales que deben cumplir las baterías a nivel de red: Salvar picos y nivelación de carga: Para equilibrar las brechas en

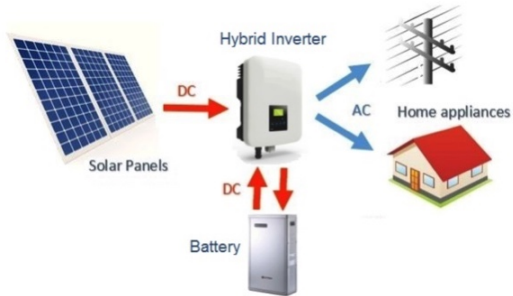


Figura 3.8: Sistema híbrido.

Fuente: *Clean Energy Reviews 2017*.

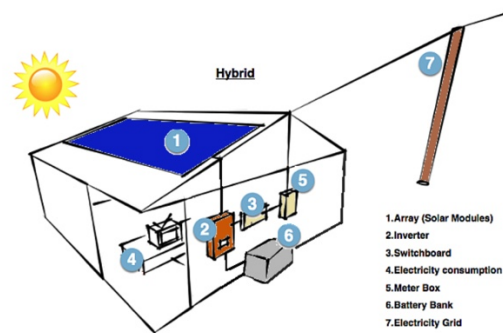


Figura 3.9: Sistema híbrido.

Fuente: *Clean Energy Reviews 2017*.

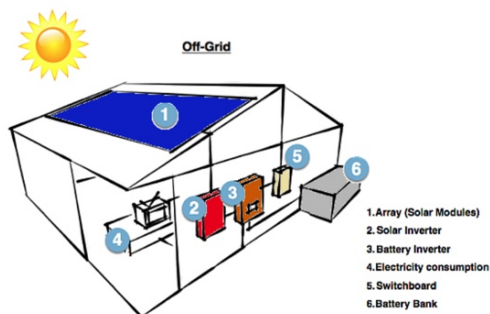


Figura 3.10: Sistema *Off-Grid*.

Fuente: *Clean Energy Reviews 2017*.

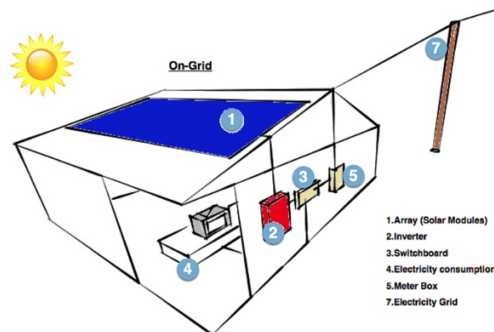


Figura 3.11: Sistema *On-Grid*.

Fuente: *Clean Energy Reviews 2017*.

la demanda. Regulación del voltaje y la frecuencia: Para lograr un equilibrio en tiempo real con una carga no uniforme en la red. Almacenamiento de energía de emergencia: Proporcionando energía de reserva y previniendo cortes de energía...»

Existen 3 tipos de sistemas fotovoltaicos dependiendo de la conexión que tengan con la red: el sistema de conexión *On-Grid*, el sistema *Híbrido* y el sistema *aislado* u *Off-Grid*. La principal diferencia que existe entre el sistema *On-Grid* y el *Off-Grid* es que éste último requiere de baterías de almacenamiento para los momentos en que la red eléctrica presente fallas o no haya suficiente radiación solar para generar electricidad. El objetivo principal para esta Memoria en cuanto al servicio de paneles solares es trabajar con el Sistema *Híbrido* que considerará instalación de sistemas fotovoltaicos y de baterías.

La idea esencial del sistema *Híbrido* es que cuando el sistema fotovoltaico genere más electricidad que lo que se consume, esta se verterá a la red con el fin de que se venda a la empresa distribuidora del área de concesión específica del cliente. De lo contrario, si es que los paneles FV generasen menos que lo consumido, como sucede en horas punta durante el día, el cliente absorbería energía de la red para poder satisfacer su consumo y también descargaría energía de las baterías que se cargaron en hora no punta, para así no tener que incurrir en costos elevados de energía de la red.

Dicho eso, las empresas más destacadas a nivel nacional e internacional en instalación de paneles solares corresponden a:

Nacional

- **Sunplicity:** empresa chilena que se caracteriza por el *leasing* de paneles solares a los clientes comerciales, industriales e incluso residenciales.
- **Enel X:** la empresa eléctrica italiana ofrece kits fotovoltaicos *On-Grid* desde los 0.5 a los 2 *kWp*.
- **Eolica Solar:** esta empresa chilena ofrece proyectos solares tanto para particulares como para empresas. Ofrecen instalaciones *Off-Grid* y *On-Grid*, y además bombeo solar.
- **Engie:** la empresa francesa ofrece la instalación de paneles fotovoltaicos en Chile.
- **Robot de Inti Tech:** limpieza de paneles. *Enel* y *AES-Gener* ya han estado en conversaciones para que ayuden en centrales fotovoltaicas.
- **SolarShop:** presta el servicio de la instalación de paneles solares en modo *On-Grid* u *Off-Grid* y considera un valor extra si es que está fuera de Santiago el punto en donde se quiere instalar.
- **Heliplast:** Ofrece sistemas *híbridos*, *back-up*, conexión *On-Grid* y hasta conexión *Off-Grid* de los kit fotovoltaicos. Posee alianza con las empresas de *Sunpower*, *Talesun* y *Komaes*.
- **Wireless Energy:** empresa chilena con sede en Puerto Montt que contribuye al uso eficiente de la energía y al ahorro energético con ofrecimiento de instalaciones *On-Grid* y *Off-Grid* de sistemas eólicos, solares e incluso hídricos.

Internacional

- **Honeywell:** Esta empresa multinacional estadounidense ofrece diversos kits de paneles fotovoltaicos con una garantía de 25 años y una alta eficiencia. Además, entrega el *datasheet* de cada uno de los productos.
- **Schneider electric:** corresponde a una empresa europea con sede en Francia que tiene como principales actividades la industria pesada y la eléctrica. Trabajan con temas de gestión de energía, la automatización en los edificios, hogares, infraestructuras e industrias. Cuentan según su sitio web con más de 160 mil trabajadores en la actualidad y se encuentra en más de 100 países, incluido Chile.
- **EDF Renewables:** es una empresa subsidiaria del grupo francés *EDF Group* que se especializa en la producción de energías renovables. La compañía existe en más de 20 países y se involucra en el desarrollo de la energía marina, solar, eólica y del almacenamiento energético.
- **EnergySage:** empresa norteamericana que opera en más de 30 estados de EE.UU. que dentro de las principales funciones que tienen se encuentran la instalación de paneles solares y de baterías a nivel comercial e industrial.

¿Qué hay de los estacionamientos solares?

En Chile, el líder en esta materia es la italiana *Enel X* que ofrece estacionamientos solares con el fin de impulsar el desarrollo sustentable en la región y generar ahorros financieros y de energía, reduciendo a su vez la contaminación de CO_2 , instalando paneles fotovoltaicos y aprovechando a máxima capacidad la energía solar.



Figura 3.12: Estacionamientos solares.

Los beneficios que esto conlleva son una mayor flexibilidad en el proceso de instalación, generación de energías renovables: energía solar y energía eléctrica y asegura el máximo aprovechamiento de los espacios existentes en la empresa.

Enel X ofrece tipos de soluciones de estacionamientos tanto *On-Grid* como *Off-Grid*.

En Italia se ha construido uno de los estacionamientos solares más grandes del mundo. Se instalaron 24.700 paneles solares fotovoltaicos sobre una superficie de 13.000 m^2 , área que puede albergar alrededor de 6000 vehículos. Se estima que puede generar 6,4 millones de *kWh* de electricidad al año.

En México se construyeron 2 estacionamientos solares de una capacidad de 56 kW en la planta Rojo Gómez bajo la dirección de la empresa *Schneider*, con lo que se prevé que generará anualmente cerca de 90.000 kWh . Cifra que ayuda a reducir 44 toneladas de CO_2 al año y que le ahorra a la empresa un 12% anual en el pago de electricidad. Se calcula que el retorno de inversión es a 13 años. También *Dexen Energy* en México se encarga de instalar estacionamientos solares.

En Japón la marca *Honda* hace lo propio con estacionamientos solares que poseen puntos de carga de vehículos eléctricos.

3.1.3. Eficiencia energética

- **Smart Building**

Se caracteriza por ser una tecnología inteligente encargada de reducir el consumo cuando no se requiere y en esa línea por ahorrar de manera significativa en las cuentas de electricidad mediante equipos más eficientes. Además, contempla el disminuir los GEI adoptando soluciones tecnológicas de bajo impacto medio ambiental.

Los principales exponentes son:

- **Smarclarity** «Expertos en eficiencia y gestión energética»

Empresa fundada en Chile por el Ingeniero Civil Eléctrico de la Universidad de Chile, Alejandro Coll Mori, la cual posee sede tanto en Santiago como en Bogotá. Dentro de los muchos servicios que ofrecen se encuentran: Auditoría técnica energética, monitoreo de la energía, mediciones de calidad de energía, contratos de

mantenimiento eléctrico, entre otros. Han realizado una construcción inteligente en una empresa multiacero y además de varias auditorías a mineras.

- **Ener** «Generando soluciones eficientes y adaptadas a las necesidades de cada cliente»

Empresa chilena con más de 12 años en proyectos energéticos que en eficiencia energética se encarga de auditar las operaciones empresariales y se estudian las medidas viables de implementar. Calculan su impacto en el consumo, ahorro, emisiones, inversión y retorno. Dentro de los proyectos de eficiencia energética en los que han trabajado se encuentran el proyecto del mandante CAP Acero de Huachipato del año 2017 que comprendió la auditoría energética del sistema de producción y de distribución de aire comprimido de la planta. Por otro lado, trabajaron en el proyecto de ahorro energético en el hospital regional durante 2015-2016, lo que ha permitido un ahorro anual de 11 %, traducido en 30.99 MM CLP al año.

- **Enel X** «Tecnologías inteligentes para reducir los desperdicios»

Como proyecto de eficiencia energética se tiene el reciente inaugurado edificio Luis Valenzuela en la comuna de Macul que posee sistema de domótica integrado, paneles solares y monitoreo remoto por cámaras de vigilancia, dentro de otros aspectos. Además con la misma constructora *CIDEPA* se trabajó para la construcción del edificio Lord Cochrane cercano a la avenida Matta. Cuenta con 346 metros de tejado con 135 paneles solares para la energía térmica, 4 depósitos solares de 10.000 litros de capacidad y dos bombas de calor con tecnología aerotérmica de 230 *kWt*. No solamente es un ejemplo de ergonomía y sostenibilidad, sino que realmente constituye una herramienta para reducir el consumo de los residentes, que ahorrarán un 40 % más con respecto a la instalación convencional con gas natural o GLP.

- **Honeywell** «Solutions for a More Efficient Facility»

La empresa estadounidense contempla soluciones de eficiencia energética como lo son el caso del proyecto en la ciudad de Newark en New Jersey, que busca ahorrar el consumo energético insertando dentro de la ciudad luces Led, modernizando la planta central de caldera del City Hall, reduciendo las pérdidas de energía térmica con el aislamiento de las tuberías de distribución de vapor, instalando controladores lights on lights off de luces y un controlador en un edificio central que permita organizar a los demás edificios inteligentes.

- **Engie** «We help our customers to use energy more efficiently and reduce their CO₂ emissions»

La empresa francesa considera diversas soluciones en eficiencia energética como lo son *Energy Management, Sistemas de Cogeneración & Trigeneración, Energy Networks*, entre otros. Destacan como proyectos que se han realizado el de Melbourne Airport, Monash University Moot court, Alfred Health Centre for Health innovation, por mencionar algunos.

- **Johnson Controls** «Energy and Efficiency Solutions»

Corresponde a un conglomerado multinacional irlandés que a mediados de 2019 emplea a 105.000 personas en alrededor de 2000 ubicaciones, en seis continentes. En temas de eficiencia energética ha estado trabajando en el proyecto de *Smart Building Sierra Nevada Brewing Company* que es una de las cerveceras más ecoló-

gicamente sostenibles del mundo incorporando paneles solares en su techo, sensores de movimiento y de luz ambiental, temporizadores a lo largo de toda la planta e incluidos equipos de frecuencia variable que mejoran la eficiencia de los aparatos mecánicos, incluyendo motores, enfriadores y bombas.

- **Siemens** «Transform your buildings into high-performing assets»

El conglomerado de empresas alemanas *Siemens* posee proyectos de *Smart Buildings* que corresponden a Marriot Hotels en Europa, cubriendo alrededor de 15 hoteles en total teniendo como objetivos el ahorro de agua y del recurso energético de aquí al 2020, y la disminución en la contaminación de CO₂ en un 10 %. Y otro proyecto de optimización de energía es el *WAFI* mall ubicado en *Dubai* que tiene ahorros monetarios de alrededor de un 30 %.

Toda la información mostrada se obtuvo directamente desde los sitios web de cada empresa.

3.1.4. Almacenamiento energético

El mercado global del almacenamiento energético o también denominado *Energy Storage* se pronostica que crecerá de los 9 *GW*/17 *GWh* en 2018 a los 1095 *GW*/2850 *GWh* para el año 2040 según *Bloomberg NEF 2019* [6]. Por otra parte, la inversión en esta materia a partir de hoy y hasta el 2040 alcanzará los 620 billones de dólares a nivel mundial considerando costos de instalación y de equipamiento de los almacenadores de energía. En la figura 3.13 se puede observar:

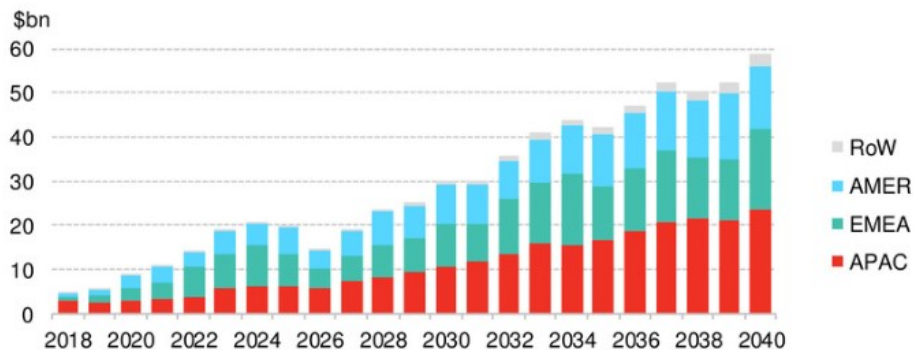


Figura 3.13: Evolución regional de la inversión en almacenamiento energético proyectada a 2040.

Fuente: Bloomberg NEF 2019 Long -Term Energy Storage Outlook

Este crecimiento en inversión se está considerando en el mercado porque en la actualidad los sistemas eléctricos en el mundo funcionan bajo el balance de demanda y generación eléctrica, en donde se busca mantener este equilibrio con escasas alternativas de almacenaje eléctrico. Como consecuencia, se tiene que a todo nivel en la cadena de suministro y consumo eléctrico existe gran ineficiencia económica, física y ambiental. Esto debido a que en generación se intenta mantener este balance agregando plantas eléctricas ineficientes y contaminantes de punta/reserva fría, que son usadas en un ínfimo porcentaje de tiempo y que se destinan a momentos de alto consumo. Dado que estas centrales se unen al sistema de generación y a su vez, al de transmisión, esto provoca que el cliente final cubra el costo de este sistema ineficiente al cual está atado.

El almacenamiento energético se caracteriza principalmente por los siguientes 4 puntos:

- **Flexibiliza los activos de generación y de transmisión**

Los sistemas de almacenamiento pueden usarse como complementos de la generación y transmisión, proporcionando los servicios complementarios como regulación/control de frecuencia, soporte de tensión, suministro de energía reactiva, etc. Lo mencionado se puede realizar con mayor precisión y confiabilidad que los equipos convencionales y a un menor costo y permite que las turbinas se enfoquen en su meta principal: generar electricidad para la venta lo más eficientemente posible.

- **Permiten la mayor integración de recursos renovables**

Dada la intermitencia de las energías renovables existe preocupación por el aumento de capacidad instalada de este tipo de tecnologías que requieren de un *back-up* para que exista mayor firmeza y seguridad en los negocios. Este es el papel del almacenamiento energético, que permitirá guardar energía en horas valle y usarla en horarios de alto consumo para que los clientes puedan así recortar energía en hora punta. Este principio de recortar electricidad en horario punta se ocupará más adelante en la evaluación económica de alguno de los clientes.

- **Dan cabida a la red distribuida y descentralizada**

Los clientes que se encuentran en la cadena del sistema eléctrico podrán interactuar con la red haciéndola más descentralizada. Esto se vincula a los prosumidores, clientes que no solo consumen electricidad del sistema sino que también pueden inyectar energía a la red de distribución, dándole énfasis al carácter bidireccional del flujo de potencia. Además, el almacenamiento contribuirá a la creación de plantas virtuales (*Virtual Power Plants*) que podrán suministrar una reserva para la red, respuesta de demanda y hasta reemplazar la necesidad de plantas de reserva fría.

- **Apertura de puertas a un uso energético inteligente**

Los clientes actualmente poseen cargas inamovibles las cuales les generan altos costos por estructuras tarifarias, como los cargos por potencia y por discriminación horaria, considerando horas fuera o no de punta. Los sistemas de almacenamiento que se verán a continuación; comerciales, industriales y residenciales, tienen la capacidad de liberar a los clientes de estas estructuras tarifarias, permitiéndoles un uso eléctrico manejado por ellos mismos, lo que puede generar valiosos ahorros económicos para el usuario final y un beneficio neto para la red.

Si bien existen diversos tipos de formas en las que se puede almacenar energía, la más popular en los sistemas eléctricos es el almacenaje de energía con baterías (*BESS*) [19] [4] [3].

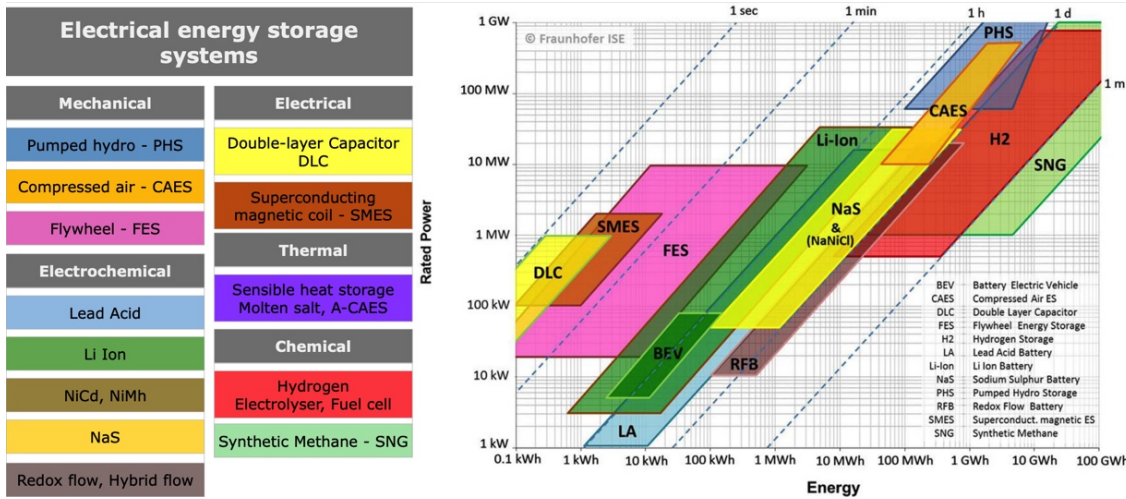


Figura 3.14: Tipos de baterías.

Fuente: Innoenergy Diciembre 2015 «Business models for flexible production and storage»

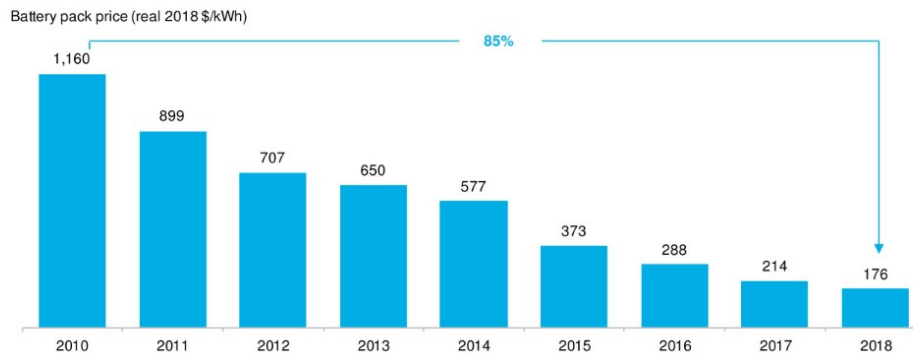


Figura 3.15: Precio promedio de baterías del 2010 al 2018.

Fuente: Bloomberg 2019 Long -Term Energy Storage Outlook

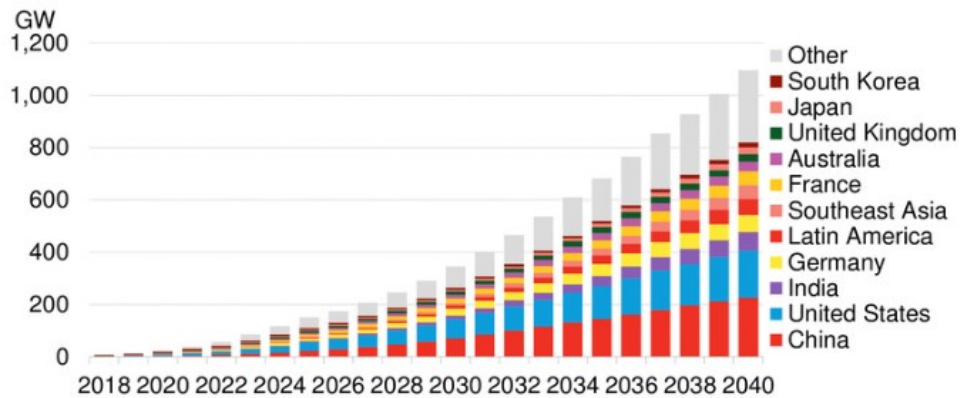


Figura 3.16: Evolución mundial de instalación acumulada de almacenamiento energético.

Fuente: Bloomberg 2019 Long -Term Energy Storage Outlook

Tal como ya se mencionó, el impacto del almacenamiento energético aplica a la mayoría de los segmentos del mercado y es por ese motivo que a continuación se hace distinción entre ellos:

- **Baterías *Utility Scale***: Debido a la alta penetración de energías renovables que ha habido en Chile durante estos años, tal como se pudo apreciar en las figuras 2.2 y 2.3, se tiene que la tasa de construcción de líneas de transmisión es menor a la instalación de nuevas centrales *ERNC* solares o eólicas, según información sostenida en Chile por la *Revista de Electricidad* en el artículo «*Las seis oportunidades que tienen los sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico*», el 13 de agosto del 2019.

En el mismo artículo, la *Revista de Electricidad* sostuvo que dado que la disponibilidad de los recursos energéticos se encuentra localizada en puntos geográficos específicos es que las centrales se concentran en estas zonas. Todo esto ha provocado que aumente la congestión de las líneas de transmisión, que ya no pueden evacuar el exceso de energía inyectada por ellas, teniendo que verter la energía para respetar las restricciones de las líneas y los mínimos técnicos de las centrales térmicas. Por ese motivo, el papel de las baterías a gran escala es importante.

Por otro lado, señala que debido a las tramitaciones que se hacen para la instalación de líneas de transmisión por el tema de la servidumbre (la zona en la que se emplazan las líneas, sea aérea o subterránea) es que las baterías resultan en una alternativa más expedita.



Figura 3.17: Baterías en generación.

Fuente: On Energy Storage 2017, «Guía rápida a los sistemas de almacenaje de energía BESS»

- **Baterías *Behind the meter* - Clientes Residenciales, Comerciales e Industriales:**

Según IRENA en su reporte de 2019 «*Behind-the-meter batteries*» sostiene lo siguiente: «*Behind-the-meter (BTM) batteries are connected through electricity meters for commercial, industrial and residential customers. BTM batteries range in size from 3 kilowatts to 5 megawatts and are typically installed with rooftop solar PV*». Se desprende así del artículo que los clientes están buscando ahorrar en el momento de demanda *peak* del sistema y para eso el almacenamiento energético es importante. Para el caso de los clientes residenciales, comerciales e industriales la manera más popular en obtener estos ahorros es mediante la instalación fotovoltaica, en la cual los paneles solares se instalan junto a un set de baterías de almacenamiento que se cargan durante el día, instante en donde existe alta radiación solar y la tarifa de la red es baja, y se descargan en horas *peak* cuando la tarifa de la red es alta y el consumo requerido es alto.

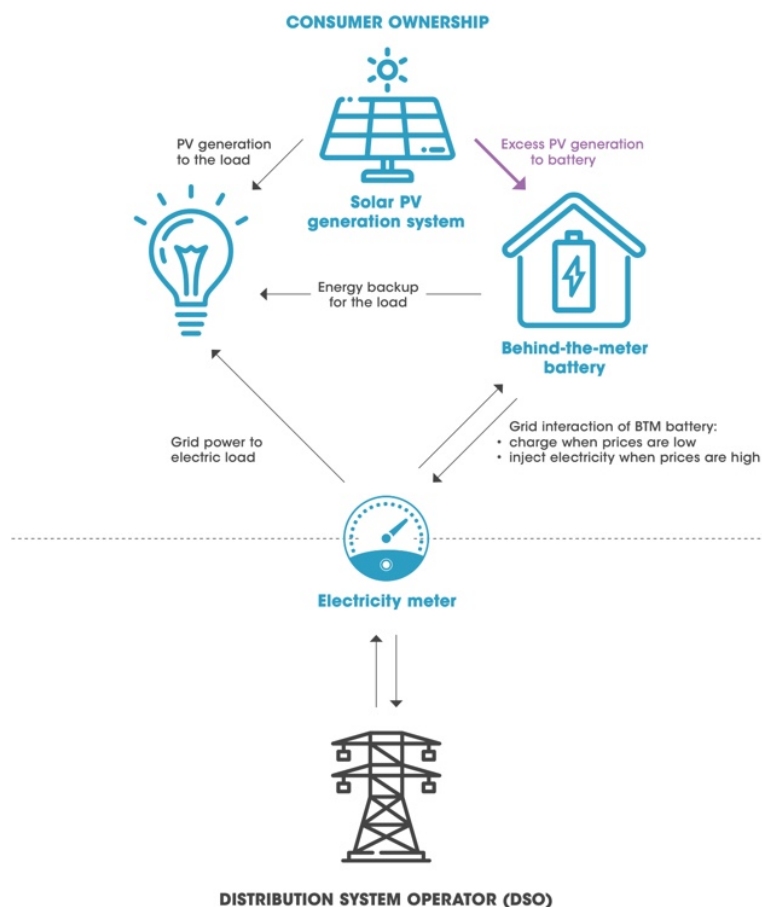


Figura 3.18: «*Behind-the-meter batteries*».

Fuente: IRENA 2019

En la presente memoria se trabajará con *Energy as a Service* enfocado en los clientes más próximos a la red de distribución. Por este motivo, se considerará este tipo de baterías para la evaluación económica de los consumos de los clientes, dejando de lado los segmentos de mayor escala.

3.1.5. Gestión de Demanda

Durante el día se van produciendo cambios en la demanda de los clientes puesto que ésta no es estática. De hecho, en verano y en invierno los perfiles de demanda suelen ser distintos para ellos:

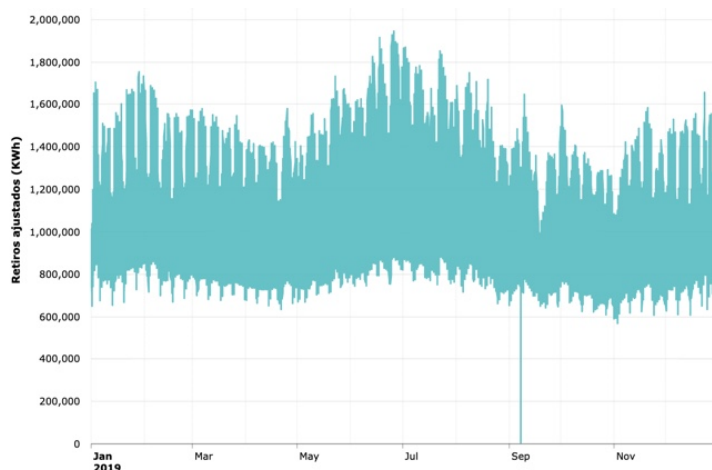


Figura 3.19: Retiro de energía de una distribuidora, mostrando cómo las estaciones afectan la energía que solicita el cliente final.

Fuente: Mercados, Coordinador Eléctrico Nacional 2020

En este contexto y basado en lo que señala *Enel X* al 2020, surge lo que es la gestión de demanda o *demand response*, que corresponde a la planificación e implementación de medidas destinadas a influir en el consumo energético de un cliente, con el fin de que su perfil de consumo se altere y, en consecuencia, su factura eléctrica también.

Dentro de las medidas más conocidas en este concepto, se encuentra la reducción de consumo en horarios punta del sistema, lo que permite al cliente final ahorrar energía. También, se encuentra el llenado de valles o lo que es lo mismo, horas de bajo consumo con almacenamiento energético de baterías o recarga de vehículos eléctricos y, también la reducción del consumo del cliente considerando la eficiencia energética como un pilar fundamental. Así, el cliente puede considerar los siguientes tipos de gestión de energía:

- **Gestión de demanda continua:** se considera cuando el cliente decide permanentemente su perfil de consumo, tratando de mantener bajos consumos durante horas punta del sistema en donde el precio de la energía sube y altos consumos cuando exista hora valle.
- **Gestión de demanda discreta:** es cuando el cliente decide si es que quiere desconectarse o no de la red para así evitar cobro por consumo en horas punta.

Capítulo 4

Metodología

4.1. Descripción del Problema

Dados los antecedentes generales de los capítulos anteriores que consideran la descarbonización, electrificación, digitalización y la alta penetración de energías renovables a nivel global es que se estudiará como un cliente en Chile bajo este contexto puede responderse la siguiente pregunta:

«¿Realizo yo como cliente las gestiones para obtener los productos que busco o establezco un contrato con una generadora a precio medio regulado que haga el trabajo por mí mediante EaaS?»

Dicho lo anterior, se comparará económicamente cada uno de los perfiles de clientes sujetos a *Energy as a Service* con su situación base sin proyecto, calculando su ahorro monetario respectivo. Para este trabajo se considerarán dos servicios a entregar al cliente: instalación y operación de sistemas fotovoltaicos junto con almacenamiento energético en baterías tipo *BESS*. Los perfiles serán los siguientes:

- **Cliente Comercial:** Perfil caracterizado por un comportamiento similar semanalmente. Se considerará el consumo de un centro comercial vinculado a cadenas de supermercados de la Región Metropolitana.
- **Cliente Industrial Agrícola:** Perfil que concentra su demanda en los períodos de cosecha, que corresponden a enero, febrero, marzo y abril. Se considerará el consumo de una viña ubicada en la Región Metropolitana de Chile.
- **Cliente Edificio Laboral:** Este cliente presenta su demanda principalmente en los días hábiles de la semana. Se considerará el perfil de consumo de un edificio de oficinas ubicado en Santiago de Chile.



Figura 4.1: Esquema que muestra la metodología a implementar para este trabajo.

Fuente: *Elaboración propia.*

4.2. Supuestos del Problema

1. Se trabajará con una tarifa *AT 4.3* obtenida de la distribuidora *Enel y CGE* para los clientes asumiendo que es representativa para ellos por estar conectados en alta tensión y no ser usuarios residenciales en la Región Metropolitana de Chile. Esta información se explica a través del documento de "*Fijación de fórmulas tarifarias aplicables a suministros sujetos a precios regulados...*" de la *CNE* del año 2017.
2. Se tomará en cuenta el supuesto de que la empresa generadora, la que ofrece *EaaS*, se caracteriza por poseer economías de escala, lo que le permite obtener productos a un costo más bajo que lo que podría obtener un cliente sin un alto poder de negociación ni posicionamiento en el mercado.
3. Los cálculos de gasto se harán desde el punto de vista del cliente y se evaluará económicamente el ahorro que tendrá a lo largo de los 12 meses con *Energy as a Service*.
4. Para calcular la energía generada por un sistema fotovoltaico se recurrió al sitio web *Explorador Solar* del Ministerio de Energía en donde se inserta la localización del FV, y de acuerdo a ese *input*, se producen gráficos que muestran la evolución de la producción solar en el tiempo. Para los paneles solares se consideran las siguientes especificaciones:
 - Eficiencia del inversor: 96 %.
 - Factores de pérdidas del sistema FV: 14 %.
 - Estructura fija inclinada con inclinación de 36 ° y azimut de 0°.
 - Capacidad del inversor idéntica a la potencia instalada del sistema FV.
 - Coeficiente de temperatura del panel $-0,45 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}$.
 - Factor de planta: 17 %.
5. Los perfiles de consumo corresponden al período *Septiembre 2018-Agosto 2019* y se obtuvieron por medio de un *cluster de clientes* entregado por la empresa generadora *Colbún S.A.* De todas maneras, la mayoría de la información de los contratos de suministro y de retiros por cliente es de carácter público, y se encuentra en la sección de *Mercados* en el sitio web oficial del *Coordinador Eléctrico Nacional*.

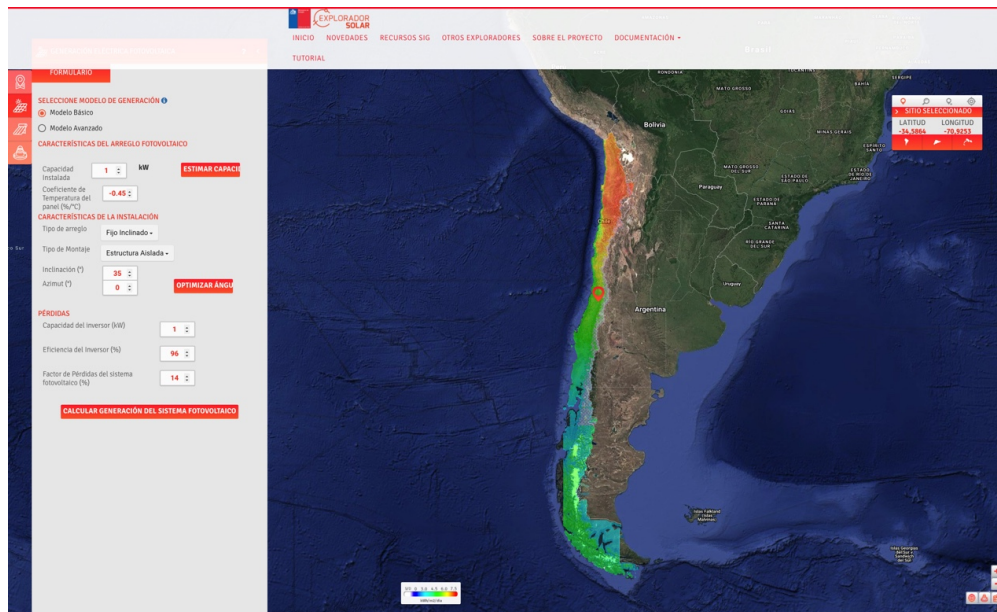


Figura 4.2: *Explorador Solar* Ministerio de Energía.
Fuente: Ministerio de Energía 2020.

6. El costo de los paneles solares resulta de cotizaciones en *National Renewable Energy Laboratory*. Se obtiene $1,06 \frac{\$USD}{W}$, que basado en la proyección de costos que hace la empresa puede aproximarse a $1000 \frac{\$USD}{kWp}$ para el año 2020. Este costo, tal como se desprende de la figura 2.4 considera los módulos fotovoltaicos, los inversores, la instalación y la electrónica de construcción, los impuestos de ventas y la tramitación de los permisos para su ubicación.
7. El costo de las baterías se basará en lo obtenido del sitio web estadounidense *Bloomberg 2019* definiendo para el año 2019 unos $200 \frac{\$USD}{kWh}$.
8. Se define el dólar indexado al 7 de marzo de 2020 según el Banco Central de Chile en $825 \frac{\$CLP}{USD}$.
9. Se considera que un panel solar corresponde en promedio a $300 W$ y tiene una superficie estimada de $1 m^2$ y una batería de $13,5 kWh$ de $1,5 m^2$.
10. La vida útil de una batería es de 10 años y de los sistemas fotovoltaicos de 25 años. Esta información es obtenida de *Bloomberg NEF*.
11. Los perfiles de demanda de los clientes comerciales, industriales y laborales se obtienen tomando 3 clientes que cumplan con pertenecer a uno de esos sectores. Luego, se asume que el cliente escogido es representativo para el sector que lo caracteriza.
12. Se trabajará con una tasa de descuento anual del 10 % para anualizar los costos totales de los sistemas fotovoltaicos y de las baterías. Esta es utilizada en el libro *Licitaciones de suministro eléctrico de clientes regulados* en junio de 2017.
13. La inyección de energía se realizará en alta o media tensión y se considerará que los clientes *AT 4.3* sí podrán beneficiarse de este mecanismo, a pesar de que las distribuidoras consideran en las tarifas de suministro de clientes regulados sólo a las *AT 5* para inyectar.

Con el entendimiento de los supuestos a considerar para los cálculos de economía se mues-

tra a continuación lo que se obtiene del perfil de consumo eléctrico para cada tipo de cliente dependiendo del rubro al que pertenezca.

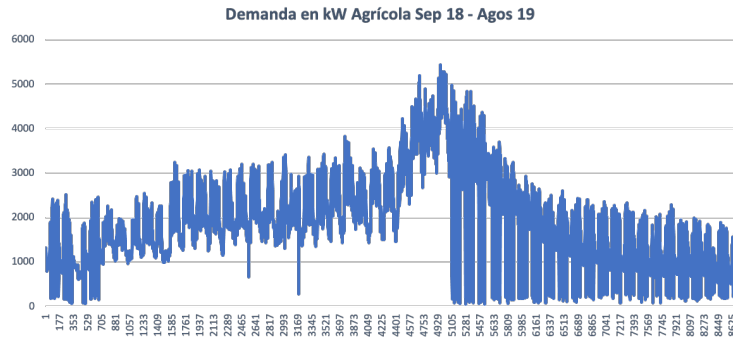


Figura 4.3: Consumo de energía del cliente agrícola.
Fuente: Elaboración propia.

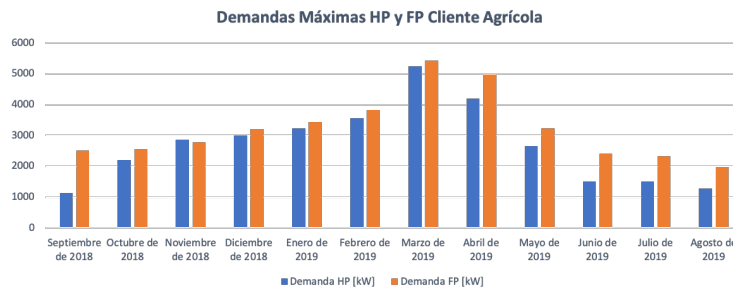


Figura 4.4: Consumo de energía del cliente agrícola.
Fuente: Elaboración propia.

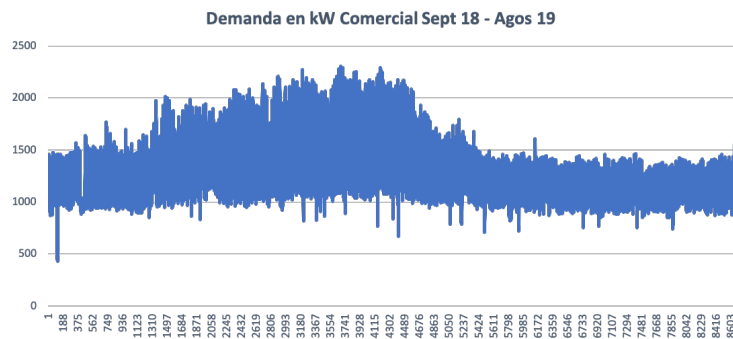


Figura 4.5: Consumo de energía del cliente comercial.
Fuente: Elaboración propia.

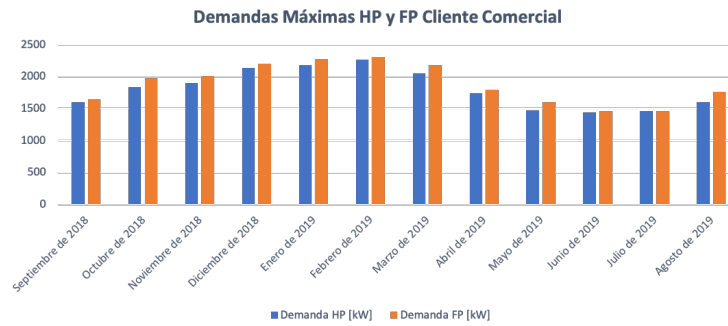


Figura 4.6: Consumo de energía del cliente comercial.
Fuente: *Elaboración propia.*

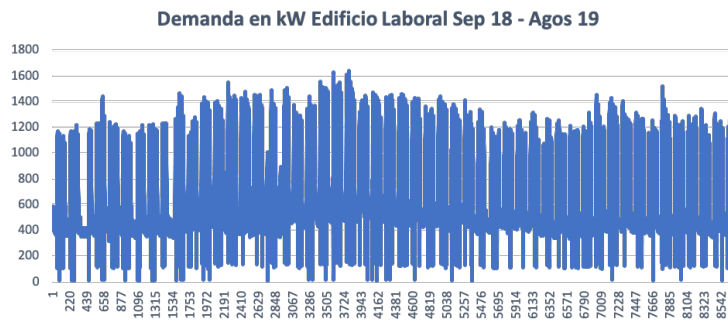


Figura 4.7: Consumo de energía del cliente edificio laboral.
Fuente: *Elaboración propia.*

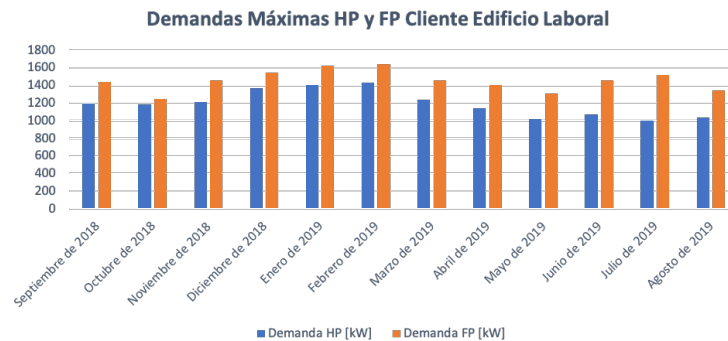


Figura 4.8: Consumo de energía del cliente edificio laboral.
Fuente: *Elaboración propia.*

4.3. Modelamiento Matemático

El modelo estudiado se estructura en 4 grandes segmentos. En primer lugar, se establecen todos los datos y parámetros que existan en el problema eléctrico de sistemas fotovoltaicos y almacenamiento de energía en baterías tipo *BESS*. En segundo lugar, se definen las variables del modelo y en tercer lugar, las restricciones que corresponden a las condiciones que tendrán que cumplir las variables tales como límites de las baterías o el perfil solar que existen para los paneles en Chile, entre otros. Y para finalizar, se expresa la función objetivo a resolver

en el modelo que corresponde al costo en el que incurre el cliente al invertir en el modelo de negocio de *EaaS*. Recordar que el cliente se considerará conectado a alta tensión y regulado bajo la tarifa *AT 4.3*.

4.3.1. Parámetros

- **Eficiencia de descarga y carga:** se considera para el proceso de carga y descarga de las baterías una eficiencia del 95 % y del 90 %, respectivamente. Estos valores se utilizarán para todas las horas pertenecientes al conjunto base de 8760 horas.
- **Precio batería:** según estudios de *Bloomberg NEF* se sostiene que las baterías lograrán a fines del año 2020 un valor de $150 \frac{\$USD}{kWh}$. De todas maneras, la inversión que realizará el cliente en el año analizado por el modelo se considerará un poco más elevada con un valor de $200 \frac{\$USD}{kWh}$ para pagar las instalaciones y los reguladores de carga que puedan requerir.
- **Precio panel solar:** *Bloomberg NEF* y *NREL* señalan que los precios de las instalaciones fotovoltaicas rondan los $1000 \frac{\$USD}{kWp}$ al año 2020.
- **Demanda de cliente:** a partir del *cluster de clientes* proporcionado por la empresa de generación es que se tiene la demanda horaria de 8760 valores para un año completo, que comienza desde septiembre de 2018 hasta agosto de 2019. La demanda se mide en unidades de energía y para este caso corresponde a *kWh*.
- **Perfil solar:** obtenido a partir del *Explorador Solar* del Ministerio de Energía, corresponde a un arreglo de 8760 valores que representa la cantidad de energía en *kWh* que un panel solar de $3 kWp$ entrega en la región metropolitana. Luego, se normalizarán estos valores para poder calcular la potencia total fotovoltaica del proyecto.

De acuerdo al gráfico 4.9 que se muestra en la figura de abajo el perfil solar anual es:

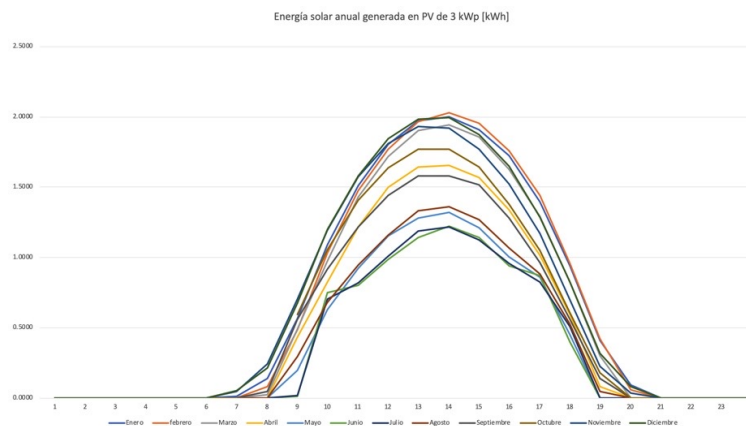


Figura 4.9: Perfil solar de una instalación fotovoltaica de $3kWp$.

Fuente: *Explorador Solar*.

Capacidad Instalada	3 kW
Total Diario	12.0 kWh
Total Anual	4.47 MWh
Factor de Planta	17.0 %

Figura 4.10: Características técnicas de sistema FV de 3kWp a modelar.

Fuente: Explorador Solar.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
kWh	482.22	430.25	442.82	352.34	277.68	247.32	258.8	291.39	349.93	409.78	444.37	482.33

Figura 4.11: Generación anual solar de sistema FV de 3kWp.

Fuente: Explorador Solar.

- Cargo por potencia:** corresponde al cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta para efectos del modelo. Con la información proporcionada por el Ministerio de Energía, publicada el 24 de agosto de 2017, se obtiene que existen dos tipos de cargos por potencia por cobrar a los clientes. Una para el período en hora punta, que considera desde el mes de abril a septiembre. Mientras que el resto, se denomina períodos fuera de punta. Para el primer intervalo se toma en cuenta lo que dice la ley: «Durante los meses que contengan horas de punta, es decir, entre las 18 y 22 horas, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes». Por otro lado, para los meses fuera de punta se considerará lo siguiente: «Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior».
- Cargo por servicio público:** es el valor que comienza a regir a partir del 1 de septiembre de 2017 y que considera el Coordinador Eléctrico Nacional para financiar los presupuestos del CEN, del panel de expertos y los estudios de franja (entidades reguladoras de la ley general de servicios eléctricos) según señala la CNE.
De acuerdo a lo publicado por Enel durante mayo de 2020 en tarifas de suministro eléctrico de clientes regulados corresponde a $0,326 \frac{\$CLP}{kWh}$, mientras que según CGE para el mismo mes es de $0,494 \frac{\$CLP}{kWh}$. Ambos valores exentos de IVA.
- Ingreso por inyección:** de acuerdo a la nueva ley de Net Billing 21.118 del año 2018 que rige en Chile a partir de la modificación a la ley 20.571 del año 2014 se tiene que todo proyecto de recursos renovables residencial o industrial de hasta 300 kW nominales pueden beneficiarse del autoconsumo principalmente. Si se comparan con los PMGD, estos tienen límites de potencia desde los 300 kW hasta los 9 MW, y pueden además de autoconsumir, inyectar energía. Por este motivo, es que las empresas distribuidoras publican mensualmente el valor de la inyección de la energía de estos clientes, que para este caso se considerarán los valores publicados por CGE de $67,7 \frac{\$CLP}{kWh}$ para la comuna de San Bernardo y Enel de $60,4 \frac{\$CLP}{kWh}$ inyectado para la misma zona. Ambos exentos de la aplicación del IVA.
- Cargo fijo:** valor que se aplica independientemente del consumo por la administración del servicio, incluso si éste es nulo. De acuerdo a lo obtenido por la distribuidora Enel este valor corresponde a $663,5 \frac{\$CLP}{mes}$, mientras que para CGE es de $1359,2 \frac{\$CLP}{mes}$.

- **Cargo energía:** es el valor que la distribuidora vende el kWh . Para el caso de *Enel* el valor es de $60,4 \frac{\$CLP}{kWh}$ mientras que para *CGE* el valor en la misma zona central del país es de $\$ 67,7 \frac{\$CLP}{kWh}$
- **Cargo transporte:** este es el valor que se cobra a los clientes por ocupar el sistema de transmisión eléctrica. Para *Enel* y *CGE* en la zona central del país el cobro es de $10,74 \frac{\$CLP}{kWh}$ transmitido.
- **Cargo demanda máxima potencia suministrada:** corresponde al cargo del mismo nombre establecido en la *CNE* y se obtiene según lo estipula el siguiente fragmento del documento:

«El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada de la tarifa BT 4.3 se facturará aplicando el precio unitario correspondiente, al promedio de las dos más altas demandas máximas de potencia registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture».

Cabe destacar que para efectos de este cargo la tarifa BT 4.3 y AT 4.3 son análogas.

Tipo de Cargo Distribuidora	Cargos AT 4.3			
	Fijo [\$CLP/mes]	Servicio público [\$CLP/kWh]	Energía [\$CLP/kWh]	Inyección [\$CLP/kWh]
CGE	1359.5	0.494	67.7	67.7
Enel	663.5	0.326	60.4	60.4

Figura 4.12: Cargos de cada distribuidora.

4.3.2. Variables

- **Energía baterías:** corresponde al valor total de la energía almacenada en la batería por cada hora. Es un arreglo de 8760 valores reales medido en kWh .
- **Energía solar consumida:** esta variable identifica la energía solar total consumida del cliente a cada hora. Vale la pena mencionar que puede haber un excedente energético entre lo que producen los paneles solares y la demanda que cubren. Esta diferencia puede inyectarse a la red o cargar las baterías. Es un arreglo de 8760 números reales positivos o nulos medidos en kWh .
- **Energía de red:** es la demanda horaria del cliente ajustada al proyecto FV y de almacenamiento energético. Estos valores no tienen por qué coincidir con la demanda original puesto que se busca ahorrar en la factura eléctrica. De hecho, habrán momentos diarios en donde se espera que baje considerablemente respecto del perfil del cliente inicial. Es un arreglo de 8760 valores reales positivos o nulos medidos en kWh .
- **Binaria batería:** corresponde a una variable que exige la condición de carga o descarga horaria exclusiva de las baterías. En otras palabras, indica que no pueden suceder estos dos procesos de manera simultánea. Los valores que puede tomar son sólo dos: 1 o 0.
- **Energía máxima baterías:** es la energía máxima que puede alcanzar el conjunto de baterías instaladas. Es un número real positivo o nulo que entregará el modelo. Se mide en kWh .
- **Potencia FV:** es la potencia del proyecto fotovoltaico. Es un número real positivo o nulo que arrojará el modelo. Se mide en kW .

- **Energía de carga:** mide la cantidad de energía horaria que puede cargar el conjunto de baterías en kWh . Es un arreglo de 8760 números reales positivos.
- **Energía de descarga:** mide la cantidad de energía horaria que puede descargar el conjunto de baterías en kWh . Es un arreglo de 8760 números reales positivos o nulos.
- **Demanda máxima mensual:** esta variable permite obtener el máximo valor mensual de demanda de energía solicitada a la red por parte del cliente entre las 18 y 22 horas, es decir, en horario punta. Es un arreglo de 12 valores reales positivos medidos en kWh , representando los meses desde Septiembre de 2018 hasta Agosto de 2019.
- **Demanda máxima total:** corresponde al máximo valor anual de demanda de energía solicitada a la red por parte del cliente, independientemente de si forma parte de hora punta o no. Es un número real positivo medido en kWh .
- **Inyección de cliente:** es la variable encargada de calcular el excedente de energía que existe entre la energía solar horaria total generada y la energía solar consumida de acuerdo a la demanda del cliente. Esta diferencia se inyecta a la red. Además, es un arreglo de 8760 valores reales positivos o nulos medidos en kWh . Estos últimos pueden darse en el caso de que la demanda original del cliente, la cual es suplida en ciertos momentos del día por la generación solar, sea menor o igual respecto de la energía solar total generada por el sistema FV.
- **Energía solar teórica:** es la producción solar horaria que se obtiene del *Explorador Solar*, fuente del Ministerio de Energía. Es un arreglo de 8760 valores reales positivos o nulos medidos en kWh . No siempre coincide con la energía solar consumida por el cliente.
- **Binaria inyección:** es un arreglo de 8760 valores reales unitarios o nulos adimensionales. El valor unitario horario indica consumo y el nulo inyección por parte del cliente.
- **Demanda promedio:** promedio de las 2 demandas máximas registradas en los últimos 12 meses. Para los clientes a estudiar que consideran sus perfiles de demanda desde septiembre 2018 hasta agosto 2019 se tomarán en cuenta las demandas de agosto y septiembre para efectos de este cargo porque son los meses anteriores al inicio de los resultados del modelo.

4.3.3. Función Objetivo

En el presente modelo hay que minimizar los costos totales en la factura eléctrica de cada tipo de cliente *AT 4.3*. La ecuación que representa este monto anualmente corresponde a:

$$\begin{aligned}
Costo_{total\,anual} = & cargo_{fijo} * 12 + \sum_{h=1}^{h=8760} E_{red_h} * cargo_{energia} + \sum_{h=1}^{h=8760} E_{red_h} * cargo_{serviciopublico} \\
+ & \sum_{h=1}^{h=8760} E_{red_h} * cargo_{transporte} - \sum_{h=1}^{h=8760} Inyeccion_h * Ingreso_{inyeccion} + 12 * D_{max\,total} * cargo_{Dmax\,pot\,suministrada} \\
+ & 6 * cargo_{potencia} * \frac{demanda1 + demanda2}{2} + \sum_{h=1}^{h=Meses\,punta} D_{max\,Meses\,punta_h} * cargo_{potencia} \\
+ & Precio_{PV} * Potencia_{PV} * Anualidad_{25} + Precio_{Bat} * E_{max\,Bat} * Anualidad_{10} \quad (4.1)
\end{aligned}$$

4.3.4. Restricciones

- **Balance de Demanda:** corresponde a la ecuación que asocia la energía de carga y descarga de la batería con la demanda del cliente, la energía del sol y la energía solicitada a la red.

$$E_{red_h} = Demanda_h - E_{sol_{consumida_h}} + E_{carga_h} - E_{Descarga_h} \quad , h \in (1.,8760) \quad (4.2)$$

- **Energía de Red:** se define como positiva ya que se está consumiendo energía de la red.

$$E_{red_h} \geq 0 \quad , h \in (1.,8760) \quad (4.3)$$

- **Limite Superior de Energía Solar:** se considera que la energía solar total consumida por el cliente no puede ser mayor que el perfil solar teórico.

$$E_{sol_{consumida_h}} \leq Solar_{teorico_h} \quad , h \in (1.,8760) \quad (4.4)$$

- **Identidad Solar teórico:** se define la energía solar horaria máxima a generar de un perfil solar de 3 *kWp* normalizado entregado por el *Explorador Solar*. De aquí es posible **dimensionar** con el modelo en *kWp* el sistema fotovoltaico para el cliente.

$$Solar_{teorico_h} = Potencia_{PV} * \frac{perfil_{solar_h}}{3} \quad , h \in (1.,8760) \quad (4.5)$$

- **Inyección de Energía:** corresponde a la inyección horaria que se inserta a la red resultante del diferencial entre lo que generan los paneles fotovoltaicos y la energía solar que consume el cliente.

$$Inyeccion_h = Solar_{teorico_h} - E_{sol_{consumida_h}} \quad , h \in (1.,8760) \quad (4.6)$$

- **Ecuación de Inventario de Batería:** permite definir el almacenamiento de energía horario del conjunto de baterías, basado en la eficiencia del proceso de carga y descarga de las baterías, y en la energía que posee el conjunto de baterías en el instante previo.

$$\begin{aligned} E_{bateria_{a=1}} &= 0 \\ E_{descarga_{a=1}} &= 0 \\ E_{bateria_{a+1}} &= E_{bateria_a} + E_{carga_{a+1}} * e_{carga} - \frac{E_{descarga_{a+1}}}{e_{descarga}} \end{aligned} \quad (4.7)$$

$$a \in (1.,8759)$$

- **Límite Superior de Energía de Baterías:** ya definida la cota mínima de energía almacenada de las baterías como nula, se define la cota máxima de energía que pueden almacenar. Es importante mencionar que se considera que **la potencia del conjunto de las baterías durante 1 hora será la energía máxima que pueden almacenar las baterías**. El modelo arrojará así la capacidad máxima en *kWh* de las baterías.

$$E_{maxbaterias} \geq E_{baterias_h} \quad , h \in (1.,8760) \quad (4.8)$$

- **Binaria de carga:** restricción que permite activar la energía que está cargando de manera horaria el conjunto de baterías.

$$E_{carga_h} \leq 1000000 * (binaria_{bateria_h}) , h \in (1.,8760) \quad (4.9)$$

- **Binaria de descarga:** restricción que permite activar la energía que está descargando de manera horaria el conjunto de baterías.

$$E_{descarga_h} \leq 1000000 * (1 - binaria_{bateria_h}) , h \in (1.,8760) \quad (4.10)$$

- **Demanda Máxima Mensual:** se calcula la demanda máxima en meses punta, es decir, desde abril a septiembre y considerando horario punta desde las 18 a las 22 horas.

$$D_{maxMeses_punta} \geq E_{red_h} , h \in Horas_punta \quad (4.11)$$

- **Demanda Máxima Total:** calcula la máxima demanda del cliente en base al máximo valor obtenido de la energía de la red.

$$D_{max_{total}} \geq E_{red_h} , h \in (1.,8760) \quad (4.12)$$

- **Binaria inyeccion:** determina de manera horaria la presencia de inyección o consumo por parte del cliente.

$$\begin{aligned} E_{red_h} &\leq 1000000 * (binaria_{inyeccion_h}) , h \in (1.,8760) \\ Inyeccion_{red_h} &\leq 1000000 * (1 - binaria_{inyeccion_h}) , h \in (1.,8760) \end{aligned} \quad (4.13)$$

Capítulo 5

Resultados y Análisis

En esta sección se muestran los resultados obtenidos del modelo matemático ocupando *CPLEX*, en donde a cada cliente se le entrega un servicio de *EaaS*. Este corresponde para efectos de este análisis en sistemas fotovoltaicos y almacenamiento energético en baterías.

Se expondrán los resultados y análisis obtenidos para clientes asociados a las tarifas de suministro eléctrico de las distribuidoras *Enel* y *CGE*.

Producto de que en la actualidad los *PMGD* y los clientes que se añaden a la *Ley Net Billing* se encuentran en el intervalo de 300 a 9000 *kW* según información del Ministerio de Energía de Chile a octubre 2016 en su presentación «Generación distribuida en Chile», es que en el modelo se mantienen estos límites para evitar estudiar proyectos que entren en la categoría de grandes centrales generadoras o clientes residenciales. En este modelo se busca darle el foco a clientes con consumos de energía más bajos que las generadoras. Aquellos que buscan insertarse en el mundo de las energías renovables no convencionales.

5.1. Enel Distribución

5.1.1. Cliente Agrícola

Con los gráficos 5.1 y 5.2 se puede comprender que el cliente agrícola presenta una menor demanda energética los fines de semana con respecto a los días laborales. Y se puede deducir de ellos que al menos para septiembre, mes que no presenta altos índices de radiación solar en la zona central de Chile, la energía solar total generada por la instalación fotovoltaica logra satisfacer la demanda. Incluso, puede superarla en aquellos días de baja demanda permitiendo inyectar a la red los excesos y monetizarlos como ingresos para el cliente.

El comportamiento de la demanda nueva del cliente, es decir, la energía que le solicita a la red, se comporta de acuerdo a lo esperado, disminuyendo sus valores entre las 9 y las 18 horas porque la energía que generan los paneles fotovoltaicos logra aproximarse a la curva de la demanda original del cliente. La energía que aporta la batería de 33 *kWh* al consumo del cliente si bien no es considerable, se puede apreciar como carga y descarga cada día de las primeras semanas de septiembre en las figuras 5.1 y 5.2.

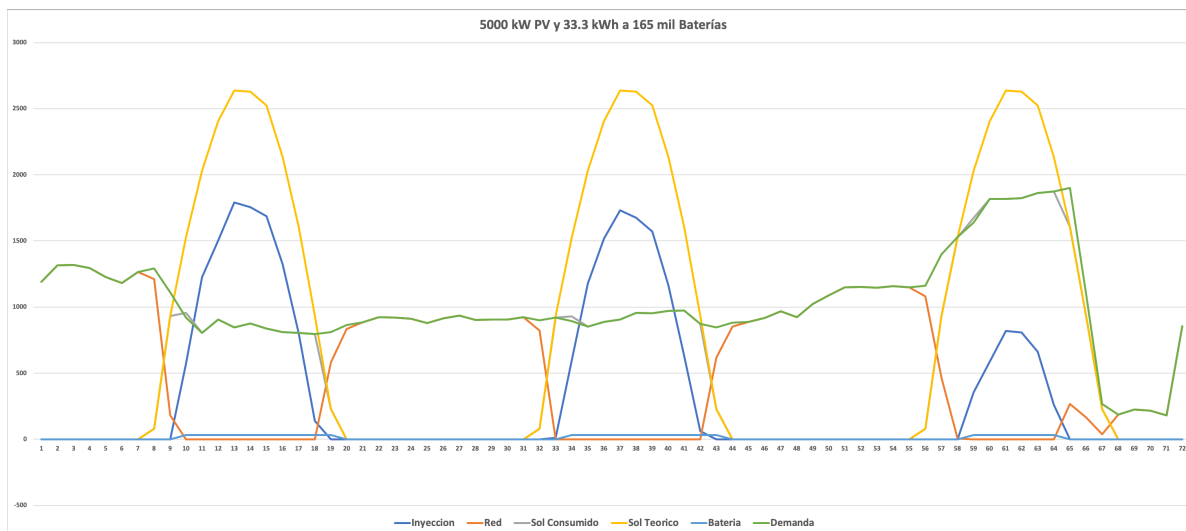


Figura 5.1: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente agrícola *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 5 MW FV y 33 kWh de baterías.

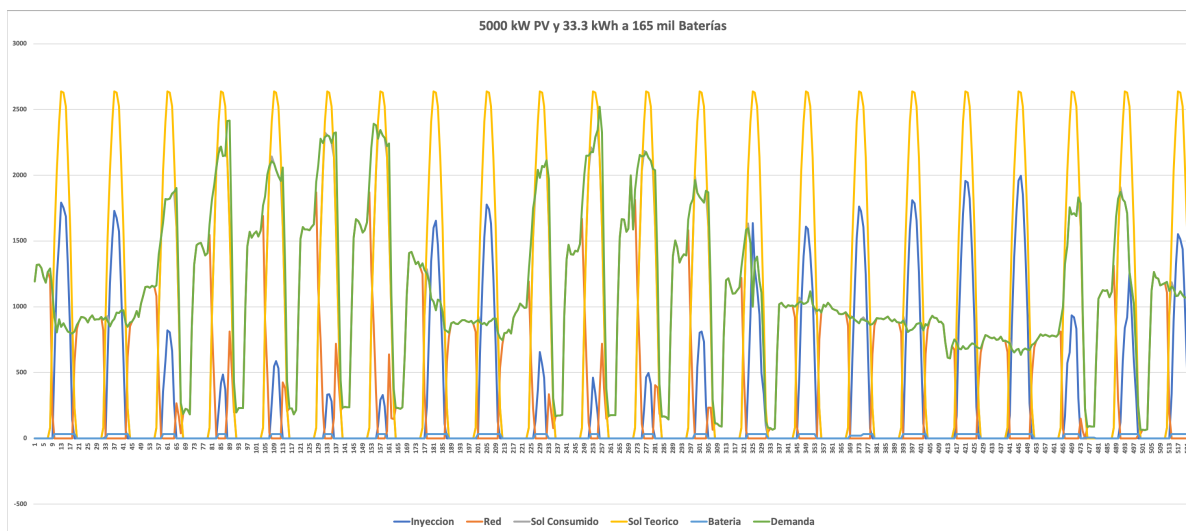


Figura 5.2: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente agrícola *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al martes 22 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 5 MW FV y 33 kWh de baterías.

El hecho de que la cantidad de energía que almacenan y descargan las baterías no supere los 34 kWh puede deberse a que el cliente agrícola, de acuerdo a lo visto en la figura 4.4, ya está recortando energía en hora punta desde los meses de cosecha incluido el mes de septiembre, por lo que por esa razón es que no requiere un alto grado de almacenamiento energético.

Para este caso, el cliente debe invertir en 1324 MM\$, que comparados con la situación base en donde debe cancelar 1399 MM\$ le entrega un ahorro anual de 5,36% .

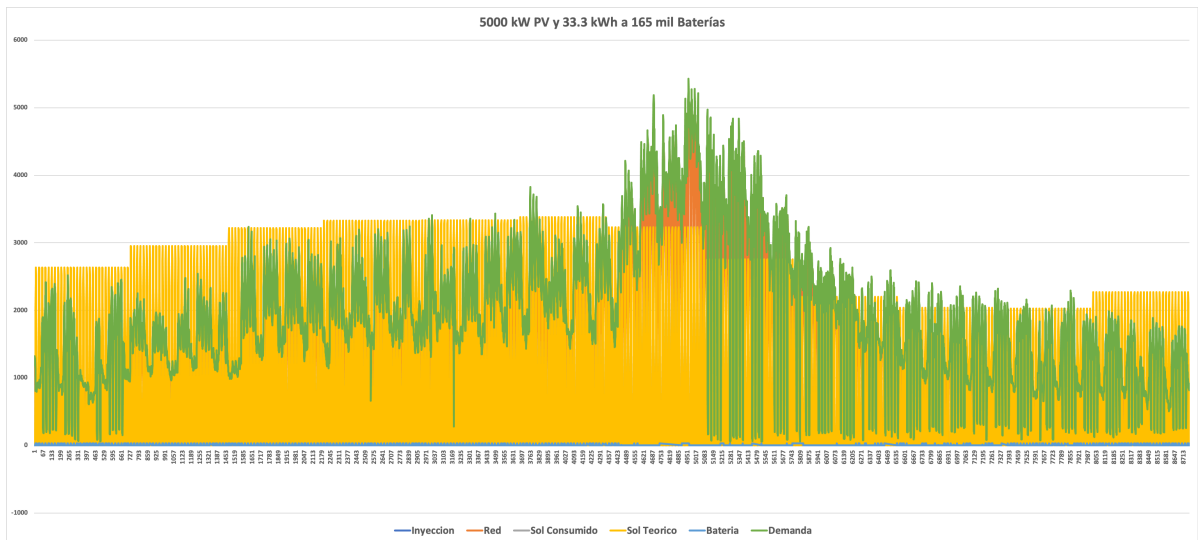


Figura 5.3: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente agrícola *Enel 5 MW*.

Considerando las figuras 5.4 y 5.5 en donde el proyecto de *EaaS* es más pequeño que el anterior, se tiene la misma cantidad de energía de baterías pero la mitad en instalación fotovoltaica con un valor de 2500 kW . En base a lo expuesto es claro que la generación solar no logra igualar o superar a la demanda entre las 9 y las 18 horas en días hábiles, tal como lo hacía en el proyecto previo. De hecho, a las 3 semanas sólo en el 45% de los días puede inyectar energía a la red. Esto se refleja en la tabla de inyección de la figura 5.41, en donde se puede ver que para el caso de los 5000 kW el cliente inyecta más de 175 mil kWh de energía a la red durante el mes de septiembre, mientras que para el proyecto de 2500 kW no inyecta más de 23 mil kWh en el mismo mes.

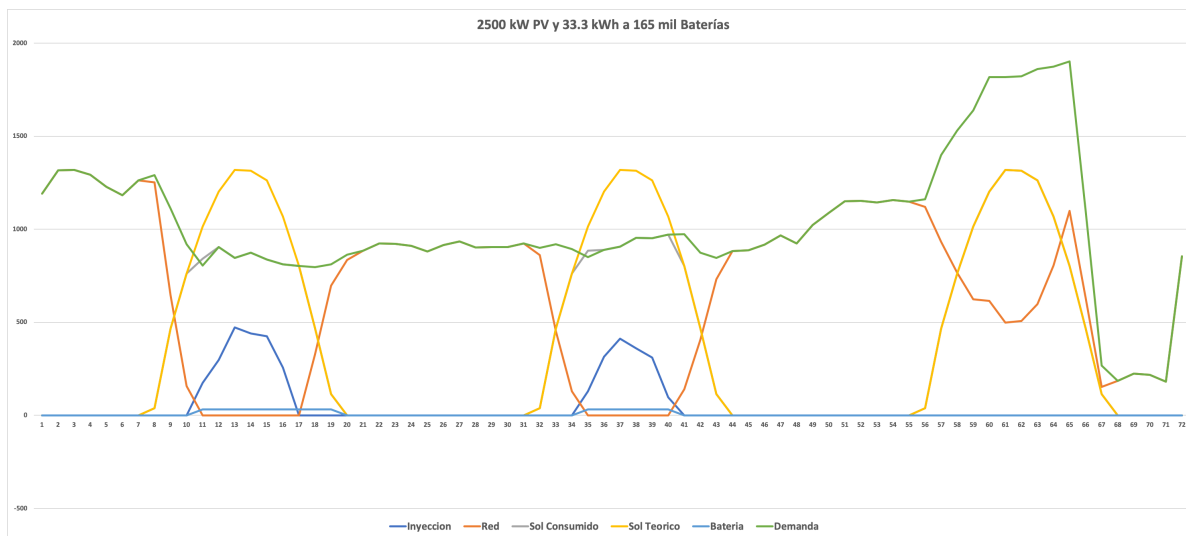


Figura 5.4: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente agrícola *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 2,5 MW FV y 33 kWh de baterías.

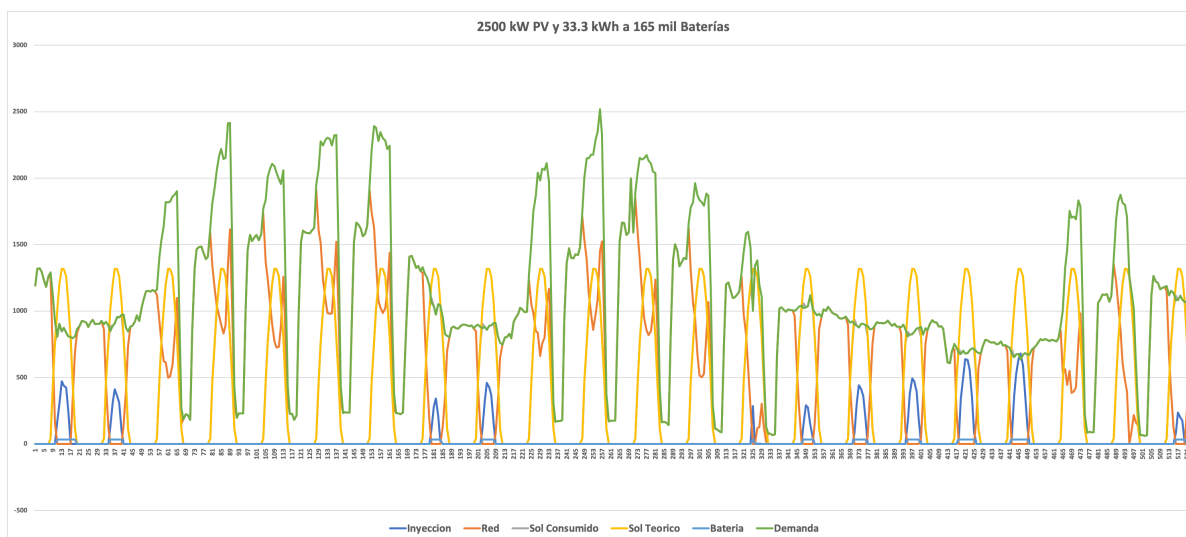


Figura 5.5: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente agrícola *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 2,5 MW FV y 33 kWh de baterías.

Y con respecto a las baterías, se observa que el modelo arrojó la misma capacidad de 33 kWh, y que esta vez decide cargar y descargar las baterías en días no hábiles o feriados, es decir, deja de lado los días hábiles para utilizar las baterías porque considera que es mejor autoconsumir. Notar que no puede inyectar energía a la red en días hábiles.

En este proyecto el cliente invierte en 1354 MM\$, que comparados con la situación base en donde debe cancelar 1399 MM\$ le entrega un ahorro anual de 3,27% .

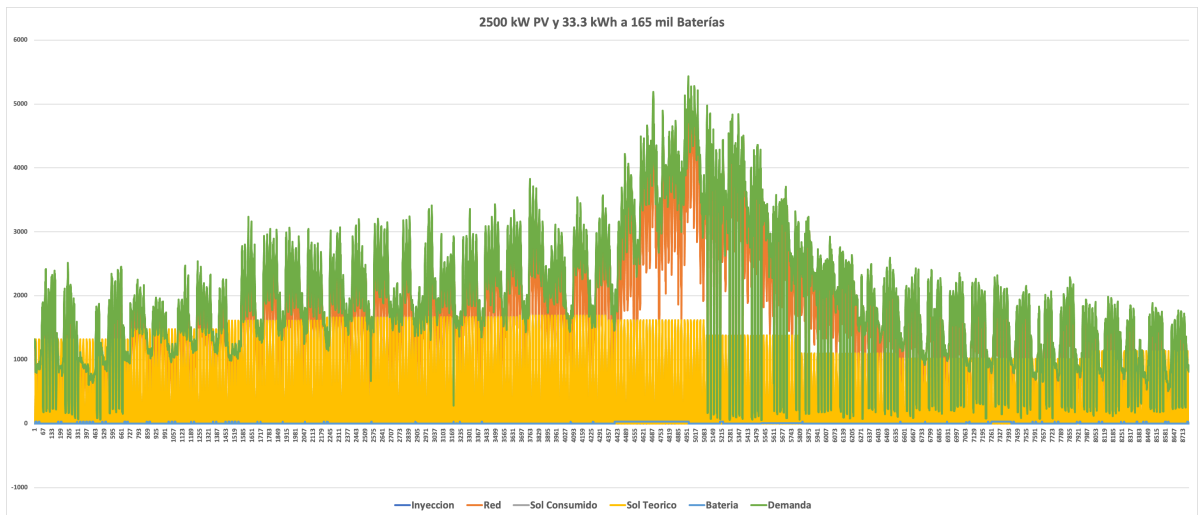


Figura 5.6: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente agrícola *Enel* 2,5 MW.

5.1.2. Cliente Comercial

Mediante la herramienta de búsqueda avanzada *Google Earth* se pudo deducir que los grandes comercios en Chile se encuentran en su mayoría en las regiones concentradas poblacionalmente. Tomando el supuesto de considerar una empresa en la región Metropolitana para este tipo de cliente, se tiene que el tamaño del proyecto de *EaaS* no podrá superar los 5 MW. Así se considera este proyecto mostrado en las figuras 5.7 y 5.8 de 1.5 MW de instalación fotovoltaica con 91 kWh de energía de baterías.



Figura 5.7: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente comercial *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1,5 MW FV y 91 kWh de baterías.

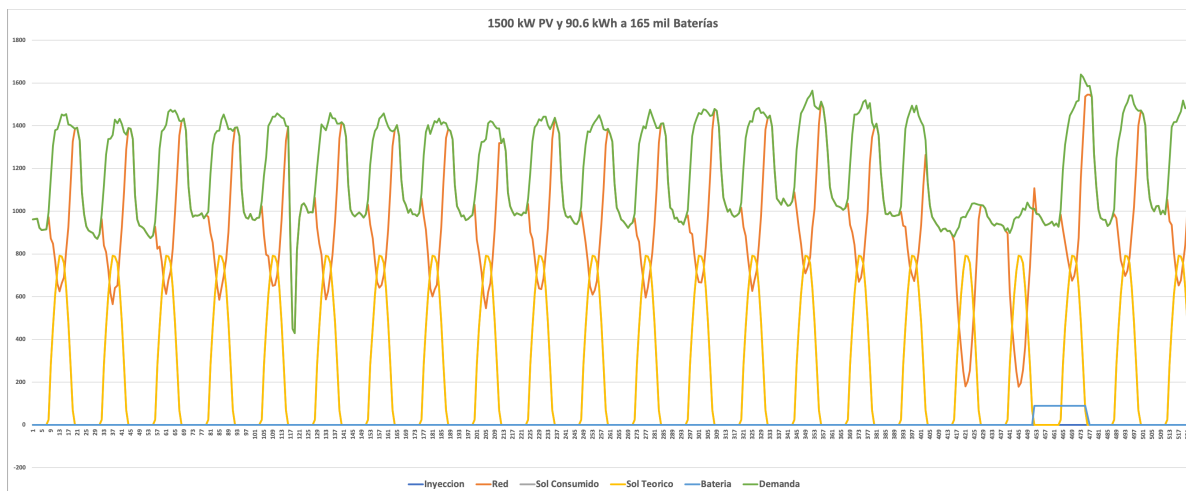


Figura 5.8: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente comercial *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1,5 MW FV y 91 kWh de baterías.

A diferencia del cliente agrícola, se tiene en este caso que la demanda durante las primeras semanas de septiembre es periódica, a excepción de los días 18 y 19 de septiembre que corresponden a días festivos en Chile. Por ese motivo, es que existe una baja en la demanda energética. El día lunes 17 de septiembre que también corresponde a festivo no presentó baja en la demanda del cliente.

A pesar de que la energía de las baterías es mayor para este cliente que la almacenada en la del cliente agrícola, no se considera para este cliente un uso exigido de ellas. A su vez, la generación solar total teórica no llega a superar el valor de la demanda original del cliente al menos para las primeras semanas. Por esta razón, es que no hay inyección de energía bajo la distribuidora *Enel*. Entre las 9 y las 18 horas la energía de la red solicitada por el cliente baja, y en su defecto, se incrementa la energía solar para satisfacer la demanda.

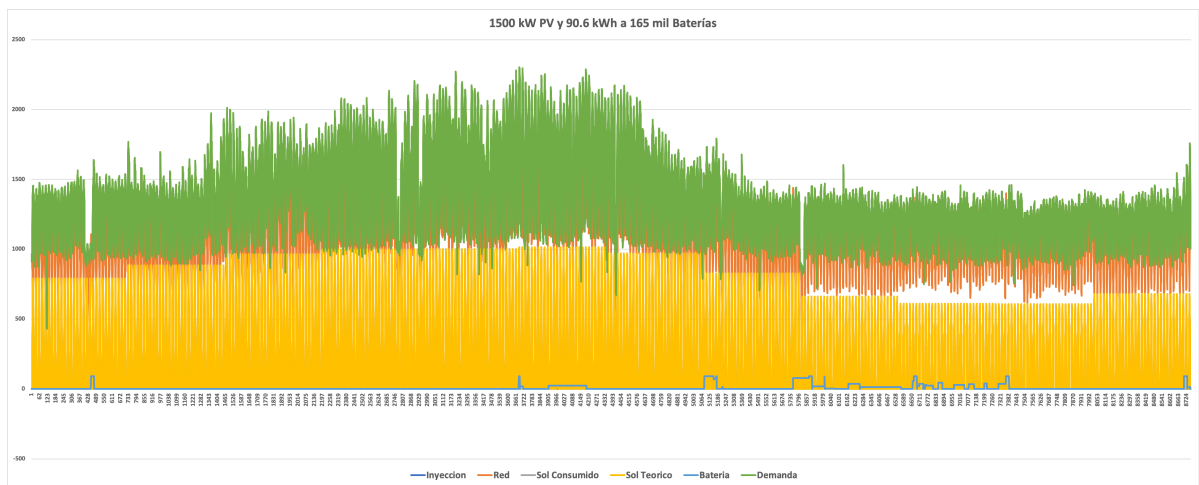


Figura 5.9: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente comercial *Enel* 1,5 MW.

El cliente debe cancelar un costo anual base de 963 MM\$ en la situación base sin el proyecto de las figuras 5.7 y 5.8 , pero con la inversión lograría un menor monto de costo anual con 936 MM\$. Esto significa un ahorro monetario de 2,78 % anual.

Ajustando aún más el proyecto de *EaaS* para el cliente comercial se tiene una instalación fotovoltaica de 1 MW y 88 kWh de energía en baterías. Nuevamente se tiene que para las primeras semanas la generación solar no logra suplir la demanda original del cliente. La energía solicitada por el cliente a la red desciende entre las 9 y las 18 horas producto de la inserción solar tal como era previsto. El tener un tamaño más pequeño en dimensiones permite al cliente poder construirlo con mayor facilidad.

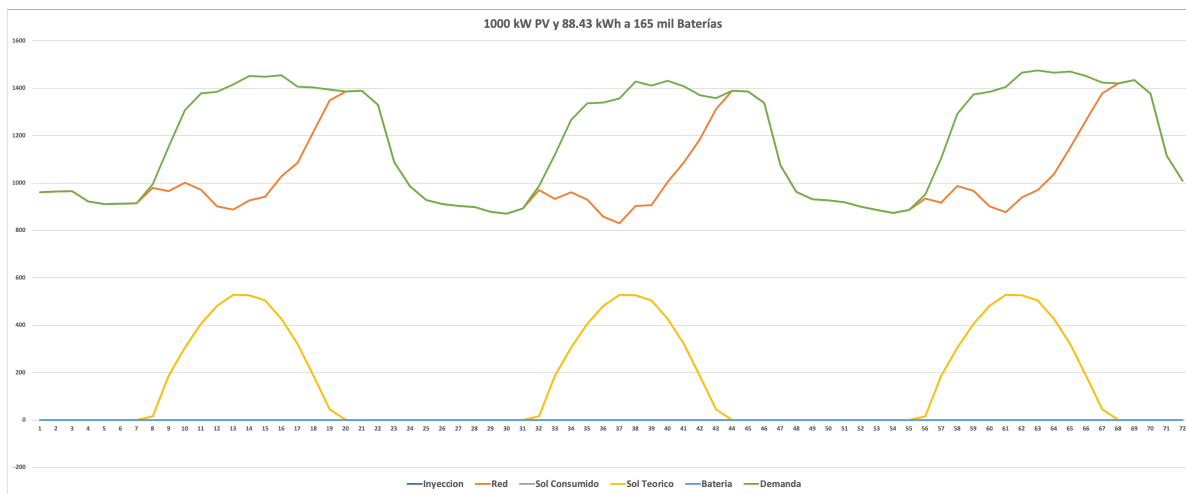


Figura 5.10: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente comercial *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1 MW FV y 88 kWh de baterías.

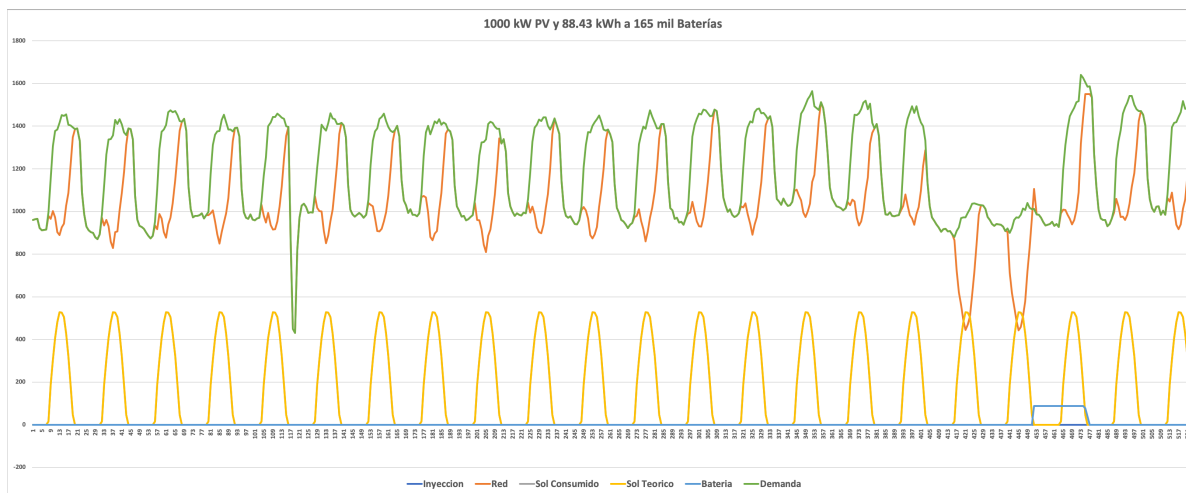


Figura 5.11: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente comercial *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1 MW FV y 88 kWh de baterías.

Con respecto a los gastos monetarios, se tiene un valor de 963 MM\$ anuales en la situación base. Mientras que, si la empresa decidiese invertir en el proyecto de instalación fotovoltaica y de almacenamiento energético en baterías le costaría 944 MM\$ anuales, lo que implicaría un ahorro en la factura eléctrica de 1,92% anual.

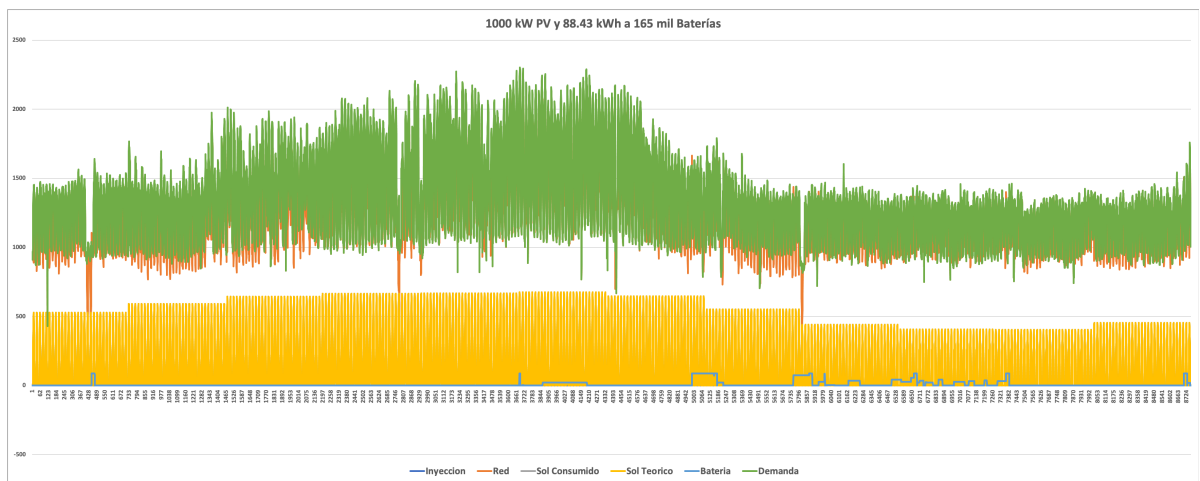


Figura 5.12: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente comercial *Enel* 1 MW.

5.1.3. Cliente Edificio laboral

Este cliente presenta la menor capacidad instalada en paneles fotovoltaicos, lo que se debe a que es el consumidor de menor magnitud de todos los vistos anteriormente. Además, las baterías en este cliente tienen un rol más protagonista que en los pasados, por lo que el efecto de recorte en hora punta se hace más notorio en los gráficos, tal como se puede evidenciar en la figura 5.13, en donde se ve que la energía de la red solicitada por el cliente en color naranja decrece respecto de la demanda original en color verde.

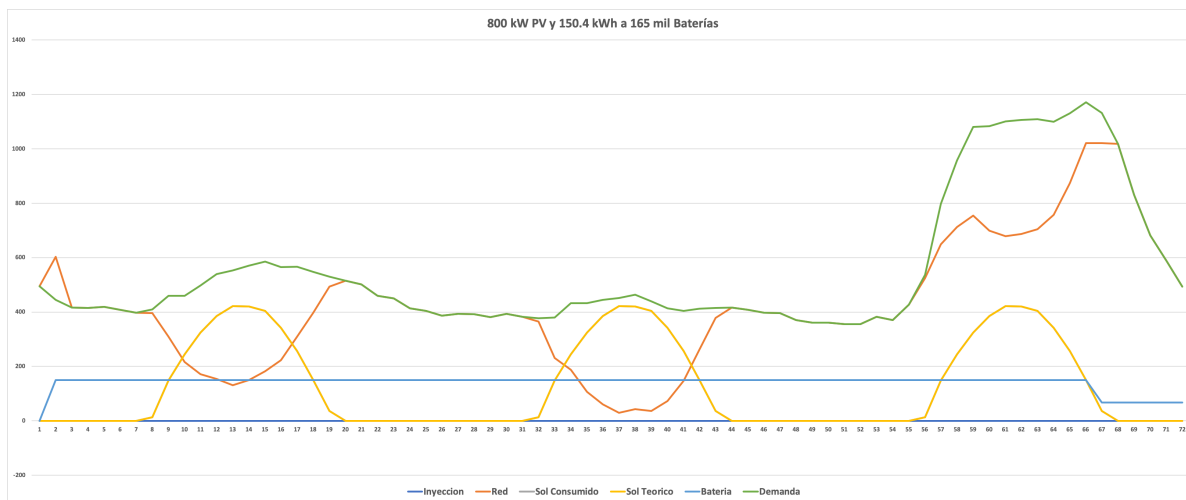


Figura 5.13: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente edificio laboral *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,8 MW FV y 150 kWh de baterías.

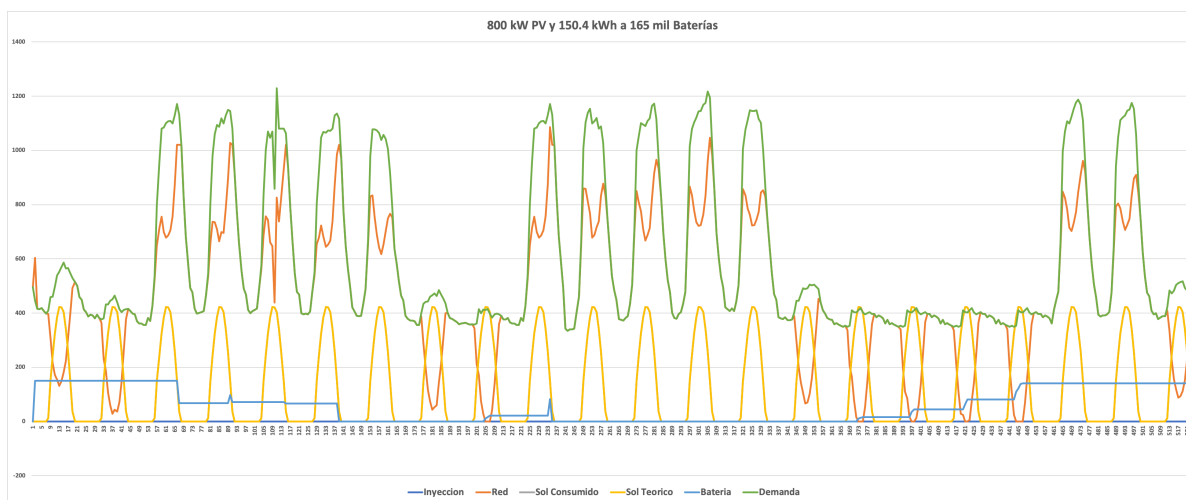


Figura 5.14: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente edificio laboral *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,8 MW FV y 150 kWh de baterías.

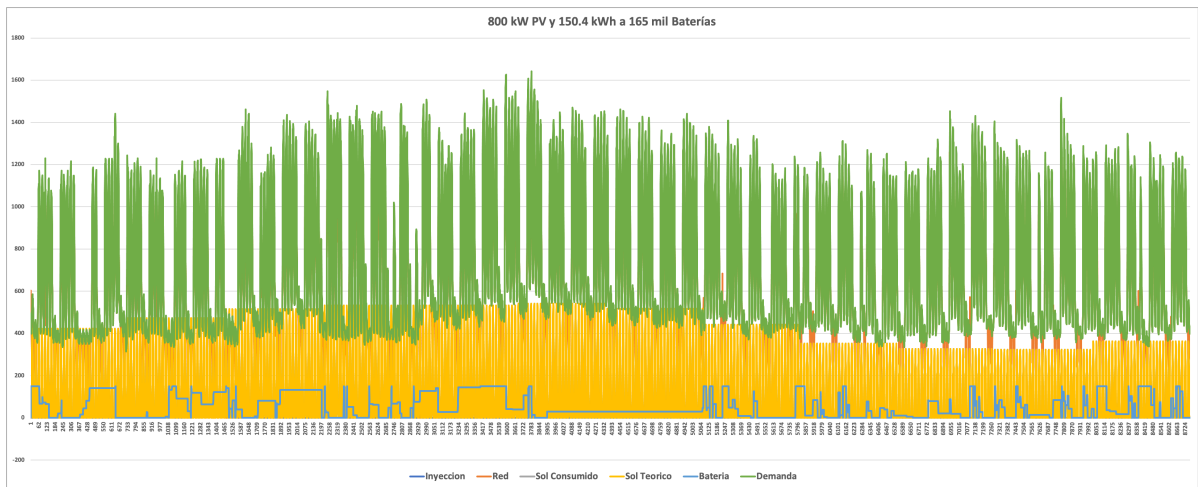


Figura 5.15: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente laboral *Enel* 0,8 MW.

Para el primer proyecto de 800 kW fotovoltaico y 150 kWh en capacidad de energía en baterías se tiene según la figura 5.13 que la carga se produce de manera total en la madrugada del día sábado 1 de septiembre. Esto se deduce del *peak* en energía solicitada a la red en este período. Luego, tal como lo señala esta figura y la 5.14, las baterías se empiezan a descargar paulatinamente el día lunes y jueves en hora punta. A la tercera semana de septiembre, ya contemplando los feriados de los días 17, 18 y 19 se tiene que vuelve a ocurrir el proceso de carga, partiendo el domingo 16 y terminando el miércoles 19 en cargar completamente las baterías.

En el caso de las figuras 5.13 y 5.14, para ese tamaño de proyecto en *EaaS* se tiene una inversión total de 527 MM\$. Calculando el ahorro monetario anual respecto de la situación base inicial de 546 MM\$ se obtiene un valor de 3,5% anual.

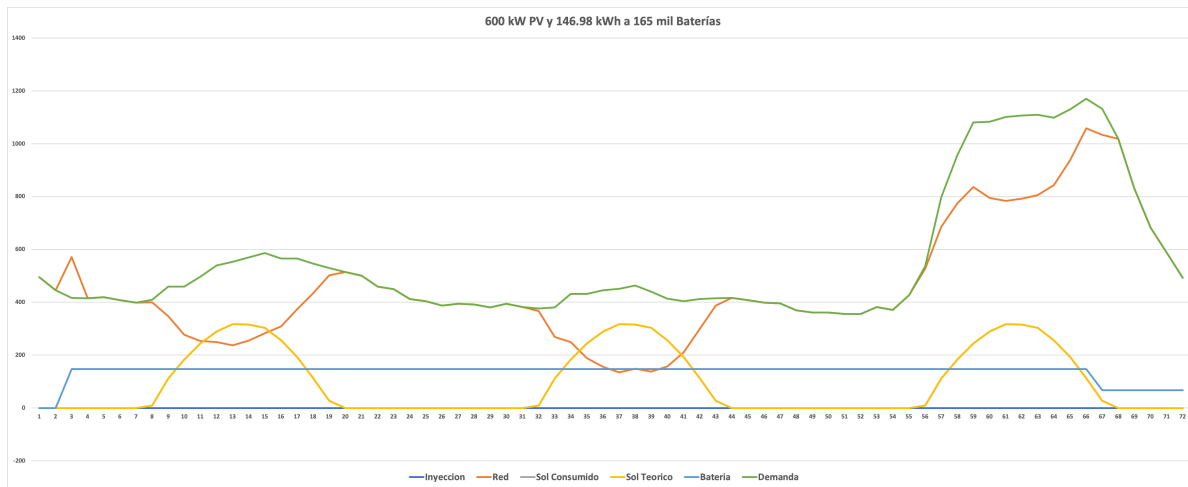


Figura 5.16: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente edificio laboral *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,6 MW FV y 147 kWh de baterías.



Figura 5.17: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente edificio laboral *Enel* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,6 MW FV y 147 kWh de baterías.

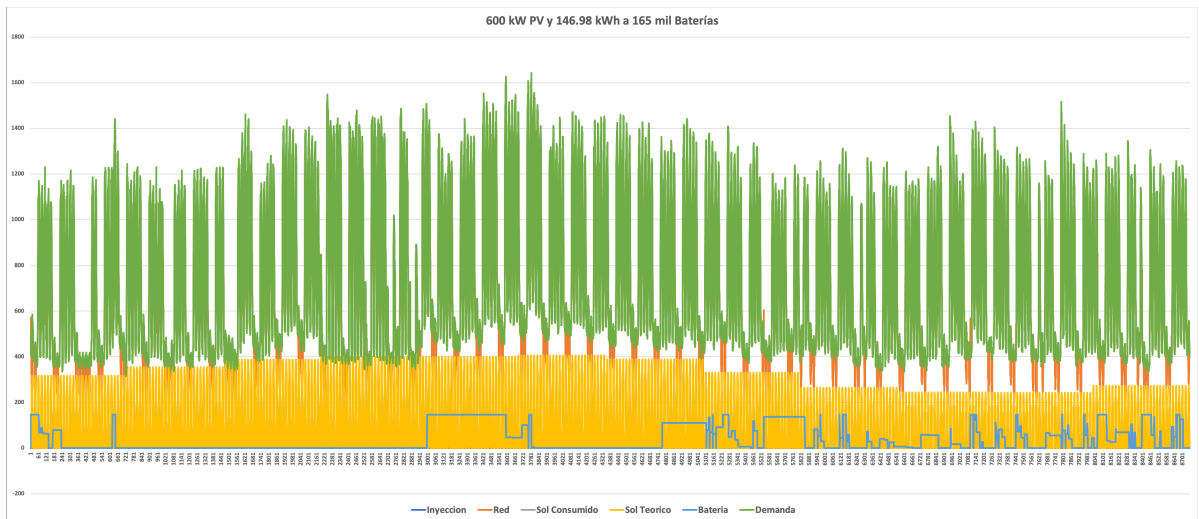


Figura 5.18: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente laboral *Enel* 0,6 MW.

Por otro lado, para el proyecto de 600 kW fotovoltaico y 147 kWh en baterías se tiene que el cliente no tiene el excedente solar necesario como para poder inyectar a la red, por lo que no realiza esta acción tal como ocurría con el proyecto anterior. A su vez, se tiene una diferencia más en cuanto a los procesos de carga y descarga de las baterías. Se puede ver de la figura 5.17 que en los últimos 12 días no se utilizan las baterías, ya que el modelo matemático considera que es preferible autoconsumir con los sistemas fotovoltaicos a almacenar energía en las baterías.

Para este proyecto la inversión necesaria es de 531 MM\$ que comparado con la situación sin proyecto que significaba 546 MM\$ implica un ahorro anual de 2,74%.

5.1.4. Recortes Demanda Máxima Mensual *HP* y *FP* Clientes de *Enel* distribución

Y para finalizar, se agrega en la figura 5.19 el recorte de demanda de energía máxima mensual producido bajo las tarifas de *Enel* para cada cliente con respecto a su demanda inicial, considerando su proyecto de *EaaS*. Cada cliente posee 2 proyectos, y los recortes pueden ser realizados en períodos fuera de punta o punta. Por esta razón, es que hay 4 columnas por cliente y 12 filas hacia abajo que corresponden al año cronológico estudiado.

Los valores porcentuales en color rojo son los más bajos, mientras que al acercarse a colores más azules se tienen los valores más altos de recorte.

Potencia [kW]	Recorte HP [%]		Recorte FP [%]		Recorte HP [%]		Recorte FP [%]		Recorte HP [%]		Recorte FP [%]	
	Agrícola Enel				Comercial Enel				Edificio Laboral Enel			
	5000	2500	5000	2500	1500	1000	1500	1000	800	600	800	600
Septiembre	1.6	1.6	17.1	15.5	3.8	3.4	22.3	19.6	14.4	13.4	17.8	13.4
Octubre	3.5	3.5	15.7	15.7	2.4	2.4	9.2	9.2	4.0	3.0	20.8	17.6
Noviembre	5.0	5.0	10.1	10.1	2.4	2.2	24.3	20.3	5.0	3.7	21.3	16.0
Diciembre	7.5	5.2	17.1	17.1	6.6	5.0	26.0	19.8	8.0	4.6	20.3	17.4
Enero	9.1	6.8	16.4	14.1	4.8	4.0	11.8	10.4	10.3	5.8	22.8	18.8
Febrero	7.8	6.4	21.0	21.0	6.7	6.2	31.8	21.3	12.2	7.7	23.4	19.5
Marzo	3.2	3.2	6.8	6.8	1.5	1.5	29.7	23.0	6.3	4.7	23.6	17.7
Abril	3.9	2.3	5.0	5.0	6.3	5.9	28.4	18.9	13.7	12.9	22.3	17.5
Mayo	1.1	1.1	2.3	2.3	4.6	4.6	17.0	17.0	13.3	13.0	14.7	9.1
Junio	1.2	1.2	12.9	12.5	5.3	5.2	16.3	16.2	12.1	12.0	13.5	9.1
Julio	1.4	1.4	9.6	9.0	3.9	3.9	4.3	4.3	11.8	11.6	17.1	12.9
Agosto	3.3	3.3	17.3	17.3	2.8	2.7	11.8	11.7	13.9	13.6	13.5	10.2

Figura 5.19: Recorte de clientes *Enel* distribución de demanda máxima del cliente en horas punta y fuera de punta.

Recordando que *HP* considera según la Comisión Nacional de Energía a 2019 desde las 18 hasta las 22 horas, mientras que las horas *FP* el restante, se puede hacer el siguiente análisis:

- El cliente agrícola, independientemente del proyecto, tiene los valores más bajos porcentuales en recorte de energía en *HP* de todos los clientes junto con el comercial, por lo que coincide con el hecho de que este perfil de demanda no realiza un gran almacenamiento de energía en baterías. De todas maneras, los meses en donde la energía máxima en *HP* solicitada a la red disminuye con respecto a la demanda original del cliente, es decir, donde más recorte de energía en *HP* hay es en los meses de diciembre, enero y febrero para los 2 proyectos. Esto también permite deducir que los meses en donde más radiación solar existe, es donde el sol puede proveer de más corrimientos horarios, es decir, permite bajar la demanda del cliente incluso hasta las 20 horas para algunos meses, lo cual ya se considera *HP* del sistema.

Por otra parte, se puede ver que los recortes *FP* para este cliente son mayores que los realizados en *HP* para todos los meses. Esto se provoca por una razón muy sencilla: dimensionamiento fotovoltaico. El sistema fotovoltaico obtenido por el modelo matemático en *Cplex* permite deducir que mientras mayor sea la generación solar habrá un decrecimiento más importante con respecto a la demanda original, es decir, la energía solicitada a la red disminuirá porque lo suple la energía solar.

Los meses de agosto, septiembre, diciembre, enero y febrero corresponden a los meses en que el cliente logra disminuir más su consumo *FP*. Esto tiene sentido, porque la

radiación solar tiene sus *peaks* durante diciembre, enero y febrero. En cuanto a septiembre y agosto, son meses en donde se genera menor energía solar que los meses de diciembre, enero, febrero y marzo. No obstante, dado que el cliente en estos meses tiene una demanda baja en relación a otros meses es que igual logra recortar, y por ese motivo, es que los valores son azules.

- El cliente comercial presenta su concentración de demanda entre enero y abril.

Para este caso ocurre un proceso similar al del cliente agrícola, en donde los recortes de energía en *HP* son bajos, en color rojo. Esto se debe a que las baterías se ocupan en septiembre en sólo un proceso de carga y descarga y luego, no se utilizan hasta febrero, tal como se puede ver en la figura 5.9 del año cronológico completo del cliente con 1.5 MW.

El presentar escasos procesos de carga y descarga de las baterías repercute directamente en el recorte que puede haber de la demanda del cliente en *HP*, que es cuando las baterías generalmente descargan la energía almacenada de acuerdo a los resultados del modelo.

No obstante, recordando la estacionalidad que ofrecen los paneles fotovoltaicos, se puede comprender que entre los meses de enero a marzo, y de octubre a diciembre es donde los perfiles solares alcanzan sus máximos, y donde hay más corrimiento solar en sus períodos de funcionamiento. Esto quiere decir, tal como ya se comentó con el cliente agrícola, que si los sistemas fotovoltaicos generaban en un mes de escasa radiación solar como junio, entre las 8 y 18 horas, para un mes de alto grado de radiación solar se correría la ventana en el mes de enero, entre las 6 y 20 horas. Se puede ver que se agregan 2 horas de generación solar, las cuales corresponden a período *HP*. Por esta razón, es que también los sistemas FV permiten ahorrar en *HP*.

Por otro lado, los recortes de energía *FP* son altos, alcanzando un *peak* en los meses de febrero, marzo y abril. Esta situación coincide con la generación solar máxima entre enero y abril, por lo que el cliente puede disminuir su energía consumida entre las 8 y 18 horas de gran manera. Para el proyecto de menor tamaño de 1000 kW es esperable que el recorte se reduzca levemente para cada mes, pero sigue habiendo la misma tendencia en los meses con alzas de recorte.

- Por último, el cliente edificio laboral posee sus *peaks* de consumo durante los meses de diciembre, enero, febrero y julio. Estos meses corresponden a los previos a las vacaciones de verano y de invierno.

Se comprende por el análisis anterior del cliente que las tasas de recorte de energía en *HP* sean las mayores de los tres clientes. Se debe a que las baterías se ocupan en gran cantidad, lo que implica que logra recortar más energía en los períodos más caros del sistema. También se debe al corrimiento solar en los meses de mayor radiación solar explicado anteriormente, lo que permite recortar energía en *HP*.

En particular, para el caso de los 800 kW, los valores más altos en recorte en *HP* fueron

los meses de septiembre, agosto, abril y mayo, en orden descendente. Para el caso de 600 kW el orden corresponde a agosto, septiembre, mayo y abril.

El dimensionamiento solar sigue permitiendo que tenga valores azules en recorte de energía FP , como es de esperar porque la energía solicitada a la red decrece por la inserción solar entre las 8 y 18 horas en promedio.

Los valores más altos en recorte FP fueron enero, febrero, marzo y abril.

5.2. CGE Distribución

5.2.1. Cliente Agrícola

El cliente agrícola bajo las tarifas de suministro eléctrico de la concesionaria *CGE* presenta en el proyecto de 5 *MW* y de 33 *kWh*, mostrado en la figura 5.20, una alta inyección de electricidad a la red durante los primeros 3 días de septiembre.

En las primeras 3 semanas del mes de septiembre se puede ver según la figura 5.21 que las inyecciones se concentran los fines de semana, producto de que el dimensionamiento fotovoltaico en cuanto a generación es mayor a la demanda solicitada durante esos días.

Por otro lado, no se ve que las baterías de 33 kWh se utilicen durante este mes tal como se utilizaban con la distribuidora de *Enel*, lo que entrega información valiosa respecto de la decisión de si la empresa requiere ocupar baterías para su producción o no. Este será un punto relevante a considerar en el análisis de más adelante del recorte en *HP* del cliente agrícola.

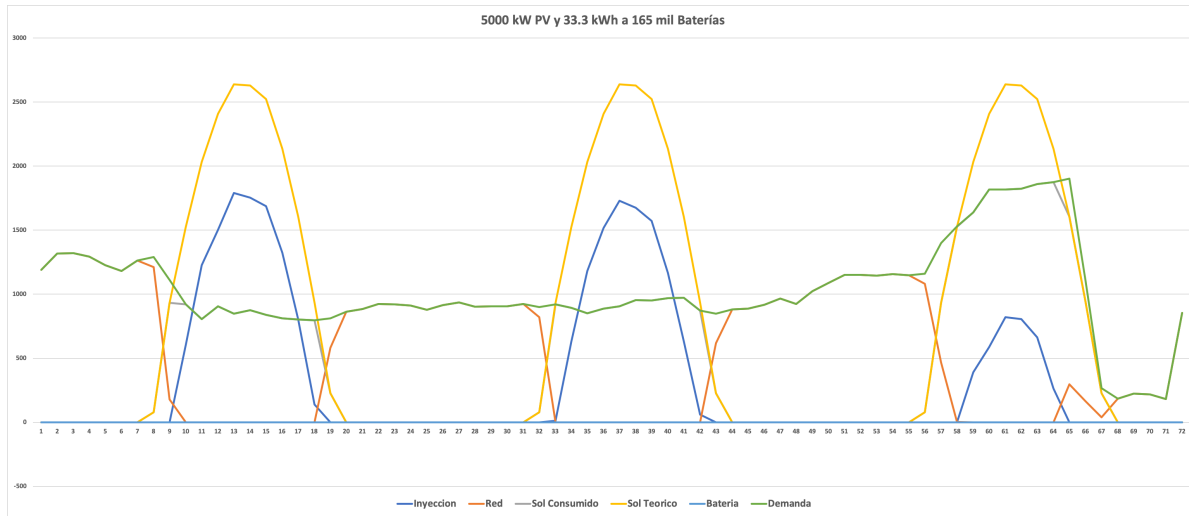


Figura 5.20: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente agrícola *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 5 MW FV y 33 kWh de baterías.

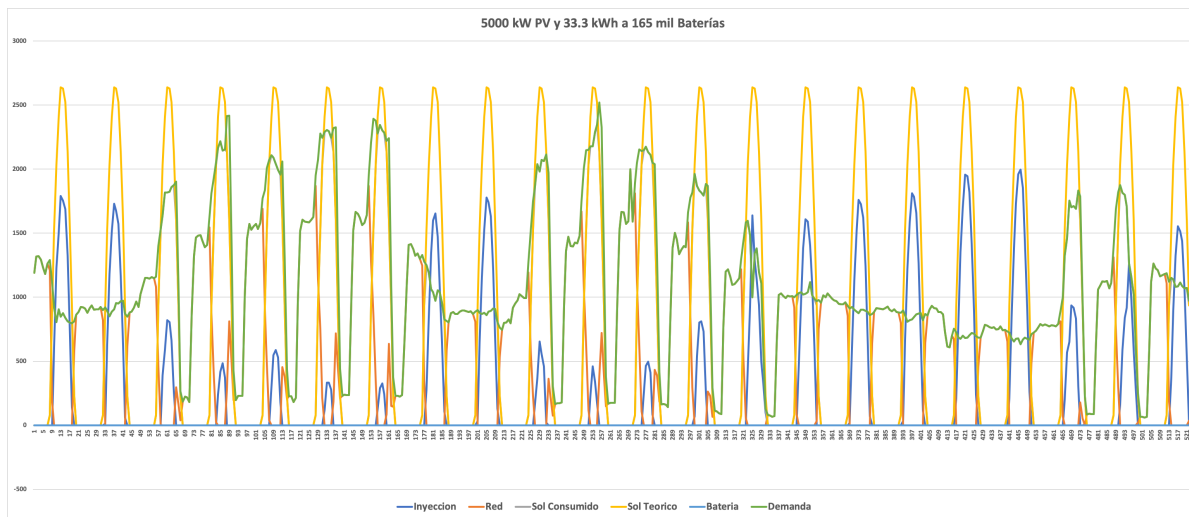


Figura 5.21: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente agrícola *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al martes 22 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 5 MW FV y 33 kWh de baterías.

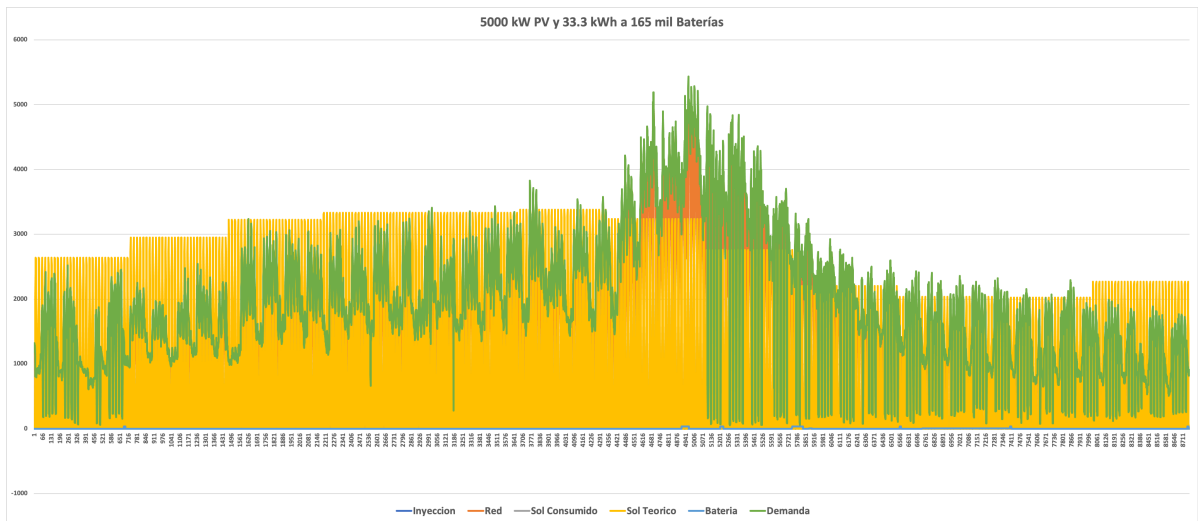


Figura 5.22: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente agrícola *CGE* 5 MW.

En este proyecto el cliente invierte en 1397 MM\$, que comparados con la situación base en donde debe cancelar 1528 MM\$ le entrega un ahorro anual de 8,55% .

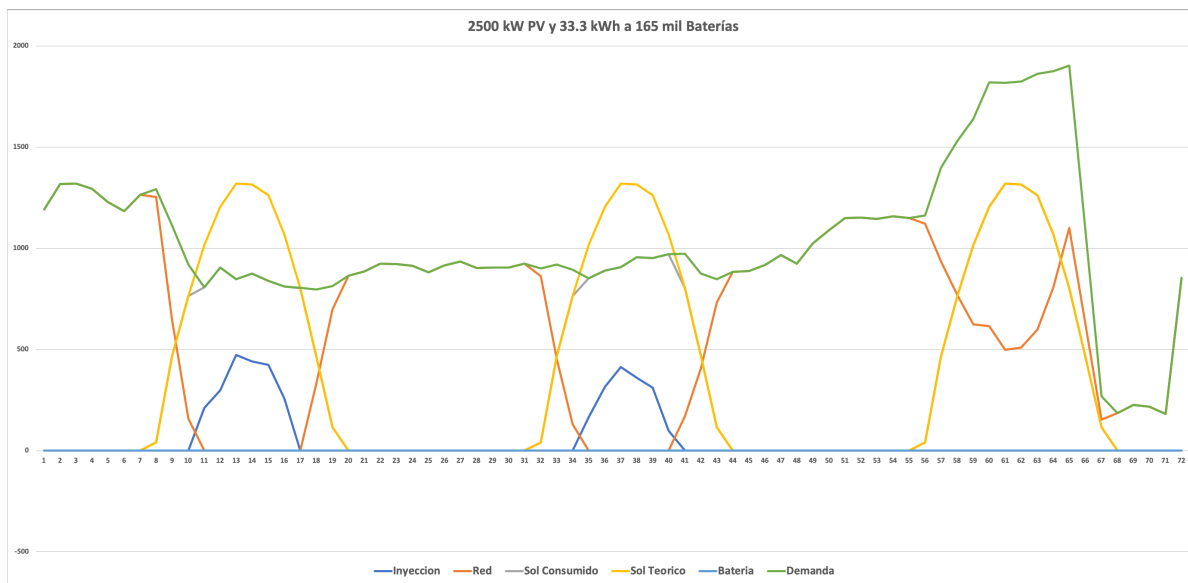


Figura 5.23: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente agrícola *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 2,5 MW FV y 33 kWh de baterías.

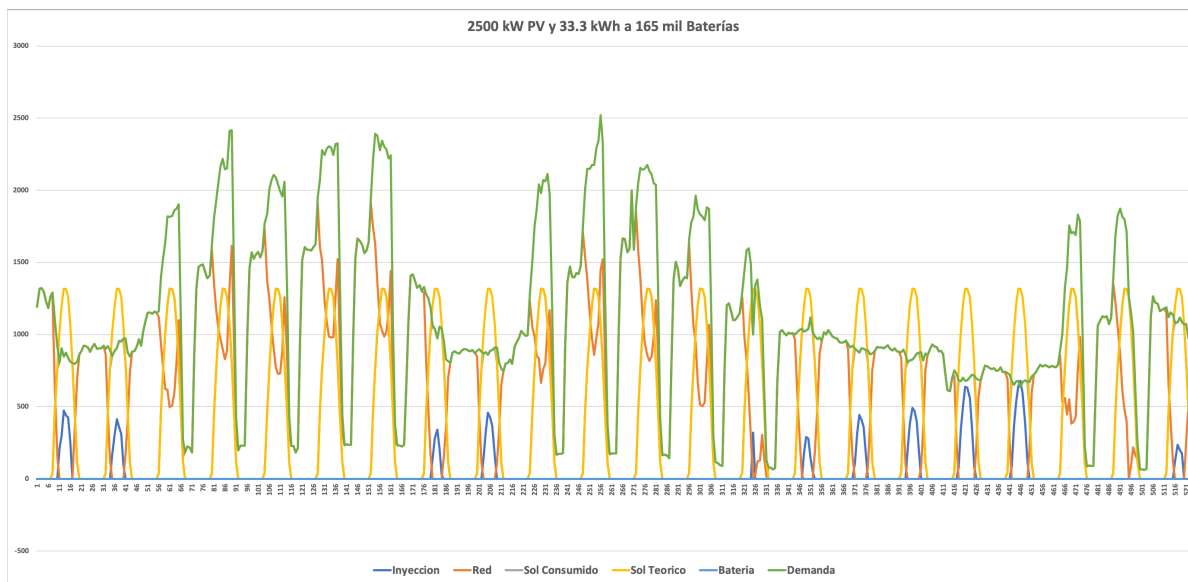


Figura 5.24: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente agrícola *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 2,5 MW FV y 33 kWh de baterías.

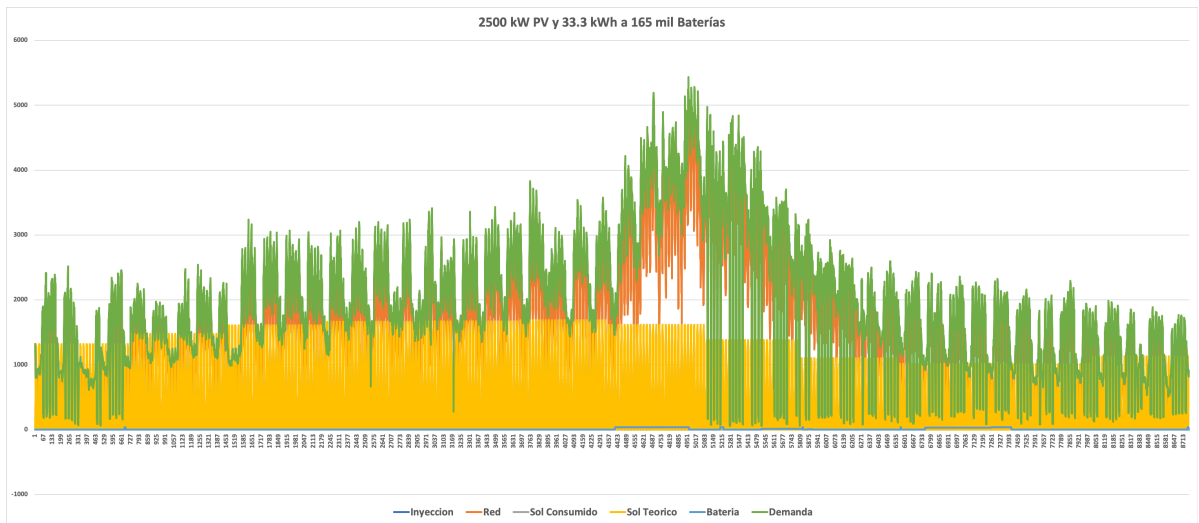


Figura 5.25: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente agrícola *CGE* 2,5 *MW*.

Con respecto a la figura 5.23 que muestra el proyecto de 2,5 *MW* en sistemas fotovoltaicos y de 33 *kWh* en baterías, se tiene que como era de prever la inyección horaria es menor durante los 3 primeros días de septiembre en comparación al proyecto de 5 *MW*.

Y algo particular de este proyecto es que el cliente agrícola deja de inyectar energía a la red los días de semana o los días de alta demanda del perfil del cliente. Esto se evidencia en la figura 5.24.

En la tercera semana de septiembre existen tres feriados y por ese motivo es que baja el consumo eléctrico en ese período.

En este proyecto el cliente invierte en 1454 MM\$, que comparados con la situación base en donde debe cancelar 1528 MM\$ le entrega un ahorro anual de 4,82 % .

5.2.2. Cliente Comercial

Del gráfico 5.26 resulta que para el proyecto de 1,5 MW y 91 kWh en baterías no existe una inyección durante los primeros 3 días de septiembre ni las primeras 3 semanas de septiembre. Esto es porque el tamaño del sistema FV es menor en generación eléctrica a lo demandado por el cliente al menos para este mes en cuestión.

Por otro lado, las baterías sólo se ocupan al igual que en el caso de *Enel* durante la tercera semana de septiembre, cargando en hora fuera de punta el miércoles 18 y descargando en horario punta el jueves 19.

En este proyecto el cliente invierte en 1006 MM\$, que comparados con la situación base en donde debe cancelar 1049 MM\$ le entrega un ahorro anual de 4,16 % .

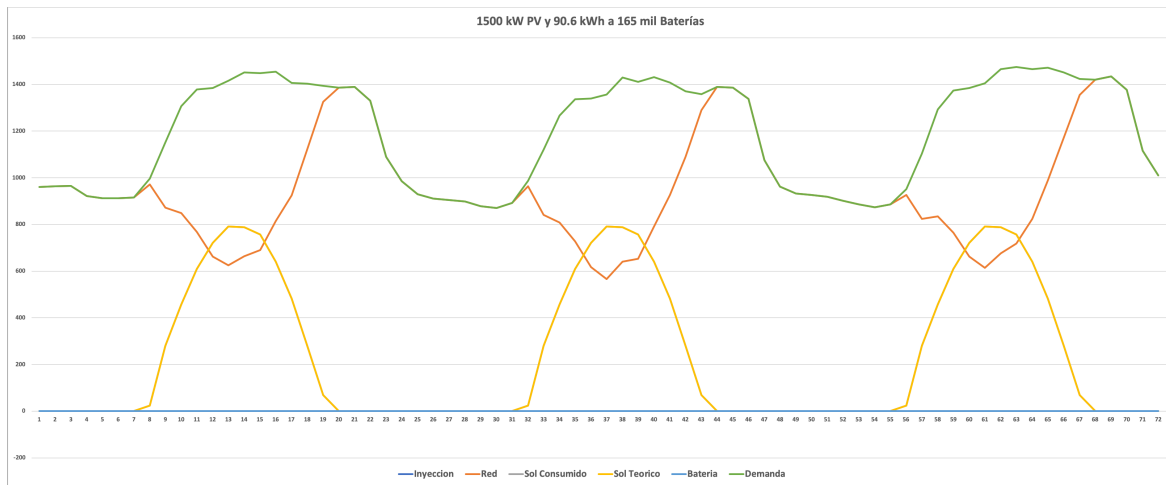


Figura 5.26: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente comercial *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1,5 MW FV y 91 kWh de baterías.

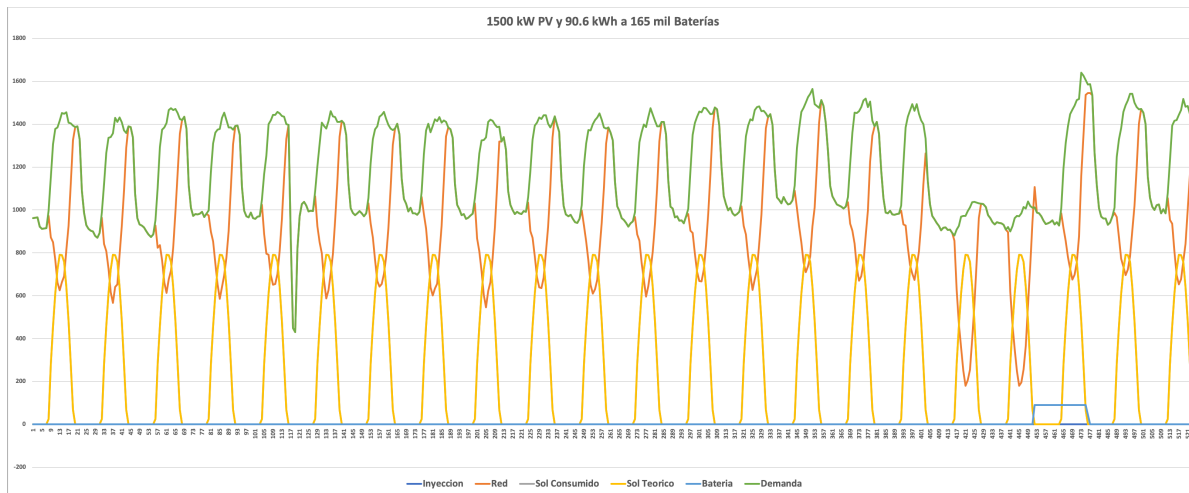


Figura 5.27: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente comercial *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1,5 MW FV y 91 kWh de baterías.

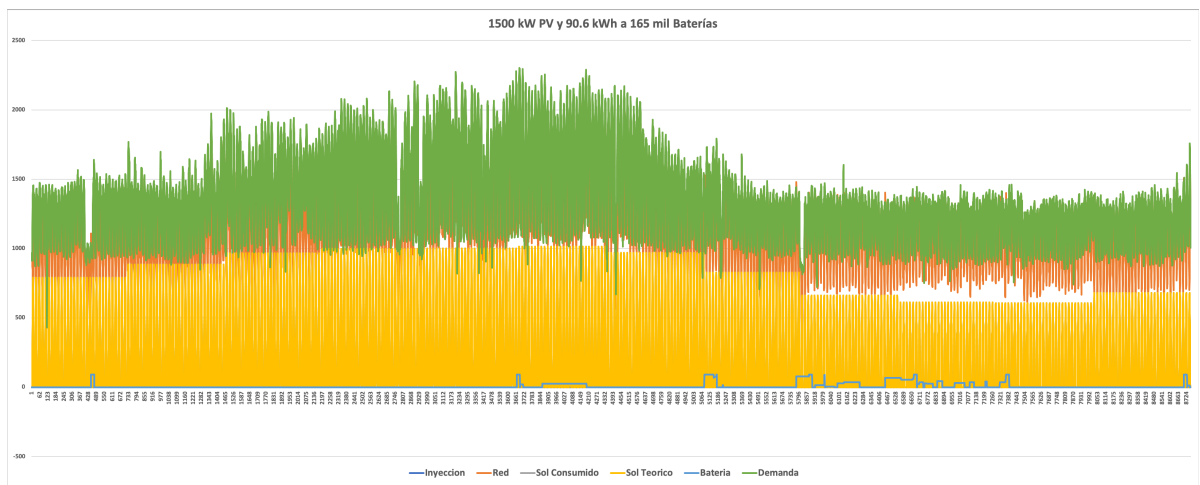


Figura 5.28: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente comercial *CGE* 1,5 *MW*.

Para el proyecto de menor tamaño en sistema fotovoltaicos de 1 *MW* FV y 88 *kWh* en baterías, se da cuenta de un leve aumento en la capacidad de almacenamiento de energía con respecto al caso anterior, y escasez de inyección de energía a la red tal como se puede ver en ambas figuras del mes de septiembre 5.29 y 5.30.

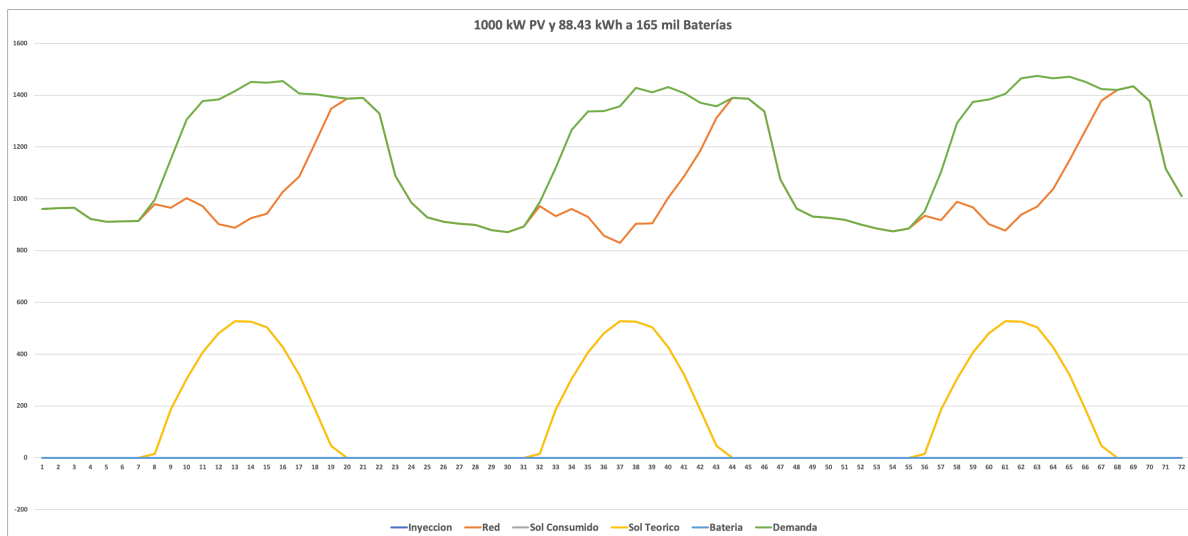


Figura 5.29: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente comercial *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1 *MW* FV y 88 *kWh* de baterías.

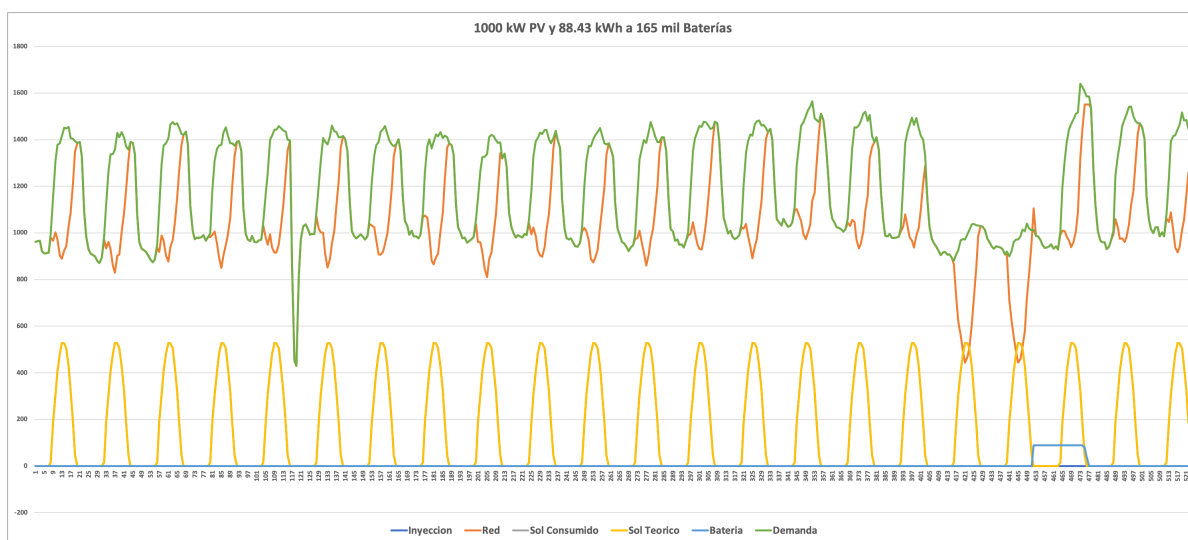


Figura 5.30: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente comercial *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 1 *MW* FV y 88 *kWh* de baterías.

Para este proyecto de 1 *MW* FV y 88 *kWh* de baterías se obtiene un ahorro monetario anual de 2.84% que destaca por ser el menor ahorro de todos los clientes y sus escenarios según *CGE*. La inversión es de 1020 MM\$ y el costo base de 1049 MM\$.

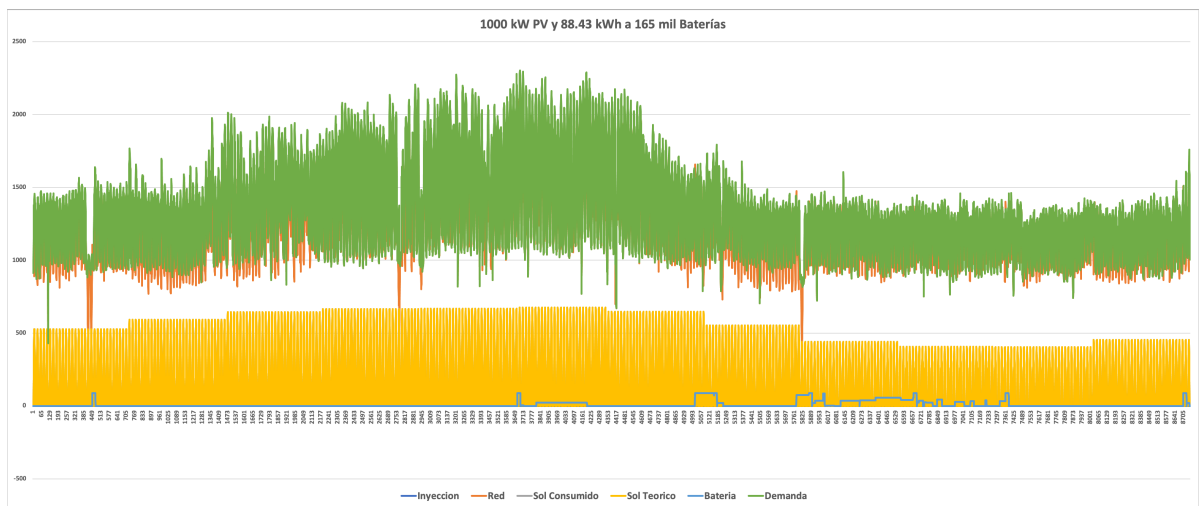


Figura 5.31: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente comercial *CGE* 1 *MW*.

5.2.3. Cliente Edificio laboral

Para el proyecto de 800 *kW* y de 150 *kWh* se puede apreciar de la figura 5.32 que las baterías se ocupan bastante. No obstante, al ser un cliente más pequeño en perfil de demanda que los dos anteriores, las inyecciones que existen son marginales respecto a la demanda laboral, lo que se corrobora viendo la figura 5.41, en donde para el proyecto de 800 *kW* de *CGE* sólo se inyecta entre los meses de octubre a enero.

Del gráfico 5.33 se puede ver que los fines de semana se ocupan las baterías para cargarlas en hora fuera de punta, y luego se van descargando parcialmente por día hábil en horas punta hasta descargarse en su totalidad. Posteriormente, vuelven a cargarse cuando la demanda del cliente es baja y el sistema fotovoltaico permite suplir esta necesidad, dejando que las baterías se carguen con el remanente solar o con la energía que se le solicita a la red.

En este proyecto el cliente invierte en 566 MM\$, que comparados con la situación base en donde debe cancelar 594 MM\$ le entrega un ahorro anual de 4,71 % .

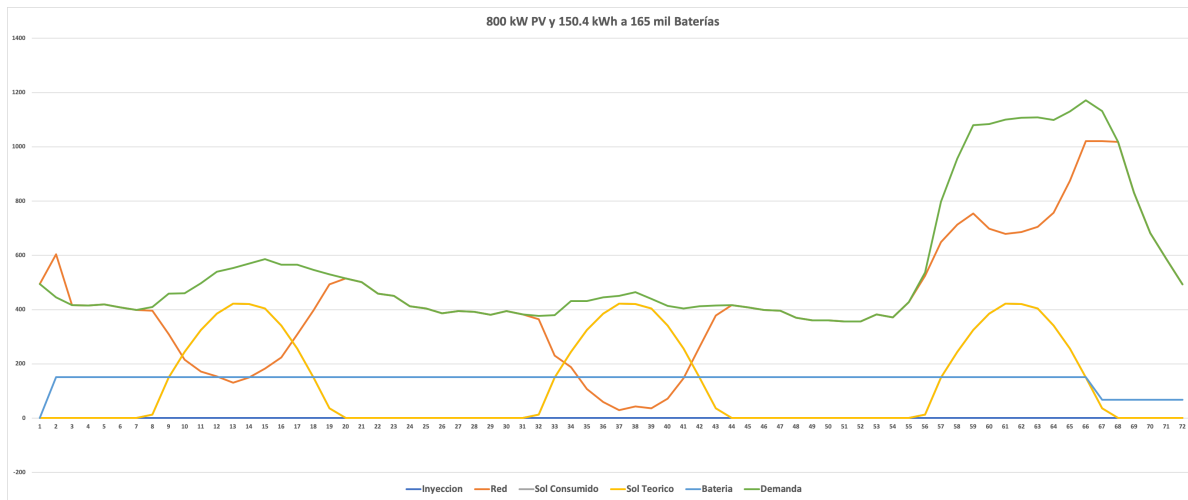


Figura 5.32: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente edificio laboral *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,8 MW FV y 150 kWh de baterías.

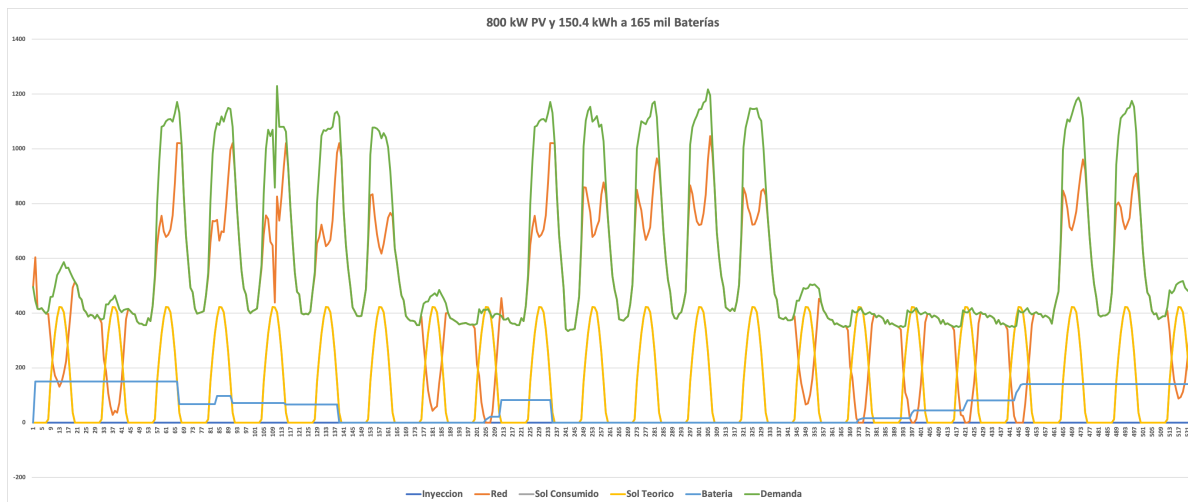


Figura 5.33: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente edificio laboral *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,8 MW FV y 150 kWh de baterías.

Para el caso del proyecto dimensionado de 600 kW en sistemas fotovoltaicos y de 147 kWh en baterías se tiene que en esta oportunidad no existe inyección en ninguno de los 12 meses del año cronológico estudiado. Esto es porque la demanda del cliente laboral es mayor que lo que genera en energía el sistema fotovoltaico, por lo que no queda ningún remanente para poder inyectar a la red. De todas formas, se puede ver que se cargan las baterías solicitando energía a la red durante los primeros 3 días de septiembre, según la figura 5.35. El modelo estima conveniente almacenar esta energía en las baterías antes que inyectar por el problema de minimización de costos.

Una diferencia importante con el modelo matemático sujeto a las tarifas de *Enel* es que la figura 5.35 de *CGE* indica que durante el primer día de septiembre, que corresponde a día

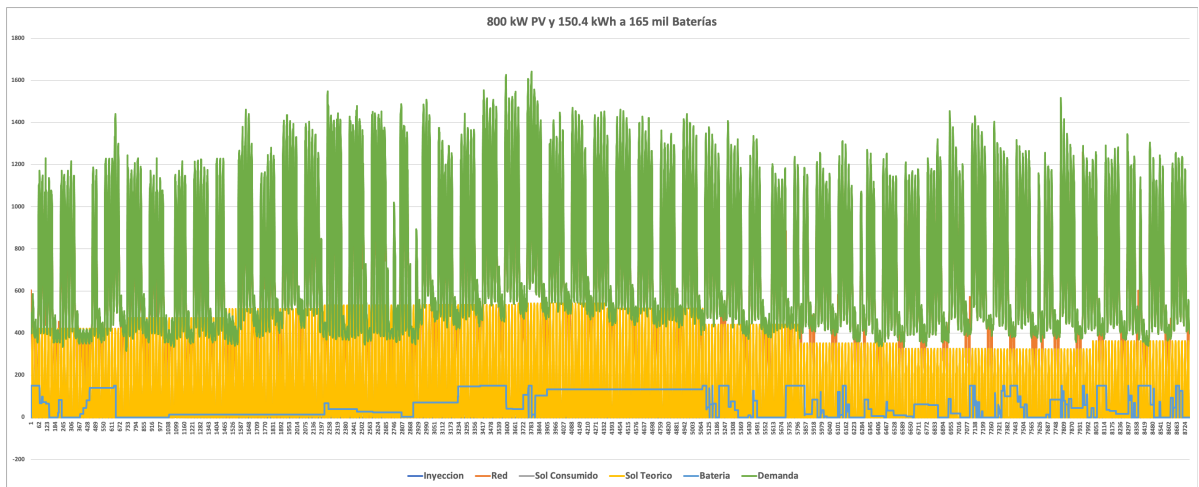


Figura 5.34: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente edificio laboral CGE 0,8 MW.

sábado, las baterías se cargan entre las 17 y 19 horas bordeando la hora punta, mientras que según la figura 5.16 las baterías se cargan en período fuera de punta.

En este proyecto el cliente invierte en 572 MM\$, que comparados con la situación base en donde debe cancelar 594 MM\$ le entrega un ahorro anual de 3,70 % .

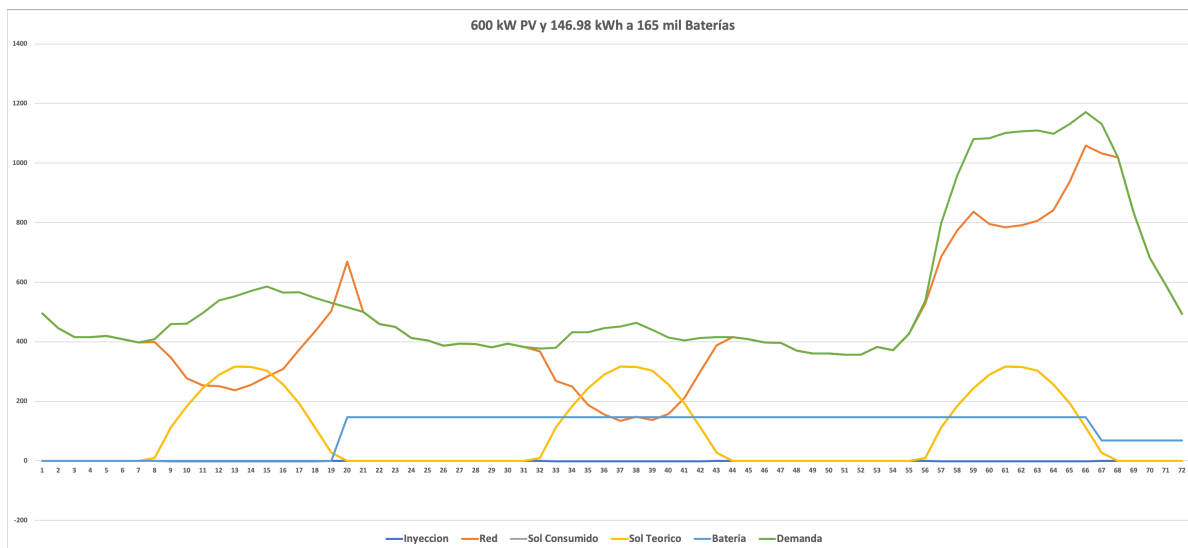


Figura 5.35: Curva de consumo energético horario de 3 días del cliente edificio laboral *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,6 MW FV y 147 kWh de baterías.

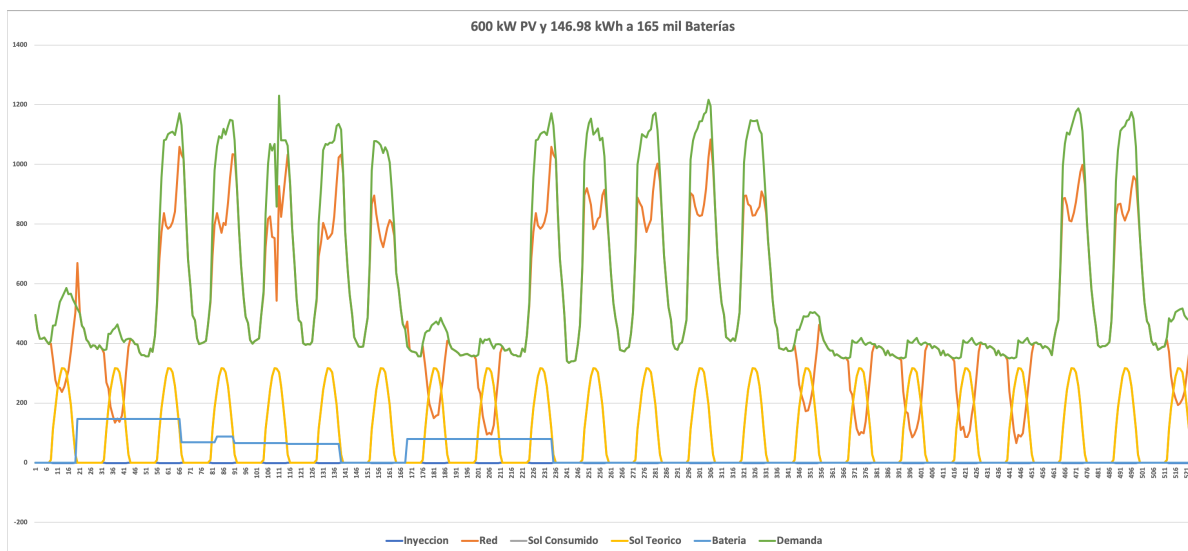


Figura 5.36: Curva de consumo energético horario de 3 semanas del cliente edificio laboral *CGE* a partir del sábado 1 de septiembre al lunes 3 de septiembre de 2018. El cliente invierte en 0,6 MW FV y 147 kWh de baterías.

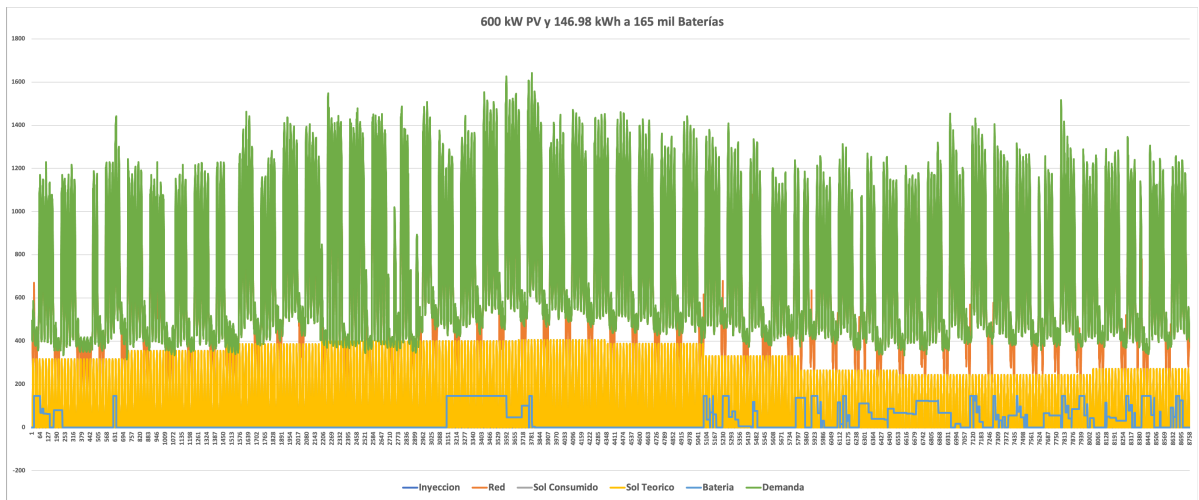


Figura 5.37: Comportamiento de las variables según el modelo para el cliente edificio laboral *CGE* 0,6 MW.

5.2.4. Recortes Demanda Máxima Mensual *HP* y *FP* Clientes de *CGE* distribución

Potencia [kW]	Recorte HP [%]		Recorte FP [%]		Recorte HP [%]		Recorte FP [%]		Recorte HP [%]		Recorte FP [%]	
	Agrícola CGE				Comercial CGE				Edificio Laboral CGE			
	5000	2500	5000	2500	1500	1000	1500	1000	800	600	800	600
Meses												
Septiembre	1.6	1.6	17.1	15.5	3.8	3.4	22.3	19.6	14.4	13.4	17.8	13.4
Octubre	3.5	3.5	15.7	15.7	2.4	2.4	9.2	9.2	4.0	3.0	20.8	17.6
Noviembre	5.0	5.0	10.1	10.1	2.4	2.2	24.3	20.3	5.0	3.7	21.3	16.0
Diciembre	7.5	5.2	17.1	17.1	6.6	5.0	26.0	19.8	8.0	4.6	20.3	17.4
Enero	9.1	6.8	16.4	14.1	3.3	3.4	7.6	7.7	10.3	5.8	22.8	18.8
Febrero	7.8	6.4	21.0	21.0	6.7	6.2	31.8	21.3	12.2	7.7	23.4	19.5
Marzo	3.2	3.2	6.8	6.8	1.5	1.5	29.7	23.0	6.3	4.7	23.6	17.7
Abril	3.9	2.3	5.0	5.0	6.3	5.9	28.4	18.9	13.7	12.9	22.3	17.5
Mayo	1.1	1.1	2.3	2.3	4.6	4.6	17.0	17.0	13.3	13.0	14.7	13.0
Junio	1.2	1.2	12.9	12.5	5.3	5.2	15.9	16.2	12.1	12.0	13.5	9.1
Julio	1.4	1.4	9.6	9.0	3.9	3.9	4.3	4.3	11.8	11.6	17.1	12.9
Agosto	3.3	3.3	17.3	17.3	2.8	2.7	11.8	11.7	13.9	13.6	13.5	10.2

Figura 5.38: Recortes clientes *CGE* considerando las demandas máximas a la red y no el total.

A continuación, en la figura 5.38 se muestran los recortes de energía para todos los clientes sujetos a la tarifa eléctrica de *CGE*, de manera similar a cómo se mostró antes para los clientes de *Enel*. En color rojo se indican los menores porcentajes de recorte de energía en hora punta o fuera de punta. En color azul se muestran los valores más grandes en porcentaje de recorte de energía.

Recordar que las horas punta se consideran según la Comisión Nacional de Energía a 2019 entre las 18 y 22 horas, mientras que las horas fuera de punta el resto de horas.

- De la figura 5.38 se deduce que el cliente agrícola es quien menos recorta en *HP* de todos los clientes para cualquier proyecto dimensionado con el modelo matemático, sea el de 5 o 2,5 MW. Esto era posible deducir del perfil de consumo de energía en *HP* y *FP* de la figura 4.4, en donde se ve que el cliente de marzo a mayo ya estaba recortando energía en *HP* y *FP*. Por esa razón, es que de marzo a mayo el cliente agrícola concentra los valores más bajos de recorte *FP* en la figura 5.38.

Por otro lado, para este cliente agrícola de *CGE* en ambos proyectos las baterías prácticamente no se utilizan como se puede ver en las figuras 5.25 y 5.22. Esto hace que no haya valores elevados de recorte en *HP*, más allá de los obtenidos por el corrimiento solar en meses de alta radiación solar. Llama la atención también, que los valores de recorte en *HP* son idénticos a los de *Enel*, lo que da cuenta de que el perfil solar es lo preponderante, y de que las baterías no juegan un rol importante en este cliente.

Para el caso del recorte en *FP* mantiene nuevamente los mismos valores que cuando era cliente de *Enel* por el dimensionamiento fotovoltaico, lo que permite que la energía solicitada a la red disminuya por la inserción solar.

Los meses de agosto, septiembre, diciembre, enero y febrero corresponden a los meses que presentan los mayores valores porcentuales en *FP* indicando que existe disminución de consumo del cliente con los proyectos en *EaaS*.

- En el caso del cliente comercial, se deduce al comparar las dos tablas de recorte energético por distribuidora que para el mes de enero los valores porcentuales en recorte *HP* y *FP* disminuyeron.

Para *Enel* los valores correspondían a 4,77% *HP* y 11,75% *FP* para el proyecto de 1500 *kW*. Mientras que para el proyecto de 1000 *kW* eran de 4,03% *HP* y 10,36% *FP*.

Con *CGE* pasaron a ser para el proyecto de 1500 *kW* 3,35% *HP* y 7,57% *FP*. Y para el proyecto de 1000 *kW* resultaron ser 3,44% en *HP* y 7,67% *FP*.

Esta diferencia se debe a que la energía solicitada a la red en *HP* y *FP* aumentó para el cliente con la distribuidora *CGE* durante enero, y por ende, hizo que bajaran los recortes en *HP* y *FP*, tal como lo señala la figura 5.39.

Recordar que este cliente posee sus *peaks* de demanda entre enero y abril.

Las baterías se ocupan principalmente en ambos proyectos durante los meses de abril, mayo y junio según lo señalan las figuras 5.31 y 5.28 del cliente comercial.

- Por otro lado, el cliente que más recorta energía y aprovecha el sistema fotovoltaico y el almacenamiento energético es el edificio laboral, con valores azules en períodos *FP*, tanto para el proyecto de 800 como el de 600 *kW* de sistema FV.

Los recortes se realizan de manera idéntica a cómo se producían con la distribuidora *Enel* a excepción del mes de mayo y septiembre para el proyecto de 600 *kW*. En mayo el cliente recorta con *CGE* en *FP* un 12,99% mientras que con *Enel* 9,13%. Por otro lado, en el mes de septiembre se presentan diferencias mínimas en *HP*. El cliente bajo la tarifa de *CGE* recorta 13,39% y con *Enel* 13,41%.

A pesar de las diferencias dependiendo de la distribuidora, este cliente bajo la tarifa de *CGE* en cuanto a recortes en *HP*, también presenta porcentajes altos y en su mayoría azules por la importancia de las baterías en la disminución de la energía solicitada a la red.

Esto demuestra que considerar los proyectos propuestos para el cliente edificio laboral es fundamental, ya que ahorra en la factura eléctrica utilizando bastante las baterías para recortar en *HP* junto con el sistema fotovoltaico para también bajar las demandas a la red en horas *FP* y en algunas ocasiones en *HP*.

5.3. Comparación CGE y Enel Distribución

Tal como se había comentado anteriormente, los parámetros ligados a la AT 4.3 y que se insertaron en el modelo para cada distribuidora eran distintos. Por un lado, los cargos fijos, cargos por energía, cargos por servicio público y la valorización por la inyección eran diferentes. Mientras que por otra parte, los cargos por potencia, cargos por demanda máxima de potencia suministrada y de transporte eran idénticos.

Esto fue importante en los resultados obtenidos con el *solver Cplex Optimization Studio*, porque le provocaría al modelo del perfil de demanda del cliente «elegir» entre inyectar o no a la red, almacenar o no energía en las baterías y finalmente, consumir lo generado con los sistemas fotovoltaicos o no.

Dicho eso, con los resultados obtenidos se muestra una tendencia a aumentar las inyecciones de energía a la red en el caso de *CGE* tal como lo muestra la figura 5.41, lo cual tiene sentido, porque se valorizaba mucho más la inyección por parte de *CGE* con un $67.7 \frac{\$CLP}{kWh}$ contra los $60.4 \frac{\$CLP}{kWh}$ de *Enel*.

Llevando lo de la figura 5.41 a un fundamento más gráfico cómo lo muestran las figuras 5.42, 5.43 y 5.44 se expone que efectivamente no todos los meses para el caso del cliente agrícola con el proyecto de 2.5 MW existe inyección. En este caso, para los meses de abril y mayo lo que generan los paneles solares se consume totalmente, mientras que en el resto de los meses parte de lo que se genera con ellos en electricidad no se consume y se inyecta a la red. Este análisis coincide con el hecho de que la energía de la red solicitada por parte del cliente agrícola bajo *CGE* sea mayor que la de *Enel* para el proyecto de 2.5 y 5 MW, tal como se muestra en las figuras 5.39 y 5.40 .

Energía Red Total [kWh]															
	5 MW CGE	2.5 MW CGE	Demanda Inicial	Delta 5 MW Caso Base %	Delta 2.5 MW Caso Base %	1500 kW CGE	1000 kW CGE	Demanda Inicial	Delta 1.5 MW Caso Base %	Delta 1.0 MW Caso Base %	800 kW CGE	600 kW CGE	Demanda Inicial	Delta 0.8 MW Caso Base %	Delta 0.6 MW Caso Base %
Septiembre	431705	573972	846688	-49.01	-32.21	698107	757128	875159	-20.23	-13.49	357874	381480	452246	-20.87	-15.65
Octubre	655406	826893	1183511	-43.67	-28.93	741445	810039	947228	-21.72	-14.48	394384	421340	503653	-21.70	-16.34
Noviembre	809306	1053511	1416082	-42.85	-25.60	816255	890441	1038814	-21.42	-14.28	414939	443870	532894	-22.13	-16.71
Diciembre	881507	1137167	1538057	-42.69	-25.06	866411	946956	1108048	-21.81	-14.54	430270	460152	566807	-22.73	-17.36
Enero	956203	1249202	1649284	-42.02	-24.26	920242	1000646	1161366	-20.76	-13.84	486481	518611	615034	-20.90	-15.68
Febrero	981813	1256534	1616485	-39.26	-22.27	872442	944455	1088557	-19.85	-13.24	455714	484364	570791	-20.16	-15.14
Marzo	1983128	2396014	2707908	-26.77	-13.71	846481	920739	1069167	-20.83	-13.88	455308	485148	574106	-20.69	-15.50
Abril	1535253	1830404	2127097	-27.82	-13.95	716746	776086	894763	-19.90	-13.26	421357	445077	516184	-18.37	-13.78
Mayo	923622	1143793	1377069	-32.93	-16.94	730669	777312	870610	-16.07	-10.72	423061	441791	497701	-15.00	-11.23
Junio	612133	771139	976565	-37.32	-21.04	712294	753653	836361	-14.83	-9.89	429239	445705	495318	-13.34	-10.02
Julio	549249	707532	918821	-40.22	-23.00	728934	772142	858546	-15.10	-10.06	457238	474551	526192	-13.10	-9.81
Agosto	438629	574561	808833	-45.77	-28.96	725076	774476	873256	-16.97	-11.31	428128	447841	506977	-15.55	-11.66

Figura 5.39: Energía solicitada a la red total por parte de los proyectos bajo la tarifa eléctrica de *CGE*.

	Energía Red Total [kWh]														
	5 MW Enel	2.5 MW Enel	Demanda Inicial	Delta 5 MW Caso Base %	Delta 2.5 MW Caso Base %	1500 kW Enel	1000 kW Enel	Demanda Inicial	Delta 1.5 MW Caso Base %	Delta 1.0 MW Caso Base %	800 kW Enel	600 kW Enel	Demanda Inicial	Delta 0.8 MW Caso Base %	Delta 0.6 MW Caso Base %
Septiembre	430830	573582	844688	-49.12	-32.26	698107	757128	875159	-20.23	-13.49	357874	381479	462246	-20.87	-15.65
Octubre	654476	826592	1163511	-43.75	-28.96	741445	810039	947228	-21.72	-14.48	394126	421340	503853	-21.75	-16.34
Noviembre	808405	1053271	1416082	-42.91	-25.62	816255	890441	1038814	-21.42	-14.28	414469	443870	532894	-22.22	-16.71
Diciembre	880598	1137047	1538057	-42.75	-26.07	866411	946956	1108048	-21.81	-14.54	429371	460152	558807	-22.89	-17.36
Enero	955273	1249104	1649284	-42.08	-24.26	920147	1000553	1161366	-20.77	-13.85	486380	518611	615034	-20.92	-15.68
Febrero	980973	1256474	1616485	-39.31	-22.27	872537	944547	1088557	-19.84	-13.23	455055	484364	570791	-20.18	-15.14
Marzo	1982910	2336614	2707806	-26.77	-13.71	846481	920738	1069167	-20.83	-13.88	455416	485109	574106	-20.67	-15.50
Abril	1535104	1830404	2127097	-27.83	-13.95	716746	776086	894763	-19.90	-13.26	421357	445117	516184	-18.37	-13.77
Mayo	923352	1143794	1377069	-32.95	-16.94	730614	777297	870610	-16.08	-10.72	423062	441727	497701	-15.00	-11.25
Junio	611654	770996	976585	-37.37	-21.05	712350	753668	836361	-14.83	-9.89	429239	445769	495318	-13.34	-10.00
Julio	548359	707292	918821	-40.32	-23.02	728933	772141	858546	-15.10	-10.06	457237	474505	528192	-13.30	-9.82
Agosto	437546	574291	808833	-45.90	-29.00	725076	774476	873256	-16.97	-11.31	428129	447886	506977	-15.55	-11.66

Figura 5.40: Energía solicitada a la red total por parte de los proyectos bajo la tarifa eléctrica de *Enel*.

	Inyección [kWh]								
	5 MW CGE	5 MW Enel	Variación %	2.5 MW CGE	2.5 MW Enel	Variación %	800 kW CGE	800 kW Enel	Variación %
Septiembre	175231	174208	0.59	22389	21932	2.08	0	0	0.00
Octubre	177838	176749	0.62	6353	6002	5.85	468	50.7	823.08
Noviembre	135088	134035	0.79	8361	8081	3.46	743	182.4	307.35
Diciembre	148908	147819	0.74	1838	1698	8.24	2268	1336	69.76
Enero	110982	109894	0.99	1949	1835	6.21	112	0	∞
Febrero	85465	84482	1.16	117	46.8	150.00	0	0	0.00
Marzo	17821	17566	1.45	4.5	4.5	0.00	0	0	0.00
Abril	1531	1356	12.91	0	0	0.00	0	0	0.00
Mayo	13127	12811	2.47	0	0	0.00	0	0	0.00
Junio	49034	48482	1.14	1274	1106	15.19	0	0	0.00
Julio	62470	61478	1.61	4785	4504	6.24	0	0	0.00
Agosto	123776	122509	1.03	12715	12399	2.55	0	0	0.00

Figura 5.41: Inyecciones de los clientes *AT 4.3* dependiendo de la distribuidora y tipo de proyecto.

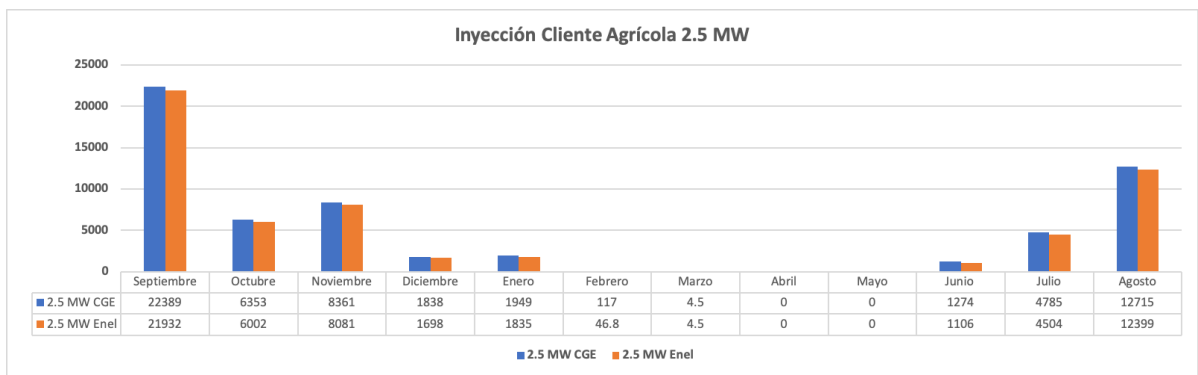


Figura 5.42: Inyecciones cliente agrícola *AT 4.3* dependiendo de la distribuidora y tipo de proyecto.

No obstante, puede verse de la figura 5.45 mostrada que los costos de las situaciones sin proyecto para los clientes de *CGE* eran mayores que los de *Enel*. Sin embargo, las tasas de ahorro monetario anual fueron mayores con *CGE*. En particular, para ambas distribuidoras

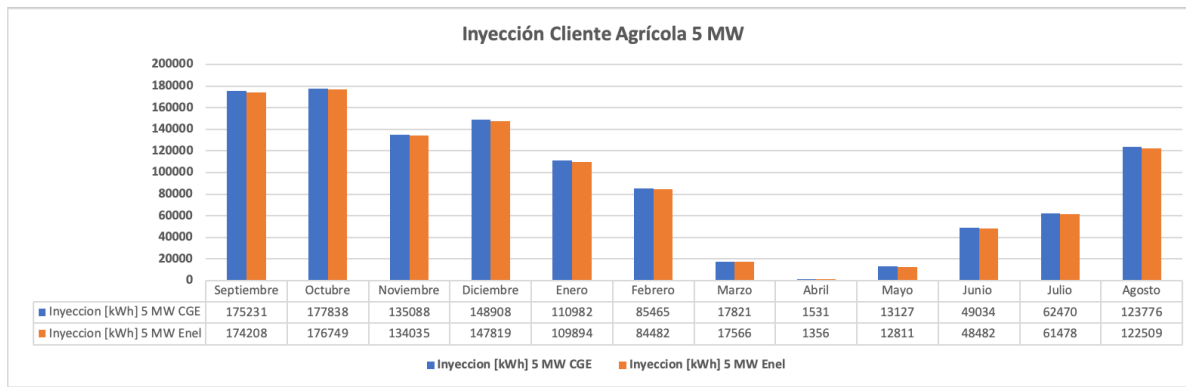


Figura 5.43: Inyecciones cliente agrícola *AT 4.3* dependiendo de la distribuidora y tipo de proyecto.

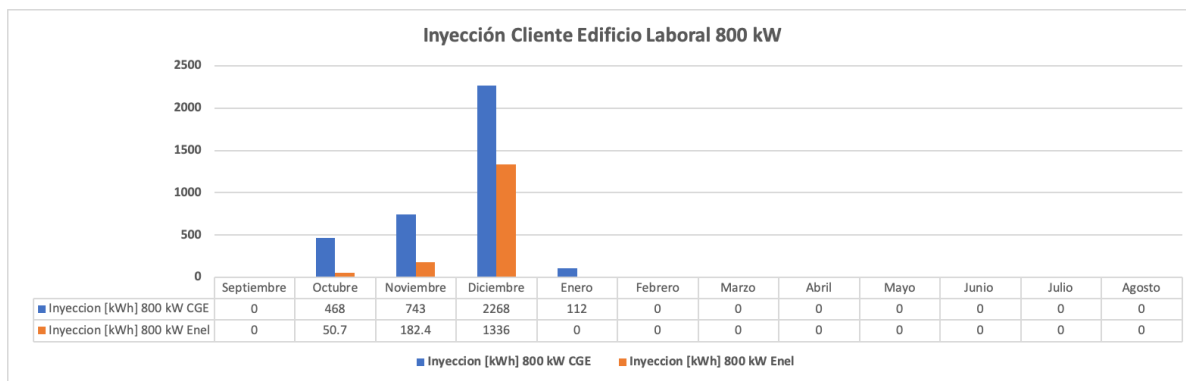


Figura 5.44: Inyecciones cliente laboral de proyecto de 800 *kW* *AT 4.3* dependiendo de la distribuidora.

la mayor tasa correspondió al cliente agrícola y la menor al cliente comercial.

Por lo tanto, considerando el caso de una empresa que está viendo donde emplazar su negocio y quiere minimizar los costos totales de la factura eléctrica *AT 4.3*, si quisiese invertir en *EaaS* tendría que evaluar 2 opciones: la primera correspondiente a elegir un área concesionada de *CGE* en donde, la inversión es mayor pero el retorno futuro es atractivo, y la segunda opción, elegir un área concesionada de *Enel* en donde la inversión a realizar es menor pero los ahorros a obtener en el futuro son menores.

		Cliente Agrícola		Cliente Comercial		Cliente Laboral	
	Potencia PV [kW]	5000	2500	1500	1000	800	600
Enel Dx	Costo Situación Base [MM\$CLP]	1399		963		546	
	Costo Proyecto [MM\$CLP]	1324	1354	936	944	527	531
	Ahorro monetario anual [%]	5.36	3.27	2.78	1.92	3.50	2.74
CGE Dx	Costo Situación Base [MM\$CLP]	1528		1049		594	
	Costo Proyecto [MM\$CLP]	1397	1454	1006	1020	566	572
	Ahorro monetario anual [%]	8.55	4.82	4.16	2.84	4.71	3.70

Figura 5.45: Ahorros anuales en la factura eléctrica AT 4.3 por cliente, distribuidora y tipo de proyecto.

Y para cerrar, el cliente edificio laboral es el que más importancia le otorga a la utilización de las baterías para recortar en horas punta a pesar de no tener los valores de ahorro anuales más altos.

Capítulo 6

Conclusiones y Trabajo a Futuro

Energy as a Service representa un modelo de negocio en el rubro eléctrico, en donde Chile ha ido avanzando lentamente. En este trabajo se mostró que se llevan a cabo proyectos de sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento de manera transversal en todo tipo de escala, tanto a nivel nacional como internacional. Esto corrobora que se concibe este modelo no solamente con fines económicos sino que también como una oportunidad para que el desarrollo sustentable y el cuidado del medio ambiente se realice mediante medidas concretas.

Por otro lado, se expuso en el presente informe que es factible técnica y económicamente *Energy as a Service* en el mercado eléctrico chileno, independientemente de las características del perfil de demanda del cliente, sea industrial, edificio laboral o comercial, etc. Para todos ellos existe un ahorro monetario anual al invertir en los proyectos, y permiten disminuir la concentración de CO_2 , además de obtener prestigio y validación ante la sociedad, y certificaciones por su sello verde.

También, se puede deducir que dependiendo de la distribuidora de suministro eléctrico para los clientes regulados la tarifa eléctrica *AT 4.3* a facturar al cliente regulado será distinta en cuanto al valor de los parámetros utilizados, y por ende, el ahorro que obtendrá variará. Esto resulta del análisis entre *CGE* y *Enel*, lo que arrojó que *CGE* presenta mayores tasas de ahorros anuales pero requiere de mayores inversiones iniciales.

A su vez, se deja propuesto analizar más a fondo el punto de vista técnico de las redes de distribución de Chile, e investigar y estudiar cómo incide la inserción de almacenamiento de energía en baterías y de sistemas fotovoltaicos al control de frecuencia y de tensión en las instalaciones eléctricas, las cuales son susceptibles a fallas en estas materias. Este estudio se podría realizar con los softwares aplicados a la ingeniería eléctrica: *Homer Energy* o *Elipse Power*.

Por otra parte, también se agrega como trabajo a futuro estudiar las posibilidades de financiamiento de estos servicios ofrecidos por *Energy as a Service* como lo pueden ser los mencionados *leasing* o *ESCO*.

Además, según se vio en el capítulo del Marco teórico se deduce que las leyes de distribución o de flexibilidad tienen el poder de influenciar cualquier tipo de decisión que puedan tomar los inversionistas, ya sea por las regulaciones que hayan en el país o por el contexto nacional e internacional, y aquello podría repercutir en el desarrollo de *Energy as a Service* en Chile.

Y finalmente, para cerrar el análisis de la información de los perfiles de demanda de los clientes a través del software *IBM Oplide Cplex Optimization Studio* fue satisfactorio y permitió modelar de una manera robusta el acoplamiento entre sistema fotovoltaico y almacenamiento de energía en baterías *BESS*.

Capítulo 7

Bibliografía

- [1] De Agua. Menú Principal DGA. Technical report, DGA, Santiago, Chile, 2020.
- [2] American Council for an Energy-Efficient Economy. Emerging Opportunities Series Emerging Opportunities Series Energy as a Service. Technical report, American Council for an Energy-Efficient Economy, Santiago, Chile, 2016.
- [3] Asian Development Bank. Energy Storage in Grids With High Penetration of Variable Generation. Technical report, Asian Development Bank, 2017.
- [4] Bloomberg NEF. 2019-07-31 - 2019 Long-Term Energy Storage Outlook, 2019.
- [5] BloombergNEF. bnef_com.pdf, 2018.
- [6] BloombergNEF. New energy outlook 2019. Technical report, BloombergNEF2019, 2019.
- [7] The Boston Consulting Group. Tendencias mundiales energéticas: Descarbonización. Technical report, Boston Consulting Group, The, Santiago, Chile, 2018.
- [8] Colegio de Ingenieros de Chile A.G. MarcoRegulatorioSSCC. Technical report, Systep, 2018.
- [9] Comisión Nacional de Energía. Tarificación. Technical report, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, 2019.
- [10] Coordinador Eléctrico Nacional. Servimos a Chile con Energia. Technical report, CoordinadorElectricoNacional2017, 2017.
- [11] Deloitte. Sector energía II Consideraciones preliminares. Technical report, Deloitte, Santiago, Chile, 2016.
- [12] Eco2Energy. Comisión Nacional de Energía. Technical report, CNE, Santiago, Chile, 2012.
- [13] David Feldman and Robert Margolis. Q1/Q2 2019 Solar Industry Update. Technical

- report, National Renewable Energy Laboratory, Santiago, Chile, 2019.
- [14] Ran Fu, David Feldman, and Robert Margolis. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, 2018.
 - [15] Generadoras de Chile. Boletín Mercado Eléctrico Sector Generación Octubre 2019. Technical report, Generadoras de Chile, Santiago, Chile, 2019.
 - [16] Paulina Alejandra Gutiérrez Villegas. El Contrato de Suministro de Energía Eléctrica a Clientes Libres. Technical report, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2002.
 - [17] Sebastián Hörmann Valenzuela. Evaluación económica de un sistema de baterías para la optimización de cargos por potencia en el mercado chileno. Technical report, Universidad de Chile, 2017.
 - [18] IEA. Energy Access Outlook 2017. Technical Report October, IEA, 2017.
 - [19] Business Model Innovation. News & Events. Technical Report November, Innoenergy, 2019.
 - [20] International Energy Agency. Together Secure Sustainable Digitalization & Energy. Technical report, International Energy Agency, Paris, France, 2017.
 - [21] Irena. The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. Technical report, Irena, Santiago, Chile, 2016.
 - [22] Javier; Meixueiro and Marco; Pérez. Metodología General Para La Evaluación De Proyectos. Technical report, Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, 2008.
 - [23] Ministerio de Energía. Anuario Estadístico de energía 2018 Datos certificados en blockchain. Technical report, Ministerio de energía, 2018.
 - [24] Servicios Online. Ministerio de Energía. Technical report, Ministerio de Energía, Santiago, Chile, 2019.
 - [25] El Panel, Ley General, and Servicios El. La Institución. Technical report, Panel de expertos, Santiago, Chile, 2004.
 - [26] Claudia Pin. ¿Qué es una curva de calibración? Technical report, curiosoando, 2016.
 - [27] Hugh Rudnick, Daniel Charlin, Federico Heisig, and Andrea Mohr. Costo de abatimiento de nueva energía (LACE) y costo de desarrollo de la energía (LCOE): La nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema. Technical report, Systep, 2016.
 - [28] SEC. SEC. Technical report, Superintendencia de electricidad y combustibles, 2019.
 - [29] Systep and Universidad Católica de Chile. SenalesEspaciales HRudnick. Technical report, Systep, 2018.
 - [30] Por Roberto Valencia. 2019 : Año crucial para los Servicios Complementarios. Technical

report, Revista Electricidad, Santiago, Chile, 2020.

- [31] Valgesta Energía. Estadística de Precios de energía nacional- Precios de energía. Technical report, Valgesta Energía, Santiago, Chile, 2019.
- [32] Valgesta Energía. Informe final lineamientos principales para propuesta flexibilidad Preparado para Colbún. Technical report, Valgesta Energía, 2019.

Capítulo 8

Anexos

En esta sección se encuentra información complementaria con la cual trabajó durante la memoria.

Energía Red HP [kWh]																		
	5 MW CGE	5 MW Enel	Variación %	2.5 MW CGE	2.5 MW Enel	Variación %	1500 kW CGE	1500 kW Enel	Variación %	1000 kW CGE	1000 kW Enel	Variación %	800 kW CGE	800 kW Enel	Variación %	600 kW CGE	600 kW Enel	Variación %
Septiembre	59179	58759	0.71	74695	74606	0.12	195464	195464	0.00	198957	198957	0.00	94379	94421	-0.04	96040	95885	0.16
Octubre	209602	209285	0.15	229783	229759	0.01	217686	217686	0.00	221722	221722	0.00	107724	107600	0.12	109339	109339	0.00
Noviembre	269246	268988	0.10	293131	293129	0.00	243463	243463	0.00	248262	248262	0.00	108183	108183	0.00	110102	110102	0.00
Diciembre	286213	285804	0.14	317834	317799	0.01	249976	249976	0.00	256310	256310	0.00	112971	112839	0.12	115562	115562	0.00
Enero	299004	298734	0.09	336341	336341	0.00	262536	262441	0.04	270001	269908	0.03	122217	122217	0.00	125395	125395	0.00
Febrero	299827	299603	0.07	333306	333268	0.01	251152	251152	0.00	257843	257842	0.00	112664	112555	0.10	115300	115354	-0.05
Marzo	546052	546022	0.01	575143	575143	0.00	239515	239515	0.00	245331	245330	0.00	116420	116528	-0.09	118902	118863	0.03
Abril	171277	171128	0.09	187933	187933	0.00	199325	199325	0.00	202741	202741	0.00	105081	105081	0.00	106477	106370	0.10
Mayo	118480	118411	0.06	130188	130193	0.00	196725	196709	0.01	199077	199017	0.03	99062	99058	0.00	100249	99959	0.29
Junio	74452	74182	0.36	84477	84467	0.01	190678	190678	0.00	192719	192719	0.00	97142	97142	0.00	98020	97953	0.07
Julio	55058	54758	0.55	67181	67104	0.11	194219	194181	0.02	196807	196806	0.00	101850	101597	0.25	102730	102810	-0.08
Agosto	46742	46239	1.09	59142	58983	0.27	197350	197350	0.00	200288	200288	0.00	100044	100185	-0.14	101337	101225	0.11

Figura 8.1: Energía solicitada a la red *HP* por parte de los proyectos bajo la tarifa eléctrica de *Enel* y *CGE*.

Energía Red FP [kWh]																		
	5 MW CGE	5 MW Enel	Variación %	2.5 MW CGE	2.5 MW Enel	Variación %	1500 kW CGE	1500 kW Enel	Variación %	1000 kW CGE	1000 kW Enel	Variación %	800 kW CGE	800 kW Enel	Variación %	600 kW CGE	600 kW Enel	Variación %
Septiembre	372526	372071	0.12	499277	498976	0.06	502643	502643	0.00	558171	558171	0.00	263495	263453	0.02	285440	285594	-0.05
Octubre	445804	445191	0.14	597110	596833	0.05	523759	523759	0.00	588317	588317	0.00	286660	286526	0.05	312001	312001	0.00
Noviembre	540060	539417	0.12	760380	760142	0.03	572792	572792	0.00	642179	642179	0.00	306756	306286	0.15	333768	333768	0.00
Diciembre	595294	594794	0.08	819333	819248	0.01	616435	616435	0.00	690646	690646	0.00	317299	316532	0.24	344590	344590	0.00
Enero	657199	656539	0.10	912861	912763	0.01	657706	657706	0.00	730645	730645	0.00	364264	364163	0.03	393216	393216	0.00
Febrero	681986	681370	0.09	923228	923206	0.00	621290	621385	-0.02	686612	686705	-0.01	343050	343050	0.00	369064	369010	0.01
Marzo	1437076	1436888	0.01	1761471	1761471	0.00	606966	606966	0.00	675408	675408	0.00	338888	338888	0.00	366246	366246	0.00
Abril	1363976	1363976	0.00	1642471	1642471	0.00	517421	517421	0.00	573345	573345	0.00	316276	316276	0.00	338600	338747	-0.04
Mayo	805142	804941	0.02	1013605	1013601	0.00	533944	533905	0.01	578235	578280	-0.01	323999	324004	0.00	341542	341768	-0.07
Junio	537681	537472	0.04	686662	686529	0.02	521616	521672	-0.01	560934	560949	0.00	332097	332097	0.00	347685	347816	-0.04
Julio	494191	493601	0.12	640351	640188	0.03	534715	534752	-0.01	575335	575335	0.00	355388	355640	-0.07	371821	371695	0.03
Agosto	391887	391307	0.15	515419	515308	0.02	527726	527726	0.00	574188	574188	0.00	328084	327944	0.04	346504	346661	-0.05

Figura 8.2: Energía solicitada a la red *FP* por parte de los proyectos bajo la tarifa eléctrica de *Enel* y *CGE*.

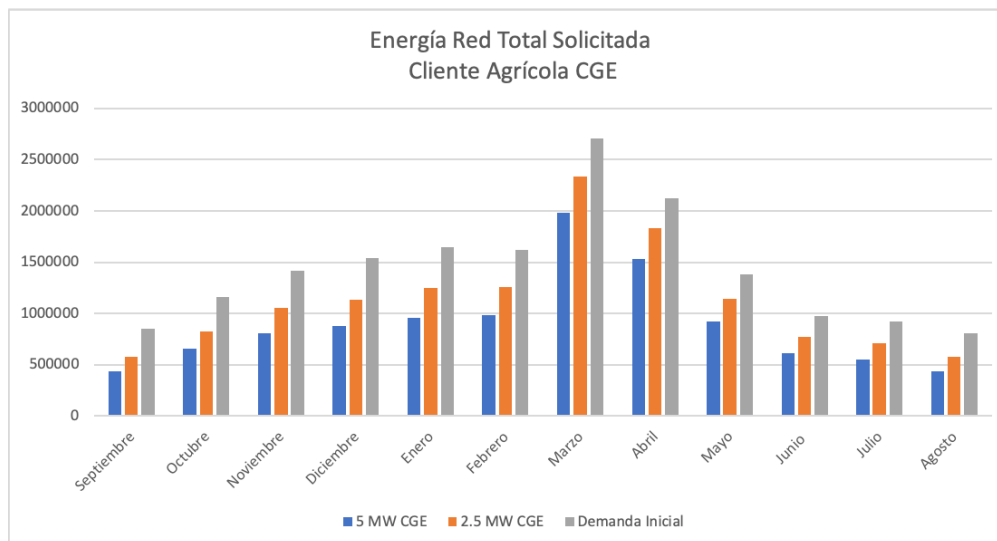


Figura 8.3: Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente agrícola bajo la tarifa eléctrica de *CGE*.

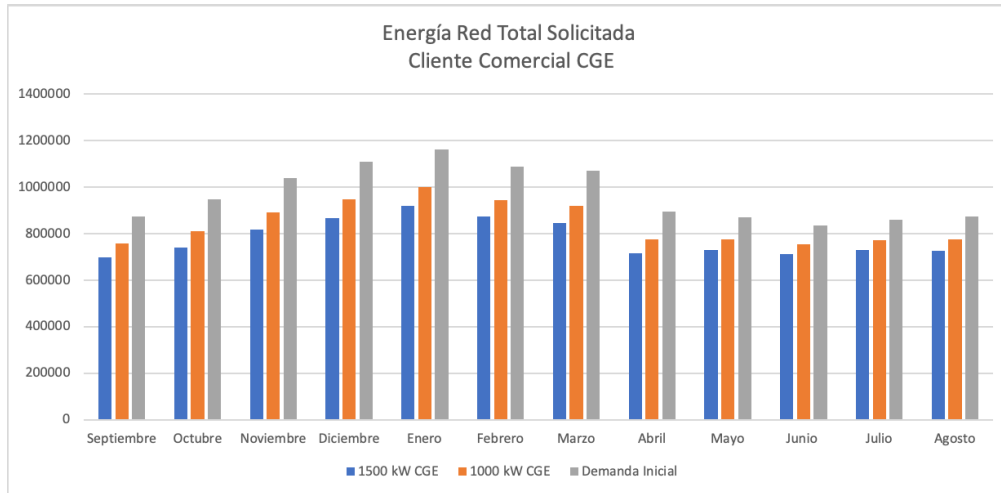


Figura 8.4: Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente comercial bajo la tarifa eléctrica de *CGE*.

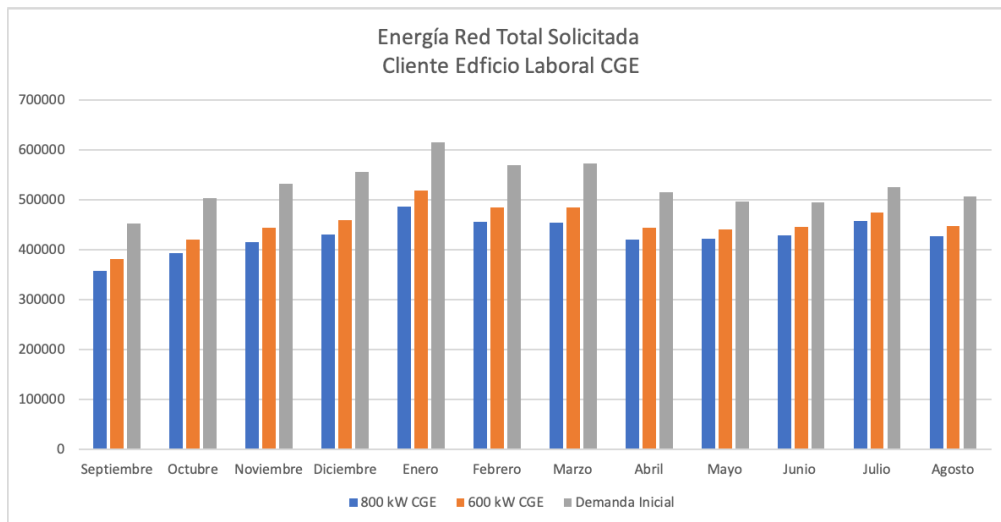


Figura 8.5: Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente edificio laboral bajo la tarifa eléctrica de *CGE*.

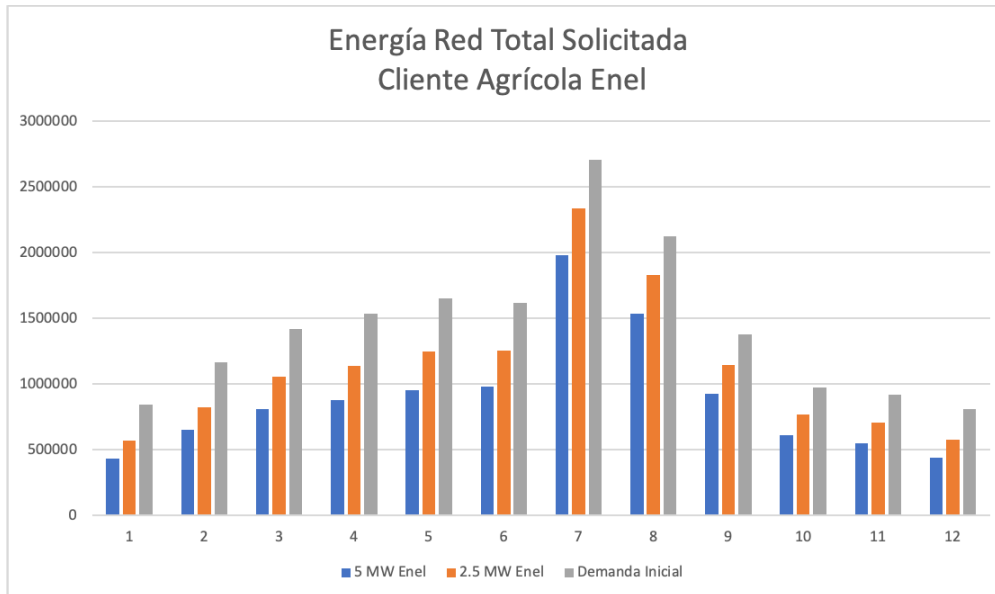


Figura 8.6: Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente agrícola bajo la tarifa eléctrica de *Enel*.

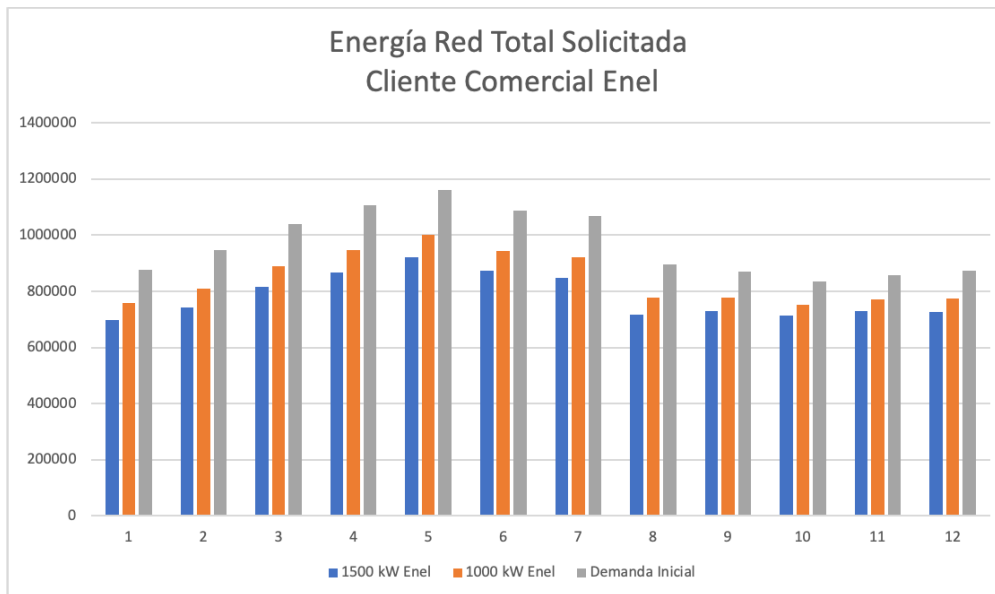


Figura 8.7: Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente comercial bajo la tarifa eléctrica de *Enel*.

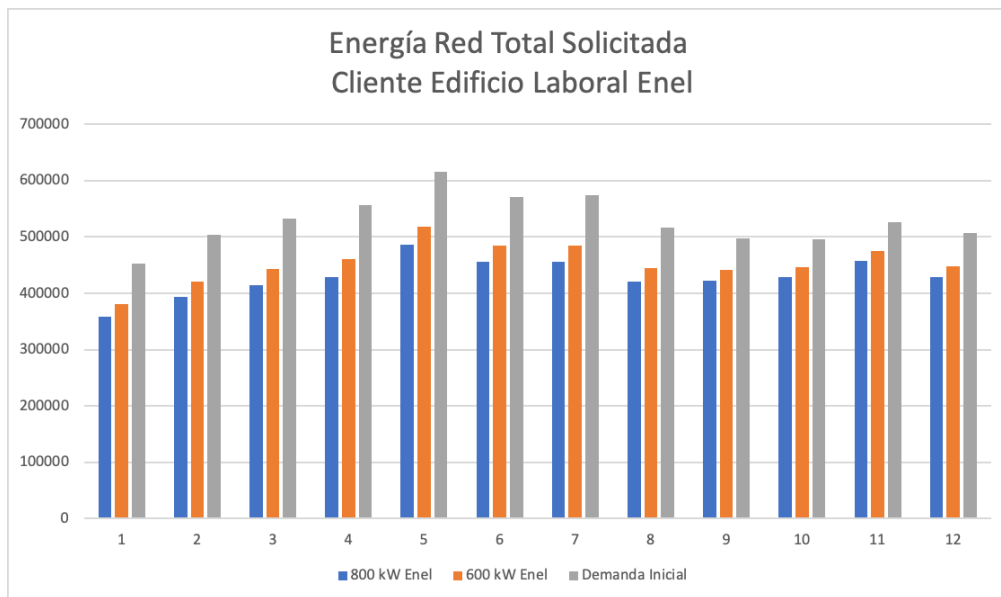


Figura 8.8: Energía solicitada a la red por parte de los proyectos del cliente edificio laboral bajo la tarifa eléctrica de *Enel*.