

**Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica**

**Uso de baterías para efectuar respuesta de la
demanda en el sistema eléctrico costarricense**

Por:

Susana Ugarte Moreira A76539

Josimar Navarro Matarrita A64079

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio

Diciembre de 2020

USO DE BATERÍAS PARA EFECTUAR RESPUESTA DE LA DEMANDA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COSTARRICENSE

Por:

Susana Ugarte Moreira

Josimar Navarro Matarrita

Sometido a la Escuela de Ingeniería Eléctrica
de la Facultad de Ingeniería
de la Universidad de Costa Rica
como requisito parcial para optar por el grado de:
LICENCIADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Aprobado por el Tribunal:

Inga. Marta Garro Rojas, Lic.
Representante del Director, Escuela de Ingeniería Eléctrica

Ing. Luis Felipe Rojas Rojas, MSc.
Director, Comité Asesor

Ing. Isaac Rojas Hernández, MSc.
Miembro, Comité Asesor

Ing. Juan Pablo Duque Echeverri, Lic.
Miembro, Comité Asesor

Ing. Wagner Pineda Rodríguez, Lic.
Miembro del Tribunal

DEDICATORIA

Susana:

Lo dedico a Dios, porque él ha sido mi fortaleza en todo momento y sin él no soy nada, me ha dado vida y me ha permitido ver cumplidas muchas metas.

A mis padres, de quienes me siento profundamente orgullosa y agradecida.

A mi esposo Allan, quien es mi amado compañero de vida, gracias por tu paciencia, tu apoyo y tu valiosa ayuda.

Josimar:

A papá, nos quedó una cena pendiente.

RECONOCIMIENTOS

Agradecemos muy en especial al Ing. Luis Felipe Rojas Rojas, MSc, director del proyecto, por la guía y acompañamiento brindado a lo largo del desarrollo del proyecto, por darnos apoyo cuando lo requerimos y estar siempre presente, dándonos valiosos aportes, un sincero agradecimiento.

Agradecemos por su colaboración al Ing. Isaac Rojas Hernández y al Ing. Juan Pablo Duque Echeverri, por el tiempo brindado para el desarrollo del proyecto.

Agradecemos al Ing. Jose Gamboa Quesada, Jefe de Ingeniería de la Red Eléctrica de COOPELESCA, por su colaboración en el acceso a los perfiles de clientes variados, requeridos para el desarrollo del proyecto.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xv
NOMENCLATURA	xx
RESUMEN	xxii
1 CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	24
1.1. Objetivos	24
1.1.1 Objetivo general.....	24
1.1.2 Objetivos específicos	24
1.2 Metodología	25
2 CAPÍTULO 2. BATERÍAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ..	27
2.1 Uso de baterías para el almacenamiento de energía.....	27
2.1.1 Características principales de las baterías	30
2.2 Tipos de baterías recargables	35
2.2.1 Baterías de Plomo-Ácido	35
2.2.2 Baterías de Níquel Cadmio	38
2.2.3 Baterías de Sodio Azufre	40
2.2.4 Baterías de Zinc Bromo	42

2.2.5	Batería redox de vanadio	43
2.2.6	Batería de Ion de litio.....	44
2.2.7	Batería de Na-NiCl ₂	45
2.2.8	Especificaciones técnicas de las diferentes baterías	47
3	CAPÍTULO 3. RESPUESTA DE LA DEMANDA.....	51
3.1	Definición de respuesta de la demanda.....	51
3.1.1	Tipos de respuesta de la demanda.....	52
3.1.2	Beneficios de la respuesta a la demanda.....	53
3.2	Uso de baterías en el sistema eléctrico	55
3.3	Baterías como medio de respuesta a la demanda.....	60
3.3.1	Casos de estudio empresa Transpower, Nueva Zelanda.....	61
3.3.2	Caso de estudio empresa Enel, Perú.	63
3.4	Tendencias en sistemas de almacenamiento a nivel internacional	65
3.4.1	Proyecciones de costos en los BESS	72
3.4.2	Esquemas de negocios internacionales	75
3.5	Sistemas de almacenamiento a nivel nacional.....	77
3.5.1	SOLAR ING Costa Rica.....	77
3.5.2	SIEMENS	80
3.5.3	HIPOWER	82

3.5.4	NEXCON / Enersys PowerFull Solutions	83
3.5.5	Otros proveedores locales	84
4	CAPÍTULO 4. ESTRUCTURAS TARIFARIAS.....	85
4.1	Periodos horarios en la estructura tarifaria.....	86
4.2	Estructuras tarifarias ICE y COOPELESCA.....	86
4.2.1	Desglose de estructuras tarifarias ICE y COOPELESCA	89
5	CAPÍTULO 5. ALGORITMO PARA LA OPTIMIZACIÓN.....	94
5.1	Estructura del algoritmo de optimización.....	94
5.1.1	Ecuaciones para construcción del algoritmo de optimización.....	95
5.2	Diseño del algoritmo con el software MATLAB.....	102
5.3	Implementación del algoritmo en las diferentes estructuras tarifarias	105
5.3.1	Sistema de almacenamiento para el algoritmo	106
5.3.2	Algoritmo para tarifa residencial	107
5.3.3	Algoritmo para tarifa de media tensión	114
5.3.4	Algoritmo para tarifa comercios y servicios.....	136
5.3.5	Algoritmo para tarifa industrial	144
5.3.6	Algoritmo para tarifa preferencial de carácter social.....	157
5.3.7	Algoritmo para abonados directos del servicio de generación del ICE.....	163

5.4	Factor de carga por tipo de cliente.....	169
6	CAPÍTULO 6. RENTABILIDAD ECONÓMICA	172
6.1	Consideraciones para el estudio de rentabilidad económica	172
6.1.1	Periodo de análisis	172
6.1.2	Crecimiento en el consumo del cliente	173
6.1.3	Degradación en el sistema de almacenamiento energético.....	174
6.1.4	Precios de los sistemas de almacenamiento.....	176
6.1.5	Indicador económico para determinación de rentabilidad.....	179
6.2	Rentabilidad económica por proveedor eléctrico	182
6.2.1	Rentabilidad para tarifa media tensión	182
6.2.2	Rentabilidad para tarifa comercios y servicios	184
6.2.3	Rentabilidad para tarifa industrial.....	185
6.2.4	Rentabilidad para tarifa preferencial de carácter social.....	186
6.2.5	Rentabilidad para abonados directos del servicio de generación del ICE	187
6.2.6	Análisis de rentabilidad económica	188
7	CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	192
7.1	Conclusiones	192
7.2	Recomendaciones	195

8	BIBLIOGRAFÍA	196
9	APÉNDICES	206
9.1	Algoritmos de optimización en Matlab	206
9.1.1	Algoritmos de optimización I	206
9.1.2	Algoritmos de optimización II	217
9.2	Simulaciones para análisis de rentabilidad económica	232
9.2.1	Simulaciones para rentabilidad, tarifa media tensión	232
9.2.2	Simulaciones para rentabilidad, tarifa comercios y servicios	240
9.2.3	Simulaciones para rentabilidad, tarifa industrial	243
9.2.4	Simulaciones para rentabilidad, preferencial de carácter social	249
9.2.5	Simulaciones para rentabilidad, abonados directos del servicio de generación del ICE	252
10	ANEXOS.....	254
10.1	Fichas Técnicas de Baterías	254
10.1.1	Ficha técnica de la batería Powerwall 2 de Tesla:	254
10.1.2	Ficha técnica de la batería Powerpack de Tesla:	255
10.1.3	Ficha técnica de la batería LC-R127R2P de Panasonic:.....	256
10.2	Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Periodo 2018-2034.....	257

10.3 LAZARD: Costos en sistemas de almacenamiento, categoría comercio e industrial. 2016.....	258
10.4 PNNL: Costos en sistemas de almacenamiento según tipo de tecnología. 2018	259

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Composición interna de una batería.....	28
Figura 2. Estructura interna de una celda galvánica.	29
Figura 3. Ciclo de carga/descarga batería Pb-Ácido	36
Figura 4. Batería Níquel Cadmio	39
Figura 5. Batería de Sulfuro de sodio	41
Figura 6. Funcionamiento batería de Zinc Bromo	42
Figura 7. VRB con ácido sulfurica	43
Figura 8. Proceso de carga y descarga en la batería de Ion de Litio.....	44
Figura 9. Celda de batería ZEBRA.....	46
Figura 10. Evolución de las baterías	49
Figura 11. Sistema BESS GE	50
Figura 12. Respuesta de la demanda.....	51
Figura 13. Desplazamiento de picos de consumo con BESS.	54
Figura 14. Servicios que pueden ser provistos por baterías	56
Figura 15. Caso de estudio de RMI en Phonix	58
Figura 16. Caso de estudio River Platte 2017.....	59
Figura 17. Matriz energética Nueva Zelanda.....	60
Figura 18. Perfil de demanda diario cliente industrial.....	61
Figura 19. Curva de consumo, industria de plásticos peruana.	63

Figura 20. Gestión de potencia.	64
Figura 21. Abastecimiento energético de Costa Rica en día específico.....	66
Figura 22. Sistema de respaldo con baterías.	67
Figura 23. BESS, Perú.....	67
Figura 24. Tendencia de precios en baterías \$/kWh.....	68
Figura 25. Capacidad de almacenamiento según horas.	71
Figura 26. Modelo de negocios, Enel X, Perú.....	76
Figura 27. Composición interna de la Powerwall de Tesla.	78
Figura 28. Líderes en integración de baterías.....	81
Figura 29. Distribución de abonados/COOPELESCA.....	87
Figura 30. Distribución de abonados/ICE	87
Figura 31. Estructura del algoritmo de optimización.	94
Figura 32. Perfil de consumo semanal cliente residencial. COOPELESCA	107
Figura 33. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería T-RE. COOPELESCA	108
Figura 34. Perfil de consumo cliente residencial (día entre semana). COOPELESCA	110
Figura 35. Perfil de consumo cliente residencial (día en fin de semana). COOPELESCA	111
Figura 36. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería (día entre semana) T-REH. COOPELESCA	111

Figura 37. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería (día en fin de semana) T-REH. COOPELESCA	112
Figura 38. Perfil de consumo cliente media tensión. COOPELESCA	119
Figura 39. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-MT..	119
Figura 40. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-MT..	120
Figura 41. Perfil de consumo cliente media tensión. ICE	127
Figura 42. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería T-MT.	127
Figura 43. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería T-MT.	128
Figura 44. Perfil de consumo cliente media tensión preferencial, ICE.....	133
Figura 45. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-MTb. Escenario 1, con R: 30 %. ICE	133
Figura 46. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T- MTb.	134
Figura 47. Perfil de consumo semanal cliente comercial. COOPELESCA	136
Figura 48. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería T-CO. COOPELESCA	137
Figura 49. Perfil de consumo diario cliente comercial, ICE.	142
Figura 50. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-CO. Escenario 1, con R: 80 %. ICE	142
Figura 51. Perfil de consumo cliente industrial, COOPELESCA.....	147

Figura 52. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-IN....	147
Figura 53. Perfil de consumo anual cliente industrial, ICE.....	150
Figura 54. Perfil de consumo día de alto consumo en cliente industrial, ICE.	153
Figura 55. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería, bajo consumo. T-IN, con R: 10 %. ICE.....	153
Figura 56. Perfil de consumo día de bajo consumo en cliente industrial, ICE.	154
Figura 57. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería, bajo consumo. T-IN, con R: 50 %. ICE.....	154
Figura 58. Perfil de consumo cliente carácter social, ICE.	160
Figura 59. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-CS... 	160
Figura 60. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-CS... 	161
Figura 61. Perfil de consumo abonado directo, ICE.	166
Figura 62. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-UD. .	167
Figura 63. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-UD. Escenario 2, con R: 5 %. ICE	167
Figura 64. Rendimiento de ciclo de vida para una celda de batería NMC típica cargada y descargada (a 1C / 1C) a 80 % DoD, 23 ± 3° C. Fuente: (JACOBS, 2017).....	175
Figura 65. Proyección en la degradación en la capacidad de los sistemas de almacenamiento.	176

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones de una batería Plomo-Ácido Panasonic.	33
Tabla 2. Características de una batería Plomo-Ácido Panasonic.	34
Tabla 3. Rutina de mantenimiento baterías plomo-ácido	38
Tabla 4. Especificaciones técnicas de las diferentes baterías:	47
Tabla 5. Costos para un sistema de almacenamiento de 4MW.	70
Tabla 6. Costos totales BESS año 2018 / Proyección 2025	72
Tabla 7. Porcentajes de disminución proyectados 2018 - 2025.....	73
Tabla 8. Proyecciones de disminución de costos capital (2015-2018).....	74
Tabla 9. Parámetros sistemas de almacenamiento de energía, Tesla.	79
Tabla 10. Modelos de almacenamiento FLUENCE	82
Tabla 11. Modelo EGX.....	83
Tabla 12. Modelo HP2.....	83
Tabla 13. Tarifas residenciales, 1° trimestre 2020. ICE.....	90
Tabla 14. Tarifas residenciales, 1° trimestre 2020. COOPELESCA	90
Tabla 15. Tarifas de distribución. 1° trimestre 2020. COOPELESCA.	91
Tabla 16. Tarifas de distribución. 1° trimestre 2020. ICE. Fuente: (ARESEP, 2020)	92
Tabla 17. Tarifas para clientes residencial horario, 1° trimestre 2020. CNFL.....	93
Tabla 18. Solucionador en MATLAB por tipo de restricción y objetivo.....	102
Tabla 19. Configuración de un algoritmo de optimización en MATLAB	104

Tabla 20. Clientes en estudio según proveedor eléctrico.....	105
Tabla 21. Resultado optimización T-RE, periodo semanal. COOPELESCA	108
Tabla 22. Costos diarios para cliente residencial con tarifa T-REH. COOPELESCA	113
Tabla 23. Características de consumo del cliente T-MT, COOPELESCA.	114
Tabla 24. Escenarios para cliente T-MT, COOPELESCA.....	117
Tabla 25. Resultado de optimización en cliente T-MT, para período semanal. COOPELESCA.....	118
Tabla 26. Resultado de optimización en cliente T-MT, para proyección anual. COOPELESCA.....	122
Tabla 27. Características de consumo del cliente T-MT, ICE.....	123
Tabla 28. Escenarios para cliente T-MT, ICE.	125
Tabla 29. Resultado de optimización en cliente T-MT, mes de setiembre. ICE.	126
Tabla 30. Resultado de optimización en cliente T-MT, para período anual. ICE.....	129
Tabla 31. Características de consumo del cliente T-MTb, ICE.....	130
Tabla 32. Escenarios para cliente T-MTb, ICE.	131
Tabla 33. Resultado de optimización en cliente T-MTb, mes de enero. ICE.	132
Tabla 34. Resultado de optimización en cliente T-MTb, para período anual. ICE....	135
Tabla 35. Características de consumo para el cliente T-CO, COOPELESCA.....	137
Tabla 36. Resultado optimización T-CO, para período semanal. COOPELESCA....	138
Tabla 37. Características de consumo para el cliente T-CO, ICE	139

Tabla 38. Escenarios para cliente T-CO, ICE.....	140
Tabla 39. Resultado de optimización en cliente T-CO, mes de enero. ICE.....	141
Tabla 40. Resultado de optimización en cliente T-CO, periodo anual. ICE.	143
Tabla 41. Características de consumo para el cliente T-IN, COOPELESCA.....	144
Tabla 42. Escenarios para cliente T-IN, COOPELESCA.....	145
Tabla 43. Resultado de optimización en cliente T-IN, mes de julio. COOPELESCA.	146
Tabla 44. Resultado de optimización en cliente T-IN, periodo anual. COOPELESCA.	148
Tabla 45. Características de consumo para el cliente T-IN, ICE.....	149
Tabla 46. Escenarios para cliente T-IN, ICE.	151
Tabla 47. Resultado de optimización en cliente T-IN, para período mensual. ICE. ..	152
Tabla 48. Resultado de optimización en cliente T-IN, periodo anual. ICE.....	156
Tabla 49. Características de consumo del cliente T-CS, ICE.	157
Tabla 50. Escenario para cliente T-CS, ICE.	158
Tabla 51. Resultado de optimización en cliente T-CS, mes de agosto. ICE.	159
Tabla 52. Resultado de optimización en cliente T-CS, para período anual. ICE.	162
Tabla 53. Características de consumo del cliente T-UD, ICE.	163
Tabla 54. Escenarios para cliente T-UD, ICE.	164
Tabla 55. Resultado de optimización en cliente T-UD, mes de junio. ICE.....	165
Tabla 56. Resultado de optimización en cliente T-UD, para período anual. ICE.....	168

Tabla 57. Factor de carga para clientes COOPELESCA.	170
Tabla 58. Factor de carga para clientes ICE.....	171
Tabla 59. Rango de precios de sistemas de almacenamiento litio – LAZARD e Enovation Partners.....	178
Tabla 60. Rango de precios de sistemas de almacenamiento litio – PNNL.	178
Tabla 61. Resumen VAN, clientes T-MT.....	184
Tabla 62. Resumen VAN, cliente T-CO.....	185
Tabla 63. Resumen VAN, clientes T-IN.....	186
Tabla 64. Resumen VAN, cliente T-CS.....	187
Tabla 65. Resumen VAN, cliente T-UD	188
Tabla 66. Resumen escenario $VAN \geq 0$.....	189
Tabla 67. Porcentaje de disminución de precios para rentabilidad.....	190
Tabla 70. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-MT COOPELESCA.....	232
Tabla 71. Rentabilidad cliente T-MT COOPELESCA	233
Tabla 72. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-MT COOPELESCA.....	234
Tabla 73. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-MT ICE	235
Tabla 74. Rentabilidad cliente T-MT ICE.....	236
Tabla 75. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-MT ICE.	236
Tabla 76. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-MTb ICE	237
Tabla 77. Rentabilidad cliente T-MTb ICE.	238
Tabla 78. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-MTb ICE.....	239

Tabla 79. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-CO ICE.....	240
Tabla 80. Rentabilidad cliente T-CO ICE.....	241
Tabla 81. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-CO ICE.....	242
Tabla 82. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-IN COOPELESCA.....	243
Tabla 83. Rentabilidad cliente T-IN COOPELESCA	244
Tabla 84. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-IN COOPELESCA.....	245
Tabla 85. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-IN ICE	246
Tabla 86. Rentabilidad cliente T-IN ICE.....	247
Tabla 87. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-IN ICE.	248
Tabla 88. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-CS ICE.....	249
Tabla 89. Rentabilidad cliente T-CS ICE.....	250
Tabla 90. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-CS ICE.	251
Tabla 91. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-UD ICE.....	252
Tabla 92. Rentabilidad cliente T-UD ICE.	253

NOMENCLATURA

ARESEP	<i>Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BOP	<i>Balance de Planta</i>
CNFL	<i>Compañía Nacional de Fuerza y Luz</i>
COOPELESCA	<i>Cooperativa de Electrificación Rural de la Zona Norte</i>
DR	<i>Demand Response</i>
FC	<i>Factor de Carga</i>
ICE	<i>Instituto Costarricense de Electricidad</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
Li-Ion	<i>Iones de Litio</i>
M	<i>Millón</i>
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
MINAET	<i>Ministerio de Ambiente y Energía</i>
O&M	<i>Operación y Mantenimiento</i>
PNNL	<i>Pacific Northwest National Laboratory</i>
RMI	<i>Rocky Mountain Institute</i>
T-CO	<i>Tarifa Comercios y Servicios</i>
T-CS	<i>Tarifa Preferencial de Carácter Social</i>
T-IN	<i>Tarifa Industrial</i>

T-MT	<i>Tarifa Media Tensión</i>
T-MTb	<i>Tarifa Media Tensión opcional</i>
T-RE	<i>Tarifa Residencial</i>
T-REH	<i>Tarifa Residencial Horaria</i>
T-UD	<i>Tarifa Abonados Directos del servicio de generación del ICE</i>
VAN	<i>Valor Actual Neto</i>
VRB	<i>Vanadium redox battery</i>
VFB	<i>Vanadium flow battery</i>
ZEBRA	<i>Zeolite Battery Research Africa Project</i>

RESUMEN

El presente trabajo se origina a partir de la búsqueda constante que realizan los consumidores de energía eléctrica por reducir su facturación, y es por medio de las señales económicas que se obtienen de la estructura tarifaria, que se estimula en los clientes la búsqueda de opciones tecnológicas que les permitan ejercer respuesta a la demanda sin modificar su hábitos de consumo, como lo es la opción de implementar sistemas de baterías, opción en la que se enfoca el trabajo, y que busca determinar de acuerdo a los perfiles de consumo, tarifas actuales y costos de equipamiento, a qué tipo de clientes los podría resultar rentable la implementación de dichos equipos.

El proyecto se estructura en varias secciones, iniciando en el capítulo 2 con la investigación de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía por medio de baterías, partiendo de las tecnologías más tradicionales hasta las tecnologías que se han desarrollado más recientemente. Esta investigación incluye sus características técnicas más importantes, haciendo énfasis punto a punto en cada una de ellas.

Posterior a esta revisión, en el capítulo 3 se muestran modalidades para que un cliente pueda efectuar respuesta a la demanda, se señalan los beneficios a obtener y casos de estudio donde empresas internacionales ya han puesto en marcha en sus sistemas estas opciones que pone el mercado a disposición de los clientes; se hace mención de posibles proveedores a nivel nacional tanto para baterías como para sistemas integrados (BESS).

De la mano de la respuesta a la demanda se encuentran las estructuras tarifarias, las cuales permiten o no poner en práctica los incentivos que se mencionan en el capítulo 3; por esta razón en el capítulo 4 se desglosan las estructuras de los proveedores de servicio eléctrico para los clientes bajo estudio, que podrían beneficiarse económicamente en esta implementación.

En el capítulo 5 se presenta el algoritmo desarrollado para el estudio de los perfiles de los clientes seleccionados, de modo que se determina mediante este programa, el ahorro en la facturación que se podría obtener así como; los suministros energéticos que realizarían tanto el proveedor eléctrico como el sistema de almacenamiento con baterías, se presentan las restricciones y modificaciones consideradas para cada cliente. Obteniendo beneficios económicos para los clientes con tarifas que varían dependiendo de las horas de consumo, así como en los clientes donde a pesar de no tener variación horaria en las tarifas; el cargo por potencia permite una disminución en los costos a partir del recorte de picos de consumo.

En el último capítulo se realiza un análisis de rentabilidad económica, que permite determinar a partir de los ahorros generados para cada cliente, si le es rentable la implementación del proyecto. Se obtuvo como resultado para cada cliente analizado un Valor Actual Neto negativo, que permite concluir que los ahorros generados por la respuesta a la demanda con el sistema de baterías, no es suficiente para cubrir los costos de inversión y de O&M que implica el desarrollo del proyecto.

1 CAPÍTULO 1. Introducción

1.1. Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Determinar de acuerdo con la estructura tarifaria actual a cuáles clientes les es rentable usar baterías para hacer respuesta de la demanda.

1.1.2 Objetivos específicos

- Investigar y modelar las características técnicas de las diferentes tecnologías en baterías que se ofrecen en el mercado.
- Definir los costos de inversión y mantenimiento de las baterías, así como sus proveedores en Costa Rica.
- Identificar la(s) tecnología de almacenamiento que se popularizará en el país.
- Analizar la estructura tarifaria para los clientes finales en Costa Rica.
- Predecir los futuros cambios en los patrones de consumo típicos para cada tipo de cliente en Costa Rica.

1.2 Metodología

La metodología implementada para el desarrollo de proyecto, se establece en las siguientes etapas:

A. Tecnologías de almacenamiento de energía

En una primera etapa se realizó una investigación bibliográfica sobre los diferentes métodos de almacenamiento de energía por medio de baterías, para esto se analizaron diferentes informes de organizaciones internacionales, revistas, noticias, libros, páginas web y fabricantes, e información suministrada por dos proveedores de sistemas. En esta parte se evaluaron sus características técnicas, en busca de la tecnología con el mejor desempeño.

B. Respuesta a la demanda

Se han incluido referencias de proyectos en diferentes partes de mundo, donde ya se han implementado sistemas de naturaleza similar al objeto de análisis de este trabajo, donde se buscaba modificar la respuesta a la demanda del cliente usando BESS; esto mediante revisiones de informes y casos éxito de empresas en esa área técnica/comercial.

C. Estructuras tarifarias

Se estudiaron las estructuras tarifarias emitidas por ARESEP de las dos empresas de distribución eléctricas que estuvieron presentes en el análisis de este documento, las cuales corresponden a los proveedores eléctricos: ICE y COOPELESCA. El estudio implementado buscaba definir de acuerdo con las estructuras tarifarias a que perfiles de consumo de clientes les podría resultar factible la implementación de los sistemas bajo estudio.

D. Algoritmo de optimización

Con las estructuras tarifarias de interés establecidas, y mediante perfiles de consumo que dependiendo del proveedor eléctrico contemplan datos anuales para los clientes en estudio. Se desarrolló un algoritmo de optimización con el programa MATLAB que permite la

minimización del costo de abastecimiento energético requerido por el cliente, este algoritmo debió definir los periodos de operación del sistema de almacenamiento energético, de forma que logrará realizar un ahorro en los costos de facturación por desplazamientos de consumo a horas de menor costo desde la perspectiva del proveedor eléctrico, ya que para el cliente su nivel y horario de consumo no varía; gracias a la labor del sistema de baterías, que realiza los periodos de carga y descarga para lograr este objetivo, y de esta forma ejercer respuesta a la demanda.

Dependiendo de la estructura tarifaria y del perfil de consumo, así se implementaron las restricciones al problema de optimización planteado, de modo que para algunos clientes la optimización considera reducción de costos en los cargos de energía y potencia, mientras para otros tipos de clientes solo se considera reducción en el cargo por potencia.

E. Rentabilidad económica

A partir de los resultados en la implementación del algoritmo de optimización, se determinó para cuales clientes se presentó un ahorro en su facturación, y para determinar la viabilidad en la implementación del proyecto, se procedió a desarrollar un estudio de rentabilidad que considera el periodo de análisis establecido acorde con el número de ciclos generado en el primer año de simulación. Con esta información se realizaron las simulaciones de optimización necesarios por tipo de cliente, incluyendo para cada año factor de crecimiento en el consumo del cliente, así como factores de degradación para el sistema de almacenamiento.

Los resultados de las simulaciones anuales permitieron definir los flujos de caja para el periodo en análisis, y de esta forma obtener el indicador económico del VAN, con el cual se estable la factibilidad del proyecto, al considerar tanto los ahorros generados como los costos de inversión y los costos de operación y de mantenimiento, que implica la puesta en operación de este proyecto.

2 CAPÍTULO 2. Baterías para el almacenamiento de energía

2.1 Uso de baterías para el almacenamiento de energía

Una batería es un sistema de almacenamiento de energía donde se emplean procedimientos electroquímicos y que tiene la capacidad de devolver dicha energía posteriormente casi en su totalidad, ciclo que puede repetirse un determinado número de veces. Este dispositivo está compuesto por la unión de dos o más celdas conectadas en serie o en paralelo; la configuración a elegir será seleccionada de acuerdo a la necesidad de corriente y tensión deseada.

La celda por decirlo de alguna forma, es el alma de la batería, pues las reacciones que se dan en ella hacen posible el almacenamiento y posterior entrega de energía. En general se clasifican en celdas electrolíticas y celdas galvánicas, en ambas se dan reacciones químicas, pero la celda galvánica lo hace de forma espontánea y sin potencial eléctrico externo, a diferencia de las celdas electrolíticas.

En la figura 1 se ilustra la composición interna de una batería, una celda se compone de:

- Cátodo
- Ánodo
- Electrolito
- Separadores

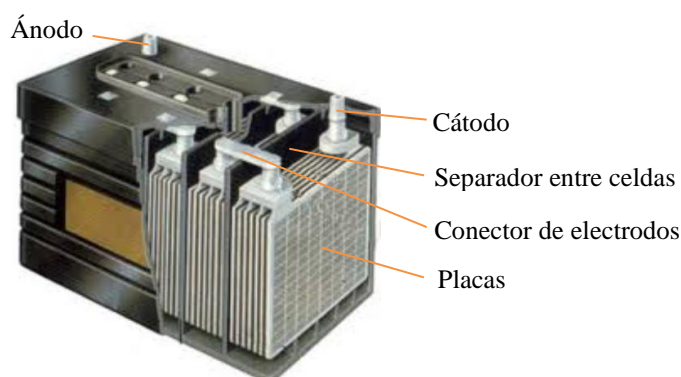


Figura 1. Composición interna de una batería.

Fuente: (Flores, 2012)

Los electrolitos se encargan de comportarse como un conductor eléctrico, son una sustancia que contiene iones en su composición orbitando libremente. Por otro lado, los separadores se requieren para celdas galvánicas y como su nombre lo indica, llevan a cabo la separación de componentes en su interior en dos semiceldas, estos separadores pueden ser soluciones líquidas, polímeros, conductores sólidos, gel, entre otros.

Los electrodos pueden ser de cualquier conductor eléctrico, por ejemplo, metales o semiconductores. Dentro de la celda se ubican dos tipos de electrodos que hacen posible la producción de energía eléctrica, mediante una reacción química, estos electrodos se conocen como ánodo y cátodo, siendo el ánodo quien experimenta el proceso de oxidación y el cátodo quien lleva a cabo el proceso de reducción. Este principio de funcionamiento es un proceso reversible llamado reducción-oxidación, ya que uno de los componentes se oxida (pierde electrones) y el otro componente se reduce (gana electrones). Viéndolo desde otro punto de vista, los componentes no se consumen, únicamente cambian su estado de oxidación, pues pueden retornar a su estado original en circunstancias adecuadas; estas circunstancias serían el cierre del circuito externo durante el proceso de descarga y la aplicación de una corriente externa durante el proceso de carga.

En la figura 2 se ilustra la composición de una celda galvánica, donde se identifican los electrodos de ánodo y de cátodo (cobre y zinc respectivamente), los electrolitos para cada electrodo (sulfato de cobre para el electrodo de ánodo y sulfato de zinc para el electrodo de cátodo), y el separador que en este caso corresponde a un puente salino.

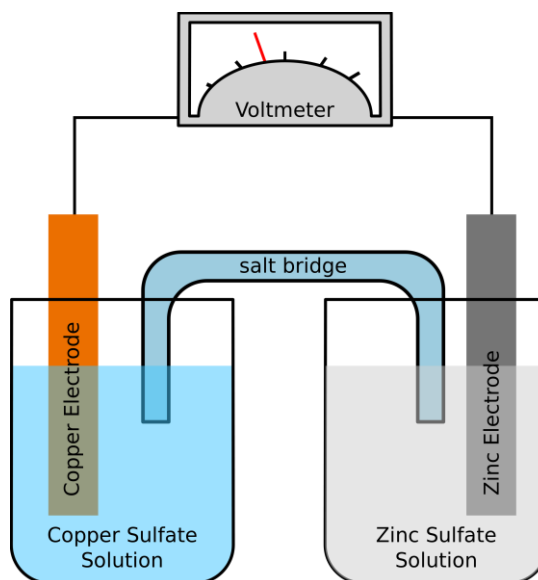


Figura 2. Estructura interna de una celda galvánica.

Fuente: (Greenlane, 2019)

Es importante destacar que existen 2 tipos de baterías:

- Primarias: donde su reacción electroquímica es irreversible, es decir, después de que la batería se ha descargado no puede volver a cargarse.
- Secundarias: su reacción química es reversible; para efectos de este trabajo, el enfoque será sobre este tipo de baterías.

2.1.1 Características principales de las baterías

2.1.1.1 Capacidad nominal

Se expresa en amperios-hora (Ah) e indica la capacidad de almacenar carga eléctrica, donde $1 \text{ Ah} = 3600 \text{ culombios}$. El proceso para medir la capacidad de la batería, consiste en descargar la batería a una corriente constante (a temperatura específica) hasta que alcance la tensión de corte (tensión máxima de descarga por celda, más allá de este valor se puede producir daños en la batería), finalmente la capacidad se obtiene multiplicando la corriente por el tiempo que requirió este proceso de descarga.

La capacidad está relacionada directamente con la temperatura, regímenes de carga y descarga, antigüedad de la batería, área superficial de la placa, tipo de electrolitos, entre otros.

La capacidad de la batería varía con la velocidad de descarga, de modo que a mayores velocidades menor capacidad, debido a que aumentan las pérdidas internas en la batería. Por lo general los fabricantes indican la capacidad en amperios a un tiempo de descarga específico.

2.1.1.2 Tasa de carga y descarga

Este factor afecta directamente la capacidad nominal de la batería, ya que, si esta se descarga rápidamente la cantidad de energía que se puede extraer de la batería se reduce (pues la corriente de descarga es alta y las pérdidas internas mayores), por lo que la capacidad de la batería menor. Por tanto, este dato es de suma importancia proporcionarlo en función del tiempo que tarda la batería completamente en descargarse (C).

Los fabricantes de baterías expresan el valor de carga (o descarga) como una fracción de su capacidad en Ah. Si se tiene $C=200 \text{ Ah}$, un tipo $C/20=10 \text{ A}$, quiere decir que la batería puede entregar 10 A por 20 horas .

2.1.1.3 *Temperatura*

Ante temperaturas altas, la corrosión interna deteriora la batería, ya que el proceso de oxidación se acelera, agotando electrolito de reacción, en este proceso se forman sulfatos que se adhieren a las placas positivas y negativas, aumentando así la viscosidad del electrolito. Es por esto, que, ante temperaturas altas, aumenta la capacidad, pero no debe interpretarse como un mejor resultado, puesto que también las pérdidas son mayores. (Groiß, 2018) (EnerSys, 2020)

2.1.1.4 *Vida útil*

La vida útil de las baterías es definida por la cantidad de ciclos de carga y descarga a la que se ve sometida a lo largo de su operación. A medida que es cargada y descargada, su capacidad sufre alteraciones, por lo que luego de un número de ciclos, la batería pierde calidad y no consigue completar con éxito las reacciones químicas. Una carga en exceso también puede ser perjudicial para la vida útil de una batería.

La vida útil se ve afectada por los siguientes parámetros:

- **Estado de la carga (Battery State of Charge; BSOC)**

Define la fracción de energía almacenada en la batería respecto a su capacidad nominal; proporciona una indicación de la capacidad de la batería.

- **Profundidad de descarga (DOD Depth of Discharge)**

Define la fracción de energía que se ha extraído de la batería.

- **Profundidad de descarga diaria**

Especifica la cantidad de energía máxima diaria que se puede extraer de una batería.

- **Régimen de carga y descarga**

Una carga o descarga rápida provoca que una reducción en la capacidad de la batería, ya que los químicos activos que intervienen en el proceso no pueden mantener el ritmo con la corriente consumida.

- **Autodescarga**

Es un efecto donde la energía almacenada en su interior disminuye progresivamente con el paso del tiempo. Depende principalmente de los materiales involucrados en la reacción química que se da dentro de la batería, así como la temperatura a la que esta se encuentre.

- **Efecto memoria**

La batería es capaz de recordar los niveles de carga/descarga incompletos; es una manifestación de la morfología cambiante de los componentes internos de la batería. Esto quiere decir que se pueden presentar dos consecuencias negativas: la capacidad utilizable de la batería se reduce y además, la relación entre la tensión y el estado de carga se desplaza, dicho de otra forma, el efecto memoria es perjudicial para la vida útil de una batería.

Con el avance en las tecnologías, existen ciertos tipos de baterías que no poseen este efecto.

En la tabla 1 y la tabla 2 se muestran especificaciones y características correspondientes a una batería de plomo ácido, entre sus aspectos generales se destacan (el anexo 1 muestra la ficha técnica completa de esta batería):

- Tensión nominal
- Capacidad nominal
- Expectativa de vida a una temperatura indicada
- Dimensiones físicas

Tabla 1. Especificaciones de una batería Plomo-Ácido Panasonic.

Fuente: (Panasonic, 2005) (Traducción propia)

Especificaciones		
Tensión nominal		12 V
Capacidad nominal (tasa a 20 horas)		7.2 Ah
Dimensiones	Largo	151.0 mm
	Ancho	64.5 mm
	Altura	94.0 mm
	Altura Total*	100.0 mm
Peso aproximado		2.47 kg
Terminales estándar y resina	UL94HB Faston 187	LC-R127R2P
	UL94HB Faston 250	LC-R127R2P1
*La altura total con terminal #250 es 101.5 mm		

Tabla 2. Características de una batería Plomo-Ácido Panasonic.

Fuente: (Panasonic, 2005) (Traducción propia)

Características			
Capacidad ^(nota) 77 °F (25 °C)		A 20 horas (360 mA)	7.2 Ah
		A 10 horas (680 mA)	6.8 Ah
		A 5 horas (1260 mA)	6.3 Ah
		A 1 horas (4900 mA)	4.9 Ah
		Tasa de descarga a 1.5 horas con tensión de corte de 10.5 V	3.5 A
Resistencia Interna		Batería con carga completa 77 °F (25 °C)	40 mΩ aprox.
Temperatura dependiendo de la capacidad (Tasa a 20 horas)		104 °F (40 °C)	102 %
		77 °F (25 °C)	100 %
		32 °F (0 °C)	85 %
		5 °F (-15 °C)	65 %
Autodescarga 77 °F (25 °C)		Capacidad residual después de 3 meses de reserva.	91 %
		Capacidad residual después de 6 meses de reserva.	82 %
		Capacidad residual después de 12 meses de reserva.	64 %
Método de carga (Tensión constante)	Uso cíclico (Uso repetitivo)	Corriente inicial	2.88 A o menor
		Tensión de control	14.5 V a 14.9 V (celda a 12 V y 25 °C)
	Carga lenta	Corriente inicial	1.08 A o menor
		Tensión de control	13.6 V a 13.8 V (celda a 12 V y 25 °C)

(Nota) Los datos característicos anteriores son valores promedio obtenidos en 3 ciclos de carga/descarga, no son valores mínimos.

2.2 Tipos de baterías recargables

Existen diferentes tipos de baterías recargables, con características técnicas y usos puntuales que las distinguen. A continuación, se detallan las tecnologías más relevantes.

2.2.1 Baterías de Plomo-Ácido

Es el tipo de batería más común por su relación de costo/desempeño; al ser la batería más común en el mercado es la que mayor desarrollo tecnológico presenta, además de tener un bajo costo de inversión.

Por su tipo de construcción se puede dividir en:

- **VLA** (Electrolito inundado o ventiladas; Vented lead acid battery): los electrodos se encuentran sumergidos en exceso de electrolito líquido.
- **VRLA** (Selladas o reguladas por válvula; Valve regulated lead acid battery): en este tipo de baterías el electrolito se encuentra inmovilizado en un gel o separador absorbente. El diseño de este tipo de baterías se basa en válvulas de ventilación en la tapa, estas, cuando la presión interna de la batería ha alcanzado el valor específico de diseño, se abre automáticamente y se cierra luego de descargar la presión excedente. Por otro lado, estas mismas válvulas permiten un efecto “recombinante”, donde la placa positiva produce oxígeno que es retenido por la válvula y absorbido en la placa negativa, generando agua en lugar de hidrógeno; algunas veces también es conocida como **SLA** (sealed lead-acid)

Dentro de este mismo tipo de baterías se puede hacer la separación entre AGM y GEL, la diferencia entre en general es que el GEL el electrolito esta gelificado y en el AGM el electrolito esta embebido en una malla de fibras de vidrio (Absorbed Glass Mat); de acuerdo a las funciones que se deseen realizar, así será una batería u otro más conveniente. (Industriales, 2019)

Las baterías también pueden clasificarse como se muestra a continuación:

- Ciclo corto, comúnmente usado en automóviles.
- Ciclo profundo, usada en la mayoría de las aplicaciones.
- Sellada con aditivos, su alto costo la limita a aplicaciones en aviones militares.

Se compone por dos tipos de electrodos de plomo que se encuentra en forma de sulfato de plomo II (PbSO_4), estos están incrustados en una matriz de plomo metálico, el electrolito es una disolución de ácido sulfúrico en agua, como se muestra en la siguiente imagen:

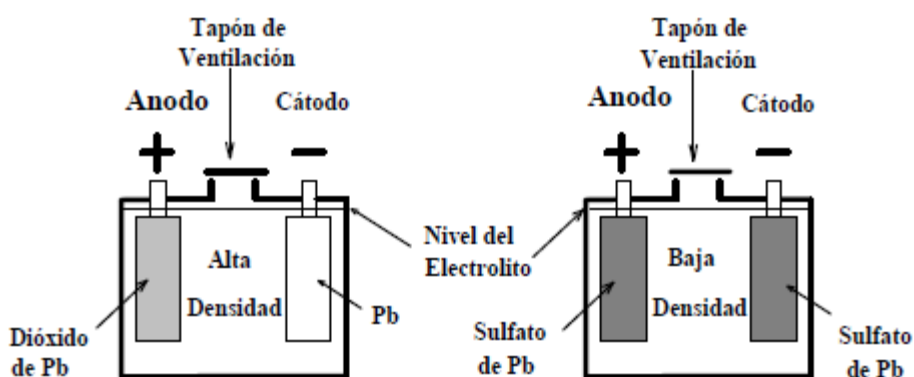


Figura 3. Ciclo de carga/descarga batería Pb-Ácido

Fuente: (Castro, Córdova, & Olmos, 2016)

Su densidad de energía en promedio es de 50 Wh/kg a 60 Wh/kg, con eficiencias que no sobrepasan el 75 %, lo que hace que no sea una de las opciones más atractivas del mercado, sin embargo, se destaca de ellas, su respuesta ante aplicaciones de almacenamiento de rápida respuesta, esto último según la Asociación Europea para Almacenamiento de Energía (European Association for Storage of Energy).

El mantenimiento, como en cualquier equipo es esencial, en el caso las baterías, no se puede y/o debe dejarse de lado.

Durante el proceso químico que se lleva dentro de la batería, el electrolito se calienta y una parte de él se evapora, lo que causa una disminución en el electrolito como tal (mezcla de ácido sulfúrico y agua); si el nivel es bajo, las placas de las celdas de la batería quedarían expuestas y sufrirían daños, además que el ácido sulfúrico tendría una mayor concentración.

Es por esto que el nivel de electrolito de la batería debe ser revisado constantemente, existen diferentes sistemas para hacerlo de una manera eficiente y ágil, uno de ellos funciona mediante un conector, este se coloca detrás del conector de la batería, cuando la luz cambia de verde a roja, es señal de que es momento de añadir agua a las celdas de la batería.

El mercado tiene disponibles sistemas de llenado automático, estos funcionan por medio de tapones de llenado y mangueras, interconectados entre sí, para introducir agua a la batería cuando el nivel se encuentre por debajo del permitido.

Muchos fabricantes también recomiendan una ecualización de la batería, proceso que consiste en suministrar una corriente un poco más baja durante un periodo de tiempo más largo, esto para que la carga de todas las celdas de la batería sea uniforme; la limpieza no es menos importante que los otros aspectos mencionados anteriormente, la suciedad podría ser el causante de corrientes de fuga.

Las normas técnicas internacionales brindan también lineamientos para las practicas mantenimiento, pruebas y sustitución de baterías:

- IEEE 450 Plomo-ácido con ventilación (VLA)
- IEEE 1188 Plomo-ácido reguladas por válvula (VRLA)

Estas normas establecen que las baterías plomo-ácido con ventilación deben someterse a una prueba de capacidad/descarga en los dos primeros años de servicio, por otro lado, las baterías de plomo-ácido reguladas por válvula, serán sometidas a la prueba cuando sus valores internos de resistencia hayan cambiado (de los resultados de los mantenimientos periódicos).

Ambas (VLA y VRLA) deben ser sustituidas si su capacidad es inferior al 80 % de las especificaciones dadas por el fabricante. En la tabla 3 se muestran las actividades de mantenimiento recomendadas por una empresa dedicada a este trabajo.

Tabla 3. Rutina de mantenimiento baterías plomo-ácido

Fuente: (VERTIV, 2017)

Intervalo de mantenimiento (meses)	Actividades de mantenimiento			
4	Verificar	Tensión en CD	Inspeccionar	Nivel de electrolito
				Conexiones a tierra
18	Verificar	Tensión del cargador de la batería	Inspeccionar	Condición de las celdas
		Continuidad de la batería		Estado físico del rack
		Resistencia de la conexión terminal de la batería		
18 meses-6 años	<ul style="list-style-type: none"> - Comprobar que la batería puede desempeñarse según las especificaciones de fabricante. - Llevar a cabo una prueba de rendimiento. 			

2.2.2 Baterías de Níquel Cadmio

Estas baterías están basadas en un sistema formado por hidróxido de níquel, hidróxido de potasio y cadmio metálico. El electrodo positivo de la batería de níquel cadmio es hidróxido de níquel, mientras el negativo es cadmio metálico, el electrolito es hidróxido de potasio, como se muestra en la figura 4:

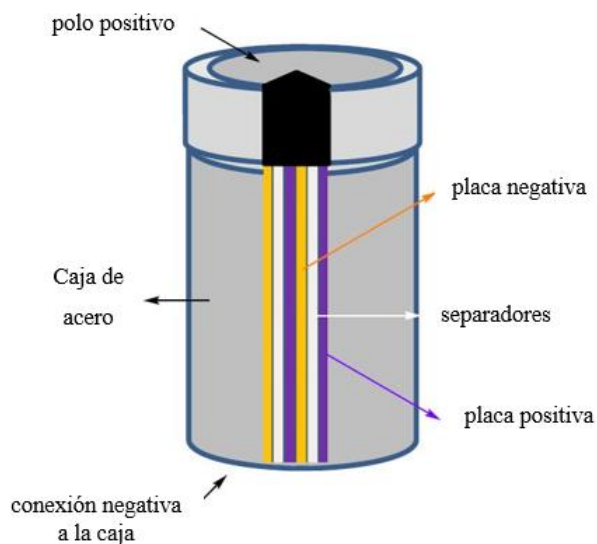


Figura 4. Batería Níquel Cadmio

Fuente: (Padrón, 2013)

Se caracteriza por tener sus celdas selladas, además de tener la mitad del peso y ser más tolerantes a las altas temperaturas que su homóloga en plomo-ácido. Algunos de sus usos frecuentes son en juguetes y equipos de electrónica domésticos.

Su vida útil es baja, en comparación con otras tecnologías, oscilan entre los 5-15 años, dependiendo de la clase de batería que se esté analizando, ya que, en este caso, al hablar de de NiCd, tenemos hasta 3 tipos de variables. No se puede dejar de la su densidad de energía, que en promedio no supera los 47 Wh/kg.

Para este tipo de baterías, parte de sus lineamientos en mantenimiento vienen dados por la IEEE-1106, Practicas recomendadas para la instalación, mantenimiento, prueba y reemplazo de las baterías de Níquel-Cadmio para aplicaciones estacionarias (traducción propia del título); por otro lado, los fabricantes también presentan sus recomendaciones de uso (que van muy de la mano por lo indicado en las normas IEEE), por ejemplo:

- Aplicar tensión constante en la batería completamente cargada, produciendo una descarga de corriente pequeña, para contrarrestar los efectos de la autodescarga.
- Descarga/carga de la batería en su totalidad para mitigar los efectos de la degradación, que debe hacerse dentro de los primeros dos años de servicio, luego, cada 5 años hasta que se presenten signos de pérdidas de capacidad. Al presentarse pérdida de capacidad, las pruebas deben realizarse anualmente.
- Las baterías son altamente peligrosas por la toxicidad del cadmio; deben ser tratadas en lugares especiales.

2.2.3 Baterías de Sodio Azufre

Utilizan el cerámico β -alúmina, el cual permite una alta conductividad para iones de sodio de alta temperatura, los rangos entre los cuales se alcanza el estado óptimo son entre los 300 °C y los 350 °C; este efecto es muy beneficioso, ya que al utilizar la β -alúmina como electrolito sólido en una celda electroquímica a alta temperatura, se produce un intercambio de iones de manera sencilla.

En este tipo de baterías, el electrodo negativo es el sodio, que en presencia del electrolito se combina químicamente con el azufre para formar polisulfuros de sodio, que produce, además, una corriente de iones, donde lugar a una corriente eléctrica; el electrodo positivo es el azufre.

Es importante mencionar, que para que se efectúe la reacción, ambos componentes estén líquidos, en el caso del sodio, se da a partir de los 98 °C, en el caso del azufre, a partir de los 113 °C, nos obstante, debido la composición de las moléculas del azufre, que forman grandes cadenas, se debe llevar la temperatura hasta 300°C.

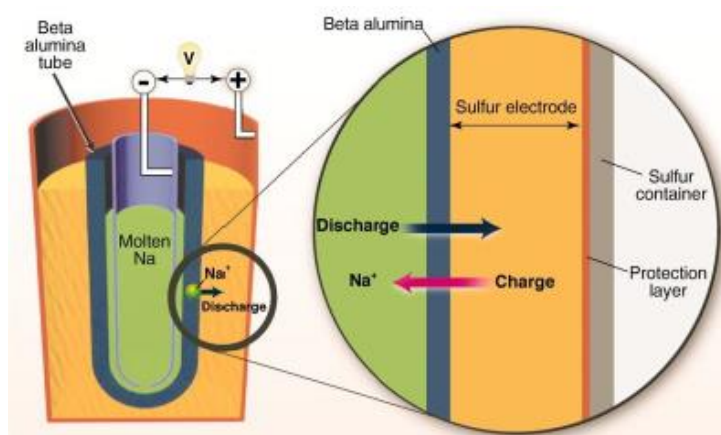


Figura 5. Batería de Sulfuro de sodio

Fuente: (Dunn, Kamath, & Tarascon, 2011)

Alrededor de los años 60, fue cuando este tipo de tecnología fue explotado con más fuerza, luego, fue superada por algunos de sus competidores. Al día de hoy, la empresa Xcel Energy se encuentra probando baterías de sodio-azufre fabricadas por NGK Insulators, las mismas se esperan puedan almacenar hasta 7 MWh, aquí es importante destacar, que es la primera vez que este tipo de BESS sería utilizado en sistemas eólicos (que es el proyecto como tal donde serán puestas a prueba, propiamente en Minnesota, Estados Unidos), según Xcel Energy. Tiene un promedio de densidad de energía de 140 Wh/kg, lo cual es valor mucho mejor que las tecnologías revisadas anteriormente (Plomo-Ácido; Níquel-Cadmio).

La literatura en general señala que la temperatura de operación tan elevada, es un inconveniente de esta tecnología, pues se necesita una fuente de calor externa para mantener ese punto de operación, sin embargo, también se señala, que el calor de las reacciones químicas se puede aprovechar para mantener esa temperatura.

Al ser una batería completamente sellada, su mantenimiento se vuelve bajo, por ejemplo, la empresa NGK recomienda rutinas de mantenimiento cada 3 años, no obstante, no puede dejar

de lado, el hecho de que las baterías contienen sodio, por lo que se debe manejar por personal calificado, extremando el cuidado.

2.2.4 Baterías de Zinc Bromo

Son un tipo de tecnología de almacenamiento electroquímico en fase de investigación que poco a poco se va acercando a la etapa comercial, donde se vislumbra será una de las mejores alternativas para el almacenamiento de energía; pertenecen a la familia de baterías de flujo.

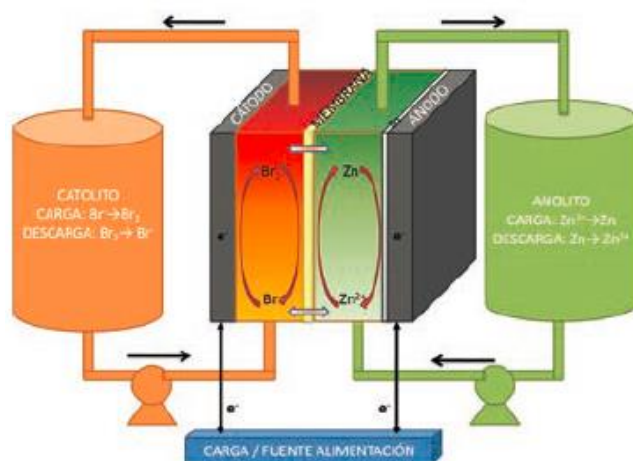


Figura 6. Funcionamiento batería de Zinc Bromo

Fuente: (Caballero, Morales, & Colera, 2017)

En cada celda de una batería de zinc bromo fluyen dos electrolitos diferentes a través de electrodos en dos compartimentos separados por una membrana porosa. Son conocidas como sistemas híbridos, pues solo uno de los materiales activos se acumula externamente en los tanques, y en el momento adecuado, circula a la celda donde se encuentra el otro electrolito. Su eficiencia alcanza el (70-75) %, con una densidad de energía de (75-85) Wh/kg; con capacidad mínima de 2000 ciclos en promedio.

2.2.5 Batería redox de vanadio

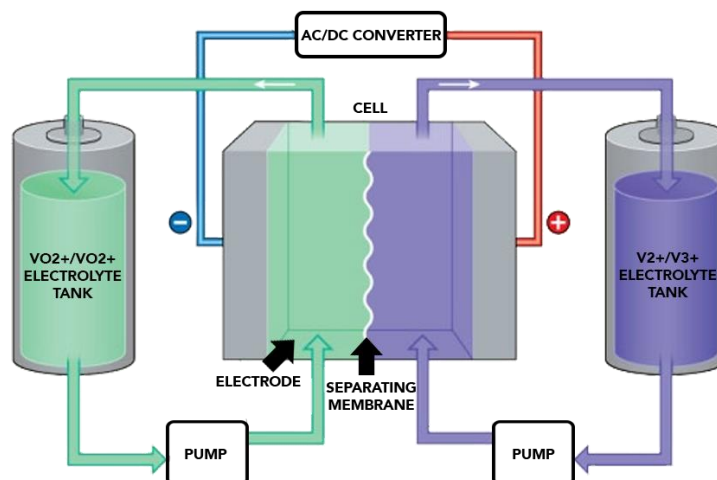


Figura 7. VRB con ácido sulfúrico

Fuente: (EEA Grants, s.f.)

La batería redox de vanadio (vanadium redox battery por sus siglas en inglés) está constituida principalmente por una celda (o un apilamiento de celdas) separada por una membrana, 2 tanques externos y 2 bombas, como se muestra en la figura 7. Entre las limitaciones que presenta la batería redox de vanadio que utiliza ácido sulfúrico, se tiene el rango de temperatura entre 10°C a 40°C necesario para los procesos de carga y descarga, ya que fuera de este rango el ácido sulfúrico se cristaliza.

Dentro de la familia de baterías de flujo, estas baterías son las más desarrolladas; Hernández Romero señala en su estudio, que la eficiencia puede alcanzar el 85 %, con una vida útil de alrededor de 20 000 ciclos, o bien, aproximarse a los 25 años, densidad de energía entre los (10-20) Wh/kg; se estima que, en un corto plazo, esta densidad de energía puede ser triplicada.

El tener una densidad de energía baja, es una de mayores desventajas de esta tecnología, por mucho es superada por las tecnologías disponibles en el mercado; al usarse óxido de vanadio en su constitución, la toxicidad es alta.

2.2.6 Batería de Ion de litio

Históricamente su desarrollo inició en los años de 1970, con la construcción de la primera batería no recargable, en el 1980 se construye la primera batería recargable, pero con inconvenientes durante el proceso de carga, ya que aún no se lograba darle total estabilidad al litio; en el año 1991 se llega a la combinación de ion-litio, llegando al fin así, la estabilidad que tanto se buscaba. (Flores, 2012)

La celda de una batería de ion de litio, también conocida como batería Li-Ion, se compone de cátodo, ánodo, electrolito y una membrana permeable. El funcionamiento de esta batería se basa en la interacción electroquímica entre los electrodos, para ello en el cátodo se utiliza óxido metálico de litio, en el ánodo se utiliza carbono y en el electrolito (que no es acuoso) se utiliza una sal de ion de litio, como se observa en la figura 8, o bien, dicho de otro forma, el electrodo positivo pierde algunos de sus iones, que se mueven hasta el electrodo negativo, donde permanecen hasta que la batería empieza la descarga.

Cuentan con un circuito de protección para las sobrecargas, que se encarga de, cortar la corriente una vez que la batería ha llegado a su estado máximo de carga. (Valencia, 2018)

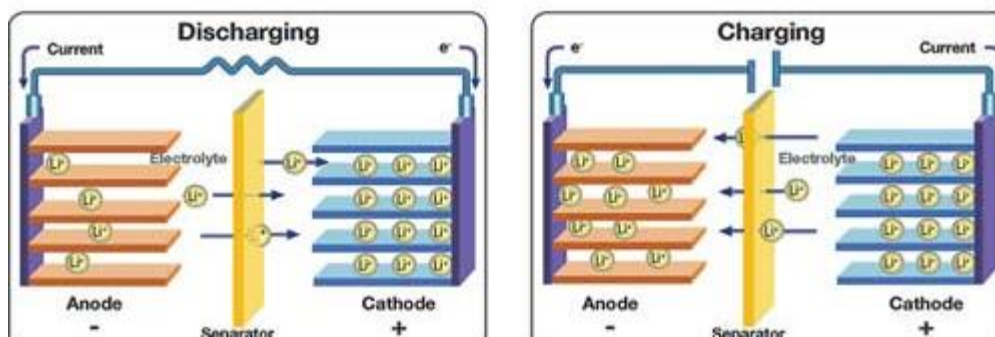


Figura 8. Proceso de carga y descarga en la batería de Ion de Litio

Fuente: (Voelker, 2014)

En las últimas décadas, su uso se da prácticamente en todos los sectores (electrónica y potencia), debido a sus características técnicas, su densidad de energía es de las mejores de 250 Wh/kg a 340 Wh/kg con una vida útil, en algunos casos, de 10,000 ciclos, con eficiencias hasta del 95 %.

Con respecto a su mantenimiento, al tener una tasa baja de autodescarga, sumado a una eficiencia muy alta, las recomendaciones son prácticamente nulas; control de temperatura, revisiones físicas periódicas.

2.2.7 Batería de Na-NiCl₂

Para su funcionamiento una batería ZEBRA (Zeolite Battery Research Africa Project) tradicional, utiliza una celda con un electrodo negativo compuesto por sodio, un electrodo positivo compuesto níquel descargado y cloruro de níquel cargado, aunque en estado frío los compuestos no se mezclan, al incrementar la temperatura cambian de estado a líquido, y para evitar que se mezclen se usa un electrolito de estado sólido tubular grueso hecho de beta-alúmina pura. La temperatura de fundición para operación de la batería e interacción de las reacciones electroquímicas es de 280 °C - 320 °C. (Laboratory Pacific Northwest National, 2016)

Además, sumado a lo anterior, estudios señalan que el electrolito necesita un tiempo de fundición de dos días (en caso de que por alguna razón la batería se encuentre fuera de funcionamiento) para alcanzar la temperatura adecuada de operación, y tener así, una carga plena; la densidad de energía es de alrededor de 120 Wh/kg, alcanzando una eficiencia de hasta 90 %. (National Renewable Energy Laboratory, 1998)

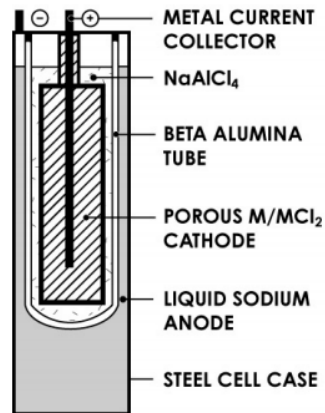


Figura 9. Celda de batería ZEBRA.

Fuente: (National Renewable Energy Laboratory, 1998)

Como en otro tipo de tecnologías, las celdas de las baterías ZEBRA son herméticamente selladas, por lo que se indica son libres de mantenimiento, además el protector externo, también protege a las celdas de polvo e ingreso de cualquier otro tipo de material. (National Renewable Energy Laboratory, 1998).

2.2.8 Especificaciones técnicas de las diferentes baterías

Tabla 4. Especificaciones técnicas de las diferentes baterías:

Fuentes: (Hernández Romero, 2016), (Caballero, Morales, & Colera, 2017), (Aquino, Roling, Baker, & Rowland, 2017), (Khormali, 2015), (PNNL, 2019).

Características	Tipos de Baterías					
	Plomo-Ácido	Níquel Cadmio	Sodio Azufre	Zinc Bromo	Ion de Litio	Na-NiCl ₂
Vida útil	15 - 20 años	5 - 10 años	20 años	30 años	5 - 15 años	10 - 14 años
Densidad de energía	(50 - 60) Wh/kg	(35 - 47) Wh/kg	140 Wh/kg	(75 - 85) Wh/kg	(250 - 340) Wh/kg	(100 - 200) Wh/kg
Rango de potencia	(0.1 - 10) MW	(0.1 - 10) MW	(0.1 - 100) MW	(5 - 10) kW	(0 - 10) MW	(0 - 0.3) MW
Ciclos	2500	500-2500	4000-5000	2000	1000-10000	2500
Estados mínimos de carga	20 %	20 %	10 %	15 %	-	-
Eficiencia	(50 - 85) %	(70 - 80) %	(75 - 80) %	(70 - 75) %	(80 - 95) %	(80-90) %
Costo anual O&M (\$/ kW)	\$7 - \$15	\$6 - \$14	\$7 - \$15	\$7 - \$17	\$6 - \$14	\$8 - \$16
Costo (\$/kWh)	\$150 - \$400	\$500 - \$900	\$550 - \$750	\$150 - \$500	\$180 - \$350	\$400 - \$850

De la tabla 4, se señala que en el mercado existen diferentes tipos de tecnologías para almacenamiento de energía, algunas en fases de desarrollo, otras un poco más consolidadas, sin embargo, la tecnología que está liderando es la de ion de litio (basado en densidades de energía y ciclos de vida).

Este tipo de tecnología de almacenamiento, es capaz de acumular más energía en menos espacio (al menos un 40 % menos con respecto a proyectos de su misma capacidad, pero de tecnología distinta) lo que le permite concentrar más equipos en lugares reducidos (radica de manera esencial este hecho, en que se debe tener una temperatura controlada, por consiguiente, un espacio menor será más fácil y menos costoso de mantener). La eficacia es otro de los aspectos a destacar, este valor supera el 90 %, lo que eventualmente se traduce en bajas pérdidas de energía.

Otra de las ventajas de las baterías de ion de litio está relacionada con su tiempo de utilización y el tiempo que le toma cargarse nuevamente; el estado de carga (SOC, por sus siglas en inglés) es superior al promedio, lo que le permite efectuar cargas más rápidas, en otras palabras, efectuando cargas intermedias, la carga se realiza más rápido que la descarga, de esta forma, la batería no quedará en ningún momento vacía.

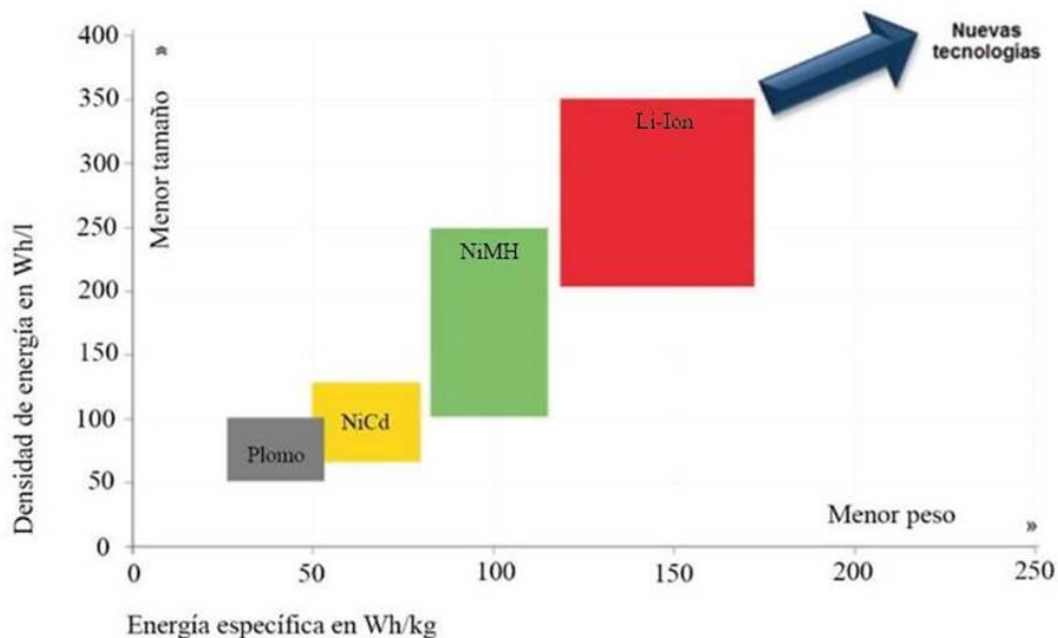


Figura 10. Evolución de las baterías

Fuente: (Energética, 2020)

Previo al inicio de los capítulos siguientes, se aclara que cuando se hace referencia al sistema de almacenamiento o BESS, se está hablando del sistema completo como tal, que incluye: baterías, inversor, encapsulado, software y demás elementos asociados; la figura 27 nos ilustra un sistema residencial, por otro lado, la figura 11 muestra un sistema industrial, o bien, pensado para distribución y/o transmisión (los sistemas son escalables, se replican buscando la potencia deseada).

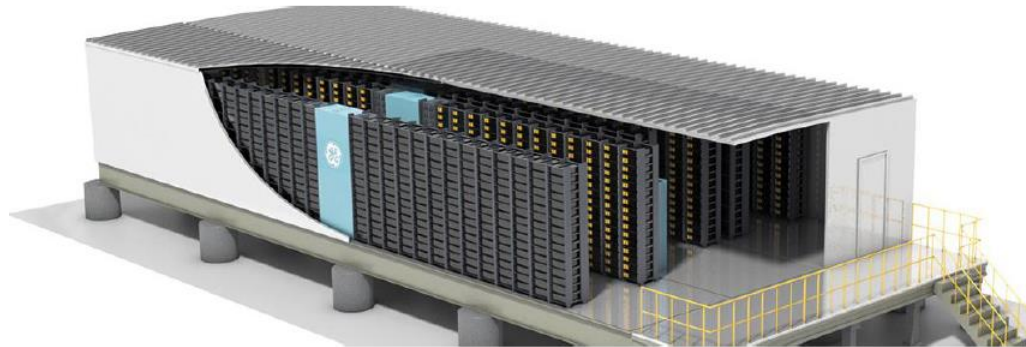


Figura 11. Sistema BESS GE

Fuente: (FLUENCE, 2020)

Los sistemas actuales son monitoreados mediante el software de control, el cuál envía una alarma para revisar su estado y temperatura periódicamente, elementos claves para garantizar una vida útil prolongada.

3 CAPÍTULO 3. Respuesta de la demanda

3.1 Definición de respuesta de la demanda

Se puede definir como los mecanismos por los cuales los clientes de un sistema eléctrico cambian su consumo de electricidad en respuesta a una señal de precio, incentivos o mediante la intervención del operador de la red. En la respuesta de demanda (DR, por sus siglas en inglés) se realizan cambios en el patrón de consumo del cliente, esto no se debe interpretar como en la eficiencia energética que busca disminuir el patrón de consumo, sino que en la DR lo que se busca es mover puntos de consumo a otro periodo de tiempo, sin reducir el consumo de la red eléctrica como se puede apreciar en la figura 12. (Eurelectric, 2015)

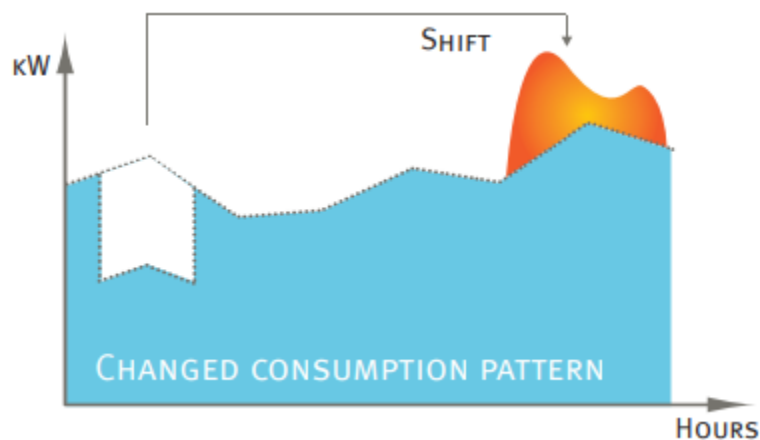


Figura 12. Respuesta de la demanda

Fuente: (Eurelectric, 2015)

Los cambios en el consumo eléctrico se diseñan para ser aplicados en periodos críticos de máxima demanda o cuando las reservas del sistema eléctrico son escasas, de forma que todas las partes en el sistema eléctrico son beneficiadas. En el caso del cliente, se puede beneficiar a través de incentivos que provocan una disminución en la tarifa sin reducir el consumo,

mientras el sistema eléctrico se beneficia mediante una red más estable, que permite el uso eficiente de los recursos disponibles, sin necesidad de recurrir a formas de generación más costosas, por lo cual se reducen los precios de mercado. (Rocky Mountain Institute, 2006)

3.1.1 Tipos de respuesta de la demanda

La respuesta de la demanda se puede dividir en dos categorías que son: basada en incentivos o basada en precios, y que a continuación se describen:

DR basada en incentivos: este tipo se caracteriza porque el proveedor energético otorga un incentivo o recompensa al cliente, a quién solicita un cambio en su consumo para evitar limitaciones en la red y estabilizar precios de mercado. Por lo general estos incentivos son de tipo económico reconocidos en la factura mensual, y dependiendo del tipo de cliente o contrato se dividen en: (Rocky Mountain Institute, 2006)

- *Control de carga directo*: Este programa está orientado para clientes residenciales y comerciales, quienes se inscriben voluntariamente, cediendo el control de algunas cargas (por ejemplo: aire acondicionado y calentadores) a la empresa proveedora del servicio eléctrico, de forma que esta puede reducir las cargas cuando lo considere necesario.
- *Carga cortante*: Este programa está orientado para clientes de gran consumo, donde el cliente accede a prescindir de algunas cargas cuando el proveedor energético se lo solicite con anticipación (que va de minutos a horas).
- *Carga interrumpible*: Este programa está orientado para clientes de gran consumo, en el contrato el cliente accede a desconectar parcial o totalmente su instalación, para lo cual debe contar con generadores locales de respaldo.
- *Carga programada*: este tipo de acuerdo entre el cliente y proveedor energético se lleva a cabo con meses de anticipación, el objetivo es la reducción del consumo,

favoreciendo al cliente debido al tiempo necesario para organizar su consumo en el momento del evento.

DR basada en precios: este tipo se caracteriza porque el proveedor energético mantiene informado al cliente sobre los precios variables de la energía, y es el cliente quien establece las estrategias necesarias para consumir energía en los periodos de tiempo donde el precio es menor. Este tipo se divide en: (Rocky Mountain Institute, 2006)

- *Tiempo de uso*: se establece una estructura tarifaria escalonada, que posee variación en los costos de la energía dependiendo del día y la hora.
- *Precio pico máximo*: en este caso se trata de una tarifa que intenta reflejar la variabilidad de los precios en los periodos pico, en el contrato el cliente accede a que se le aplique esta tasa con un máximo de eventos anuales y con una duración establecida.
- *Licitación de demanda*: se pueden presentar dos opciones: que los clientes establezcan el precio al que están dispuestos a reducir su carga, o bien que sean los proveedores energéticos lo que establezcan cuanto están dispuestos a pagar.

3.1.2 Beneficios de la respuesta a la demanda

La respuesta a la demanda puede proporcionar beneficios para todo el sistema eléctrico. A continuación, se describen algunos de estos beneficios: (Knight, 2016)

Beneficios financieros en el mercado: cuando los clientes acceden a formar parte de los programas de DR de incentivos o de precios ofrecidos por los operadores energéticos, se vuelven clientes empoderados sobre su consumo energético, que obtienen ahorros en su factura eléctrica o pago de incentivos económicos. Entre mayor sea la participación en estos programas, la tendencia de consumo se vuelve más flexible a razón de la señales que envía el

mercado, mediante esto a largo plazo se logra una reducción del consumo en las horas pico, lo cual beneficia al generador al no tener que utilizar formas de generación costosas para cubrir esa demanda, llevando a una reducción en los precios de mercado, como lo establece (Rocky Mountain Institute, 2006): “La reducción de la demanda en un 5 % del máximo del sistema puede reducir los precios pico del mercado mayorista de energía en un 90 %, ya que las empresas de servicios públicos y los operadores de sistemas independientes reducen su necesidad de comprar energía en el pico”.

En la figura 13 se ilustra el perfil de consumo de un cliente, y la modificación que se genera en este al utilizar BEES para reducir los picos de consumo del perfil, con esta aplicación se beneficia al generador pues desde su perspectiva el cliente adquiere un perfil más regular.

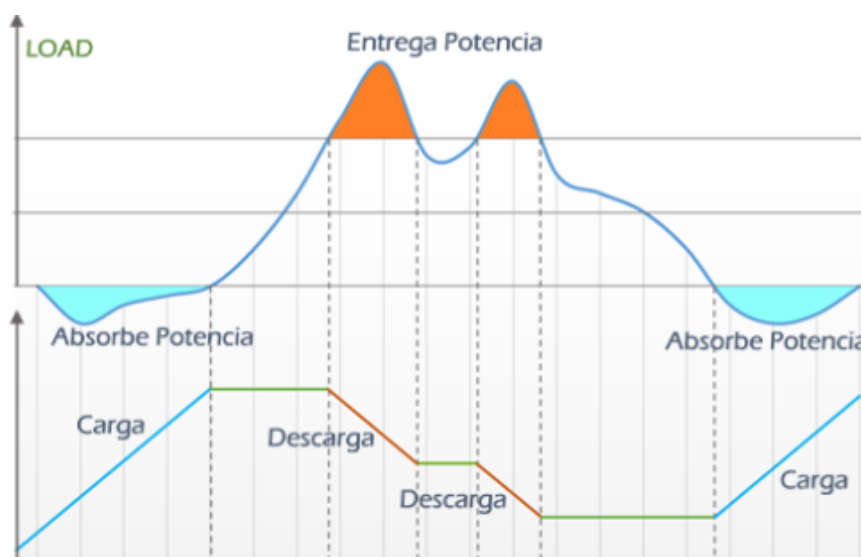


Figura 13. Desplazamiento de picos de consumo con BESS.

(SwitchChile, 2020)

Confiabilidad en el sistema: Al reducir los picos de consumo se obtiene un sistema eléctrico con menor probabilidad de interrupciones forzosas por fallos, esto debido a que el sistema mantiene los niveles de trasiego energético por debajo de sus valores máximos, además esto

beneficia al cliente evitando inconvenientes por cortes en el servicio eléctrico, que comúnmente requiere la implementación de sistemas de generación de respaldo, que elevan los costos de suministro energético. (Knight, 2016)

3.2 Uso de baterías en el sistema eléctrico

Los sistemas de almacenamiento con baterías pueden ser ubicados en diferentes partes del sistema eléctrico, ya sea en el sistema de transmisión, en el sistema de distribución o directamente en el cliente (detrás del medidor). Dependiendo del lugar de implementación se pueden presentar diferentes beneficios para el sistema eléctrico en general, se puede afirmar que entre más lejos sean ubicadas de los centros de generación mayores beneficios se pueden obtener (Garrett, Mandel, Morris, & Touati, 2015).

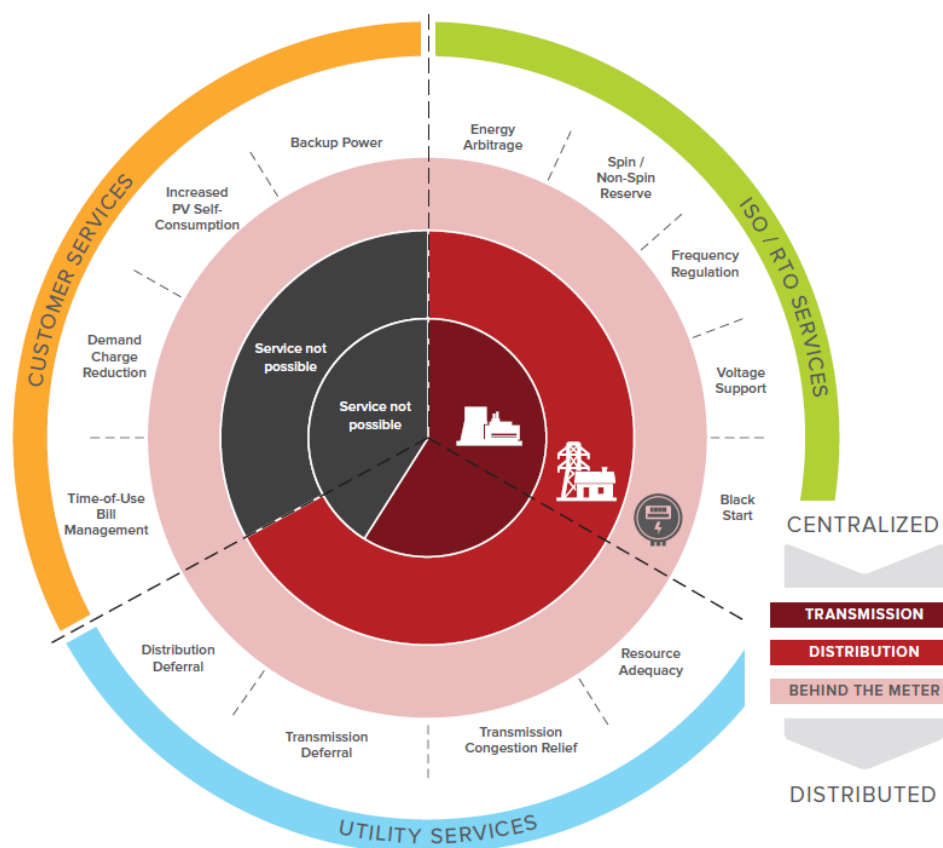


Figura 14. Servicios que pueden ser provistos por baterías

Fuente: (Garrett, Mandel, Morris, & Touati, 2015)

La figura 14 permite ilustrar los servicios que pueden ser provistos por las baterías desde diferentes partes del sistema eléctrico, para efectos de este estudio se destacan de la categoría de servicio al cliente (Customer Services); los apartados de reducción de la demanda (Demand Charge Reduction) y tiempo de uso (Time of Use Bill Management).

Cuando los sistemas de almacenamiento se ubican directamente en el lado del cliente, dependiendo de las restricciones que cada sistema eléctrico posea, al enviar señales de precios energéticos a los clientes, estos pueden determinar en qué momento es más oportuno realizar

compras de electricidad, de forma que la energía puede ser almacenada y utilizada cuando el cliente lo considere conveniente, permitiendo al cliente ejercer respuesta a la demanda mediante baterías.

Uno de los resultados de ejercer respuesta a la demanda mediante el uso de baterías por parte del cliente, es la modificación en el perfil de consumo, donde los picos de consumo pueden ser desplazados para otras horas obteniéndose un perfil más suave (con menos fluctuaciones), y en esta condición se vuelve más rentable para la generación en cuanto a los costos de producción. A modo de ejemplificar esta condición, en la figura 15 se presenta un caso de estudio considerado en el informe del Rocky Mountain Institute (Garrett, Mandel, Morris, & Touati, 2015), en este caso se considera un cliente que utiliza sistemas fotovoltaicos junto con un sistema de baterías, y se muestra su perfil de carga antes y después de la implementación de las baterías, cuya finalidad consistía en reducir sus picos de demanda desde la perspectiva del proveedor eléctrico.

La figura 15 se observa el perfil de carga del cliente con el sistema fotovoltaico y sin considerar las baterías (representado con la línea punteada azul), para este cliente el cargo por demanda es considerado a partir de 3 kW, durante el día el cliente se abastece a partir de la energía producida por el sistema fotovoltaico (representado con la línea continua roja) de manera que el consumo en este periodo no es facturado. Pero en el periodo donde se reduce o no hay producción del sistema fotovoltaico, si se destacan 3 picos de consumo en las horas 6, 18 y 20 aproximadamente, para este cliente el sistema de baterías se desea implementar para reducir estos picos de consumo, por lo cual puede notarse en la misma grafica los ciclos de carga y descarga de la batería (representados en color verde y anaranjado respectivamente), donde la operación de descarga coincide con los picos de consumo antes mencionados, dando origen a un nuevo perfil de consumo desde la perspectiva del proveedor eléctrico (representado con la línea continua celeste); en el cual se logra la reducción de los picos de

consumo a partir de los 3 kW, logrando efectuar respuesta a la demanda con la implementación del sistema de baterías.

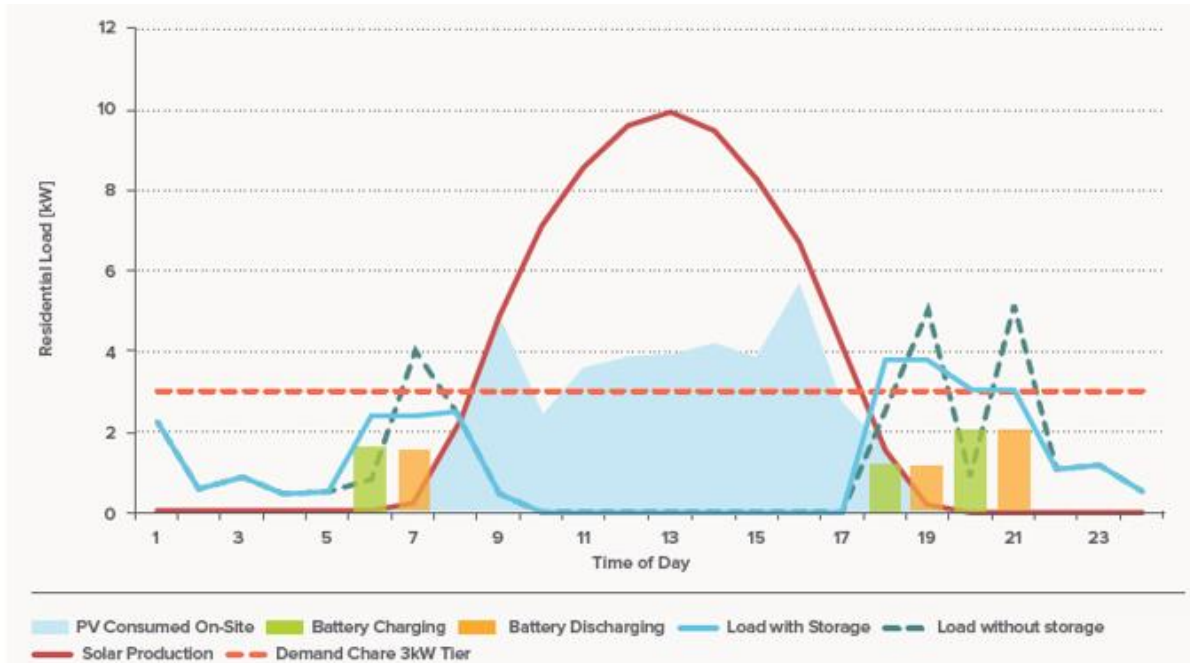


Figura 15. Caso de estudio de RMI en Phoniex
Fuente: (Garrett, Mandel, Morris, & Touati, 2015)

La figura 16 muestra otro ejemplo de implementación de baterías para efectuar respuesta a la demanda, se presenta un caso de estudio de River Platte donde se utiliza un sistema de almacenamiento para aplanar el perfil de demanda en las horas (14:00 y 17:00 aproximadamente) donde se presentaba el pico más pronunciado de consumo, esto se logró con el sistema de baterías efectuando su carga entre las horas 01:00 y 06:00 y posteriormente su descarga entre las 13:00 y 17:00.

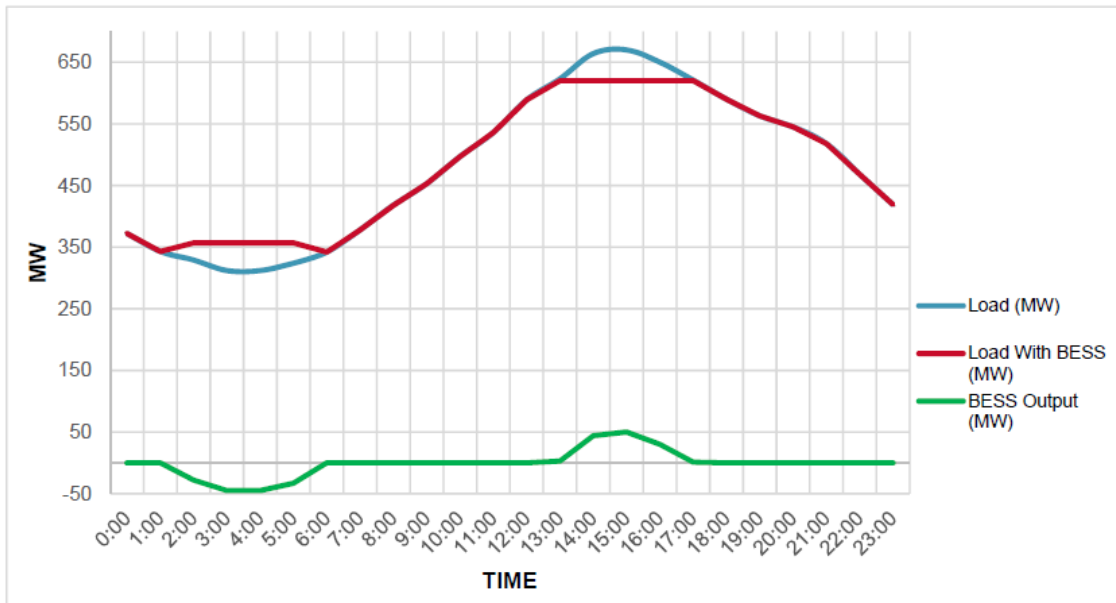


Figura 16. Caso de estudio River Platte 2017

Fuente: (Aquino, Roling, Baker, & Rowland, 2017)

3.3 Baterías como medio de respuesta a la demanda

En otras regiones del mundo se han realizado diferentes casos de estudio para valorar la eficacia y costo/beneficio del uso de las baterías, como es el caso de Nueva Zelanda, donde la empresa Transpower (opera bajo el rol de propietaria de la red y también operador del sistema), busca el modo de modificar los hábitos de consumo de sus clientes.

Se puede decir que la matriz energética de Nueva Zelanda tiene una similitud considerable con la matriz de Costa Rica, donde se aprovecha en un 77 % los recursos naturales, con el inconveniente que el restante 23 % lo deben suplir con generación térmica, como se muestra en la figura 17.

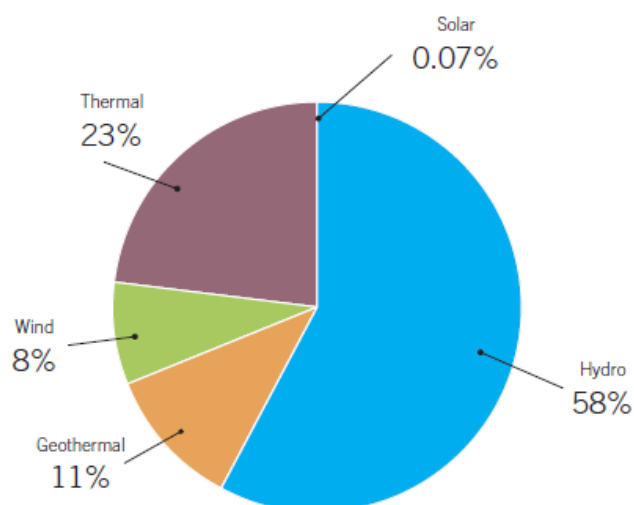


Figura 17. Matriz energética Nueva Zelanda

(Transpower, 2017)

El mercado eléctrico de este país, como tal, reconoce que el consumidor final está limitado en su participación, pero, los operadores reconocen el potencial que las nuevas tecnologías pueden aportar a los programas de respuesta a la demanda del país. Es aquí donde la empresa

Transpower se ha encargado de analizar diversos escenarios en la cadena de abastecimiento: generación, distribución, transmisión, comercial/industrial y residencial, para considerar la factibilidad de la inclusión de baterías en su sistema. Se parte del supuesto, que la batería será cargada durante los periodos donde el costo es bajo, para luego ser despachada en los puntos donde se quiera modificar la demanda.

3.3.1 Casos de estudio empresa Transpower, Nueva Zelanda

Dentro de los casos de estudio, podemos destacar los siguientes:

3.3.1.1 Industrial

- ❖ Un cliente industrial con necesidad modificar sus consumos pico para disminuir el cobro por potencia, además de tener la función de alimentar sistemas esenciales y procesos críticos (Transpower, 2017).

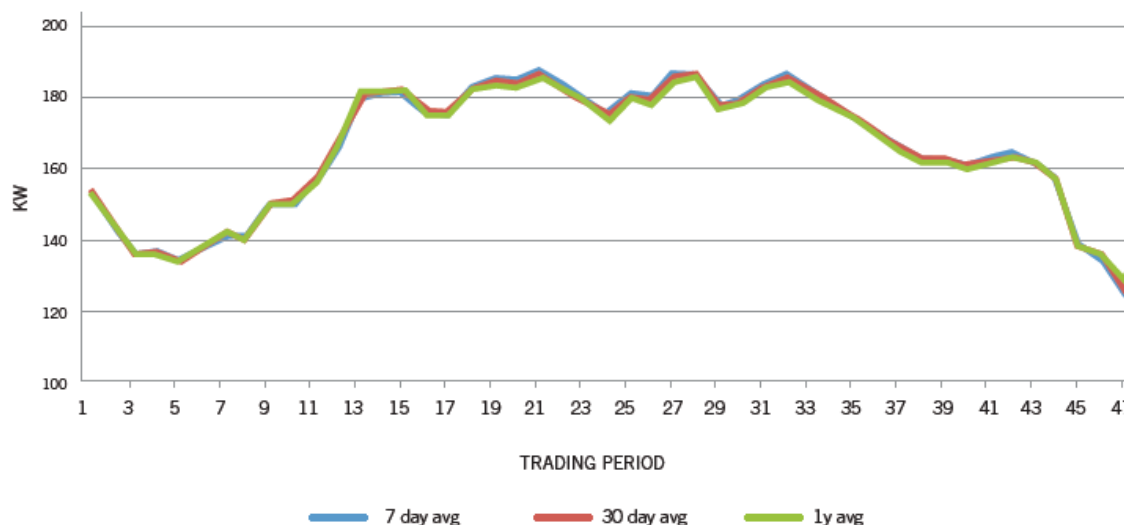


Figura 18. Perfil de demanda diario cliente industrial.

Fuente: (Transpower, 2017)

Como se puede observar en la figura 18, el promedio de energía demandada es de alrededor de 180 kW, con picos que supera los 190 kW.

Posterior al análisis del perfil de la empresa (el local en estudio es un supermercado grande) y el valor típico promedio de kW semanales exigidos se determinó que es posible reducir en un 18 % la demanda (usando una batería de 50 kW / 200 kWh; valor obtenido teóricamente para gestionar una demanda superior a 190 kW). El estudio señala, que una parte vital del valor va de la mano de los cambios que se den en el precio de la electricidad en un futuro muy cercano, aunque se estima que este tipo de proyectos sea más atractivo en los años venideros.

3.3.1.2 Residencial (Hogar cuenta con sistema fotovoltaico)

- ❖ En este caso del estudio, el cliente ya tiene instalado un sistema fotovoltaico de 3 kW /6.5 kWh y otro donde solo se tienen baterías. (Transpower, 2017).

Los resultados en este caso, indican que no se pueden aprovechar plenamente los beneficios de estas tecnologías hasta que las estructuras de precios sean modificadas, de modo que los servicios que las baterías son capaces de suplir, se traduzcan en un beneficio económico para el cliente final. Por otro lado, el estudio también hace énfasis que, en un nuevo hogar, es más rentable instalar un sistema de baterías independiente, antes que un sistema fotovoltaico, partiendo del punto en que se va a cargar la batería durante la noche donde el costo de energía tiene un precio más bajo.

En ambos casos, como resultados generales, este mismo documento señala que los beneficios plenos difícilmente se obtendrían antes del año 2022; enfocados en los usos de las baterías conectadas a la red (debido a la baja que se viene dando en el precio de las mismas).

3.3.2 Caso de estudio empresa Enel, Perú.

En Perú, la empresa multinacional Grupo Enel, compañía líder en los mercados de electricidad y gas, cuenta con una división llamada Enel X, la cual se encarga de buscar diferentes soluciones energéticas ante los requerimientos de los clientes.

Uno de los casos de éxito en el modelo de negocio de los BESS, es una industria de plásticos, donde según su curva de consumo, tiene una mayor actividad entre las 9 horas y las 18 horas, lo que se traduce en una facturación mensual de 1760 USD, dentro de las condiciones tarifarias BT3 (estructura tarifaria manejada en Perú), el cliente podría acceder a una estructura tarifaria diferencial llamada BT5A, donde los requisitos básicos son:

- Máxima demanda menor a 50 kW en todo momento
- Durante las horas 18 a la 21 esté por debajo de los 20 kW

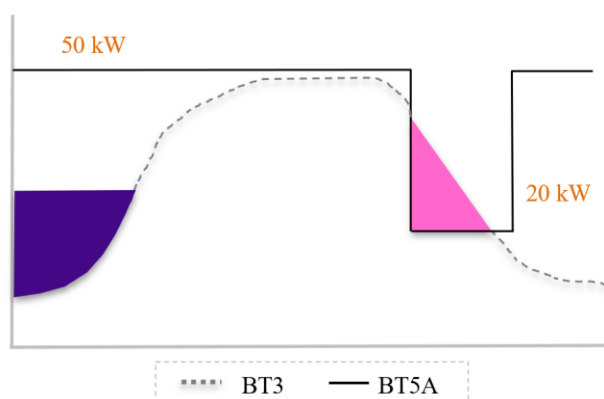


Figura 19. Curva de consumo, industria de plásticos peruana.

Fuente: (Enel, 2019)

Con el uso de un BESS es posible cumplir con los requisitos para entrar en la categoría BT5A, lo que se traduciría en una facturación mensual de 1,192 USD, un 32 % de ahorro.



Figura 20. Gestión de potencia.

Fuente: (Enel, 2019)

Otro de los negocios que se dan, es la gestión de potencia durante la hora punta (Peak Shaving); la potencia en Perú, representa un 40% - 55 % del costo total de la factura eléctrica, siendo así, se propone cargar la batería durante las horas fuera de punta, para mitigar el pico en las horas de máxima demanda, como se ilustra en figura 20.

3.4 Tendencias en sistemas de almacenamiento a nivel internacional

El mundo en general vive el reto de hacer un mejor uso de los recursos para producir y/o almacenar energía eléctrica; hay países que cuentan con recursos naturales suficientes para tener una matriz energética diversificada, otros, por el contrario, no tienen esa oportunidad.

En el caso de nuestro país, se tiene una base importante de generación hidroeléctrica, geotérmica y eólica, haciendo que Costa Rica sea reconocida a nivel mundial por estas características; sin embargo, en las horas punta siempre son necesarias formas alternativas de suplir la demanda; históricamente, estos picos en la demanda eran suplidos con plantas térmicas, las cuales funcionan a base de combustible búnker, claro está, el costo de producir electricidad con este tipo de tecnología es más elevado, si lo comparamos, por ejemplo, con el costo de producir electricidad con fuentes renovables; ahora también, se cuenta con la opción de compra de energía en Centro América por medio del Mercado Eléctrico Regional (MER) como se muestra figura 21 donde se ilustra el abastecimiento energético para Costa Rica en un día específico.

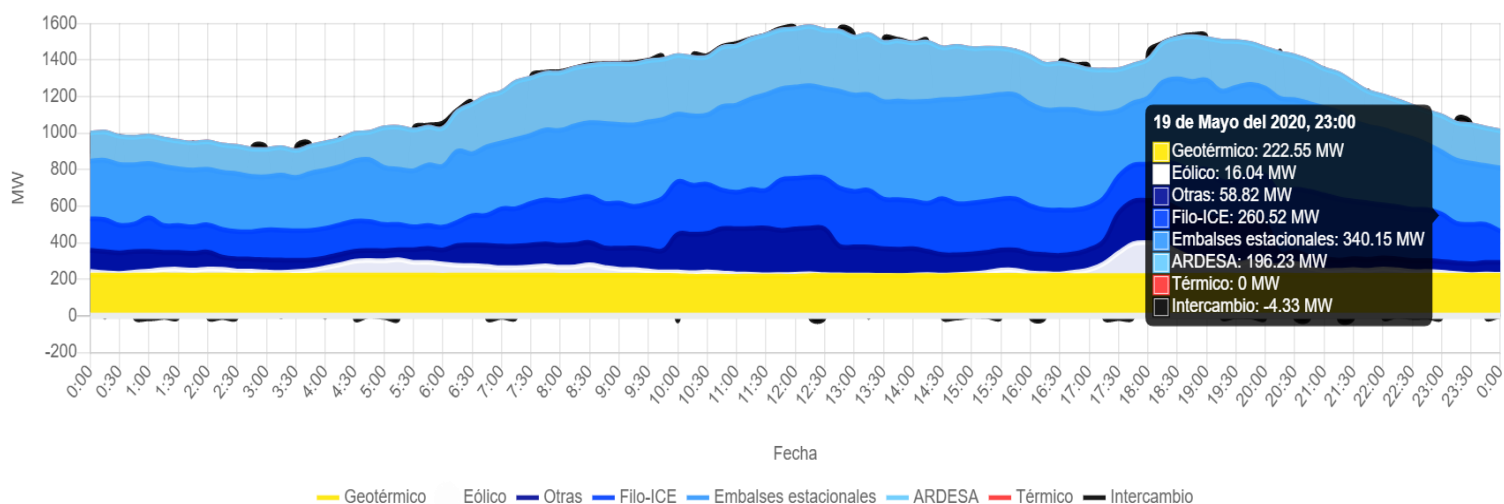


Figura 21. Abastecimiento energético de Costa Rica en día específico.

Fuente: (ICE, 2020)

Las industrias y población en general buscan formas de bajar sus costos en la facturación eléctrica; algunos han optado por sistemas de generación propia (instalando paneles solares) o bien otros han optado por producir energía a partir de los productos con los cuales trabajan (por ejemplo, INOLASA en Puntarenas, se utilizan residuos de materia prima utilizada en otros procesos para alimentar una caldera); esto, lo podemos ver como una señal de que se necesitan medios alternativos para dar una respuesta a las necesidades de la población, es aquí donde se visualiza el interés por presentar una propuesta basada en uso de baterías que ofrece el mercado internacional en la actualidad, para determinar con su factibilidad y eficiencia si son capaces de modificar la respuesta a la demanda de acuerdo con las necesidades de consumo que tienen los diferentes clientes del país.

Cada día se innova en la construcción y mejora de dispositivos eléctricos, y en el caso de las baterías no es la excepción. Con el paso de los años, han surgido nuevas tecnologías que han mejorado el desempeño de las mismas. Hoy en día, este medio de almacenamiento representa

una posibilidad para reducir costos en recibos de facturación eléctricos, para usarlo como un complemento en proyectos eólicos y podrían usarse también como medio para modificar la respuesta a la demanda.



Figura 22. Sistema de respaldo con baterías.

Fuente: (Northvolt, 2020)

Aunque este trabajo se enfoca en los beneficios del uso de los BESS para modificar la respuesta a la demanda, otro de los usos más comunes es regulación de frecuencia, como es el caso proyecto BESS Ventanilla, instalado en Perú, con una capacidad de 14 MW, con base en baterías de iones de litio, figura 23.



Figura 23. BESS, Perú

Fuente: (Enel, 2019)

Una señal inequívoca que ha dado el mercado, para indicar que se deben tomar en cuenta las baterías en nuestros análisis, es la constante baja en su precio, como se puede ver en la figura 24 para la tecnología de ion-litio.

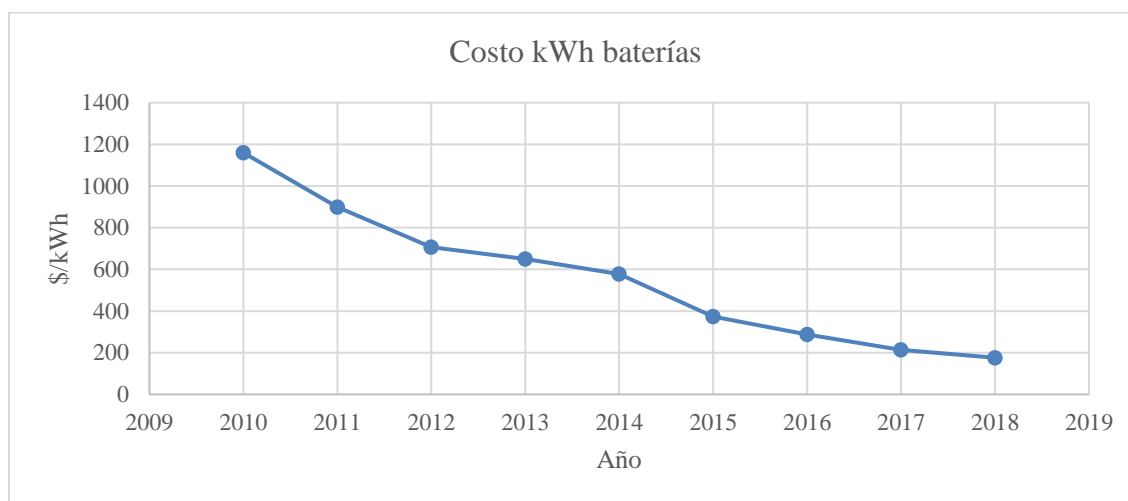


Figura 24. Tendencia de precios en baterías \$/kWh

Fuente: (Forecasting, 2020)

Los estudios señalan que la caída tan pronunciada en estos precios se debe a las mejoras tecnológicas en las celdas, así como al aumento en la densidad de energía que se puede conseguir empleando nuevas combinaciones de materiales para el cátodo de las celdas; porcentualmente, el descenso representa un 85 %, entre los precios del mercado entre el año 2010 y el año 2018.

Según Navigant Research, los proyectos entre los años 2017 y 2019 han crecido de manera exponencial, al punto que se han instalado 13 GW en los sectores relacionados con empresas distribuidoras de energía, comerciales e industriales y residenciales; se estima que para el año 2028 se tengan 210 GW más instalados, siendo Europa donde se presenta el mayor de estos crecimientos. Sin embargo, también se señala que los mercados Asia-Pacífico presentan un aumento considerable.

Otro de los datos señalados por Navigant Research es que el 95 % de los proyectos instalados de manera reciente corresponden a tecnologías de Ion-Litio, ya que las mismas han reducido sus costos año con año, han venido mejorando su desarrollo, haciendo que sean rentables para los nuevos proyectos por instalar.

Cabe destacar, como se indica en la figura 24, los precios de sistemas de almacenamiento en general decrecieron un 85 %, entre el año 2010 y 2018; con respecto al 2018 con el 2019, se da otra baja de un 2 % a nivel general; se proyectó un costo de \$149/kWh.

En la tabla 5 se aprecian rangos de costos para un ejemplo puntual de instalación de un sistema de almacenamiento de 4 MW / 16 MWh; como se detalla en la misma, los costos deben analizarse con una agrupación de varios elementos, como lo son los costos de inversores y sistemas de control. Así mismo se considera el rubro de ingeniería y puesta en marcha, así como el costo anual de operación y mantenimiento (O&M).

Este desglose de costos también contempla el balance de planta, conocido como BOP, el cual generalmente incluye componentes como cableado del sitio, transformadores de interconexión y otros equipos auxiliares adicionales y se mide en \$/kW. (PNNL, 2019)

Tabla 5. Costos para un sistema de almacenamiento de 4MW.

Fuente: (Aquino, Roling, Baker, & Rowland, 2017) (Traducción propia)

Ítem	Plomo- Ácido	Ion de litio	Na-S	VRB	ZnBR
Batería (\$/kWh)	\$200-\$500	\$340-450	\$500-\$1000	\$730-\$1200	\$525-\$725
Sistema de Inversores (\$/kW)	\$150-\$350	\$150-\$350	\$500-\$750		\$500-\$750
Sistema de control (\$/kW)	\$80-\$120	\$80-\$120	\$80-\$120		\$100-\$140
Balance de planta (\$/kW)	\$120-\$250	\$90-\$120	\$100-\$125	\$100-\$125	\$100-\$125
Ingeniería, suministro y puesta en marcha (\$/kWh)	\$150-\$180	\$150-\$180	\$140-\$200	\$140-\$200	\$140-\$200
O&M (\$/kW) (anual)	\$7-\$15	\$6-\$14	\$7-\$15	\$7-\$16	\$7-\$17
Costo (cota inferior)	\$7,000,000	\$9,120,000	\$12,960,000	\$14,320,000	\$13,440,000
Costo (cota superior)	\$14,160,000	\$12,840,000	\$23,180,000	\$22,900,000	\$18,860,000

Para las tecnologías en estudio en la tabla 5 se pueden observar diferencias de precio considerables en algunos casos (entre el rango mayor y rango menor); en la mayoría de los casos las empresas que instalan las soluciones finales o bien son integradoras o no tienen

algunos de los componentes en su portafolio, por lo que deben buscar opciones disponibles en el mercado.

De la misma tabla 5, se deduce que una de las razones por las que el sistema de Ion-Litio tiene el costo más bajo (en la totalidad del proyecto, en el caso más crítico respecto a la cota superior) y la menor fluctuación en el precio, es debido al creciente desarrollo que ha tenido esta tecnología, permitiéndole almacenar y entregar la energía de una manera más eficiente.

Uno de los principales temas de discusión sobre el almacenamiento se da en relación del punto de mayor eficiencia del sistema; algunos investigadores señalan que se obtienen mejores beneficios en duraciones mayores a las 3 horas. En el año 2016, un estudio particular señaló que 1 hora de energía almacenada provee alrededor de la mitad de su valor, sin embargo, con 4 horas de energía almacenada es capaz de proveer casi el 100 %. (Harjeet, 2016)

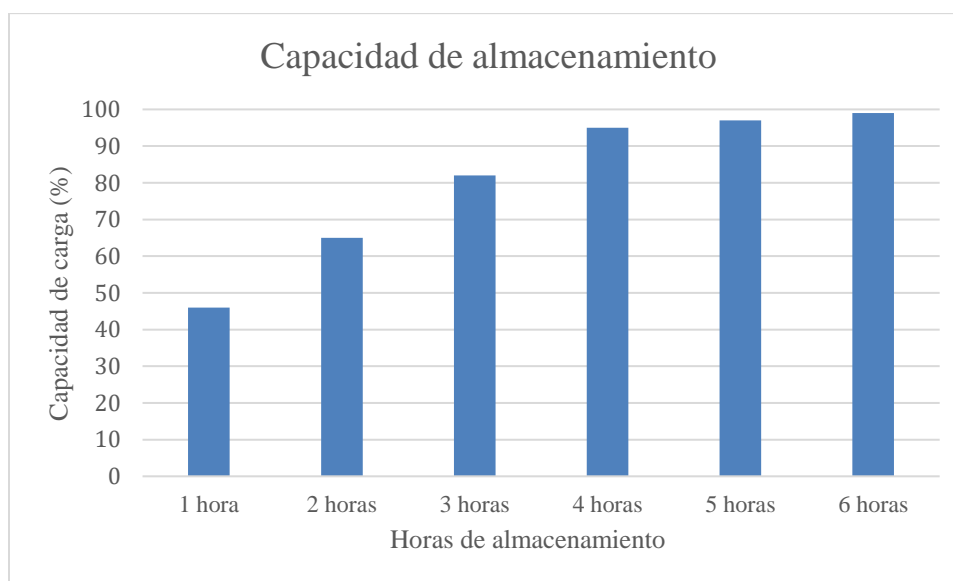


Figura 25. Capacidad de almacenamiento según horas.

Fuente: (Harjeet, 2016)

Cada sistema y/o aplicación se debe analizar de manera puntual, ya que existen requerimientos donde la batería debe funcionar por 15 minutos (donde la intención es cargarse y descargarse en cortos periodos de tiempo) o hasta 4 horas (modificando comportamientos en la demanda).

3.4.1 Proyecciones de costos en los BESS

Como ya se indicó en la sección anterior, los costos en los sistemas de bajo estudio han presentado una caída constante desde su aparición, según el reporte *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report* realizado por el Pacific Northwest National Laboratory, esta tendencia de disminución en los precios se va a mantener, estimando para el año 2025 los costos mostrados en la tabla 6.

Tabla 6. Costos totales BESS año 2018 / Proyección 2025

Fuente: (PNNL, 2019) (Traducción propia)

Tecnología	2018 costos \$/kWh		2025 costos \$/kWh	
	Cota inferior	Cota superior	Cota inferior	Cota superior
Sodio-Azufre	599	1,293	480	924
Li-Ion	393	581	308	419
Plomo-Acido	358	631	319	540
Sodio	703	1,274	529	860
Zinc	500	601	393	489
Redox	686	1,037	555	951

En la tabla 7 se presentan las estimaciones porcentuales (entre cotas superior e inferior) de disminución de los precios en los sistemas de almacenamiento de energía según el tipo de

tecnología, elaborada a partir de las proyecciones realizadas por PNNL. Donde se destaca la mayor disminución en las tecnologías de sodio y Li-Ion, para un promedio anual de disminución de precios de 3% aproximadamente. Mientras las menores disminuciones de precios se presentan en las tecnologías de Plomo-Ácido y Redox.

Tabla 7. Porcentajes de disminución proyectados 2018 - 2025.

Fuente: (PNNL, 2019) (Elaboración propia)

Tecnología	Porcentajes de disminución (2018 - 2025)	
	Cota inferior	Cota superior
Sodio-Azufre	19.87 %	28.54 %
Li-Ion	21.63 %	27.88 %
Plomo-Ácido	10.89 %	14.42 %
Sodio	24.75 %	32.50 %
Zinc	21.40 %	18.64 %
Redox	19.10 %	8.29 %

Otra fuente consultada corresponde a los informes anuales: “Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis” de la empresa de asesoría financiera LAZARD, donde durante los años del 2015 al 2018, se presenta una proyección porcentual de la disminución de los costos capital de las tecnologías de almacenamiento, la proyección se realizó para un período de 5 años. En la tabla 8 se recopila la información de los informes LAZARD, sobre las 2 tecnologías que presentaron la mayor disminución porcentual promedio proyectada, como se muestra a continuación:

Tabla 8. Proyecciones de disminución de costos capital (2015-2018)

Fuentes: (LAZARD, 2015) & (LAZARD, 2016) & (LAZARD, 2017) & (LAZARD, 2018).

Año	Tecnología	Proyección de disminución de costos a 5 años
2015	Flujo	38%
	Ion-Litio	47%
2016	Plomo-ácido	49%
	Ion-Litio	38%
2017	Flujo Zinc Bromuro	28%
	Ion-Litio	36%
2018	Flujo Zinc Bromuro	45%
	Ion-Litio	28%

En la tabla 8 se destacan las tecnologías predominantes en cuanto a tendencia en la disminución de precios, que corresponden a las baterías de flujo, plomo e Li-Ion, donde esta última se mantiene presente en cada uno de los informes LAZARD como una de las tecnologías con mayores porcentajes de disminución en precios.

Las principales razones para la disminución de precios en los sistemas de almacenamiento de energía de Li-Ion corresponden a la producción a mayor escala y a las mejoras de diseño e ingeniería. Por las tendencias del mercado el porcentaje proyectado se ha reducido, y ya en el informe del año 2018 se menciona como un factor las disminuciones de costos más lentas en los costos de balance de planta (BOP), costos de ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC por sus siglas en inglés) y costos del sistema de conversión de energía (PCS por sus

siglas en inglés), costos que representan una parte creciente del costo total del sistema. (LAZARD, 2018)

En el informe LAZARD 2017, se mencionan algunas tendencias respecto a las tecnologías destacadas en la tabla 8 . En el caso de las baterías de plomo, se destaca su bajo costo y su aplicación para bajo de requerimiento de ciclos y en cuanto a las baterías de flujo Zinc Bromuro, se destaca su uso para aplicaciones de mayor duración. (LAZARD, 2017)

3.4.2 Esquemas de negocios internacionales

Las empresas cada día buscan formas de promover sus productos y/o modelos de negocios; en el caso de los BESS, organizaciones como ENEL (empresa de origen italiano que se ha expandido alrededor del mundo, con presencia en Estados Unidos, Colombia y Perú, por ejemplo), han optado por esquemas donde brindan una solución completa al cliente final, como se deja ver en la figura 26. Prácticamente, el proyecto se vende como un “llave en mano”; la empresa contratada se encarga de construcción y puesta en marcha de los equipos, además de operar y darle el mantenimiento respectivo.

El punto de arranque, o bien, la clave, es el estudio previo que se le realiza al cliente, ya que se analizan al menos doce meses de facturación eléctrica para tener un panorama detallado del comportamiento de consumo; a partir de esa información, se elabora la propuesta en base al ahorro que el proyecto va a generar.

Según Grupo ENEL y ON Energy, este modelo de negocio nace, en primer lugar, al detectar que muchos de los clientes sienten temor al estar frente a una tecnología relativamente innovadora (al menos para los usos en lo que se está aplicando), y segundo, el costo de inversión inicial generaba cierta desconfianza, de esta manera, el proveedor acepta la mayoría de riesgo del proyecto. (Enel, 2019)



Figura 26. Modelo de negocios, Enel X, Perú

Fuente: (Enel, 2019)

3.5 Sistemas de almacenamiento a nivel nacional

Costa Rica, dentro de los cambios que se presentan a nivel mundial en innovaciones de nuevas tecnologías no se ha quedado atrás; en los últimos años se ha dado un auge en proyectos solares, tanto a nivel residencial como industrial, ahora, el siguiente paso al que se encamina es a los sistemas de almacenamiento mediante baterías, siempre y cuando, tal como se estima en los estudios internacionales, los precios sigan manteniendo esa constante hacia la baja.

Dentro de los posibles oferentes a nivel nacional se pueden identificar los siguientes:

3.5.1 SOLAR ING Costa Rica

Es la empresa de distribución autorizada para Costa Rica de los sistemas TESLA, que comercializa el sistema de almacenamiento con tecnología de Li-Ion, en el país se ha promocionado con más énfasis el sistema Powerpack, que se enfoca en clientes de sistema trifásico con necesidades que inician en los 232 kWh por unidad, este sistema es escalable de forma que permite incrementar su capacidad a la necesidad del cliente, aunque Tesla también posee el sistema Megapack con rangos superiores a los 3 MWh, este sistema aún no se introduce en el país. La empresa Solar ING proyecta introducir el sistema Powewall 2 que es un sistema compacto, de fácil instalación y libre de mantenimiento, para un enfoque residencial. Como se puede ver en la figura 27, las celdas, inversores y sistema de enfriamiento se encapsula dentro del mismo.

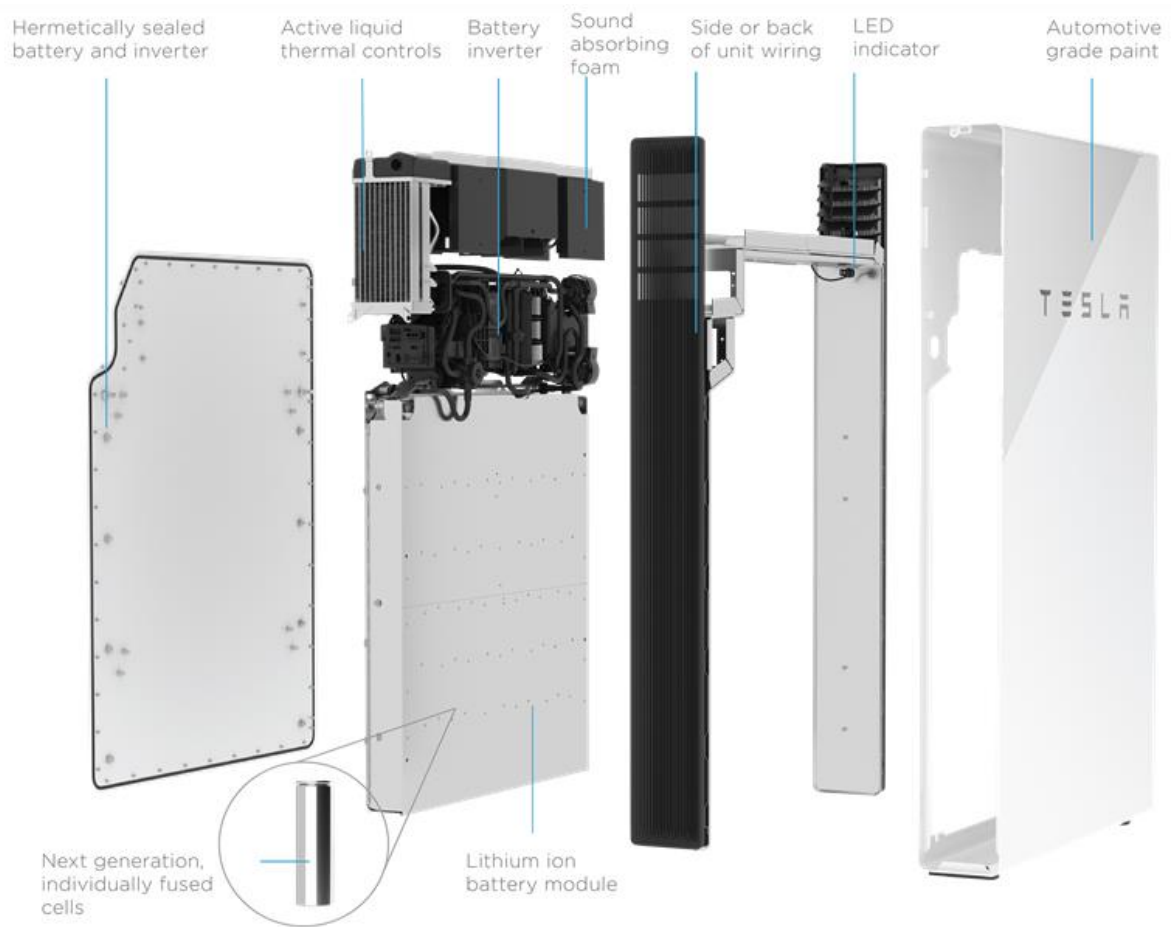


Figura 27. Composición interna de la Powerwall de Tesla.

Fuente: (Tesla, s.f.)

Tabla 9. Parámetros sistemas de almacenamiento de energía, Tesla¹.

Fuente: (Tesla, s.f.)

Parámetros	Powerwall 2	Powerpack
Tensión de CA (nominal)	120/240 V	380/480 V 3Φ
Energía total	14 kWh	-
Energía utilizable	13.5 kWh	232 kWh
Potencial real, máx. continua (carga y descarga)	5 kW	130 kW
Tensión CD de la batería interna	50 V	-
Eficiencia de ida y vuelta	90 %	88 %
Garantía	10 años	-
Escalable	Hasta 10 unidades	Ilimitado

En promedio un hogar costarricense tiene un consumo de 234 kWh mensuales, señalado así por la ARESEP. Según las nuevas disposiciones de la ARESEP, los consumos superiores a los 280 kWh pagarán un impuesto de ventas al valor agregado (IVA) de un 13 % (anteriormente se cobraba un 5 % para consumos mayores a los 250 kWh mensuales), como todo impuesto, esto ha venido a crear cierta resistencia y/o molestia en los usuarios, pero, también se puede ver como una oportunidad para mejorar nuestros hábitos de consumo o bien, hacer uso de las nuevas tecnologías presentes en el mercado. (Nación, 2017)

¹ Las fichas de la *Powerwall 2* y *Powerpack* de Tesla están disponibles en los anexos.

Los sistemas de almacenamiento no van a cambiar la cantidad consumida por el usuario, pero permiten que se almacene energía en las horas de menor costo (si la tarifa eléctrica varía el costo según la hora) y que se extraiga de ella en horas de mayor costo, también pueden implementarse en conjunto con sistemas fotovoltaicos para almacenar parte de la producción de energía que no se consume en el momento y de esta forma utilizarla en horas posteriores.

¿Cómo se puede ilustrar esto? Analizando cada familia en particular, las empresas que representan este tipo de sistemas pueden dimensionar un sistema de acuerdo a cada necesidad (partiendo del hecho de que la estructura tarifaria haga que sea atractivo y rentable usar este tipo de sistemas).

Según la información investigada, un sistema como el mostrado en la figura 27 tiene un costo aproximado de 7,000 USD, estimando una entrega de 5 kWh/día. (ELECTREK, 2020)

3.5.2 SIEMENS

La empresa alemana en alianza con la empresa AES, a partir de enero de 2018 forma un equipo para fortalecer el desarrollo tecnológico en sistemas de almacenamiento con baterías, con la marca pionera FLUENCE.

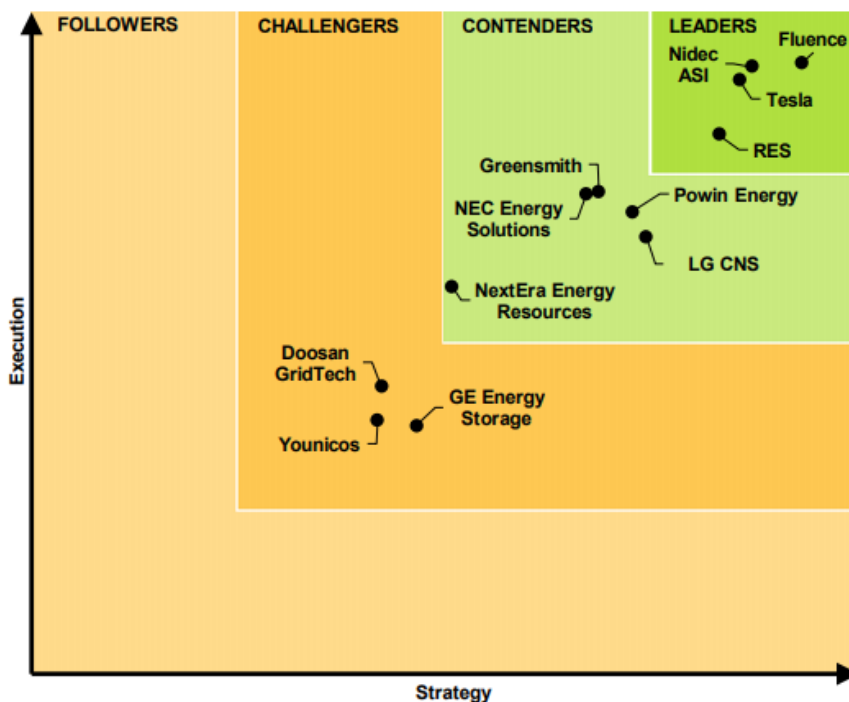


Figura 28. Líderes en integración de baterías

Fuente: (Eller & Dehamna, 2018)

Un estudio elaborado por Navigant Research, para el cuarto trimestre de 2018, señala las 12 compañías a nivel mundial que se mantienen como las más sólidas este mercado (y emergen en esta carrera), situando a FLUENCE dentro de las líderes. (Eller & Dehamna, 2018)

De momento los enfoques de esta compañía (FLUENCE) son a nivel industrial, con potencias superiores a los 2 MW; en la tabla 10 se detallan las potencias de su oferta:

Tabla 10. Modelos de almacenamiento FLUENCE

Fuente: (FLUENCE, 2020)

Característica	SIESTORAGE	Advancion	SunFlex
Potencia	2 MW-100 MW	500 kW-100 MW	2 MW-100 MW
Energía	20 minutos - 2 horas	30 minutos - 8 horas	2 + horas
Escalable	Sí	Sí	Sí
Encapsulado	Contenedor	Contenedor	Contenedor

3.5.3 HIPOWER

Empresa costarricense que busca constantemente soluciones en proyectos residenciales como industriales; registran desde al año 2011 más de 200 proyectos, con más de 8MW instalados, en el área de energías renovables, con tecnologías solares; recientemente han empezado a incursionar en los proyectos de BESS.

Inicialmente, desde su fundación en el año 2010, se ha dedicado a los proyectos fotovoltaicos, donde han tenido un éxito considerable, ya que les ha ofrecido a diversos sectores de la población, acceso a la energía limpia, en lugares remotos donde el acceso a la electricidad es muy limitado.

En alianza con la marca comercial EverExceed (fundada en 1985), HiPower presenta su solución en sistemas de almacenamiento con paneles solares, y sistemas únicamente con baterías.

En la tabla 11 se observa el modelo EGX, disponible para el área residencial; cualquiera de estos modelos es capaz de trabajar por más de 3 000 ciclos, con una vida útil de 10 años. (EverExceed, 2020)

Tabla 11. Modelo EGX

Fuente: (EverExceed, 2020)

Modelo		EGX			
Batería	Capacidad	5 kWh	7.5 kWh	10 kWh	15 kWh
	Tipo	Li-Ion			
Parámetros	Tensión de entrada	120/240 V - 120/208 V			
	Eficiencia	92 %			
	Tensión de la batería	115 VDC			

3.5.4 NEXCON / Enersys PowerFull Solutions

Nexcon en alianza con la casa comercial EnerSys PoweFull Solutions brinda una solución para distintos sectores donde son utilizadas las baterías; propiamente para los sectores de interés en este trabajo, podemos destacar el producto abajo detallado, que, según la información técnica, su eficiencia es del 95 %.

Tabla 12. Modelo HP2

Fuente: (EnerSys, EnerSys Powerfull Solutions, 2020)

Modelo		HP2			
Batería	Capacidad	10 kVA	30 kVA	40 kVA	75 kVA
	Tipo	Li-Ion			
	Eficiencia	95 %			
	Tensión	115 VDC			

Las potencias indicadas en la tabla 12 las disponen en tensiones monofásicas de 120/240 V y trifásicas en 120/208 V; el proveedor como tal, se encarga de entregar el sistema en su totalidad, simplemente de conectar a la red eléctrica existente.

3.5.5 Otros proveedores locales

Se tiene conocimiento que existen otras empresas con la capacidad de brindar soluciones en sistemas de almacenamiento de energía (BESS; battery energy storage systems), por ejemplo, CFS y REDETEL S.A., en sus respectivas páginas web promocionan sus departamentos de proyectos especiales y de desarrollo de energías, sin embargo, para el desarrollo de este trabajo, la información disponible es insuficiente para ahondar un poco más en este apartado.

4 CAPÍTULO 4. Estructuras tarifarias

En Costa Rica las diferentes empresas de energía eléctrica tienen estructuras tarifarias que difieren entre sí y a su vez en varias categorías, definidas de acuerdo con el cliente servido (sin dejar de lado que los clientes en alta tensión compran electricidad sin que se tenga por medio una distribuidora). Estas tarifas son calculadas y aprobadas por la ARESEP, mediante una metodología definida por ésta y ante la presentación de una solicitud de la empresa distribuidora, las cuales, empiezan a regir una vez que se publican en el diario oficial del país, La Gaceta.

ARESEP define la metodología tarifaria como: “un conjunto de fórmulas y criterios con los cuales se va a obtener el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en el total de los costos y de la expansión de la infraestructura eléctrica. Lo anterior permite considerar la demanda vegetativa y la expansión del suministro eléctrico, bajo las condiciones de calidad establecidas, para el periodo en que estará presente la tarifa”. (ARESEP, ARESEP/Metodologías, 2019)

Según el párrafo anterior, la metodología establece las fórmulas y criterios para determinar el costo de la electricidad; de éstos se desprenden las estructuras tarifarias.

Una estructura tarifaria desglosa los cargos que se reflejarán en la factura del usuario final del servicio, estos cargos buscan recuperar los costos asociados con todas las actividades requeridas para suministrar electricidad (tomando también que se debe tener una utilidad para que el negocio eléctrico sea rentable).

4.1 Periodos horarios en la estructura tarifaria

Los cargos en la estructura tarifaria pueden variar de acuerdo con los periodos horarios, que están definidos para todas las empresas proveedoras de electricidad de la misma forma, con base a la distribución de las 24 horas diarias en 3 periodos que corresponden a: punta, valle y nocturno, como se indica a continuación:

“Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos”. (ICE, 2019)

“Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes”. (ICE, 2019)

“Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes”. (ICE, 2019)

4.2 Estructuras tarifarias ICE y COOPELESCA.

El eje de estudio de este proyecto gira en torno a las estructuras tarifarias de las empresas eléctricas ICE y COOPELESCA, en busca de encontrar una optimización adecuada para realizar una respuesta a la demanda por parte de los clientes que minimice el pago de la factura de electricidad.

En la figura 29 y la figura 30 se ilustra la distribución de abonados que poseen las empresas COOPELESCA e ICE respectivamente, para el año 2020 según ARESEP.

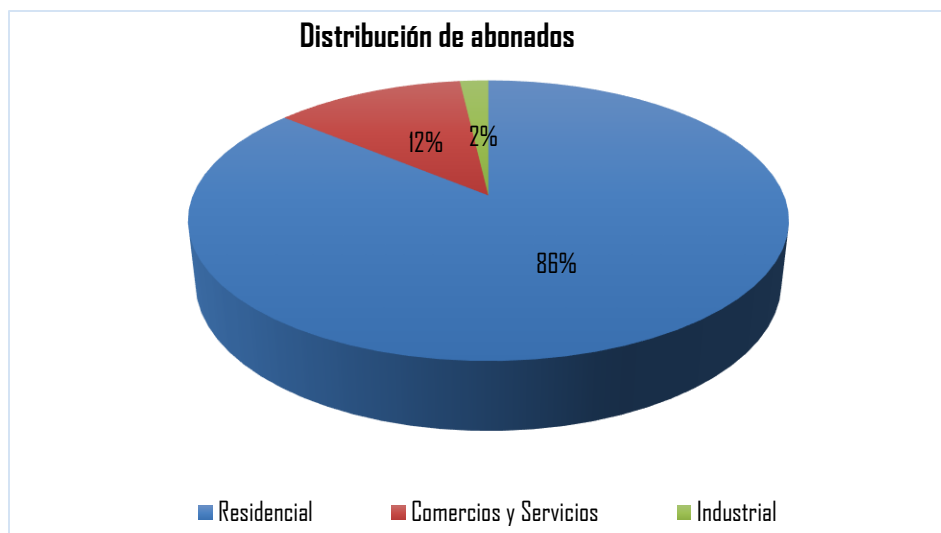


Figura 29. Distribución de abonados/COOPELESCA
(ARESEP, Composición de la demanda por tarifa, 2020)

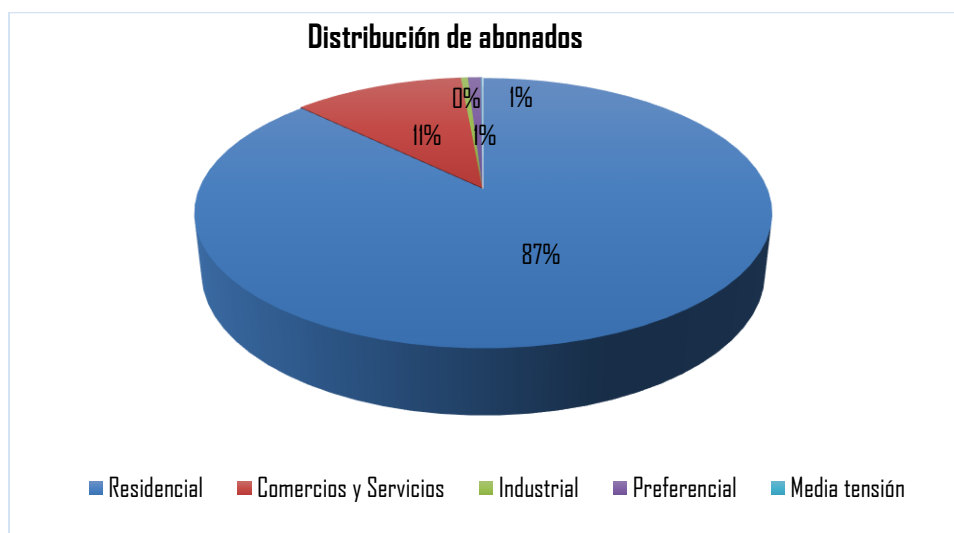


Figura 30. Distribución de abonados/ICE
(ARESEP, Composición de la demanda por tarifa, 2020)

La clasificación de un abono dentro de una estructura tarifaria se establece a continuación:

Tarifa Residencial (T-RE)

“Aplica para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes en condominios residenciales”. (ICE, 2019)

Tarifa Comercios y Servicios (T-CO)

“Aplica para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas utilizadas por el Banco Central de Costa Rica”. (ICE, 2019)

Tarifa en Media Tensión (T-MT)

“Aplica para el suministro de energía y potencia, para abonados servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por periodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario”. (ICE, 2019)

Tarifa en Media Tensión (T-MTb)

Constituye una tarifa opcional que aplica para clientes que cumplen con las siguientes características de consumo (ICE, 2019):

- Consumo mensual mínimo deber ser de 1.000.000 kWh (al menos 10 de los 12 meses al año).
- Potencia mínima mensual debe ser de 2.000 kW (al menos 10 de los 12 meses al año).

- Si en el mes número 12 no se ha cumplido con las restricciones, se agregan los kWh necesarios para completar el valor requerido, y se aplica el costo en periodo punta.
- Se excluyen de las restricciones de potencia y energía a los clientes están certificadas con la norma de calidad ISO 50001 y que han implementado acciones de eficiencia energética.

Tarifa Industrial (T-IN)

“Aplica para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas utilizadas por el Banco Central de Costa Rica” (ICE, 2019)

Tarifa de transmisión de electricidad (T-TE)

“Aplica para el transporte de electricidad al sistema de distribución ICE, empresas distribuidoras y clientes directos del servicio de generación del ICE que retiren energía del sistema de transmisión”. (ICE, 2019)

Tarifa de abonados directos del servicio de generación del ICE (T-UD)

“Aplica para el suministro de energía y potencia en alta tensión a clientes directos del servicio de generación del ICE.” (ICE, 2019)

4.2.1 Desglose de estructuras tarifarias ICE y COOPELESCA

En la tabla 13 y la tabla 14 se detallan las estructuras tarifarias para los abonados residenciales de las empresas proveedoras de electricidad ICE y COOPELESCA.

Tabla 13. Tarifas residenciales, 1° trimestre 2020. ICE

Fuente: (ARESEP, 2020)

Tipo de Tarifa	Descripción	Bloque	Tarifa
T-RE (ICE)	Residencial	a. Bloque 0-40 kWh	₡ 3,132.40
		b. Bloque 41-200 kWh	₡ 78.31
		c. Bloque mayor a 200 kWh	₡ 141.13

Tabla 14. Tarifas residenciales, 1° trimestre 2020. COOPELESCA

Fuente: (ARESEP, 2020)

Tipo de Tarifa	Descripción	Bloque	Tarifa
T-RE (COOPELESCA)	Residencial	a. Bloque 0-40 kWh	₡ 2,247.30
		b. Bloque 41-200 kWh	₡ 74.91
		c. Bloque mayor a 200 kWh	₡ 94.17

En las tabla 15 y tabla 16 se detallan las estructuras tarifarias de las empresas proveedoras de electricidad COOPELESCA e ICE respectivamente; es importante destacar que estas tablas muestran las tarifas donde existen diferenciaciones horarias o cobros por potencia, donde se puede ver como un incentivo modificar la demanda por medio del almacenamiento de la energía en baterías para usarla luego en los periodos donde el costo de abastecimiento es más alto.

Tabla 15. Tarifas de distribución. 1° trimestre 2020. COOPELESCA.

Fuente: (ARESEP, 2020)

Tipo de tarifa	Descripción	Bloque	Tarifa
T-CO	Comercios y servicios	a. Consumo de energía menor o igual a 3000 kWh	₡ 97.39
		b. Bloque 0-3000 kWh	₡237,570.00
		c. Bloque mayor a 3000 kWh	₡ 79.19
		d. Bloque de 0-10 kW	₡ 47,960.30
		e. Bloque mayor a 10 kW	₡ 4,796.03
T-IN	Industrial	a. Consumo de energía de energía menor o igual a 3000 kWh	₡ 97.39
		b. Bloque 0-3000 kWh	₡237,570.00
		c. Bloque mayor a 3000 kWh	₡ 79.19
		d. Bloque de 0-10 kW	₡ 47,960.30
		e. Bloque mayor a 10 kW	₡ 4,796.03
T-MT	Media tensión	a. Energía punta	₡ 78.12
		b. Energía valle	₡ 66.34
		c. Energía noche	₡ 59.93
		d. Potencia punta	₡ 4,494.28
		e. Potencia valle	₡ 4,494.28
		f. Potencia nocturna	-

Tabla 16. Tarifas de distribución. 1º trimestre 2020. ICE. Fuente: (ARESEP, 2020)

Tipo de Tarifa	Descripción	Bloque	Tarifa
T-CO	Comercios y servicios	a. Consumo de energía menor o igual a 3000 kWh	₡ 117.93
		b. Consumo de energía cada kWh	₡ 70.56
		c. Consumo de potencia cada kW	₡ 11,664.59
T-IN	Industrial	a. Consumo de energía menor o igual a 3000 kWh	₡ 117.93
		b. Consumo de energía cada kWh	₡ 70.56
		c. Consumo de potencia cada kW	₡ 11,664.59
T-MT	Media tensión	a. Energía punta	₡ 67.67
		b. Energía valle	₡ 25.13
		c. Energía noche	₡ 15.47
		d. Potencia punta	₡ 10,980.21
		e. Potencia valle	₡ 7,666.53
		f. Potencia noche	₡ 4,910.59
T-MTb	Media tensión	a. Energía punta	₡ 121.54
		b. Energía valle	₡ 41.76
		c. Energía noche	₡ 26.80
		d. Potencia punta	₡ 3,569.77
		e. Potencia valle	₡ 2,492.04
		f. Potencia noche	₡ 1,596.95
T-UD	Usuarios directos	a. Energía punta	\$ 0.061
		b. Energía valle	\$ 0.050
		c. Energía noche	\$ 0.044
		d. Potencia punta	\$ 3.275
		e. Potencia valle	\$ 3.275
		f. Potencia noche	\$ -
T-CS	Preferencial	a. Consumo de energía menor o igual a 3000 kWh	₡ 79.26
		b. Consumo de energía cada kWh	₡ 47.37
		c. Consumo de potencia cada kW	₡ 7,639.46

El objetivo de las categorías tarifarias seleccionadas, es analizar el comportamiento que podría darse en el perfil de consumo y en los costos de abastecimiento energético del cliente, al ejercer respuesta a la demanda mediante baterías, como se indica en el Capítulo 3.

En el caso puntual de las tarifas residenciales del ICE y COOPELESCA (tabla 13 y tabla 14), no hay un incentivo para que los abonados “muevan” sus picos de consumo a otros periodos de tiempo, ya que el cobro por energía se realiza mediante bloques de consumo de energía que no dependen del instante de tiempo en que se realiza el consumo. Pero como se detalla en el próximo capítulo, en el abonado residencial se incluye un análisis comparativo al incluir la tarifa residencial horaria del proveedor eléctrico CNFL, aunque dicha empresa no forma parte del análisis, esta empresa es la única en el país que a la fecha aplica dicho sistema tarifario. En el análisis se comparará la respuesta a la demanda de un cliente residencial de COOPELESCA ante el sistema horario T-REH de CNFL.

Tabla 17. Tarifas para clientes residencial horario, 1° trimestre 2020. CNFL

Fuente: (ARESEP, 2020)

Tipo de Tarifa	Descripción	Bloque	Tarifa
T-REH (CNFL)	Residencial Horario	a. Bloque 0-300 kWh Punta	₡ 164.16
		b. Bloque 0-300 kWh Valle	₡ 68.07
		c. Bloque 0-300 kWh Noche	₡ 28.02
		d. Bloque 301-500 kWh Punta	₡ 186.87
		e. Bloque 301-500 kWh Valle	₡ 76.07
		f. Bloque 301-500 kWh Noche	₡ 32.03
		g. Bloque mayor a 500 kWh Punta	₡ 221.55
		h. Bloque mayor a 500 kWh Valle	₡ 89.42
		i. Bloque mayor a 500 kWh Noche	₡ 41.38

5 CAPÍTULO 5. Algoritmo para la optimización

El problema de optimización se plantea por la necesidad de estudiar la respuesta a la demanda que pueden ejercer clientes en diferentes categorías tarifarias, ante un escenario donde pueden controlar las horas de consumo energético que realizan directamente del proveedor eléctrico, esto mediante la utilización de un sistema de almacenamiento energético (baterías), de modo que puedan almacenar energía a bajo costo para poder utilizarla cuando los costos sean mayores o para evitar cargos por potencia.

5.1 Estructura del algoritmo de optimización

Un algoritmo de optimización busca minimizar o maximizar una función objetivo, bajo condiciones específicas conocidas como restricciones del problema, de modo que se pueda establecer el conjunto de valores que permitan obtener una solución única. Para resolver un problema de optimización existen diferentes metodologías, solucionadores y plataformas, que son seleccionados de acuerdo con las características de la función objetivo y las restricciones, permitiendo así obtener el resultado al problema de optimización planteado.

La estructura general de un algoritmo de optimización se muestra a continuación:



Figura 31. Estructura del algoritmo de optimización.

Bajo esta estructura el problema de optimización se plantea para cada cliente considerando una minimización de la función objetivo, que es definida por los costos tarifarios asociados al abastecimiento energético requerido por el cliente, además se establecen restricciones que

representen la operación de carga y descarga en la batería seleccionada, de acuerdo con sus características técnicas.

Como resultados de la optimización se obtendrán los periodos y las cantidades de abastecimiento que deben realizarse por parte del proveedor eléctrico y para la carga y descarga asociados a la batería, resultados que en conjunto permiten la disminución en la facturación por abastecimiento eléctrico del cliente.

5.1.1 Ecuaciones para construcción del algoritmo de optimización

Previo a establecer las ecuaciones del algoritmo de optimización se deben distinguir las variables que corresponden a variables de optimización, y que definirán los resultados del problema en análisis, estas son:

$Suministro_{proveedor}$ = energía suministrada por el proveedor eléctrico en cada instante.

$Estado_{batería}$ = energía de carga/descarga en batería en cada instante.

$Acumulado_{batería}$ = energía acumulada por la batería en cada instante.

Las ecuaciones base que conforman el problema de optimización a minimizar, como lo son la función objetivo, las restricciones y condiciones adicionales de análisis, se presentan a continuación, y son modificadas de acuerdo con los requerimientos de cada cliente:

5.1.1.1 Función objetivo

$$Fn_Costos = \sum_{t=1}^n Suministro_{proveedor}(t) * Costo \quad (1)$$

Donde:

Fn_Costos = representa la función objetivo a minimizar.

t = corresponde a la cantidad de suministros de energía en el periodo de análisis (pueden ser cada 10 minutos o cada 15 minutos según corresponda para el proveedor eléctrico).

n = corresponde al total de suministros de energía en el periodo de análisis.

$Suministro_{proveedor}$ = energía suministrada por parte del proveedor eléctrico, en el periodo de análisis.

$Costo$ = Tarifas de energía en colones o dólares según corresponda (ver Capítulo 4).

5.1.1.2 Restricciones para operación de batería

a) Tasa carga/descarga máxima

$$Tasa_{c/d} = Potencia_{batería-nominal} / d \quad (2)$$

Donde:

$Tasa_{c/d}$ = tasa de carga/descarga continua por lapso de tiempo.

$Potencia_{batería-nominal}$ = Valor de potencial nominal de la batería, en kW.

d = cantidad de mediciones por hora.

b) Límites en la capacidad de la batería y el proveedor eléctrico.

$$0 \leq Suministro_{proveedor} \quad (3)$$

$$-Tasa_{c/d} \leq Estado_{batería} \leq Tasa_{c/d} \quad (4)$$

$$-Energía_{batería} \leq Acumulado_{batería} \leq Energía_{batería} \quad (5)$$

c) Balance de flujos de energía

$$Suministro_{proveedor} + Estado_{batería} = Consumo_{cliente} \quad (6)$$

Donde:

$Consumo_{cliente}$ = Consumo registrado por el cliente en el periodo en análisis, en kWh.

d) Condición inicial y final del estado de carga en la batería.

$$Estado_{batería}(1) = 0 \quad (7)$$

$$Acumulado_{batería}(1) = 0 \quad (8)$$

$$Acumulado_{batería}(n) = 0 \quad (9)$$

e) Condición para el almacenamiento de energía en la batería.

$$Almacenamiento_{batería}(t) = Almacenamiento_{batería}(t - 1) - Estado_{batería}(t) \quad (10)$$

5.1.1.3 Condiciones adicionales

Si el escenario en estudio permite una operación activa en la batería, se incorporan las siguientes condiciones en el análisis:

f) Conteo de ciclos de la batería por periodo de análisis.

$$Ciclos = \sum_{t=1}^n Estado_{batería}(t) / Energía_{batería} \quad para \quad Estado_{batería} < 0 \quad (11)$$

g) Ecuación de costos de abastecimiento energético incorporando el efecto de la eficiencia de la batería.

$$Costo_{EF} = \sum_{t=1}^n Suministro_{proveedor_{EF}}(t) * Costo \quad (12)$$

Donde:

$Costo_{EF}$ = ecuación de costos que incluye el efecto de la eficiencia en la operación de la batería.

$Suministro_{proveedor_EF}$ = energía suministrada por parte del proveedor eléctrico, incorporando el adicional de energía requerido por pérdidas en la batería.

$Costo$ = Tarifas de energía y potencia según corresponda (ver Capítulo 4).

h) Suministro eléctrico del proveedor con el efecto de la eficiencia de la batería.

$$Suministro_{proveedor_EF} = Suministro_{proveedor} + Diferencia_{EF} \quad (13)$$

Donde:

$Suministro_{proveedor}$ = energía suministrada por el proveedor eléctrico en cada instante, obtenido de los resultados de la optimización.

$Diferencia_{EF}$ = cambio en el estado de la batería por efecto de la eficiencia.

i) Diferencia presente en el estado de la batería por efecto de la eficiencia.

$$Diferencia_{EF} = Estado_{batería} - Estado_{batería_EF} \quad (14)$$

Donde:

$Estado_{batería}$ = energía de carga/descarga en la batería en cada instante, obtenido de los resultados de la optimización.

$Estado_{batería_EF}$ = estado de la batería con la eficiencia.

j) Estado de la batería incorporando el efecto de la eficiencia.

$$Estado_{batería_EF} = Estado_{batería} * \eta \quad \text{para } Estado_{batería} > 0 \quad (15)$$

Donde:

η = Eficiencia de la batería

5.1.1.4 Ecuaciones para inclusión de cargo por demanda

En términos de medición de consumo de los clientes los proveedores eléctricos realizan el registro de datos en diferentes lapsos, para el ICE cada 15 minutos (4 datos por hora) y para COOPELESCA cada 10 minutos (6 datos por hora) con excepción de los clientes industriales que son registrados cada 15 minutos. Del mismo registro de datos se extrae tanto la potencia máxima registrada por periodo como la energía total requerida por el cliente, para la obtención de la energía solo es necesario dividir la suma de los datos de medición entre la cantidad de datos por hora (según corresponda por proveedor), como se muestra en la ecuación (16).

$$Medición_{energía} = \frac{\sum Datos_{medición}}{d} \quad (16)$$

Donde:

$Datos_{medición}$ = datos de consumo registrados por el cliente, en kW.

d = cantidad de datos por hora.

Ya que la función objetivo (1) está en términos de energía únicamente, y debido a que la operación de determinación de valores máximos no está admitida dentro de las operaciones con variables de optimización para funciones objetivo². Para poder incluir el cargo por potencia máxima en los clientes que lo requieran por su categoría tarifaria, se implementará la ecuación (17) como parte de las restricciones en el algoritmo, con el objetivo de limitar en términos de energía los picos de consumo que se registran por el cliente, restricción que tendrá efecto en los datos de potencia máxima directamente.

² Las operaciones admitidas con variables y expresiones de optimización, en detallan en (MATLAB, s.f.).

k) Limitación del suministro de energía por parte del proveedor eléctrico.

$$Suministro_{proveedor} \leq (Consumo_{cliente_max_periodo} - Tasa_{c/d} * R) \quad (17)$$

Donde:

$Consumo_{cliente_max_periodo}$ = el máximo valor de energía registrado por el cliente.

$Tasa_{c/d}$ = corresponde a la capacidad de carga y descarga de la batería (ecuación (2)).

R = porcentaje de reducción aplicado a la $Potencia_{batería}$, para el pico de consumo máximo que registre el cliente en el periodo de análisis.

Posterior al proceso de optimización para ver reflejada la disminución en el cargo por potencia que se efectuó, se utiliza la ecuación (18) que incorpora los nuevos consumos máximos vistos desde la perspectiva del proveedor eléctrico.

l) Incorporación del cargo por potencia en la facturación del cliente.

$$\begin{aligned} Costo_{potencia} = & \left[\max_{nocturno} (Suministro_{proveedor}) * Costo_{nocturno} \right. \\ & + \max_{valle} (Suministro_{proveedor}) * Costo_{valle} \\ & \left. + \max_{punta} (Suministro_{proveedor}) * Costo_{punta} \right] * d \end{aligned} \quad (18)$$

Donde:

$\max_{periodo} (Suministro_{proveedor})$ = corresponde al valor máximo de energía suministrado por el proveedor eléctrico en cada periodo (nocturno, valle, punta), a partir de los resultados de optimización.

$Costo_{periodo}$ = corresponde al costo por periodo (nocturno, valle, punta) asociado al abastecimiento de la potencia máxima registrada (ver Capítulo 4).

d = cantidad de datos por hora.

Finalmente, para la obtención del costo total de suministro energético se utiliza la ecuación (19), que considera el costo por energía total consumida y el costo por potencia máxima registrada.

m) Costo de suministro energético total para el cliente.

$$Costo_{TOTAL} = Fn_Costos + Costo_{potencia} \quad (19)$$

Donde:

Fn_Costos = corresponde al costo por suministro de energía (es decir, a la función objetivo evaluada en los valores de $Suministro_{proveedor}$ obtenidos en la optimización).

$Costo_{potencia}$ = corresponde al costo asociado al cargo por potencia.

5.2 Diseño del algoritmo con el software MATLAB

El software seleccionado para la construcción del algoritmo de optimización fue MATLAB, ya que es ampliamente utilizado en diversos campos de investigación para diseño de algoritmos de optimización, debido a la variedad de solucionadores que permite implementar. Además, permite la construcción del algoritmo mediante código de programación o por medio de la herramienta *optimization*, esta última opción limita su utilización por un tema de licencia adicional para el producto.

En cuanto a la elección del solucionador en MATLAB facilita la siguiente tabla, donde se simplifica la escogencia por características de la función objetivo y de las restricciones:

Tabla 18. Solucionador en MATLAB por tipo de restricción y objetivo.

<i>Tipo de Restricción</i>	<i>Tipo de Objetivo</i>				
	Lineal	Cuadrática	Mínimos Cuadrados	Suave no lineal	No suave
Ninguno	n/a (f = const, o min = $-\infty$)	quadprog, Information	mldivide, lsqcurvefit, lsqnonlin, Information	fminsearch, fminunc, Information	fminsearch, *
Límite	linprog, Information	quadprog, Information	lsqcurvefit, lsqin, lsqnonlin, lsqnonneg, Information	fminbnd, fmincon, fseminf, Information	fminbnd, *
Lineal	linprog, Information	quadprog, Information	lsqin, Information	fmincon, fseminf, Information	*
Suave general	fmincon, Information	fmincon, Information	fmincon, Information	fmincon, fseminf, Information	*
Discreto, con límite o lineal	intlinprog, Information	*	*	*	*

* Los solucionadores relevantes se encuentran en *Global Optimization Toolbox* (MATLAB, s.f.)

En el diseño del algoritmo se implementó el solucionador de tipo *linprog*, correspondiente a una función objetivo lineal y restricciones lineales (tabla 18).

Para la construcción del algoritmo de optimización se trabajó mediante la opción por código e implementando la opción del *solver* de MATLAB. En la siguiente tabla se realiza una descripción de los principales puntos a considerar en MATLAB al plantear la optimización de una función objetivo:

Tabla 19. Configuración de un algoritmo de optimización en MATLAB

Elemento	Descripción
<i>Optimvar</i>	<p>Permite crear las variables de optimización necesarias en el formato adecuado para la interpretación del solucionador. Permite establecer directamente por variable: el tamaño, los límites y el tipo de dato (continuo o entero).</p> <p>Debido a su formato las expresiones que se creen solo pueden ser visualizadas empleando el comando <i>showvar</i>.</p>
<i>Optimexpr</i>	<p>Permite crear variables en el formato necesario para establecer algunas de las restricciones del problema.</p> <p>Debido a su formato las expresiones que se creen solo pueden ser visualizadas empleando el comando <i>showexpr</i> y <i>showconstr</i>, para expresiones y restricciones respectivamente.</p>
<i>Optimproblem</i>	<p>Mediante este comando, se define si se trata de una maximización o minimización, además es usado para la definición del objetivo y las restricciones del problema.</p> <p>Debido a su formato solo puede ser visualizada empleando el comando <i>showproblem</i></p>
<i>Optimoptions</i>	<p>Este comando es opcional, es usado para especificar parámetros adicionales de la optimización, además de opciones de visualización en la solución del problema planteado.</p>
<i>Solver</i>	<p>Corresponde al solucionador del problema de optimización, en este punto se puede seleccionar el tipo de solucionador según la tabla 18, o se puede realizar una solución en modo automático.</p> <p>Si se especificaron opciones adicionales en <i>optimoptions</i>, deben ser declaradas en este punto.</p>

5.3 Implementación del algoritmo en las diferentes estructuras tarifarias

La aplicación del algoritmo de optimización se realiza utilizando los datos de perfiles de consumo para clientes de COOPELESCA y el ICE, como se muestra en la tabla 20. Para cada cliente se plantean escenarios con respecto a la capacidad del sistema de baterías y las restricciones que apliquen según cada categoría tarifaria en la estructura planteada en la sección 5.1.1.

El algoritmo implementado permite obtener como resultados los costos mensuales y anuales de facturación al utilizar la batería para realizar respuesta a la demanda, así como el suministro eléctrico óptimo que debe darse entre el proveedor del servicio eléctrico y el sistema de baterías para el consumo requerido por el cliente.

Tabla 20. Clientes en estudio según proveedor eléctrico.

COOPELESCA	ICE
Residencial (T-RE)	-
Comercial (T-CO)	
Media Tensión (T-MT)	
-	Media Tensión tarifa b (T-MTb)
Industrial (T-IN)	
-	Preferencial de carácter social (T-CS)
-	Abonados directos (T-UD)

En los perfiles de clientes de la empresa COOPELESCA, se trabajó con datos semanales de consumo típico de cada cliente, con una frecuencia de datos de 10 minutos (6 datos por hora), excepto para el cliente industrial donde se trabajó con datos anuales con una frecuencia de datos de 15 minutos (4 datos por hora). En el caso de los perfiles de clientes de la empresa ICE, abarcan un año de consumo por cliente con una frecuencia de datos de 15 minutos.

5.3.1 Sistema de almacenamiento para el algoritmo

Para la selección del sistema de almacenamiento de energía a utilizar en las simulaciones del algoritmo de optimización, se seleccionó un sistema con la tecnología de litio en consideración con los hallazgos sobre la tecnología con mayor popularización en el mercado y las mejores características de desempeño, como referencia se consideraron los sistemas de Tesla de modelos Powerwall (120/240 V fase partida) y Powerpack (380/480 trifásico), que están siendo introducidos al mercado nacional.

Ambos modelos³ considerados son escalables, lo que permite para cada cliente en análisis aproximar las capacidades requeridas al incrementar la cantidad de unidades de almacenamiento, en el caso del sistema Powerwall que posee una capacidad por unidad de 13.5 kWh y 5 kW (tabla 9) se puede escalar hasta en 10 unidades, mientras el sistema Powerpack con capacidad por unidad de 232 kWh y 130 kW (tabla 9) es escalable de forma ilimitada.

³ Las fichas de los modelos considerados se muestran en los anexos: 10.1.1 y 10.1.2.

5.3.2 Algoritmo para tarifa residencial

5.3.2.1 T-RE COOPELESCA

La tarifa para clientes residenciales de la empresa COOPELESCA, en la facturación realiza únicamente el cargo por energía de manera escalonada como se indica en la tabla 14. En la figura 32 se muestra el perfil de consumo para un periodo semanal en un cliente residencial, la figura muestra el comportamiento típico del cliente, que semanalmente requiere un total de 109.54 kWh.

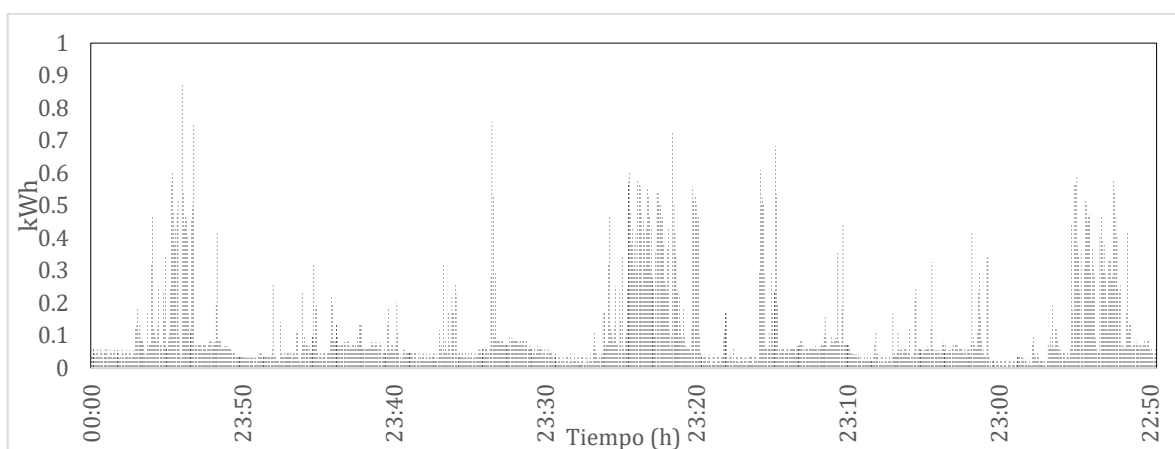


Figura 32. Perfil de consumo semanal cliente residencial. COOPELESCA

Para el ajuste del algoritmo en el cliente se utilizan las ecuaciones de la (1) a la (15) presentadas en la sección 5.1.1, aplicando el perfil de consumo y la estructura tarifaria (tabla 14). Adicional esto se considera un sistema de almacenamiento energético en condiciones de operación ideales, es decir, con eficiencia al 100 %, sin nivel de reserva mínimo, y sin limitación en la cantidad de ciclos, así mismo se considera que el sistema cuenta con sistema de enfriamiento para control de temperatura

Se utiliza como sistema de almacenamiento una unidad *Powerwall*, que permite almacenar 13.5 kWh con lo cual se puede abastecer un 8 % del requerimiento semanal de energía del cliente. Al implementar el algoritmo de optimización se obtienen los siguientes resultados en la respuesta a la demanda del cliente:

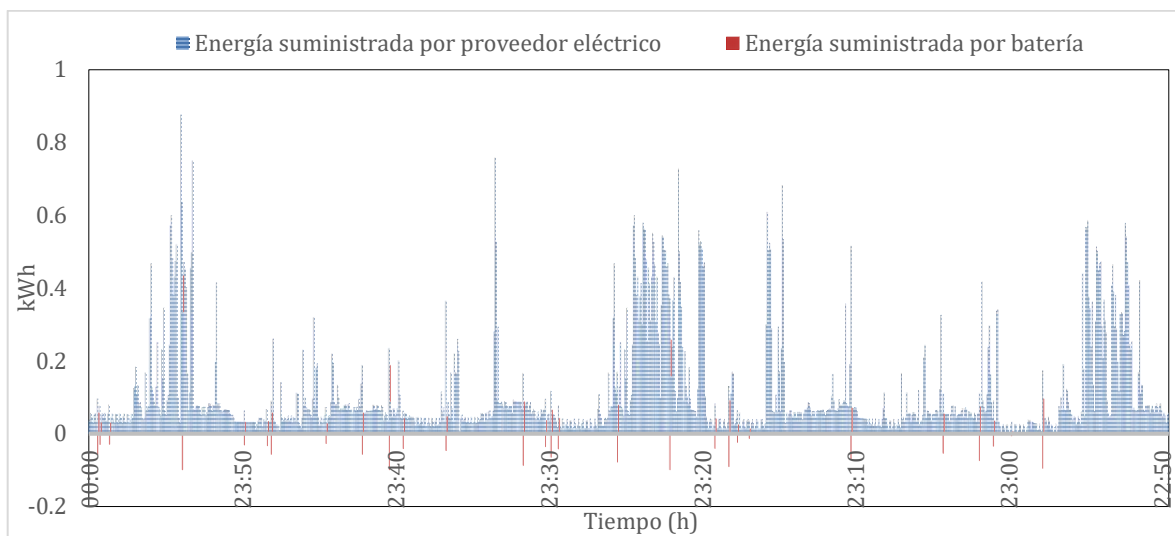


Figura 33. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería T-RE.
COOPELESCA

Tabla 21. Resultado optimización T-RE, periodo semanal. COOPELESCA

Descripción	Resultado
Energía total requerida	109.54 kWh
Facturación sin batería ^(A)	€8,206
Facturación con batería (optimizado) ^(B)	€8,185
Ahorro ^{(A)-(B)}	€21

Como se puede observar en la figura 33, el proveedor eléctrico suministra la energía requerida por el cliente, la participación de la batería no es representativa, esto se debe a que la estructura tarifaria es constante, por lo cual no hay una variación en los costos de la energía según la hora, y el comportamiento de la batería considera la restricción de finalizar el periodo totalmente descargada, por esta razón se observan algunos movimientos de carga y descarga en la batería.

Con respecto a los costos de abastecimiento energético, previo a la optimización el costo total por la energía requerida (109.54 kWh) para la semana de análisis es de ¢ 8,206 (según tarifas presentadas en tabla 14), posterior a la optimización se obtiene ¢ 8,185 como se indica en los resultados de la tabla 21, para un ahorro semanal de ¢ 21. Este ahorro es despreciable debido a que la batería no está efectuando respuesta a la demanda, los flujos de energía que determina el algoritmo no se están dando por motivo de costos menores según la hora, sino que suministro eléctrico requerido por el cliente es realizado por el proveedor en todo momento. Por esta razón no se presenta proyección de costos anuales, ya que no es viable para el cliente la utilización de baterías como realizar respuesta a la demanda.

Respuesta a la demanda en cliente residencial con tarifa T-REH

Con el objetivo de analizar la influencia de la estructura tarifaria en la respuesta a la demanda del cliente residencial, el mismo cliente de COOPELESCA analizado previamente se somete a un algoritmo modificado para considerar un sistema tarifario que varía los costos según la hora de consumo, para este caso se consideran costos asociados a la tarifa residencial horaria (T-REH) aplicada por CNFL (mostrada en la tabla 17). Así mismo se considera el análisis de 2 días de comportamiento típico en el perfil de demanda del cliente, que corresponden a un día entre semana y un día de fin de semana

Se modifica la función de costos por el cambio de tarifa a analizar, y se realiza el análisis incorporando la eficiencia al sistema de almacenamiento, que corresponde a 90 % para la batería seleccionada. Considerando un periodo de análisis de un día correspondiente a las siguientes graficas:

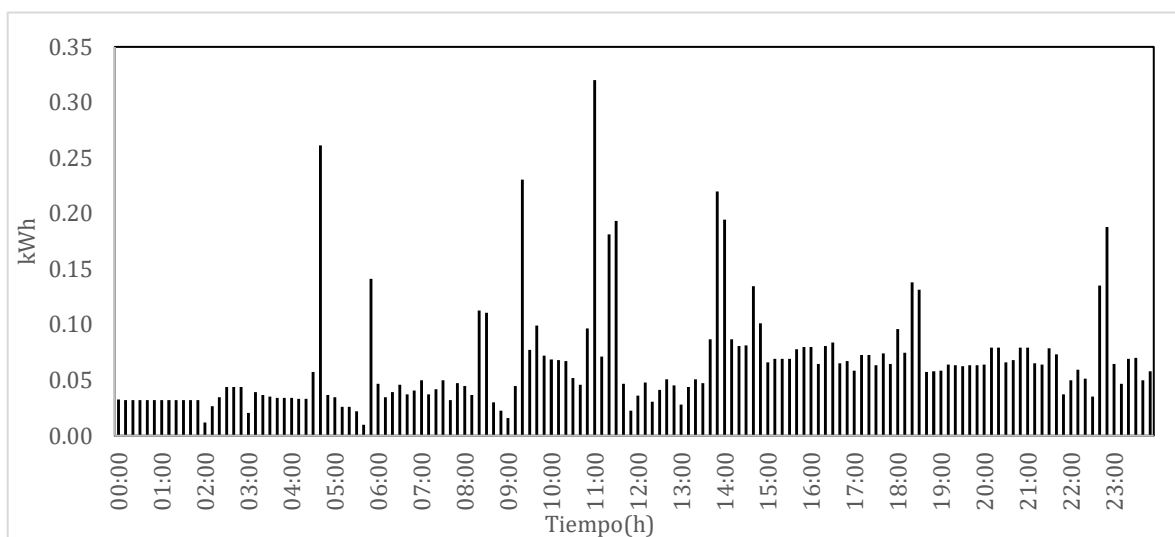


Figura 34. Perfil de consumo cliente residencial (día entre semana). COOPELESCA

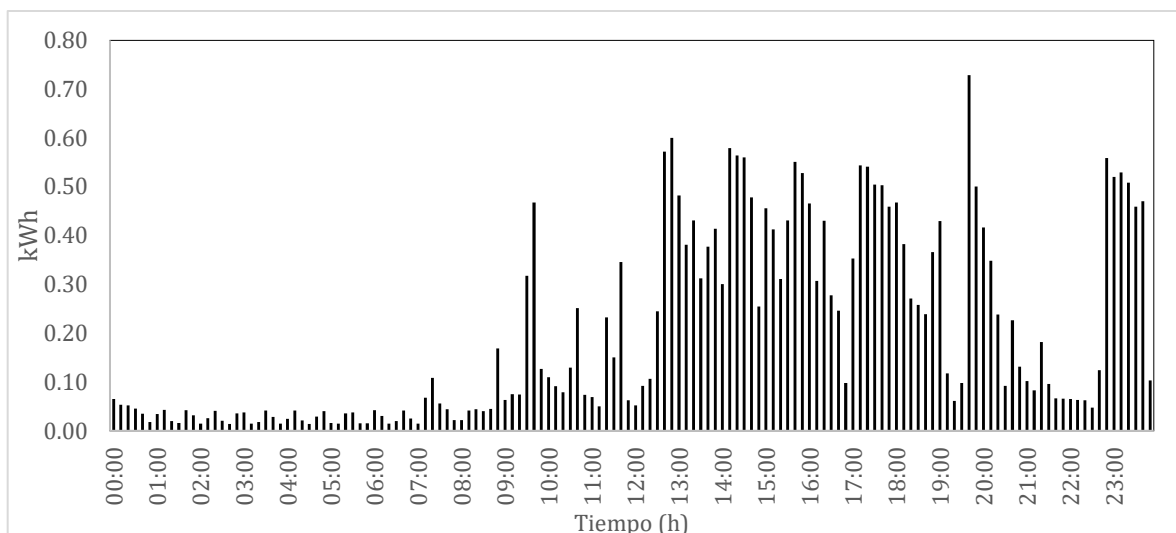


Figura 35. Perfil de consumo cliente residencial (día en fin de semana). COOPELESCA

Los perfiles de demanda anteriores son introducidos al algoritmo, para obtener la respuesta a la demanda del cliente y se obtienen los resultados mostrados a continuación:

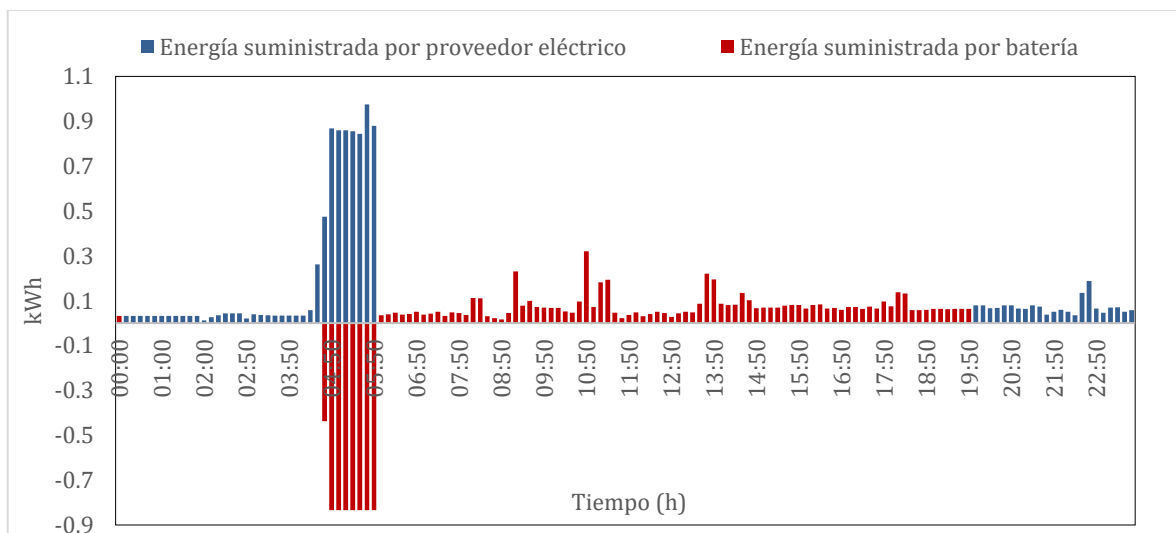


Figura 36. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería (día entre semana) T-REH. COOPELESCA

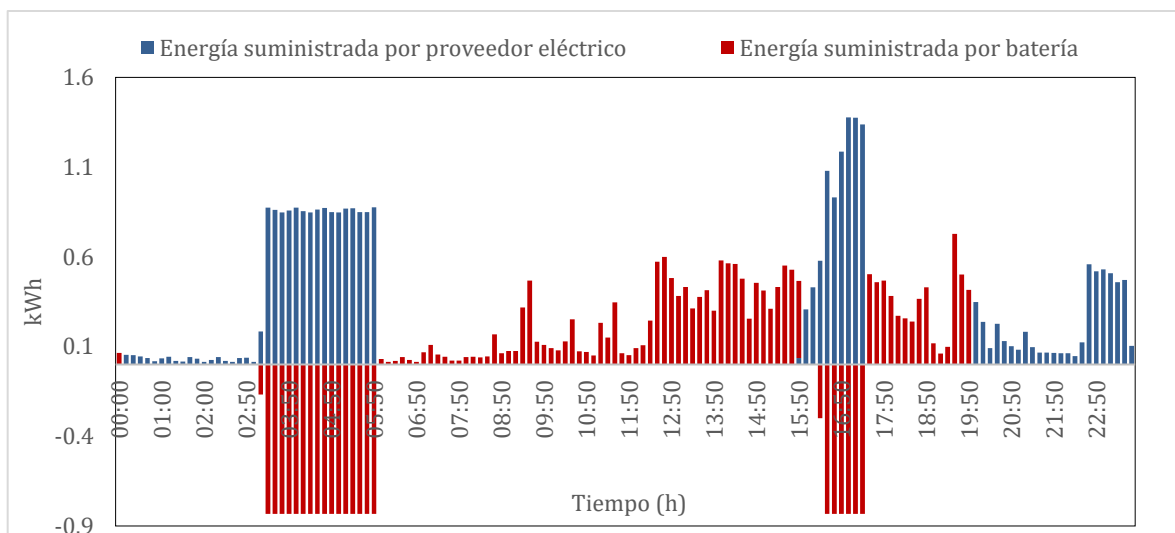


Figura 37. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería (día en fin de semana) T-REH. COOPELESCA

Como se puede observar en los resultados anteriores, cuando se utiliza la tarifa residencial horaria, la batería tiene una participación activa en el suministro eléctrico, de forma que, para ambos días considerados a pesar de la diferencia en los perfiles de demanda, los bajos costos de abastecimiento en el periodo nocturno son aprovechados para cargar la batería y así suministrar energía en los periodos valle y punta.

En la tabla 22 se muestra un comparativo entre los resultados obtenidos al determinar los costos de abastecimiento energético para el cliente, donde se muestran los costos antes y después de aplicar el algoritmo de optimización, obteniendo en ambos casos una disminución del costo de abastecimiento, y ya que se consideraron días de comportamiento típico en la curva de demanda del cliente la disminución en el costo es significativa para el cliente en su comportamiento mensual.

Debido a que la estructura tarifaria residencial horaria no aplica para clientes COOPELESCA, no se realiza la proyección de costos anuales.

Tabla 22. Costos diarios para cliente residencial con tarifa T-REH. COOPELESCA

Descripción	Resultado (Día entre semana)	Resultado (Día en fin de semana)
Energía periodo nocturno	2.5 kWh	6.26 kWh
Energía periodo valle	11.32 kWh	14.78 kWh
Energía periodo punta	2.52 kWh	7.33 kWh
Energía total requerida	16.34 kWh	28.37 kWh
Facturación ^(A) Sin batería.	₡ 1,962.4	₡ 2,383.87
Facturación ^(B) Con batería.	₡ 335.48	₡ 1,338.2
Ahorro ^{(A) - (B)}	₡ 1,627	₡ 1,045
Cantidad de ciclos (batería)	1.18	1.39

5.3.3 Algoritmo para tarifa de media tensión

5.3.3.1 T-MT COOPELESCA

De la categoría tarifaria de media tensión que aplica para el cliente (tabla 15), se puede destacar que esta no realiza el cobro de potencia en periodo nocturno, y además el cobro de potencia en el periodo valle y punta tiene el mismo valor, por lo cual para el cliente es indiferente en términos económicos el consumo eléctrico en estos periodos, esto dependerá específicamente de las necesidades de suministro que posea el cliente, también es importante destacar que en términos del cargo por energía el costo por periodo se mantiene en valores muy cercanos, de modo que no representa un incentivo directo para realizar respuesta a la demanda.

Se consideran los datos de comportamiento típico para un periodo semanal en un cliente de media tensión, el análisis de estos datos permite extraer información útil para dimensionar el sistema de almacenamiento requerido.

Tabla 23. Características de consumo del cliente T-MT, COOPELESCA.

Periodo	Energía promedio diaria kWh	Energía máxima promedio diaria kWh	Energía máxima semanal kWh	Potencia máxima semanal kW
Nocturno	945.8	27.08	46.5	278.7
Valle	1,673.9	42.93	48.2	289.2
Punta	765.2	41.58	47.65	285.9

La tabla 23 resume el comportamiento promedio diario del cliente, donde se evidencia que el consumo se realiza mayormente en el periodo valle, para el análisis de optimización se consideran 2 escenarios donde se seleccionan sistemas de almacenamiento con capacidades

del 10 % y 50 % del consumo promedio diario en el periodo valle de 1673.9 kWh (que posee en términos de potencia el mismo costo que el periodo punta), esto para estudiar los efectos que se generan en los costos optimizados del abastecimiento energético.

$$Capacidad_{batería} = \begin{cases} Consumo_{prom_diario_valle} * 10 \% = 167 kWh & Escenario 1 \\ Consumo_{prom_diario_valle} * 50 \% = 837 kWh & Escenario 2 \end{cases}$$

Se utiliza el sistema Powerpack, que permite aproximar la capacidad requerida para el escenario 1 en 1 unidad y para el escenario 2 en 4 unidades. Este sistema está en capacidad de cargar/descargar de forma continua 21.6 kW por unidad cada 10 minutos (lo que implica 1.78 horas para cargar por completo la batería), esto obtenido de acuerdo con la capacidad de la batería y utilizando la ecuación (2):

$$Tasa_{c/d} = Potencia_{batería-nominal} / d = 130 kW / 6$$

$$Tasa_{c/d} = 21.6 kW (cada 10 minutos)$$

Para el escenario 1, el valor de $Tasa_{c/d}$ representa la máxima reducción en potencia que podría realizar la batería para el consumo de potencia del cliente, por lo cual inicialmente se puede afirmar que para la potencia máxima registrada por el cliente de 289.2 kW (tabla 23), la máxima reducción reflejada por capacidad de la batería será de:

$$Reducción_{potencia} = Potencia_{cliente} - Tasa_{c/d} \quad (20)$$

$$Reducción_{potencia} = 289.2 kW - 21.6 kW = 267.6 kW$$

Pero la reducción a 267.6 kW en términos de facturación solo podrá cumplirse para clientes con ciertas conductas de consumo, en general para clientes con perfiles irregulares y que poseen picos de consumo ocasionales de corta duración, ya que ante un perfil uniforme para lograr obtener esta reducción de potencia en la facturación se deberá tener un sistema de almacenamiento capaz de entregar la $Tasa_{c/d}$ de 21.6 kW (de descarga en la batería) por amplios lapsos de tiempo, con el objetivo de cubrir los picos de consumo del cliente con la implementación de la batería. En el caso del cliente en estudio, el perfil diario del cliente presenta picos de consumo próximos y con una duración superior a 2 horas (ver figura 38), lo que implica que en el análisis de optimización el aporte de la batería en los picos de consumo será limitado por las propias características de consumo del cliente.

El algoritmo de optimización para el cliente utiliza las ecuaciones de la (1) a la (15), y para incluir la reducción en el cargo por potencia máxima registrada por periodo (nocturno, valle y punta), se incorpora la ecuación (17) como parte de las restricciones y las ecuaciones (18) y (19) para agregar el cargo por potencia en la facturación total del cliente.

En el caso de la ecuación (17) que limita el suministro energético del proveedor, se incorpora la variable C_{bat} que corresponde a la cantidad de unidades de almacenamiento (ya que se está considerando la capacidad por unidad) generando la ecuación (21), que permite crear los subescenarios que se muestran en la tabla 24, considerando el consumo máximo registrado por el cliente que en este caso corresponde a 48.2 kWh en periodo valle, y aplicando una reducción (R) de 5 % y 15 % al aporte máximo que puede dar la batería (21.6 kW por unidad).

$$Suministro_{proveedor} \leq (Consumo_{cliente_max_periodo} - Tasa_{c/d} * R * C_{bat}) \quad (21)$$

Tabla 24. Escenarios para cliente T-MT, COOPELESCA.

Escenario 1 (1 unidad <i>Powerpack</i>)	Escenario 2 (4 unidades <i>Powerpack</i>)
$Suministro_{proveedor} \leq \begin{cases} 48.2 - 21.6 * 0.05 * 1 \\ 48.2 - 21.6 * 0.15 * 1 \end{cases}$ $Suministro_{proveedor} \leq \begin{cases} 47 \text{ kWh} \\ 45 \text{ kWh} \end{cases}$	$Suministro_{proveedor} \leq \begin{cases} 48.2 - 21.6 * 0.05 * 4 \\ 48.2 - 21.6 * 0.15 * 4 \end{cases}$ $Suministro_{proveedor} \leq \begin{cases} 44 \text{ kWh} \\ 35 \text{ kWh} \end{cases}$

Los resultados obtenidos en el algoritmo de optimización para una semana de análisis en los escenarios planteados se presentan en la tabla 25.

Tabla 25. Resultado de optimización en cliente T-MT, para período semanal.
COOPELESCA.

Descripción ⁴		Escenario 1		Escenario 2	
Capacidad de la batería ⁵		232 kWh y 130 kW		928 kWh y 520 kW	
% Reducción ⁶		5 %	15 %	5 %	15 %
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		47 kWh	45 kWh	44 kWh	35 kWh
Facturación Sin batería	Cargo energía	C\$1.59 M			
	Cargo potencia	C\$2.59 M			
	Costo total ^(A)	C\$4.18M			
Facturación Con batería⁷	Cargo energía	C\$1.58 M	C\$1.58 M	C\$1.56 M	C\$1.56 M
	Cargo potencia	C\$2.50 M	C\$2.43 M	C\$1.35 M	C\$1.97 M
	Costo total ^(B)	C\$4.08 M	C\$4.02 M	C\$2.91 M	C\$3.53 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		C\$.10 M	C\$.16 M	C\$1.27 M	C\$.65 M
Ciclos totales		18.42	17.73	8.89	7.26

A continuación, se presentan las gráficas para un día en la semana analizada (tabla 25), donde se muestran los resultados de optimización en los suministros del proveedor eléctrico y la batería, por escenario 1 y 2 en la condición de reducción R del 5 %:

⁴ Cantidad de *Powerpack*: escenario 1 con 1 unidad y escenario 2 con 4 unidades.

⁵ Capacidad respecto al consumo promedio en periodo valle, escenario al 10 % y escenario 2 al 50 %.

⁶ Porcentaje de reducción R aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 24.

⁷ Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

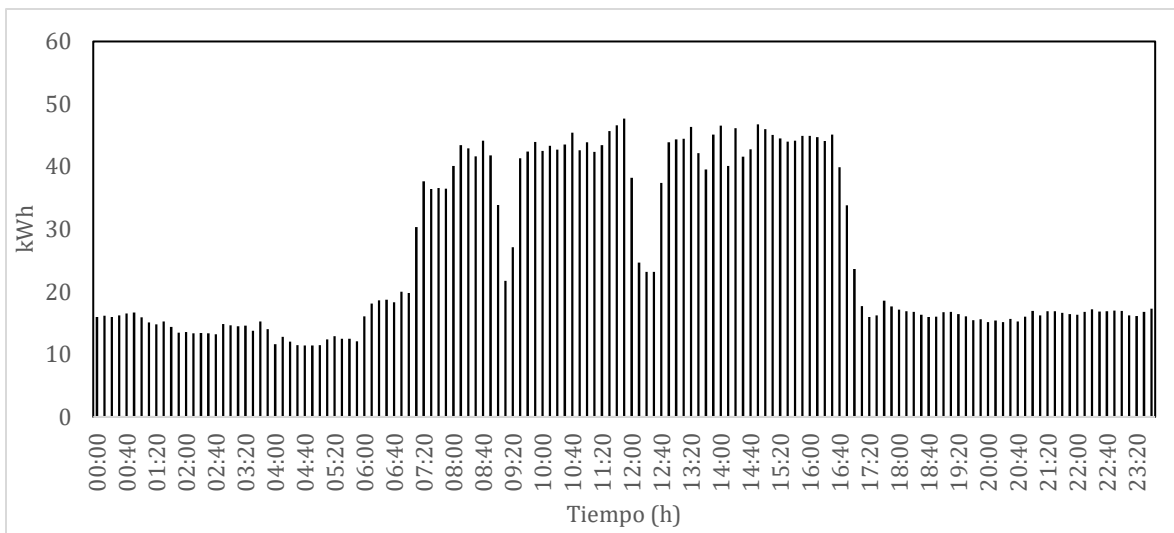


Figura 38. Perfil de consumo cliente media tensión. COOPELESCA

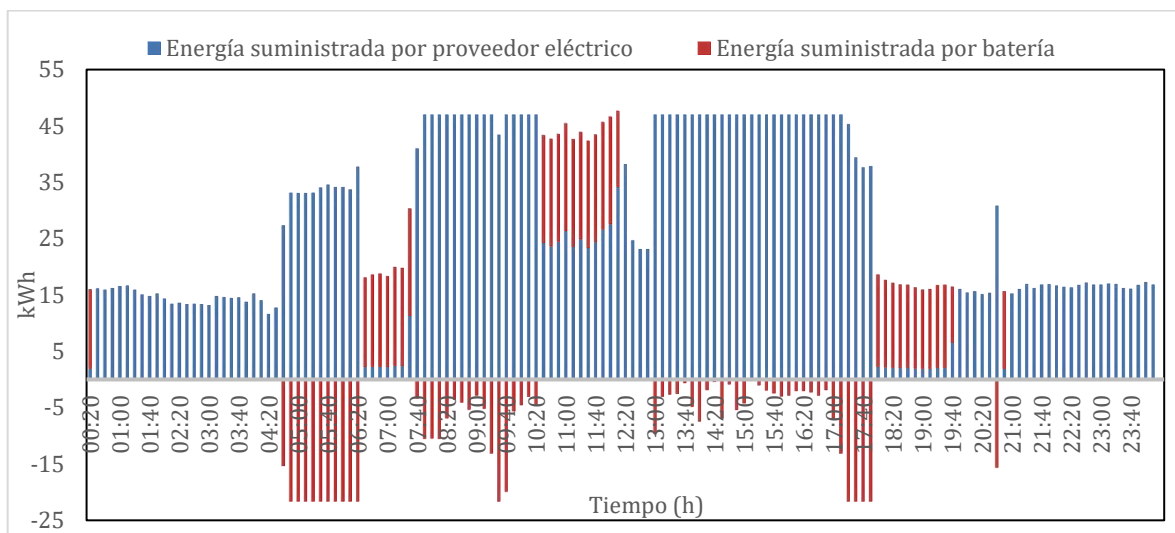


Figura 39. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-MT.

Escenario 1, con R: 5 %. COOPELESCA

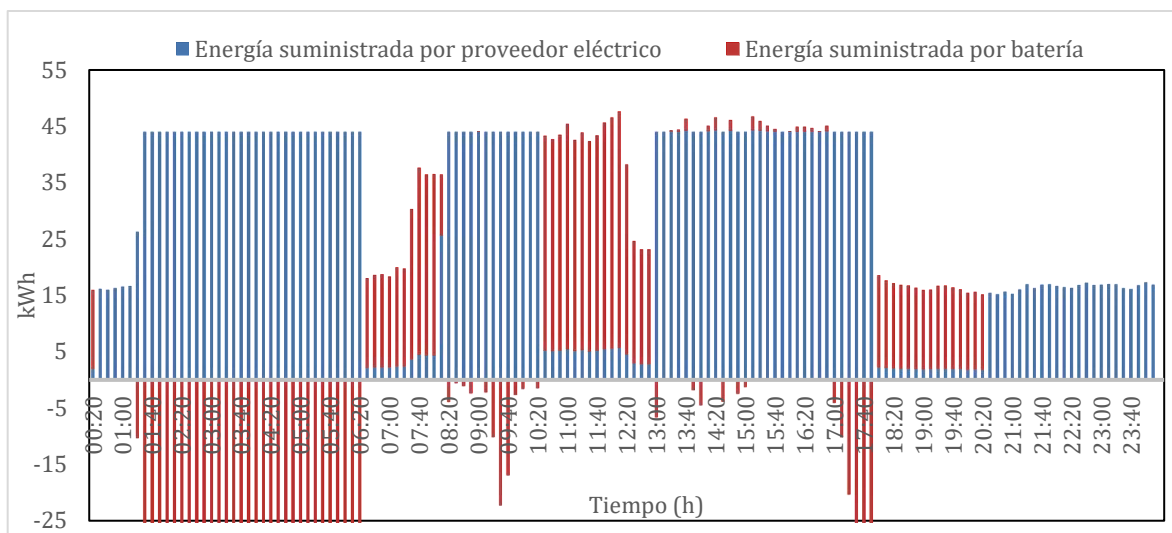


Figura 40. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-MT.

Escenario 2, con R: 5 %. COOPELESCA

Los resultados obtenidos en términos de costos, evidencian una disminución con respecto a la facturación original sin implementar el sistema de almacenamiento, al considerar el efecto de la eficiencia de la batería esta disminución se ve modificada, debido a las pérdidas en el proceso de carga/descarga. En la tabla 25 y en las figura 39 y figura 40, se observa como al aumentar la cantidad de baterías y por ende su capacidad, se produce una mayor participación de la misma y una menor cantidad de ciclos a su vez.

De los resultados de optimización en términos del cargo por energía se puede observar en tabla 25 que la disminución obtenida es mínima en cada escenario, esto se debe como ya se mencionó a que los costos por periodo tienen un valor similar, de modo que el almacenamiento de energía para la batería tiene un costo similar en los diferentes periodos de consumo, por lo cual el ahorro en el cargo de energía es mínimo.

Respecto al cargo por potencia, este presenta el mayor peso en la facturación del cliente y genera los resultados con mayor variación, donde al incrementar la capacidad de las baterías

se obtiene una mayor disminución en la facturación, pero esto no necesariamente se cumple al incrementar la limitación en energía del *Suministroproveedor*, como se observa en los resultados del escenario 2, donde la mayor disminución en la facturación corresponde a una menor limitación del *Suministroproveedor*. Esto se presenta por las características propias del perfil de consumo del cliente, donde limitar en mayor porcentaje el *Suministroproveedor* genera mayores picos de consumo en días y periodos horarios donde previo a la simulación con el sistema de baterías, se registraban valores menores; lo que implica en la facturación semanal un efecto de incremento en el cargo por potencia.

En la tabla 26 se presenta la proyección de costos anuales para el cliente T-MT de COOPELESCA, para el escenario que presentó la mayor disminución en la facturación, correspondiente al escenario 2 con reducción R al 5 %. Esta proyección anual considera un comportamiento típico semanal, donde cada mes posee 28 días para un total de 336 días en el año.

Tabla 26. Resultado de optimización en cliente T-MT, para proyección anual.
COOPELESCA.

Descripción ⁸		Año 1 ⁹
		Escenario 2
Capacidad de la batería ¹⁰		928 kWh y 520 kW
% Reducción ¹¹		5 %
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		44 kWh
Facturación Sin batería	Cargo energía	€76.44 M
	Cargo potencia	€31.02 M
	Costo total ^(A)	€107.46 M
Facturación Con batería¹²	Cargo energía	€74.76 M
	Cargo potencia	€16.25 M
	Costo total ^(B)	€91.01 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		€16.45 M
Ciclos totales		426.72

⁸ Cantidad de Powerpack: escenario 2 con 4 unidades.

⁹ Periodo anual, considerando cada mes con 28 días, para 336 días.

¹⁰ Capacidad determinada con respecto al consumo promedio en periodo punta, escenario 2 al 50 %.

¹¹ Porcentaje de reducción R aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 24.

¹² Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

5.3.3.2 T-MT ICE

Para el análisis del cliente de categoría tarifaria T-MT del ICE, se adecua el algoritmo de optimización de forma similar al cliente T-MT de COOPELESCA, realizando el cambio de tarifas y el perfil de consumo del cliente. En cuanto a las tarifas se puede observar en la tabla 16, como el cargo por energía posee costos con una mayor diferenciación respecto a la tarifa de COOPELESCA, lo que podría implicar para el cliente un incentivo para realizar respuesta a la demanda dependiendo del comportamiento de consumo que posea. En cuanto al cargo por potencia, este realiza el cobro por potencia máxima registrada en los 3 periodos horarios, siendo el de menor costo el periodo nocturno.

Con respecto a las características de consumo del cliente T-MT del ICE, en la tabla 27 se muestran los datos que resumen el comportamiento anual, donde se destacan los valores similares de potencia máxima anual registrada por periodo, mientras la energía promedio mensual tiene valores similares para periodo nocturno y valle, lo que indica un comportamiento activo del cliente durante el periodo nocturno.

Tabla 27. Características de consumo del cliente T-MT, ICE

Periodo	Energía promedio mensual¹³ kWh	Energía máxima promedio mensual kWh	Energía máxima anual kWh	Potencia máxima anual kW
Nocturno	289,801.5	343.6	416.1	1,664.3
Valle	306,628.1	389.9	466.5	1,865.9
Punta	172,334.3	391.5	465.9	1,863.8

¹³ El promedio de energía se obtuvo considerando 29 días por mes.

Con respecto a la selección de la capacidad del sistema de almacenamiento, se realiza con respecto al consumo en periodo punta ya que en términos de costos este periodo posee un peso destacado en el cargo por energía (que corresponde a más del doble del costo en periodo valle como se puede observar en tabla 16). El cálculo del consumo promedio diario en periodo punta se realiza con la siguiente ecuación:

$$Consumo_{prom_diario_periodo} = \frac{Consumo_{prom_mensual_periodo}}{Cantidad_{días_mes}} \quad (22)$$

$$Consumo_{prom_diario_punta} = \frac{172,334.3 \text{ kWh}}{29} = 5,943 \text{ kWh}$$

Con el $Consumo_{prom_diario_punta}$ se establecen los valores de capacidad máxima del sistema de baterías, que definen los 2 escenarios generales que se analizarán mediante la optimización, siendo estos escenarios:

$$Capacidad_{bateria} = \begin{cases} Consumo_{prom_diario_punta} * 5 \% = 297 \text{ kWh} & \text{Escenario 1} \\ Consumo_{prom_diario_punta} * 10 \% = 594 \text{ kWh} & \text{Escenario 2} \end{cases}$$

La cantidad de unidades de almacenamiento que aproximan la capacidad requerida en los escenarios se establece en 1 y 3 unidades Powerpack respectivamente.

La incorporación en la optimización del cargo por potencia máxima registrada por periodo, se realiza de la misma forma en la que se efectuó para el cliente T-MT de COOPELESCA, implementando la ecuación (21) como restricción, y las ecuaciones (18) y (19) para obtener la facturación total del cliente. Para este caso se considera una capacidad de carga/descarga por batería de 32.5 kW (ecuación (2)) debido a la frecuencia de los datos cada 15 minutos. Como ya se analizó para el cliente T-MT de COOPELESCA, aunque la batería cuente con la

capacidad de descargar 32.5 kW por lapso, este valor se ve limitado en la optimización por las características de consumo del cliente, de modo que para este caso se trabaja con capacidades de reducción R para la ecuación (21) del 30 %, considerando el consumo máximo registrado por el cliente para cada mes, lo que permite establecer las restricciones del $Suministro_{proveedor}$ se indica en la siguiente tabla:

Tabla 28. Escenarios para cliente T-MT, ICE.

Escenario	Restricciones
Escenario 1 (1 unidad Powerpack)	$Suministro_{proveedor} \leq Consumo_{cliente_max} - 32.5 * 0.3 * 1$
Escenario 2 (3 unidades Powerpack)	$Suministro_{proveedor} \leq Consumo_{cliente_max} - 32.5 * 0.3 * 3$

Al aplicar el algoritmo de optimización en los datos de consumo del cliente se obtiene la optimización para cada mes del año analizado, como se muestra en la tabla 29 para el mes de setiembre, donde se observa un mayor ahorro al incrementar la capacidad del sistema de almacenamiento, ahorro que se presenta tanto en el cargo por energía como en el cargo por potencia.

Tabla 29. Resultado de optimización en cliente T-MT, mes de setiembre. ICE.

Descripción ¹⁴		Escenario 1	Escenario 2
Capacidad de la batería ¹⁵		232 kWh y 130 kW	696 kWh y 390 kW
% Reducción ¹⁶		30 %	30 %
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		Variable	Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	C\$31.18 M	
	Cargo potencia	C\$42.65 M	
	Costo total ^(A)	C\$73.83 M	
Facturación Con batería¹⁷	Cargo energía	C\$30.69 M	C\$29.82 M
	Cargo potencia	C\$42.79 M	C\$41.44 M
	Costo total ^(B)	C\$73.48 M	C\$71.26 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		C\$.35 M	C\$.257 M
Ciclos totales		125.72	103.35

A continuación, se presentan las gráficas para un día del mes seleccionado (tabla 29), donde se muestran los resultados de optimización en los suministros del proveedor eléctrico y la batería, por escenario 1 y 2 en la condición de reducción del 30 %:

¹⁴ Cantidad de *Powerpack*: escenario 1 con 1 unidad y escenario 2 con 3 unidades.

¹⁵ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo punta, escenario al 5 % y escenario 2 al 10 %.

¹⁶ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 28.

¹⁷ Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

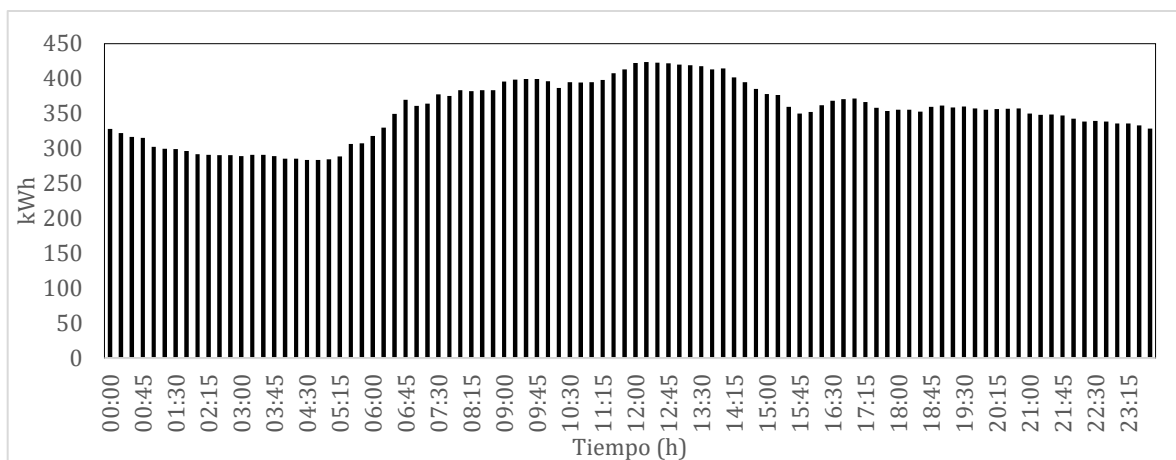


Figura 41. Perfil de consumo cliente media tensión. ICE

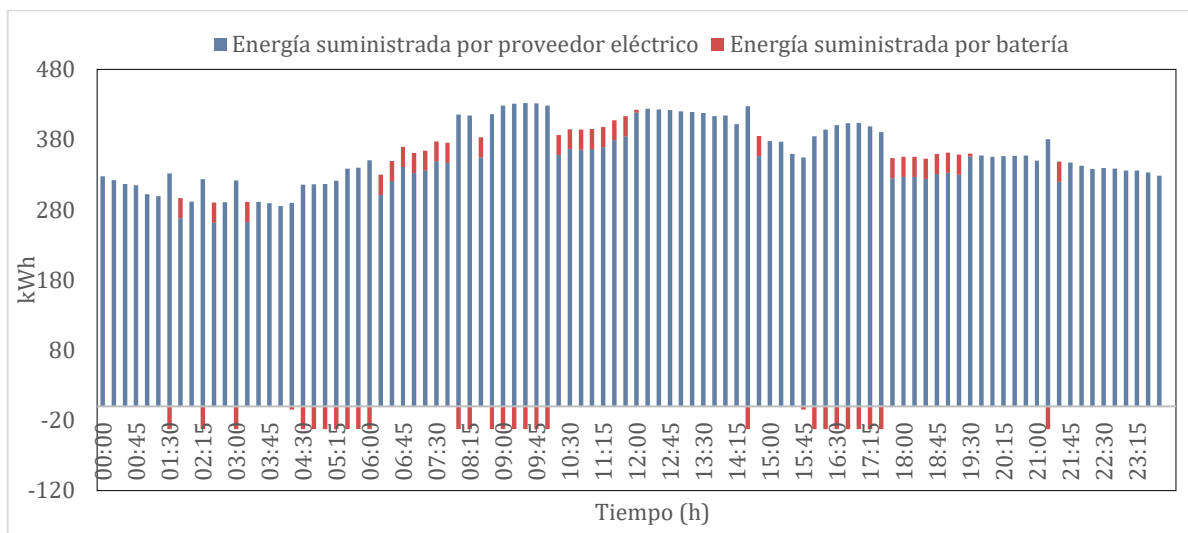


Figura 42. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería T-MT.

Escenario 1, con R: 30 %. ICE

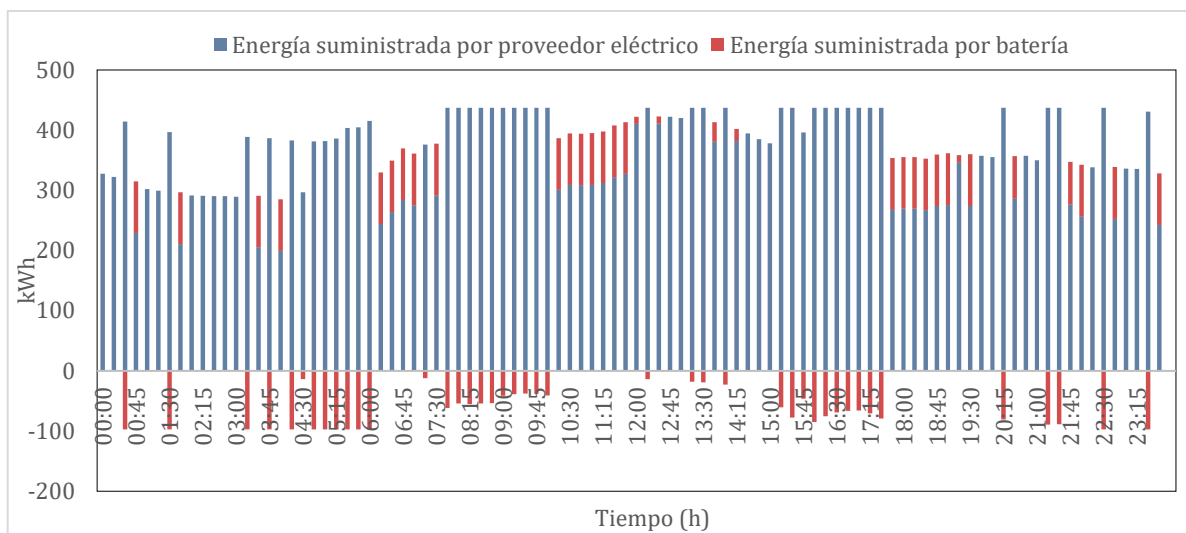


Figura 43. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería T-MT.

Escenario 2, con R: 30 %. ICE

En las gráficas de suministro energético se observan las modificaciones en el perfil de consumo del cliente, donde al incrementar la capacidad del sistema de almacenamiento se observan más cargas/descargas para lograr el ahorro requerido en la facturación.

En la tabla 30 se muestran los resultados de optimización anuales para cada escenario, generando un ahorro de \$5.05 millones para el escenario 1 y de \$32.18 millones para el escenario 2.

Tabla 30. Resultado de optimización en cliente T-MT, para período anual. ICE.

Descripción ¹⁸		Año 1 ¹⁹	
		Escenario 1	Escenario 2
Capacidad de la batería²⁰		232 kWh y 130 kW	696 kWh y 390 kW
% Reducción²¹		30 %	30 %
Límite para <i>Suministro</i>_{proveedor}		Variable	Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	C\$286.21 M	
	Cargo potencia	C\$430.81 M	
	Costo total ^(A)	C\$717.02 M	
Facturación Con batería²²	Cargo energía	C\$280.33 M	C\$270.18 M
	Cargo potencia	C\$431.64 M	C\$414.66 M
	Costo total ^(B)	C\$711.97 M	C\$684.84 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		C\$5.05 M	C\$32.18 M
Ciclos totales		1,490.60	1,215.09

¹⁸ Cantidad de *Powerpack*: escenario 1 con 1 unidad y escenario 2 con 3 unidades.

¹⁹ Período anual, considerando cada mes con 29 días, para 348 días.

²⁰ Capacidad con respecto al consumo promedio en período punta, escenario 1 al 5 % y escenario 2 al 10 %.

²¹ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 28.

²² Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

5.3.3.3 T-MTb ICE

La categoría tarifaria T-MTb del ICE constituye una categoría preferencial para clientes que cumplen las condiciones citadas en el Capítulo 4. Esta categoría tarifaria se caracteriza por aumentar los costos de energía y disminuir los costos de potencia, con respecto a la categoría MT original (ver tabla 16).

En la tabla 31 se resumen los datos de comportamiento anual para el perfil del cliente en análisis, se puede observar que el cliente no cumple con los requerimientos de consumo (1,000,000 kWh y 2,000 kW mensuales) para pertenecer a la tarifa T-MTb, por lo cual el cliente debe cumplir con la certificación ISO 50001 para pertenecer a la tarifa.

Tabla 31. Características de consumo del cliente T-MTb, ICE.

Periodo	Energía promedio mensual²³ kWh	Energía máxima promedio mensual kWh	Energía máxima anual kWh	Potencia máxima anual kW
Nocturno	189,634.3	303.9	315.5	1,262.1
Valle	181,214.5	318.9	332.3	1,329.3
Punta	98,722.4	312.2	325.0	1,299.9

La optimización de este cliente se realiza utilizando la misma estructura planteada en el cliente T-MT del ICE, realizando la variación a los costos tarifarios respectivos. El sistema de baterías se establece a partir de la energía promedio diaria en periodo punta (ya que posee el mayor

²³ El promedio de energía se obtuvo considerando 29 días por mes.

peso en los cargos de energía y potencia de la tarifa), con un valor de 3404 kWh obtenido de ecuación (22), definiendo los escenarios de capacidad para la batería:

$$Capacidad_{batería} = \begin{cases} Consumo_{prom_diario_punta} * 10 \% = 340 \text{ kWh} & \text{Escenario 1} \\ Consumo_{prom_diario_punta} * 25 \% = 851 \text{ kWh} & \text{Escenario 2} \end{cases}$$

Dichos escenarios se aproximan mediante la *Powerpack* en 1 unidad y 4 unidades respectivamente. La ecuación (21) completa la restricción al $Suministro_{proveedor}$ para provocar recorte de picos de consumo, para este cliente se presenta la reducción R máxima que el algoritmo admitió para determinar una solución a partir del consumo requerido por el cliente, siendo este valor R de 30 % para escenario 1 y de 5 % para escenario 2, se consideran los máximos consumos mensuales por mes, siendo las restricciones por escenario:

Tabla 32. Escenarios para cliente T-MTb, ICE.

Escenarios	Restricciones
Escenario 1 (1 unidad Powerpack)	$Suministro_{proveedor} \leq Consumo_{cliente_max} - 32.5 * 0.3 * 1$
Escenario 2 (4 unidades Powerpack)	$Suministro_{proveedor} \leq Consumo_{cliente_max} - 32.5 * 0.05 * 4$

Con base en los escenarios de tabla 32 y los datos de consumo anuales del cliente se realiza la simulación de optimización, en la tabla 33 se muestran los resultados en la facturación para el mes de enero, la figura 44 muestra el comportamiento de un día típico dentro del mes, mientras la figura 45 y figura 46 muestran los resultados de optimización para ese mismo día.

Tabla 33. Resultado de optimización en cliente T-MTb, mes de enero. ICE.

Descripción ²⁴		Escenario 1	Escenario 2
Capacidad de la batería ²⁵		232 kWh y 130 kW	928 kWh y 520 kW
% Reducción ²⁶		30 %	5 %
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		Variable	Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	C\$17.44 M	
	Cargo potencia	C\$9.44 M	
	Costo total ^(A)	C\$26.87 M	
Facturación Con batería²⁷	Cargo energía	C\$16.72 M	C\$15.28 M
	Cargo potencia	C\$9.33 M	C\$9.43 M
	Costo total ^(B)	C\$26.05 M	C\$24.71 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		C\$.82 M	C\$.216 M
Ciclos totales		69.28	52.54

²⁴ Cantidad de *Powerpack*: escenario 1 con 1 unidades y escenario 2 con 4 unidades.

²⁵ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo punta, escenario al 10 % y escenario 2 al 25 %.

²⁶ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 32.

²⁷ Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

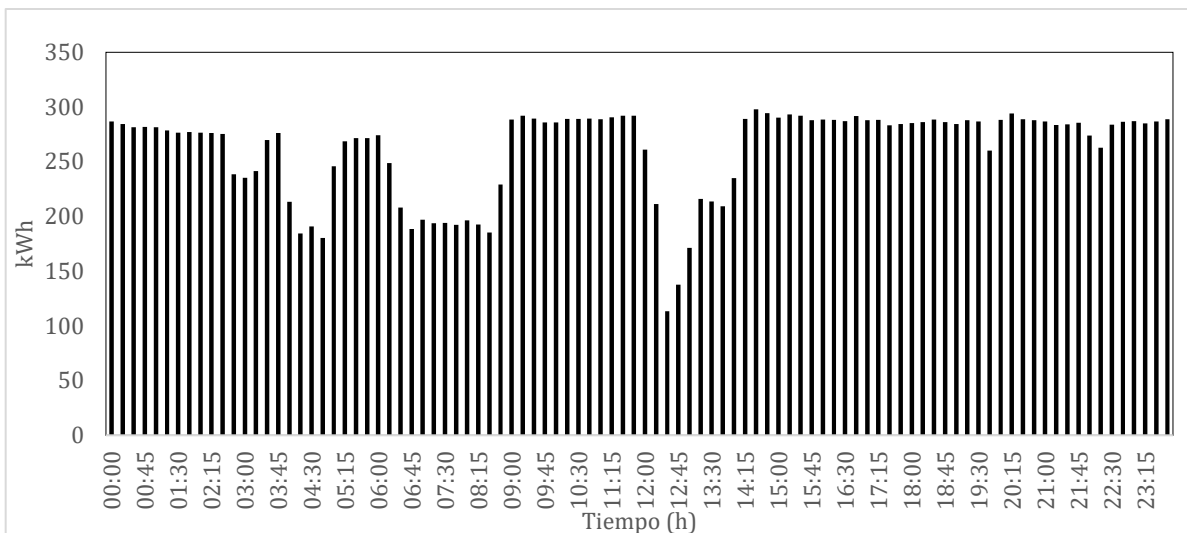


Figura 44. Perfil de consumo cliente media tensión preferencial, ICE.

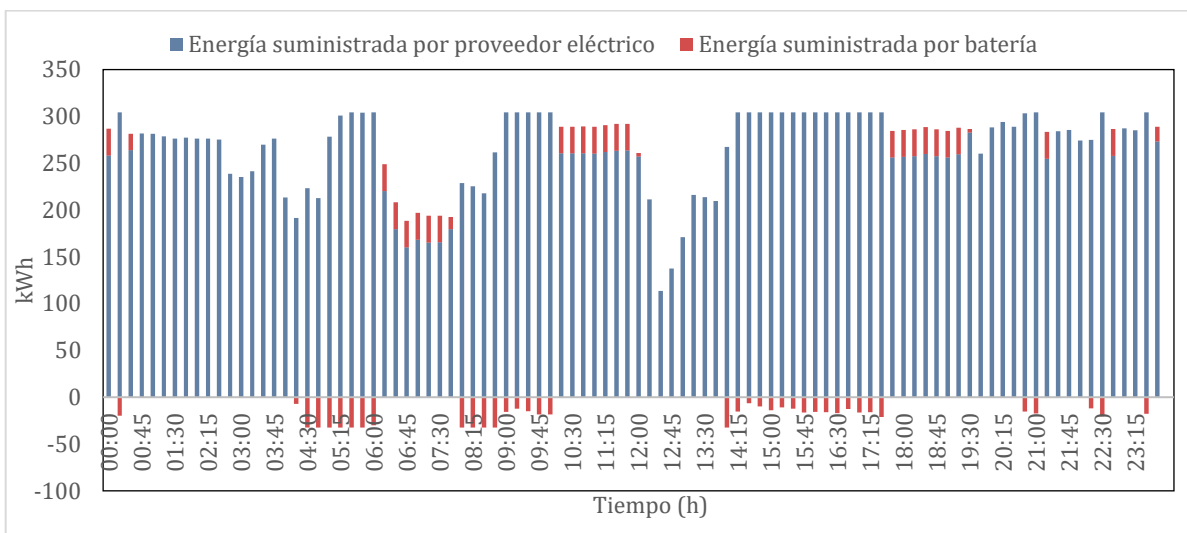


Figura 45. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-MTb.

Escenario 1, con R: 30 %. ICE

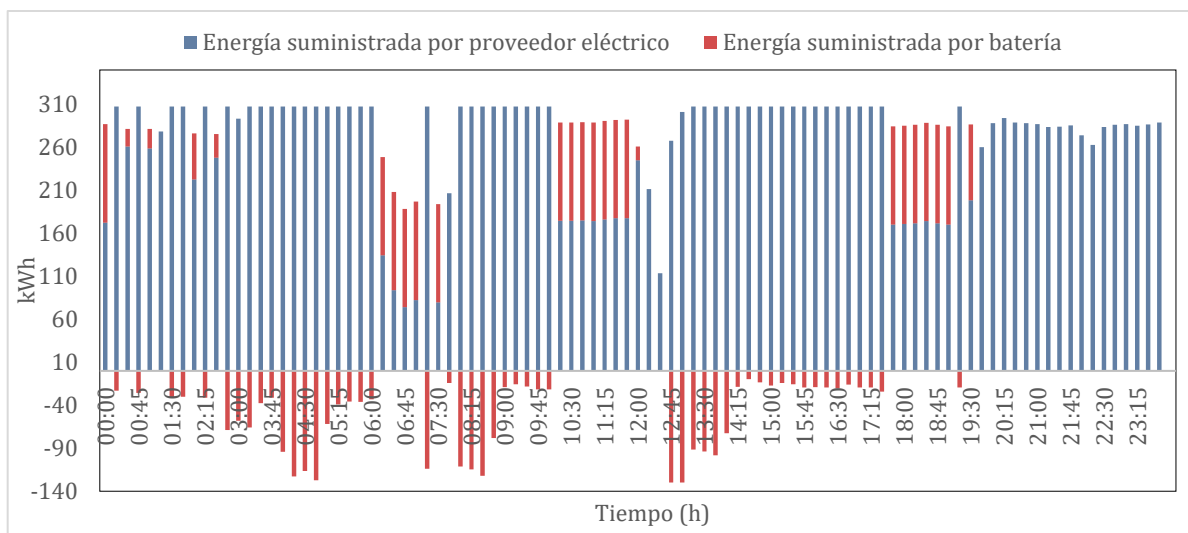


Figura 46. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T- MTb.

Escenario 2, con R: 5 %. ICE

En términos de facturación mensual, la tabla 33 muestra los resultados de optimización para el mes de enero, en los resultados obtenidos se destaca como al incrementar la capacidad de la batería y la restricción $Suministro_{proveedor}$ se obtiene un mayor ahorro para el cliente en específico.

En cuanto a los resultados gráficos de figura 45 y figura 46, para el día seleccionado correspondiente al día con mayor consumo para el mes de enero, se destaca una mayor participación de la batería en escenario 2, esto debido por el aumento en la capacidad del sistema, lo cual permite un mayor rango de carga y descarga. Se obtiene un perfil con valles más pronunciados desde la perspectiva del proveedor eléctrico.

En la tabla 34 se muestran los resultados anuales para los escenarios analizados, se observa que siguen la misma tendencia mensual, donde se obtiene un mayor ahorro al incrementar la capacidad del sistema de baterías, y la disminución de costos se presenta tanto para el cargo

por potencia como para el cargo por energía, logrando un ahorro de ¢30,331,266 para el escenario 2.

Tabla 34. Resultado de optimización en cliente T-MTb, para período anual. ICE.

Descripción ²⁸		Año 1 ²⁹	
		Escenario 1	Escenario 2
Capacidad de la batería³⁰		232 kWh y 130 kW	928 kWh y 520 kW
% Reducción³¹		30 %	5 %
Límite para <i>Suministro</i>_{proveedor}		Variable	Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	¢295.78 M	
	Cargo potencia	¢114.94 M	
	Costo total ^(A)	¢410.72 M	
Facturación Con batería ³²	Cargo energía	¢286.45 M	¢265.40 M
	Cargo potencia	¢113.87 M	¢114.99 M
	Costo total ^(B)	¢400.31 M	¢380.39 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		¢10.41 M	¢30.33 M
Ciclos totales		931.97	684.54

²⁸ Cantidad de *Powerpack*: escenario 1 con 1 unidad y escenario 2 con 4 unidades.

²⁹ Periodo anual, considerando cada mes con 29 días, para 348 días.

³⁰ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo punta, escenario al 10 % y escenario 2 al 25 %.

³¹ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 32.

³² Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

5.3.4 Algoritmo para tarifa comercios y servicios

5.3.4.1 T-CO COOPELESCA

Para los clientes en el sistema tarifario T-CO, no se considera el cobro de acuerdo al periodo de consumo, sino que se aplican costos fijos y escalonados de acuerdo con el consumo del cliente, en el cargo de energía el cobro varía a partir de los 3000 kWh y para el cargo por potencia a partir de los 10 kW de potencia máxima registrada, como se indica en la tabla 15.

En el caso del cliente en análisis de la empresa COOPELESCA, en la figura 47 se muestra el perfil de consumo semanal y en la tabla 35 se especifican sus características de consumo, debido a que el consumo promedio diario es de 3.24 kWh; se utiliza en la simulación de optimización la batería *Powerwall* que por su capacidad se adapta a las necesidades del cliente, pudiendo abastecer el consumo promedio diario.

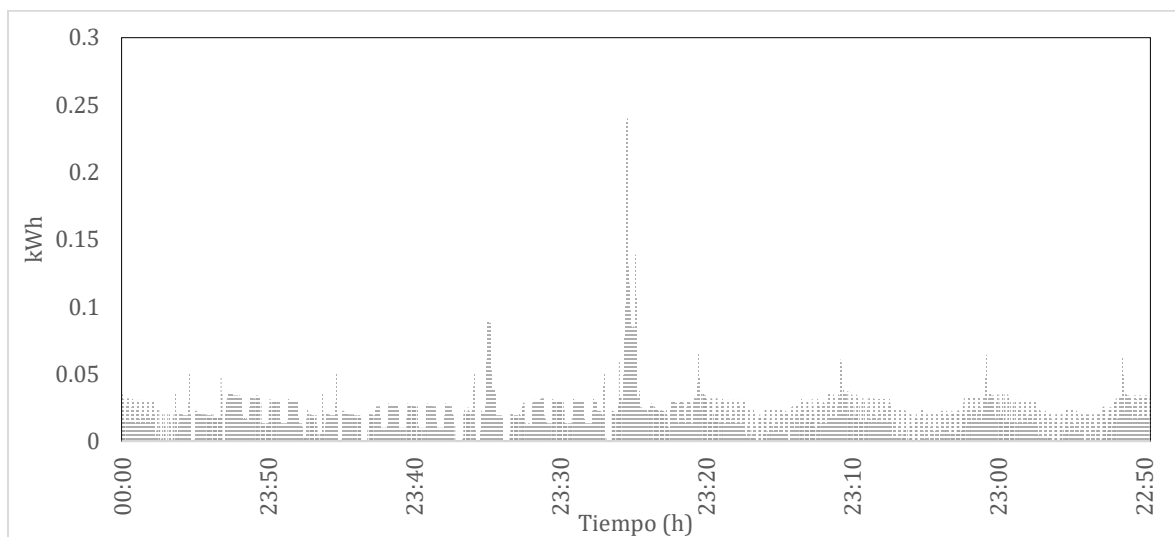


Figura 47. Perfil de consumo semanal cliente comercial. COOPELESCA

Tabla 35. Características de consumo para el cliente T-CO, COOPELESCA.

Energía promedio diaria kWh	Energía máxima semanal kWh	Potencia máxima semanal kW
3.24	0.24	1.44

El ajuste del algoritmo se realiza incorporando el sistema tarifario T-CO, el perfil del cliente y aplicando las ecuaciones de la (1) a la (15) presentadas en la sección 5.1.1. Para el cargo de potencia en la facturación, por el comportamiento de consumo del cliente en análisis se aplica solo el cobro fijo, pues no supera los 10 kW de potencia máxima necesarios para el cobro por kW adicionales. El resultado de optimización se presenta a continuación:

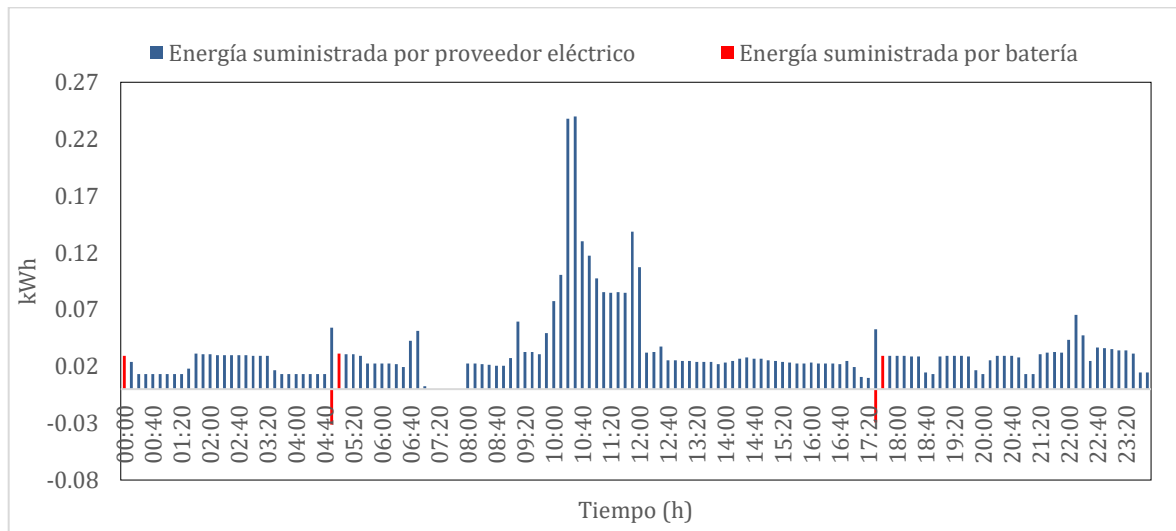


Figura 48. Optimización del suministro eléctrico entre el proveedor y la batería T-CO.
COOPELESCA

Tabla 36. Resultado optimización T-CO, para período semanal. COOPELESCA

Descripción		Resultado
Facturación (Sin batería)	Cargo energía	¢2,207
	Cargo potencia	¢47,960
	Costo total ^(A)	¢50,168
Facturación (Con batería)	Cargo energía	¢2,190
	Cargo potencia	¢47,960
	Costo total ^(B)	¢50,150
Ahorro ^{(A)-(B)}		¢17.6

Como se puede observar en los resultados graficados en la figura 48, se repite el resultado obtenido en el análisis de la categoría T-RE, donde la participación de la batería fue mínima, y el abastecimiento energético del cliente es realizando por el proveedor eléctrico, este comportamiento se debe a una estructura tarifaria constante donde no hay diferenciación en el costo energético según la hora de consumo, y aunque la tarifa de comercios introduce el cargo por potencia el efecto de este cargo en la optimización no se logra visualizar por las características propias del perfil de consumo del cliente en estudio, donde su demanda máxima registrada no supera el límite de 10 kW fijado por la empresa COOPELESCA para el cobro por kW, de forma que únicamente se considera el cargo fijo por potencia de ¢ 47,960.3 (establecido en tabla 15).

En términos de costos, como se puede observar en la tabla 36 la disminución obtenida es despreciable, debido a que no se logra dar respuesta a la demanda mediante el uso de la batería, por esta razón no se realiza proyección de costos anuales, ya que para el cliente no es viable la implementación del sistema de baterías en términos de respuesta a la demanda, por sus características de consumo.

5.3.4.2 T-CO ICE

La categoría tarifaria T-CO del ICE, no incluye costos distribuidos por periodo de consumo para energía o potencia, para el cargo por energía se aplica una tarifa escalonada respecto a 3000 kWh de consumo, mientras que para el cargo por potencia se aplica un costo por kW al valor máximo registrado (tabla 16). Este tipo de tarifa como se observó para el cliente T-CO de COOPELESCA, no presenta un incentivo directo en términos de energía para realizar respuesta a la demanda, la restricción que modifica los costos de facturación corresponde a la ecuación (21), que limita el valor de energía que puede suministrar el proveedor eléctrico al cliente, para incentivar la participación de la batería para reducir los picos de consumo.

Para el cliente en estudio se presentan las características de la tabla 37, que resumen el comportamiento anual del cliente, donde se distribuye el consumo de energía y potencia por periodos (aunque la facturación no lo considere de esta forma), esto para visualizar el periodo de mayor consumo, que en este caso corresponde al periodo valle.

Tabla 37. Características de consumo para el cliente T-CO, ICE

Periodo	Energía promedio mensual³³ kWh	Energía máxima promedio mensual kWh	Energía máxima anual kWh	Potencia máxima anual kW
Nocturno	169,230	211	229	915
Valle	209,178	253	269	1,074
Punta	118,175	242	251	1,006

³³ El promedio de energía se obtuvo considerando 29 días por mes.

A partir del valor de consumo promedio diario en periodo valle de 7213 kWh (determinado por ecuación (22)), se establecen los escenarios de análisis para capacidad del sistema de almacenamiento como se muestra a continuación:

$$Consumo_{prom_diario_valle} = \frac{209,178 \text{ kWh}}{29} = 7,213 \text{ kWh}$$

$$Capacidad_{bateria} = Consumo_{prom_diario_valle} * 5 \% = 360 \text{ kWh} \quad \text{Escenario 1}$$

Se utiliza la *Powerpack*, aproximando las capacidades requeridas de almacenamiento en 1 unidad. En cuanto a la restricción en el $Suministro_{proveedor}$ se realiza a partir de la ecuación (21), considerando los máximos consumos registrados cada mes y una reducción R del 50 % respecto a la capacidad de carga/descarga en la batería, como se muestra en tabla 38.

Tabla 38. Escenarios para cliente T-CO, ICE.

Escenario 1 (1 unidad Powerpack)
$Suministro_{proveedor} \leq Consumo_{cliente_max} - 32.5 * 0.50 * 1$

En la tabla 39 se presentan los resultados para un mes seleccionado correspondiente a enero, resultados obtenidos a partir de la optimización con los datos de consumo anuales. En la facturación del cliente se refleja la disminución que se produce en el cargo por potencia, esto se debe a la aplicación de la restricción de la ecuación (21), ya que se incentiva la participación de la batería para realizar el recorte de picos de consumo, de acuerdo con la limitación utilizada en el $Suministro_{proveedor}$ para cada mes.

Tabla 39. Resultado de optimización en cliente T-CO, mes de enero. ICE.

Descripción ³⁴		Escenario 1
Capacidad de la batería ³⁵		232 kWh y 130 kW
% Reducción ³⁶		50 %
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	€37.56 M
	Cargo potencia	€13.12 M
	Costo total ^(A)	€50.68 M
Facturación Con batería³⁷	Cargo energía	€37.54 M
	Cargo potencia	€12.46 M
	Costo total ^(B)	€50.00 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		€0.68 M
Ciclos totales		21.39

A continuación, se presentan las gráficas para el día donde se registra la máxima potencia en el mes de enero, donde se muestran los resultados de optimización en los suministros del proveedor eléctrico y la batería.

³⁴ Cantidad de *Powerpack*: escenario 1 con 1 unidad.

³⁵ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo valle, escenario 1 al 5 %.

³⁶ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 38.

³⁷ Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

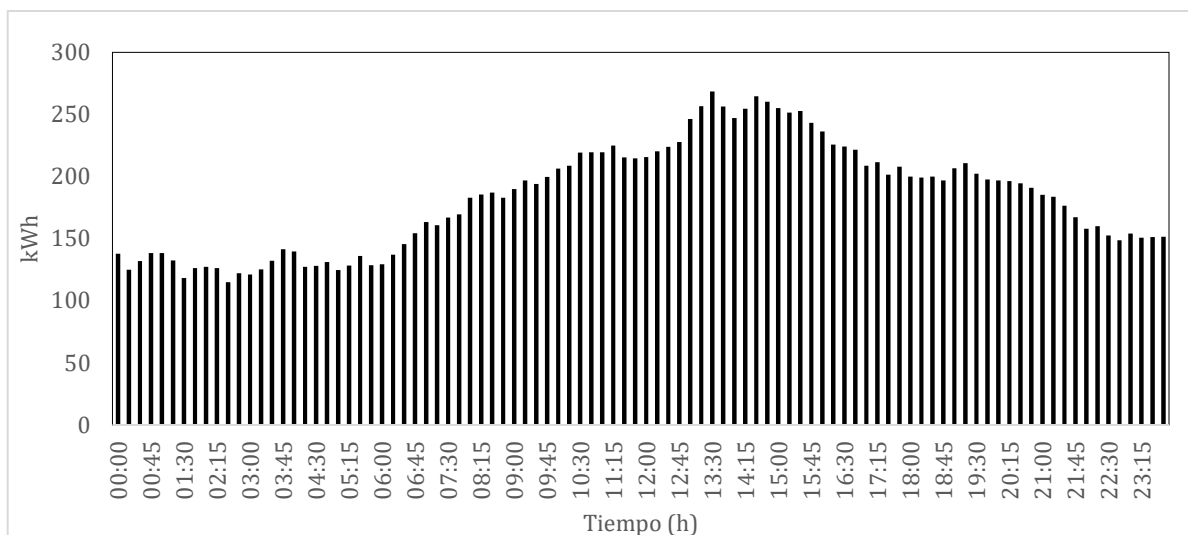


Figura 49. Perfil de consumo diario cliente comercial, ICE.

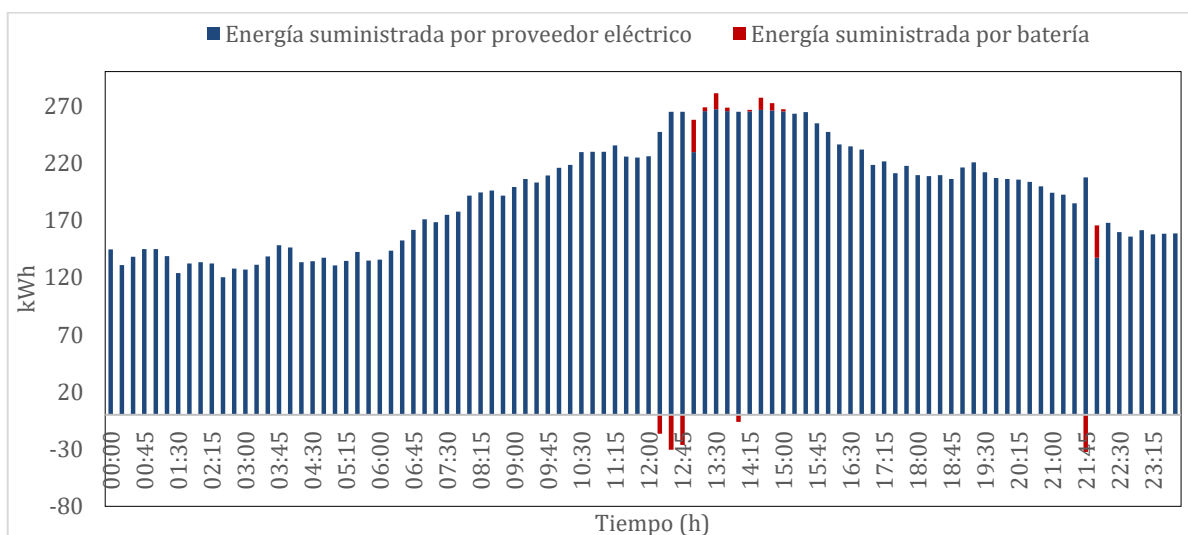


Figura 50. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-CO. Escenario 1, con R : 50 %. ICE

En la figura 50 se observa la variación en la distribución de las cargas y descargas ejercidas por el sistema de almacenamiento aplicado, observando el recorte de picos realizado.

En la tabla 40 se presentan los costos anuales para el escenario analizado, manteniendo la reducción en el cargo por potencia, logrando una disminución de ¢8,159,981 a nivel anual.

Tabla 40. Resultado de optimización en cliente T-CO, periodo anual. ICE.

Descripción ³⁸		Año 1 ³⁹
		Escenario 1
Capacidad de la batería ⁴⁰		232 kWh y 130 kW
% Reducción ⁴¹		50 %
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	¢441.93 M
	Cargo potencia	¢148.46 M
	Costo total ^(A)	¢590.39 M
Facturación Con batería⁴²	Cargo energía	¢441.71 M
	Cargo potencia	¢140.52 M
	Costo total ^(B)	¢582.23 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		¢8.16 M
Ciclos totales		292.12

³⁸ Cantidad de *Powerpack*: escenario 1 con 1 unidad.

³⁹ Periodo anual, considerando cada mes con 29 días, para 348 días.

⁴⁰ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo nocturno, escenario 1 al 50 %.

⁴¹ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 38.

⁴² Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

5.3.5 Algoritmo para tarifa industrial

5.3.5.1 T-IN COOPELESCA

La categoría tarifaria para clientes industriales de COOPELESCA, tiene la misma estructura y costos asociados a la categoría de clientes comerciales, como se puede observar en la tabla 15. En esta estructura tarifaria el cargo por energía es escalonado por cantidad de consumo y no varía por la hora, de modo que en términos de energía la optimización no encontrará solución óptima para la operación de la batería, por tanto, no hay un incentivo económico para realizar respuesta a la demanda, como se demostró en el caso del cliente comercial.

Tabla 41. Características de consumo para el cliente T-IN, COOPELESCA

Periodo	Energía promedio mensual⁴³ kWh	Energía máxima promedio mensual kWh	Energía máxima anual kWh	Potencia máxima anual kW
Nocturno	590,682	779	853	3,411
Valle	505,170	750	803	3,213
Punta	282,193	738	803	3,212

Ya que en términos de energía por la estructura tarifaria no hay incentivo para la operación de la batería respecto al enfoque de respuesta a la demanda, entonces el problema de optimización debe centrarse en la limitación de la potencia máxima que puede suministrar el proveedor, de

⁴³ El promedio de energía se obtuvo considerando 29 días por mes.

modo que se incentive la participación de la batería para cubrir los picos de consumo necesarios para reducir el cargo por potencia en la facturación del cliente.

La tabla 41 resume el comportamiento del cliente por periodo, donde se registra el menor consumo de energía en periodo punta, mientras que las potencias máximas restringidas anualmente son similares en cada periodo. Debido a que se desea un recorte en la demanda con el sistema de almacenamiento, la selección de la capacidad se realiza a un 1 % del mayor consumo promedio diario según el periodo, que corresponde a 20,368 kWh (en periodo nocturno según ecuación (22)), lo que permite establecer la capacidad del sistema de almacenamiento en:

$$Capacidad_{batería} = Consumo_{prom_diario_nocturno} * 1 \% = 203.7 \text{ kWh}$$

Capacidad que se aproxima con una unidad Powerpack. Con respecto a la restricción del suministro del proveedor, para el perfil de este cliente se presenta una variación muy amplia entre los máximos registrados mensualmente, por lo cual para lograr aplicar restricciones que generen un ahorro en cada mes, se aplica una limitación a cada máximo mensual considerando una reducción de 10 % respecto a la capacidad de carga/descarga en la batería, obteniendo la limitación al $Suministro_{proveedor}$ que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 42. Escenarios para cliente T-IN, COOPELESCA.

<p>Escenario 1 (1 unidad Powerpack)</p>
$Suministro_{proveedor} \leq Consumo_{cliente_max} - 32.5 * 0.1 * 1$

La optimización se realiza con los datos anuales del cliente, para visualizar la facturación mensual en la tabla 43 se presentan los resultados de optimización para el mes de julio. Se puede observar que la disminución en la facturación se da en el cargo por potencia, manteniendo el mismo costo en el caso del cargo por energía. Para este mes se logra un ahorro de ¢379,010, este ahorro varía según el mes por el máximo que se haya registrado en el consumo y además por la restricción aplicada.

Tabla 43. Resultado de optimización en cliente T-IN, mes de julio. COOPELESCA.

Descripción ⁴⁴		Escenario 1
Capacidad de la batería ⁴⁵		232 kWh y 130 kW
% Reducción ⁴⁶		10 %
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	¢110.16 M
	Cargo potencia	¢16.36 M
	Costo total ^(A)	¢126.52 M
Facturación Con batería⁴⁷	Cargo energía	¢110.11 M
	Cargo potencia	¢16.03 M
	Costo total ^(B)	¢126.14 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		¢.38 M
Ciclos totales		7.2

⁴⁴ Cantidad de *Powerpack*: 1 unidad.

⁴⁵ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo nocturno, escenario al 1%.

⁴⁶ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 42.

⁴⁷ Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

A continuación, se presentan las gráficas de optimización en los suministros del proveedor eléctrico y la batería, para el día que registro la máxima demanda en el mes de julio.

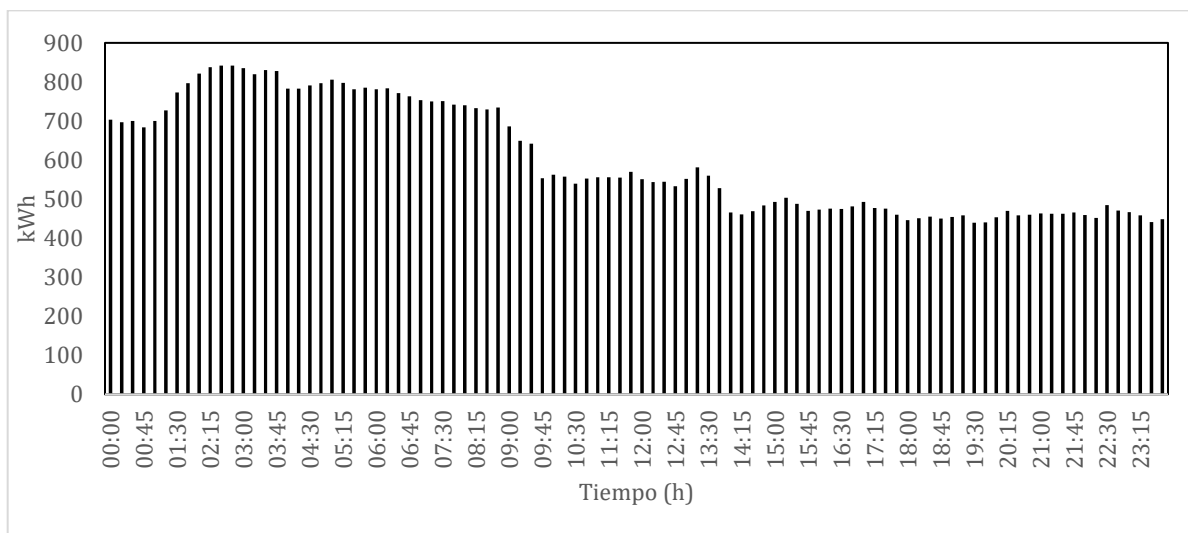


Figura 51. Perfil de consumo cliente industrial, COOPELESCA.

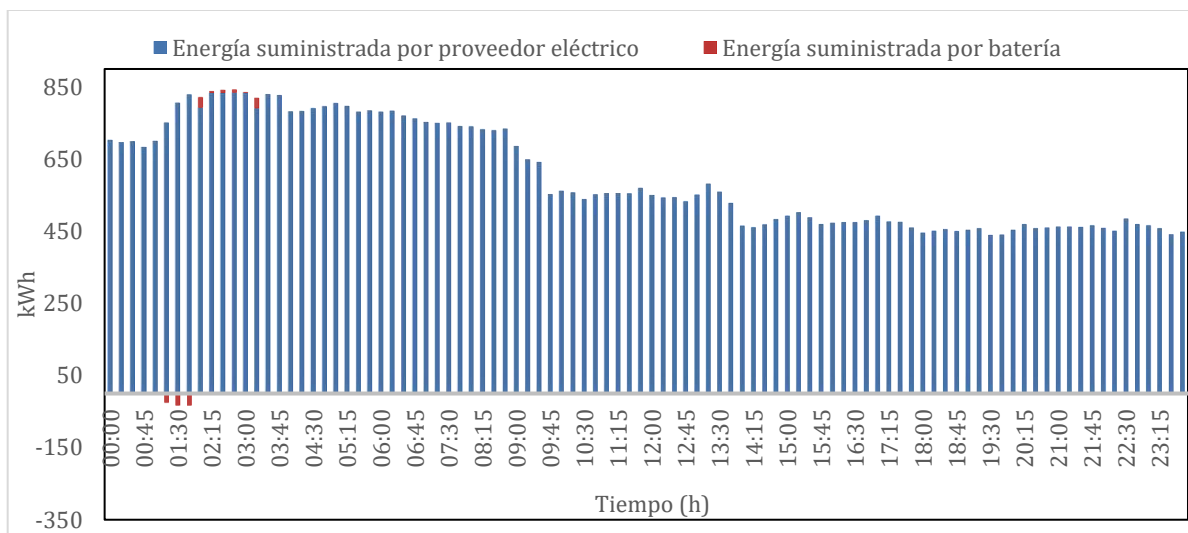


Figura 52. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-IN.

Escenario 1, con R: 10 %. COOPELESCA

De las figura 52 se destacan los suministros energéticos que efectúa la batería para lograr la reducción en los picos de consumo. En la tabla 44 se muestran los costos anuales en la facturación del cliente, se observa el ahorro generado en el cargo por potencia, que tiene un valor de ¢3,443,594.

Tabla 44. Resultado de optimización en cliente T-IN, periodo anual. COOPELESCA.

Descripción ⁴⁸		Año 1 ⁴⁹
		Escenario 1
Capacidad de la batería ⁵⁰		232 kWh y 130 kW
% Reducción ⁵¹		10 %
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	¢1,313.05 M
	Cargo potencia	¢179.82 M
	Costo total ^(A)	¢1,492.87 M
Facturación Con batería⁵²	Cargo energía	¢1,312.48 M
	Cargo potencia	¢176.95 M
	Costo total ^(B)	¢1,489.43 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		¢3.44 M
Ciclos totales		98.8

⁴⁸ Cantidad de *Powerpack*: 1 unidad.

⁴⁹ Periodo anual, considerando cada mes con 29 días, para 348 días.

⁵⁰ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo nocturno, escenario al 1 %.

⁵¹ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 42.

⁵² Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

5.3.5.2 T-IN ICE

La categoría tarifaria para clientes T-IN ICE posee los mismos cargos y costos que la categoría T-CO ICE, de modo que la optimización debe centrarse hacia la disminución de picos máximos de consumo mediante la implementación de baterías.

El cliente en estudio posee un perfil de consumo con un comportamiento irregular a lo largo del año, como se muestra en la figura 53, donde se destaca para el primer cuatrimestre del año un alto consumo energético respecto al resto del año, por esta razón las características de consumo se presentan separadas en la tabla 45, donde el periodo de alto consumo se contempla de diciembre a abril, mientras el de bajo consumo de mayo a noviembre.

Tabla 45. Características de consumo para el cliente T-IN, ICE.

Periodo		Energía promedio mensual ⁵³ kWh	Energía máxima promedio mensual kWh	Energía máxima anual kWh	Potencia máxima anual kW
Alto consumo	Nocturno	59,513.6	84.3	118.6	474.3
	Valle	62,013.5	106.9	123.3	493.2
	Punta	33,009.3	100.6	112.0	447.8
Bajo consumo	Nocturno	3,664.7	13.8	20.0	80.1
	Valle	14,165.2	31.6	41.6	166.4
	Punta	5,079.0	29.2	36.3	145.3

⁵³ El promedio de energía se obtuvo considerando 29 días por mes.

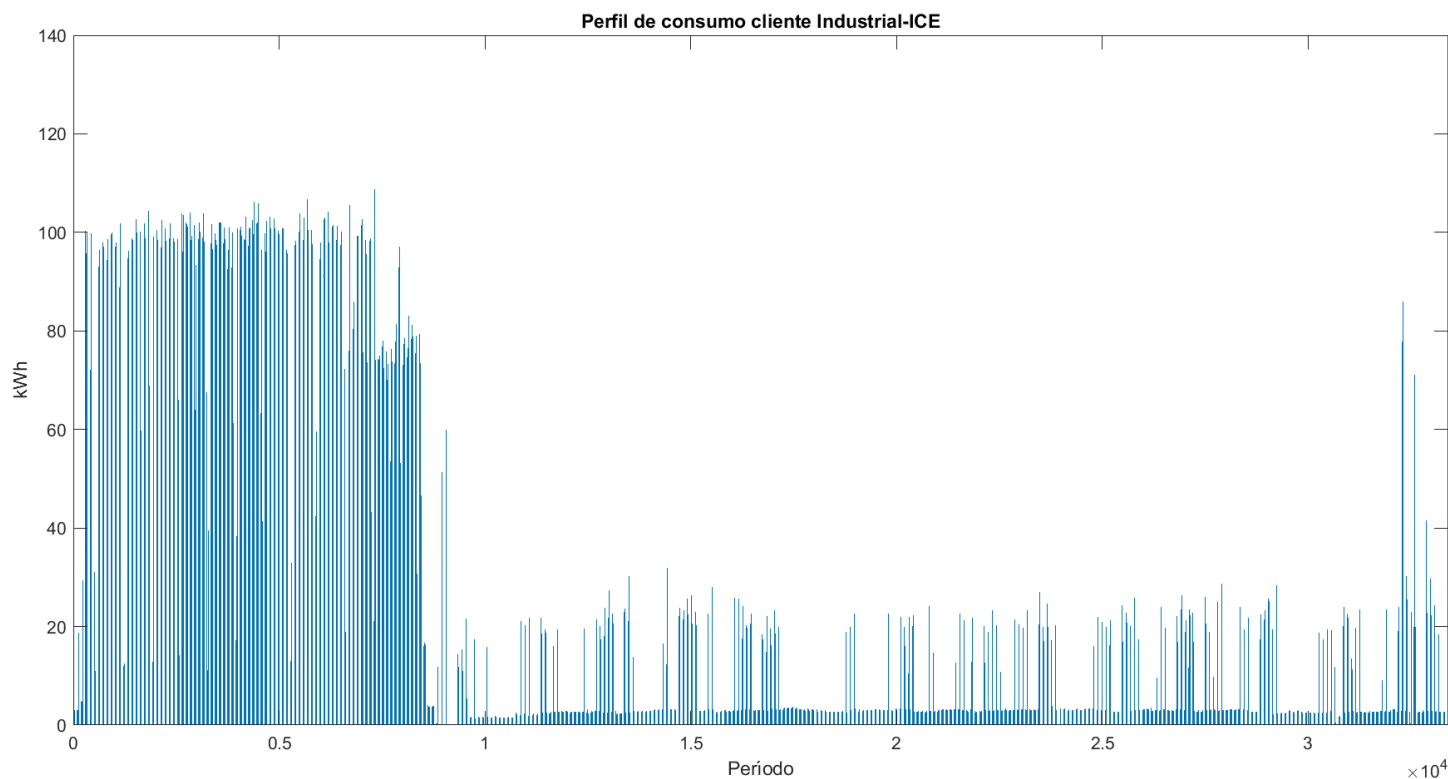


Figura 53. Perfil de consumo anual cliente industrial, ICE.

Debido a la categoría tarifaria del cliente, al igual que el cliente comercial, para ambos cargos se aplica una tarifa escalonada según el consumo, siendo el único incentivo para respuesta a la demanda el utilizar el sistema de almacenamiento para recorte de picos de consumo. Debido al comportamiento irregular del cliente la optimización se realiza de forma independiente para ambos periodos, es decir se agrupa el perfil en los periodos de alto consumo y de bajo consumo.

El sistema de almacenamiento para el cliente puede dimensionarse desde las características de alto consumo o bajo consumo, se selecciona el comportamiento de bajo consumo, debido a que posee una mayor variación entre los picos de consumo y el promedio. Se realiza la

selección de la batería con una capacidad del 50 % del mayor consumo de energía promedio registrado por periodo, a partir de ecuación (22) como se muestra a continuación:

$$[Consumo_{prom_diario_valle}]_{BajoConsumo} = \frac{14165.2 \text{ kWh}}{29} = 488 \text{ kWh}$$

$$Capacidad_{bateria} = [Consumo_{prom_diario_valle}]_{bajoconsumo} * 50 \% = 244 \text{ kWh}$$

Al utilizar la batería Powerpack se aproxima la capacidad en 1 unidad, este sistema de almacenamiento se utiliza en ambos periodos (alto consumo y de bajo consumo).

En cuanto a la restricción del $Suministro_{proveedor}$ (ecuación (21)), ya que el comportamiento es diferente para ambos periodos, se aplican diferentes porcentajes de reducción R , en el caso del periodo de bajo consumo se aplica un R de 50 % que permite una limitación al $Suministro_{proveedor}$ de 25 kWh, mientras para el periodo de alto consumo no es posible aplicar una restricción uniforme que afecte todos los meses que conforman el periodo, debido a la variación en los picos de consumo registrados en cada periodo, de modo que se aplican diferentes restricciones al $Suministro_{proveedor}$ de acuerdo con los máximos (kWh) registrados en cada mes, y se utiliza una reducción R del 10 %, como se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 46. Escenarios para cliente T-IN, ICE.

Escenario	Restricción
Escenario 1: Alto consumo (1 unidad Powerpack)	$Suministro_{proveedor} \leq Consumo_{cliente_max} - 32.5 * 0.1 * 1$
Escenario 2: Bajo consumo (1 unidad Powerpack)	$Suministro_{proveedor} \leq 41.6 - 32.5 * 0.5 * 1$ $Suministro_{proveedor} \leq 25 \text{ kWh}$

La optimización se realiza con los datos anuales, en la tabla 47 se presentan los resultados mensuales por periodo: alto y bajo consumo, para los meses de febrero y junio respectivamente.

Tabla 47. Resultado de optimización en cliente T-IN, para período mensual. ICE.

Descripción ⁵⁴		Alto consumo	Bajo consumo
Capacidad de la batería ⁵⁵		232 kWh y 130 kW	232 kWh y 130 kW
% Reducción ⁵⁶		10 %	50 %
Límite para Suministro _{proveedor}		Variable ⁵⁷	25 kWh
Facturación Sin batería	Cargo energía	€18.31 M	€1.97 M
	Cargo potencia	€5.75 M	€1.70 M
	Costo total ^(A)	€24.06 M	€3.67 M
Facturación Con batería⁵⁸	Cargo energía	€18.31 M	€1.97 M
	Cargo potencia	€5.62 M	€1.23 M
	Costo total ^(B)	€23.93 M	€3.20 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		€1.13 M	€0.47 M
Ciclos totales		29.39	2.93

⁵⁴ Cantidad de *Powerpack*: 1 unidad.

⁵⁵ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo valle, escenario al 50 %.

⁵⁶ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 46.

⁵⁷ Límites al Suministro proveedor utilizados: 105, 120, 108, 86 y 103 en kWh, para los meses: 1, 2, 3, 4 y 12.

⁵⁸ Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

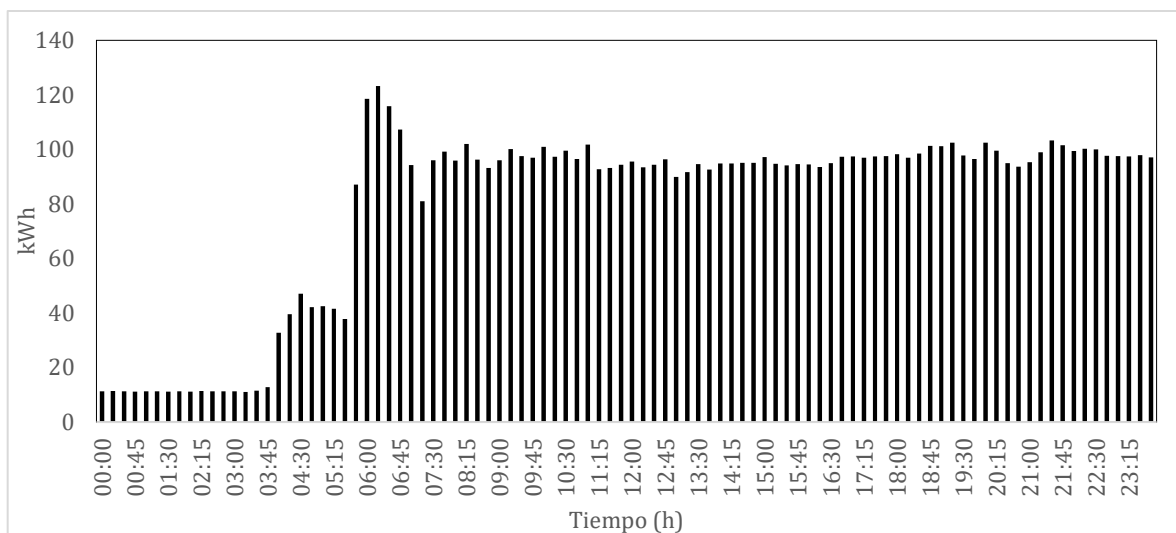


Figura 54. Perfil de consumo día de alto consumo en cliente industrial, ICE.

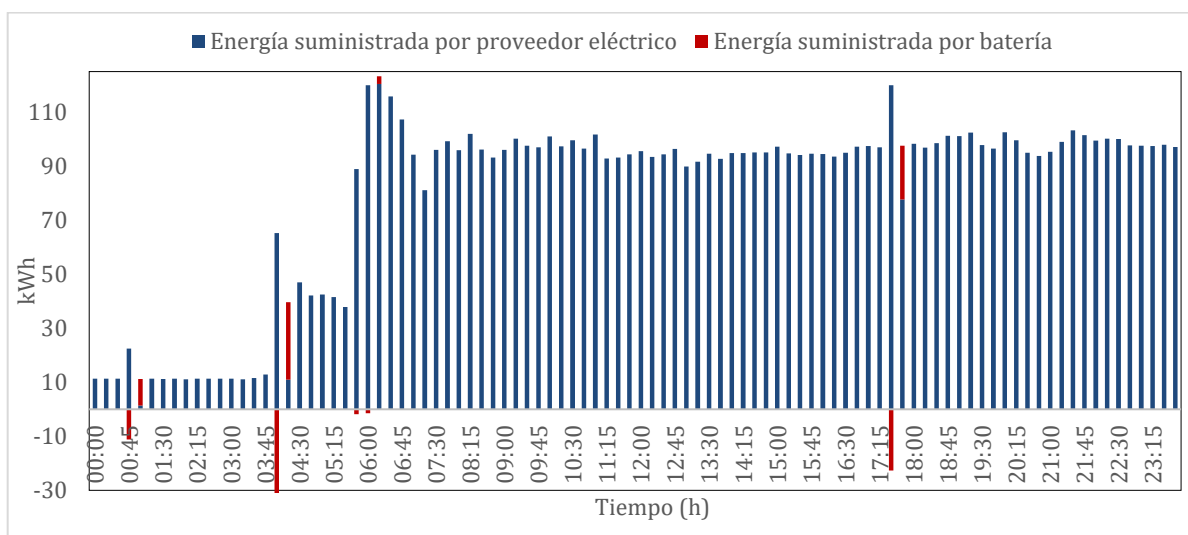


Figura 55. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería, bajo consumo.

T-IN, con R: 10 %. ICE.

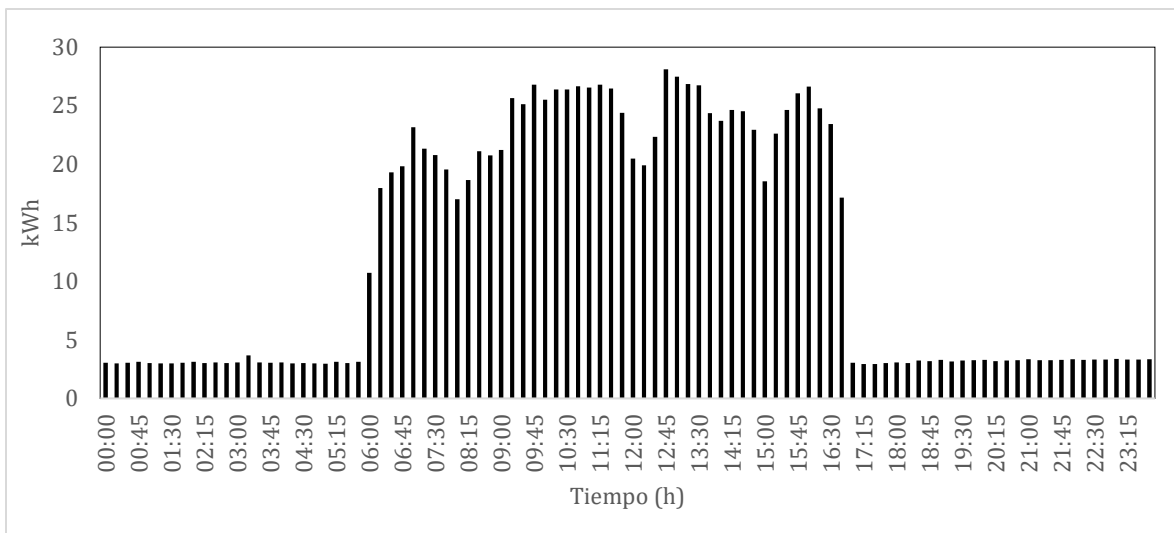


Figura 56. Perfil de consumo día de bajo consumo en cliente industrial, ICE.

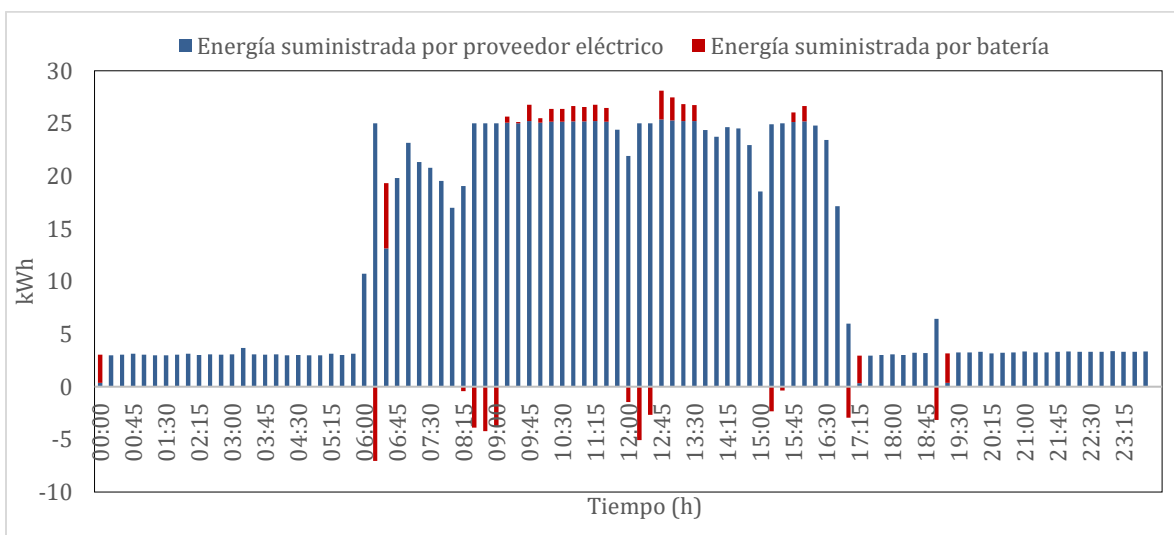


Figura 57. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería, bajo consumo.

T-IN, con R: 50 %. ICE

En relación a la facturación de los meses mostrados (tabla 47), se logra una disminución respecto a los costos originales del cargo por potencia, observándose un mayor ahorro en el periodo de menor consumo, debido que en este periodo el sistema de almacenamiento aplica una reducción mayor respecto a los picos de consumo previamente registrados por el cliente. En las gráficas mostradas se evidencia este comportamiento, donde se da para el periodo donde se observa un leve recorte de picos en el periodo de alto consumo.

Los resultados anuales para cada periodo mantienen el mismo comportamiento que los resultados mensuales, como se observa en tabla 48, donde el ahorro se da en el cargo por potencia para un ahorro total anual de ¢2.74 millones.

Tabla 48. Resultado de optimización en cliente T-IN, periodo anual. ICE.

Descripción ⁵⁹		Año 1 ⁶⁰		
		Alto consumo	Bajo consumo	Total
Capacidad de la batería ⁶¹		232 kWh y 130 kW	232 kWh y 130 kW	
% Reducción ⁶²		10 %	50 %	
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		Variable ⁶³	25 kWh	
Facturación Sin batería	Cargo energía	€55.23 M	€12.31 M	€67.54 M
	Cargo potencia	€25.12 M	€10.50 M	€35.62 M
	Costo total ^(A)	€80.35 M	€22.81 M	€103.16 M
Facturación Con batería⁶⁴	Cargo energía	€55.23 M	€12.3 M	€67.53 M
	Cargo potencia	€24.45 M	€8.45 M	€32.89 M
	Costo total ^(B)	€79.68 M	€20.75 M	€100.42 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		€67 M	€2.07 M	€2.74 M
Ciclos totales		85.70	14.45	100.16

⁵⁹ Cantidad de *Powerpack*: 1 unidad.

⁶⁰ Periodo anual, considerando cada mes con 29 días, para 348 días.

⁶¹ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo valle, escenario al 50 %.

⁶² Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 46.

⁶³ Límites al Suministro proveedor utilizados: 105, 120, 108, 86 y 103 en kWh, para los meses: 1, 2, 3, 4 y 12.

⁶⁴ Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

5.3.6 Algoritmo para tarifa preferencial de carácter social

5.3.6.1 T-CS ICE

El cliente en análisis pertenece a la categoría tarifaria de carácter social T-CS, que posee una estructura similar a las categorías comercial e industrial (de tabla 16), pero con costos menores tanto en energía como en potencia. El cliente seleccionado posee las características de consumo mostradas en la tabla 49, donde evidencia los mayores consumos de energía y potencia en periodo valle.

Tabla 49. Características de consumo del cliente T-CS, ICE.

Periodo	Energía promedio mensual ⁶⁵ kWh	Energía máxima promedio mensual kWh	Energía máxima anual kWh	Potencia máxima anual kW
Nocturno	684.3	6.1	15.4	61.5
Valle	4491.4	15.0	20.8	83.4
Punta	2149.7	14.9	15.6	62.2

Como se obtuvo para los clientes comercial e industrial, esta categoría tarifaria en términos de energía no incentiva la actuación de la batería para respuesta a la demanda, y al tener cargo por potencia permite la aplicación de la restricción (21) en el suministro del proveedor. A continuación, se presentan los escenarios aplicados al algoritmo de optimización, para este cliente se considera un dimensionamiento en la batería al 10 % y 50 % del consumo promedio diario en periodo valle, que corresponde a 154.88 kWh (ecuación (22)).

⁶⁵ El promedio de energía se obtuvo considerando 29 días por mes.

$$Capacidad_{bateria} = \begin{cases} Consumo_{prom_diario_valle} * 10 \% = 15.48 \text{ kWh} & \text{Escenario 1} \\ Consumo_{prom_diario_valle} * 50 \% = 77.44 \text{ kWh} & \text{Escenario 2} \end{cases}$$

Se utiliza la batería *Powerwall*, que aproxima la capacidad para el escenario 1 en 1 unidad mientras que para el escenario 2 en 5 unidades. La restricción implementada para el límite en el $Suministro_{proveedor}$ se aplica al máximo registrado cada mes y considerando una reducción R respecto a la capacidad de carga/descarga de las baterías, del 100 % en el escenario 1 y de 70 % en el escenario 2, como se muestra a continuación de acuerdo con ecuación (21):

Tabla 50. Escenario para cliente T-CS, ICE.

Escenarios	Restricción
Escenario 1 (1 unidad <i>Powerwall</i>)	$Suministro_{proveedor} \leq Consumo_{cliente_max} - 1.25 * 1 * 1$
Escenario 1 (5 unidades <i>Powerwall</i>)	$Suministro_{proveedor} \leq Consumo_{cliente_max} - 1.25 * 0.7 * 5$

Los escenarios se aplicaron al algoritmo con los datos de consumo anuales, en la tabla 51 se muestran los resultados de costos para el mes de agosto, y en la figura 59 y figura 60 se muestra el suministro óptimo para un día de ese mes.

El cliente presenta un comportamiento diario típico representado en la figura 58, donde se destacan 2 picos de consumo con una duración aproximada de una hora, al aplicar la restricción en el $Suministro_{proveedor}$ se busca reducir el valor de estos picos al implementar el sistema de baterías, y de este modo generar un ahorro en el cargo por potencia, pero el

sistema logrará realizar la reducción en la medida que la capacidad de descarga por lapso de la batería lo permita.

Tabla 51. Resultado de optimización en cliente T-CS, mes de agosto. ICE.

Descripción ⁶⁶		Año 1 ⁶⁷	
		Escenario 1	Escenario 2
Capacidad de la batería ⁶⁸		13.5 kWh y 5 kW	67.5 kWh y 25 kW
% Reducción ⁶⁹		100 %	70 %
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		Variable	Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	¢407,766	
	Cargo potencia	¢636,780	
	Costo total ^(A)	¢1,044,546	
Facturación Con batería⁷⁰	Cargo energía	¢407,326	¢410,458
	Cargo potencia	¢602,402	¢516,458
	Costo total ^(B)	¢1,009,728	¢926,916
Ahorro ^{(A)-(B)}		¢34,818	¢117,629
Ciclos totales		3.9	10.6

⁶⁶ Cantidad de *Powerwall*: escenario 1 con 1 unidad y escenario 2 con 5 unidades.

⁶⁷ Periodo anual, considerando cada mes con 29 días, para 348 días.

⁶⁸ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo valle, de 10 % para escenario 1 y 50 % para escenario 2.

⁶⁹ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 50.

⁷⁰ Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

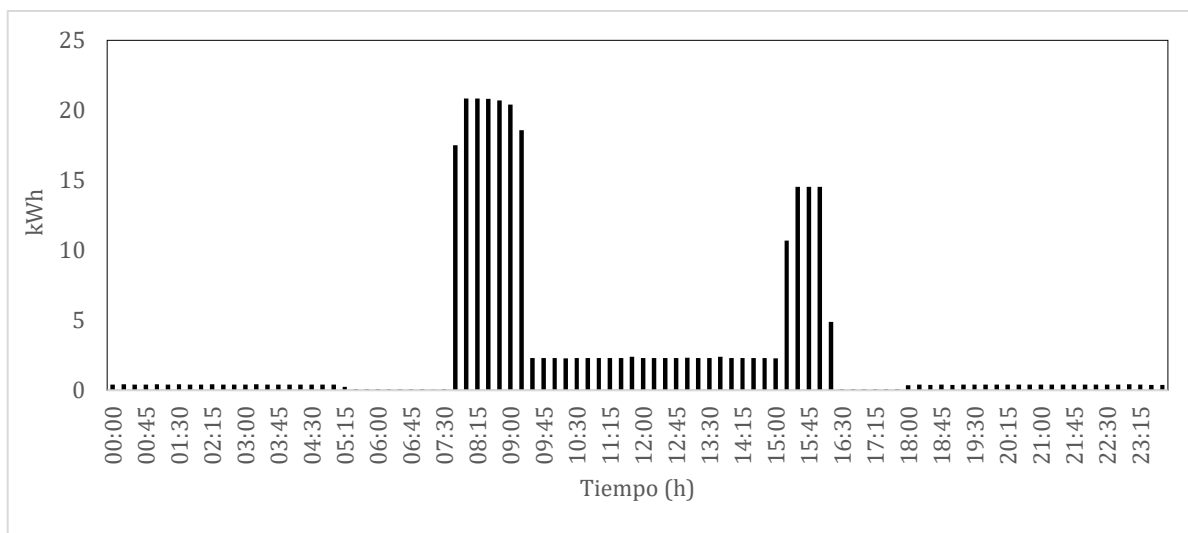


Figura 58. Perfil de consumo cliente carácter social, ICE.

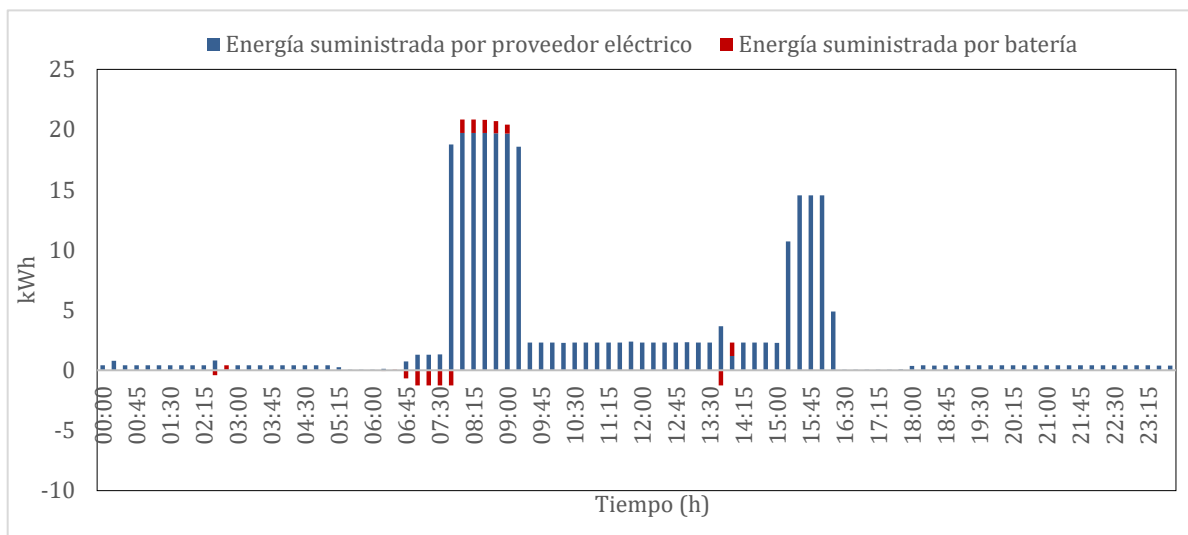


Figura 59. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-CS.

Escenario 1, con R: 100 %. ICE

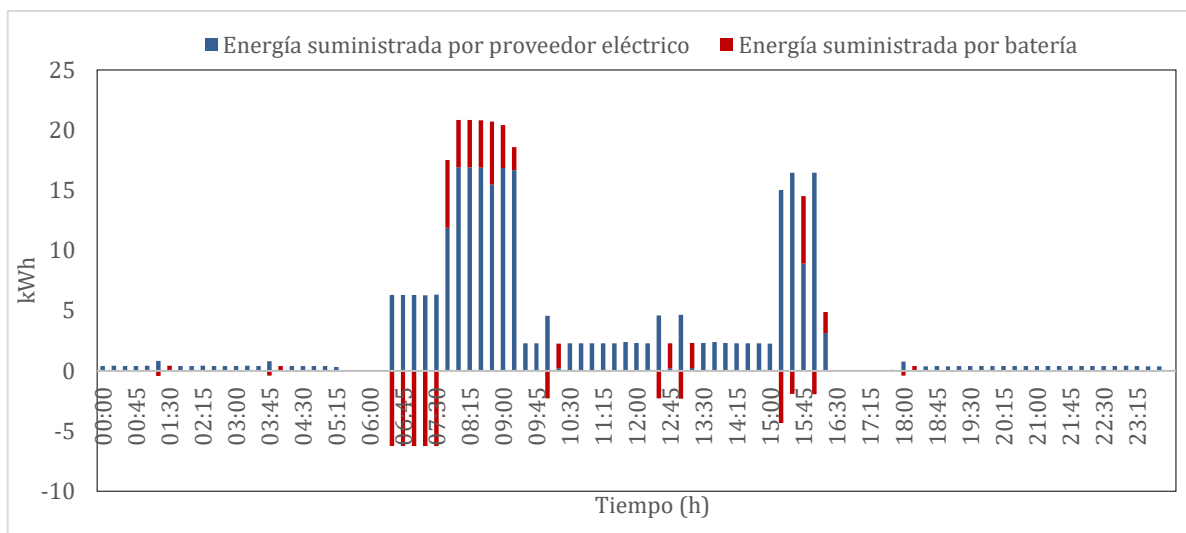


Figura 60. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-CS.

Escenario 2, con R: 70 %. ICE

En la tabla 51 se muestra como el ahorro aumenta al pasar de ₡34,818 a ₡117,629 con los ajustes entre escenarios, a través del incremento en la capacidad del sistema de almacenamiento y al aplicar un límite más estricto al $Suministro_{proveedor}$.

Respecto a las gráficas de figura 59 y figura 60, se evidencia como la batería realiza el almacenamiento de energía para liberarlo en los picos de consumo del cliente, este almacenamiento no se realiza en periodos específicos ya que en términos de facturación el consumo tiene el mismo costo independientemente de la hora. Para este cliente las condiciones del escenario 2.

En la tabla 52 se presentan los resultados anuales para el cliente, donde se mantiene la tendencia del ahorro mayor en el escenario 2. Este comportamiento se da porque el cliente posee picos de consumo prominentes y de corta duración, además ubicados cada día en la misma franja horaria, que permiten que ante el incremento en la capacidad de la batería y a su

vez la aplicación de un límite más estricto en el $Suministro_{proveedor}$, se genere un mayor ahorro en la facturación del cliente.

Tabla 52. Resultado de optimización en cliente T-CS, para período anual. ICE.

Descripción ⁷¹		Año 1 ⁷²	
		Escenario 1	Escenario 2
Capacidad de la batería ⁷³		13.5 kWh y 5 kW	67.5 kWh y 25 kW
% Reducción ⁷⁴		100 %	70 %
Límite para $Suministro_{proveedor}$		Variable	Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	C\$5,312,103	
	Cargo potencia	C\$5,700,748	
	Costo total ^(A)	C\$11,012,851	
Facturación Con batería⁷⁵	Cargo energía	C\$5,308,890	C\$5,365,353
	Cargo potencia	C\$5,288,218	C\$4,256,273
	Costo total ^(B)	C\$10,597,108	C\$9,621,627
Ahorro ^{(A)-(B)}		C\$415,744	C\$1,391,225
Ciclos totales		93.8	195.4

⁷¹ Cantidad de *Powerwall*: escenario 1 con 1 unidad y escenario 2 con 5 unidades.

⁷² Período anual, considerando cada mes con 29 días, para 348 días.

⁷³ Capacidad con respecto al consumo promedio en período valle, de 10 % para escenario 1 y 50 % para escenario 2.

⁷⁴ Porcentaje de reducción R aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 50.

⁷⁵ Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

5.3.7 Algoritmo para abonados directos del servicio de generación del ICE

5.3.7.1 T-UD ICE

La tarifa T-UD aplica para abonados directos del servicio de generación del ICE, la facturación realiza el cobro en dólares por periodo para los cargos de energía y potencia (como se puede observar en tabla 16). Para el cliente en análisis se presentan los datos que resumen el comportamiento de su consumo en la tabla 53, donde se destaca un mayor consumo promedio mensual en periodo nocturno, y valores similares en la potencia máxima registrada.

Tabla 53. Características de consumo del cliente T-UD, ICE.

Periodo	Energía promedio mensual ⁷⁶ kWh	Energía máxima promedio mensual kWh	Energía máxima anual kWh	Potencia máxima anual kW
Nocturno	1,426,287.3	1,478.1	1,533.0	6,132.0
Valle	1,256,295.6	1,488.4	1,543.5	6,174.0
Punta	699,642.5	1,486.8	1,547.7	6,190.8

Para la selección de la capacidad del sistema de almacenamiento se considera un 1 % y 10 % del consumo promedio diario en punta (por representar el mayor peso en la tarifa) que corresponde a 24,125 kWh (ecuación (22)), obteniendo los escenarios a continuación:

$$Capacidad_{batería} = \begin{cases} Consumo_{prom_diario_punta} * 1 \% = 241.3 kWh & Escenario 1 \\ Consumo_{prom_diario_punta} * 10 \% = 2413 kWh & Escenario 2 \end{cases}$$

⁷⁶ El promedio de energía se obtuvo considerando 29 días por mes.

Se utiliza la batería *Powerpack*, que aproxima la capacidad para el escenario 1 en 1 unidad mientras que para el escenario 2 en 10 unidades.

Para este cliente ya que la tarifa varía según la hora de consumo, en la optimización se pretende modificar los costos para ambos cargos; potencia y energía, en el caso del cargo por potencia a pesar de que el perfil de consumo mantiene un comportamiento similar cada mes, los picos de consumo registrados varían considerablemente para cada mes, de forma que aplicar una misma limitación al $Suministro_{proveedor}$ afectaría a una cantidad reducida de meses, por lo cual se aplica una limitación que varíe según el máximo mensual registrado en cada mes, y aplicando una reducción R respecto a la capacidad de carga/descarga de la batería, que varía según el escenario a considerar, siendo para el escenario 1 un R de 35 % y para el escenario 2 un R de 5 %, como se muestra a continuación de acuerdo con ecuación (21):

Tabla 54. Escenarios para cliente T-UD, ICE.

Escenario	Restricción
Escenario 1 (1 unidad <i>Powerpack</i>)	$Suministro_{proveedor} \leq Consumo_{cliente_max} - 32.5 * 0.35 * 1$
Escenario 2 (10 unidades <i>Powerpack</i>)	$Suministro_{proveedor} \leq Consumo_{cliente_max} - 32.5 * 0.05 * 10$

De acuerdo con estas restricciones se realizan las simulaciones con el algoritmo de optimización, obteniendo los resultados de facturación que se muestran en la tabla 55 para el mes de junio.

Tabla 55. Resultado de optimización en cliente T-UD, mes de junio. ICE.

Descripción ⁷⁷		Escenario 1	Escenario 2
Capacidad de la batería ⁷⁸		232 kWh y 130 kW	2,320 kWh y 1,300 kW
% Reducción ⁷⁹		35 %	5 %
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		Variable	Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	\$171,413	
	Cargo potencia	\$39,476	
	Costo total ^(A)	\$210,890	
Facturación Con batería⁸⁰	Cargo energía	\$171,405	\$170,922
	Cargo potencia	\$39,266	\$39,149
	Costo total ^(B)	\$210,671	\$210,071
Ahorro ^{(A)-(B)}		\$219	\$818
Ciclos totales		146.21	112.92

Los resultados mensuales de la tabla 55, muestran un ahorro para ambos escenarios tanto para el cargo por energía como para el cargo por potencia, pero se destaca como para el escenario 1 se logra una disminución mayormente en el cargo por potencia, ya que la capacidad seleccionada no permite realizar cargas en la baterías; que generen ahorro significativo en el

⁷⁷ Cantidad de *Powerpack*: escenario 1 con 1 unidad y escenario 2 con 10 unidad.

⁷⁸ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo punta, escenario 1 al 1 % y escenario 2 al 10 %.

⁷⁹ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 54

⁸⁰ Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

cargo por energía, esto a diferencia del escenario 2 que si lo permite debido a las características del sistema de almacenamiento.

En la figura 61, figura 62 y figura 63 se muestran el perfil de consumo para un día del mes de junio, así como los suministros de energía entre el proveedor y la batería, según el escenario. El perfil del cliente para ese día destaca varios picos de consumo de corta duración (inferior a una hora aproximadamente) distribuidos a lo largo del día y que oscilan entre los 1350 y 1500 kWh. Con diferentes capacidades y restricciones aplicadas por escenario, se observa como varían los suministros de energía, alterando la forma del perfil de consumo hacia un perfil más plano y que además posee valles más pronunciados en los periodos punta desde la perspectiva del proveedor eléctrico, ya que, desde la perspectiva del cliente; los consumos energéticos se realizan en los instantes contemplados originalmente, gracias a la implementación del sistema de almacenamiento.

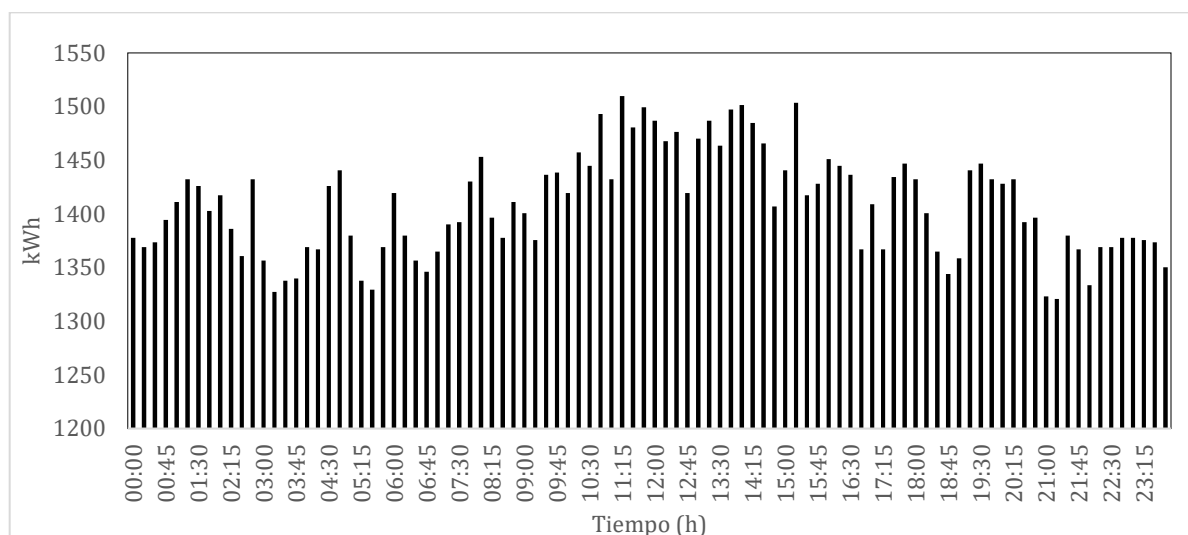


Figura 61. Perfil de consumo abonado directo, ICE.

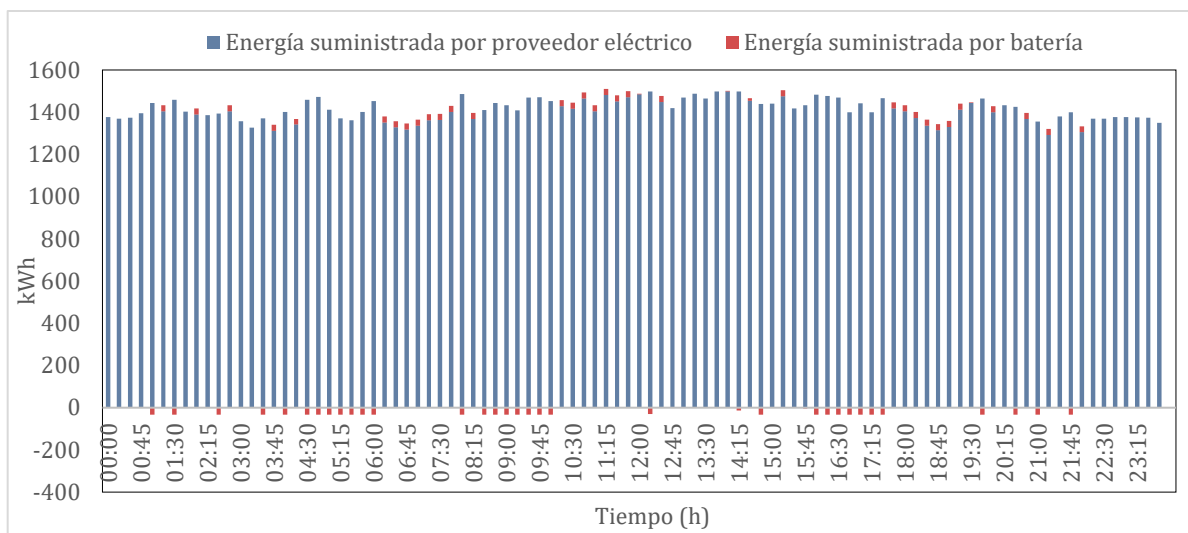


Figura 62. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-UD.

Escenario 1, con R: 35 %. ICE

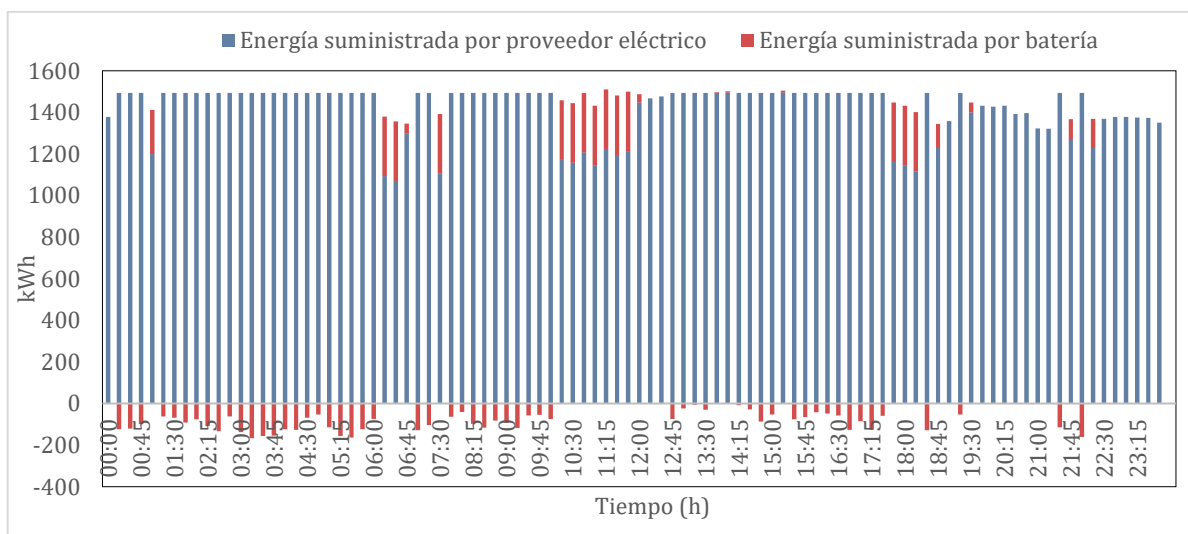


Figura 63. Optimización del suministro eléctrico del proveedor y la batería T-UD.

Escenario 2, con R: 5 %. ICE

En la tabla 56 se muestran los costos anuales por cada escenario, manteniendo el mayor ahorro en el escenario 2. A pesar de que la tarifa T-UD es diferencia por periodo, no posee una gran variación de precios en el cargo de energía (tabla 16), por esta razón el cargo por energía no genera un ahorro mayor. Aunque se genera un ahorro la viabilidad de la implementación de sistemas de almacenamiento para respuesta a la demanda, debe realizarse considerando los costos de inversión y mantenimiento como se muestra en el capítulo 5.4.

Tabla 56. Resultado de optimización en cliente T-UD, para período anual. ICE.

Descripción ⁸¹		Año 1 ⁸²	
		Escenario 1	Escenario 2
Capacidad de la batería ⁸³		232 kWh y 130 kW	2320 kWh y 1300 kW
% Reducción ⁸⁴		35 %	5 %
Límite para <i>Suministro</i> _{proveedor}		Variable	Variable
Facturación Sin batería	Cargo energía	\$2,018,995	
	Cargo potencia	\$467,697	
	Costo total ^(A)	\$2,486,692	
Facturación Con batería⁸⁵	Cargo energía	\$2,018,933	\$2,013,798
	Cargo potencia	\$465,955	\$465,830
	Costo total ^(B)	\$2,484,888	\$2,479,629
Ahorro ^{(A)-(B)}		\$1,804	\$7,063
Ciclos totales		1,780.89	1,393.19

⁸¹ Cantidad de *Powerpack*: escenario 1 con 1 unidad y escenario 2 con 10 unidades.

⁸² Período anual, considerando cada mes con 29 días, para 348 días.

⁸³ Capacidad con respecto al consumo promedio en periodo punta, escenario 1 al 1 % y escenario 2 al 10 %.

⁸⁴ Porcentaje de reducción *R* aplicado en la ecuación (21), ver Tabla 54.

⁸⁵ Se considera una eficiencia $\eta = 0.88$ como lo indica la ficha técnica de la batería.

5.4 Factor de carga por tipo de cliente

Como parte de la caracterización en el consumo de cada cliente, se determina el factor de carga, que corresponde a un indicador sobre la uniformidad de un perfil de consumo, es decir que tanto se aleja el consumo promedio del consumo pico registrado dentro de un mismo periodo de análisis. La ecuación para determinar el factor de carga se muestra a continuación:

$$FC = \frac{E_t}{P_{max} * 24 \frac{horas}{día} * d \frac{días}{mes}} * 100 \quad (23)$$

Donde:

FC = factor de carga, en porcentaje.

E_t = Energía consumida en el periodo, kWh.

P_{max} = Potencia máxima de consumo registrada en el periodo, en kW.

d = Cantidad de días que comprenden un mes de periodo de análisis.

De acuerdo a la ecuación (23) se determina el factor de carga porcentual de un cliente, entre más cercano sea este valor a 100% se dice que el perfil de consumo tiende a ser más uniforme o plano es decir con menos picos de consumo, condición deseada por los proveedores eléctricos para realizar una mejor planificación de sus recursos de generación.

La determinación del factor de carga de cada cliente se realiza desde la perspectiva de los proveedores eléctricos, considerando los perfiles de consumo antes y después de efectuar el proceso de optimización. En el caso del proveedor eléctrico COOPELESCA se presentan los resultados de FC para los clientes en los cuales se presentó un incentivo para la utilización del sistema de baterías para respuesta a la demanda, clientes que corresponden a T-MT y T-IN, como puede verse a continuación en la tabla 57.

Tabla 57. Factor de carga para clientes COOPELESCA.

% Factor de carga - COOPELESCA					
Día	T-MT		Mes	T-IN	
	Pre Optimizar	Post Optimizar		Pre Optimizar	Post Optimizar
1	58	63	1	68	68
2	54	60	2	64	64
3	53	59	3	68	68
4	83	84	4	59	59
5	56	62	5	63	64
6	54	56	6	64	64
7	39	44	7	58	59
			8	64	64
			9	65	65
			10	64	64
			11	59	59
			12	64	64
Promedio	57	61	Promedio	63	64

En el caso del proveedor eléctrico ICE, los resultados de *FC* para los diferentes tipos de clientes se muestran en la tabla 58. Como se puede observar de los resultados para ambos proveedores eléctricos, el valor del factor de carga cambia debido al proceso de optimización realizado, lo cual se debe a la modificación en los perfiles de consumo desde la perspectiva del proveedor eléctrico, ya que al perfil de consumo se añaden los periodos de carga del sistema de almacenamiento que serán usados para abastecer mediante las descargas a los periodos de consumo de mayor costo respecto a la facturación del cliente. En promedio los clientes considerados lograron un aumento entre 1% y 6 % en su factor de carga.

Tabla 58. Factor de carga para clientes ICE.

% Factor de carga - ICE												
Mes	T-MT		T-MTb		T-CO		T-IN		T-CS		T-UD	
	Pre <small>Optimizar</small>	Post <small>Optimizar</small>	Pre <small>Optimizar</small>	Post <small>Optimizar</small>	Pre <small>Optimizar</small>	Post <small>Optimizar</small>	Pre <small>Optimizar</small>	Post <small>Optimizar</small>	Pre <small>Optimizar</small>	Post <small>Optimizar</small>	Pre <small>Optimizar</small>	Post <small>Optimizar</small>
1	73	82	38	39	68	72	75	73	22	30	83	84
2	64	71	54	55	69	73	75	73	18	24	83	85
3	56	61	53	55	74	78	74	72	18	25	73	74
4	77	82	45	46	75	79	11	10	23	33	87	88
5	66	71	52	53	71	75	27	32	17	23	83	84
6	76	84	51	52	68	73	26	35	15	20	82	83
7	64	71	53	55	71	75	21	23	15	21	80	82
8	53	57	50	51	70	74	29	30	11	14	81	82
9	77	82	51	52	69	73	21	33	17	24	81	82
10	77	82	60	61	68	72	29	36	16	23	80	81
11	79	84	60	62	72	76	28	34	15	21	83	84
12	78	83	69	71	72	76	10	10	17	24	79	80
Promedio	70	76	53	54	70	75	36	38	17	23	81	83

6 CAPÍTULO 6. Rentabilidad económica

Los resultados obtenidos en el capítulo 5 para cada cliente en análisis (ver tabla 20), determinaron para cuales clientes fue factible de acuerdo a su estructura tarifaria actual y a su perfil de consumo, la implementación optimizada de sistemas de almacenamiento energético como medio para efectuar respuesta a la demanda. Para cada cliente se determinó el ahorro anual que podría percibir en su facturación eléctrica según diferentes escenarios considerados, esta información es útil para realizar un análisis desde la perspectiva de rentabilidad económica, que permita establecer la viabilidad del proyecto.

Por tanto, en este capítulo se presenta el análisis de rentabilidad económica para cada cliente.

6.1 Consideraciones para el estudio de rentabilidad económica

A continuación, se describen los principales factores considerados en el análisis de rentabilidad económica:

6.1.1 Periodo de análisis

El periodo de análisis se establece como la cantidad de años en la cual el sistema de almacenamiento energético tiene su vida útil, este periodo varía según la tecnología y la forma en que se utilice el sistema, para esto es necesario considerar lo que establece el fabricante del modelo de baterías tomado como referencia en este estudio.

Los sistemas de almacenamiento energético estacionario de Tesla, modelos Powerwall y Powerpack, indican en su ficha técnica una garantía por un periodo de 10 años, donde pasado este periodo se establece una degradación del 70 % en su capacidad de almacenamiento respecto al valor original, esto considerando 1 ciclo diario de carga/descarga a una profundidad de descarga del 100 %, para 360 días operativos en cada año.

De acuerdo con esta información se establece para efecto de este estudio un límite de 3600 ciclos o 10 años de vida útil, lo que se cumpla primero a partir del número de ciclos que se

obtuvo en la simulación de optimización para el año 1. Para todos los casos de análisis se determina su periodo de vida útil a partir de la siguiente fórmula:

$$Periodo_{renta} = \frac{3600}{ciclos_{año1}} \quad (24)$$

Donde:

$Periodo_{renta}$ = Corresponde al periodo de análisis en años por escenario.

$ciclos_{año1}$ = Ciclos anuales determinados en la optimización del año 1.

De acuerdo con la formula anterior, si por ejemplo para un cliente en el año 1 su sistema de almacenamiento cumplió con 200 ciclos, su vida útil bajo esas condiciones sería de 18 años, pero se considera el tope de 10 años en el periodo de análisis. De igual forma para un cliente con un número de ciclos superior a los 360 ciclos anuales, se considera el número de años que implica llegar a los 3600 ciclos.

Con el periodo de análisis establecido por escenario del cliente, se realiza la cantidad de simulaciones de optimización correspondientes, pero además están simulaciones consideran crecimiento en el consumo del cliente y degradación en las características del sistema del almacenamiento de energía.

6.1.2 Crecimiento en el consumo del cliente

Los datos de consumo del cliente para el periodo de análisis definido consideran un crecimiento anual porcentual, establecido a partir del porcentaje de crecimiento para la

demanda de energía que se ha proyectado para el país en el “Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Periodo 2018-2034”⁸⁶, publicado por el ICE en el año 2019.

6.1.3 Degradación en el sistema de almacenamiento energético

A pesar de sus altas capacidades de rendimiento en comparación con otras tecnologías, las baterías de ion de litio también están sujetas a efectos de degradación en sus capacidades de funcionamiento, efectos que dependen de varios factores como lo son la temperatura, cantidad de ciclos, profundidad de descarga (DoD), edad del dispositivo, entre otros.

Para las simulaciones en el periodo de análisis establecido, no se consideran efectos de degradación por temperatura debido a que el sistema considerado contempla control de temperatura, sin embargo, si se consideran los efectos de degradación en la eficiencia y en la capacidad de almacenamiento (dada en kWh), como se describen a continuación:

a) Degradación en la capacidad de almacenamiento

En el caso de la tecnología específica que utilizan los sistemas de almacenamiento considerados en este estudio, corresponde a la tecnología LiNiMnCoO_2 o NMC, que posee una degradación en su capacidad de almacenamiento con respecto al número de ciclos, como se muestra en la siguiente gráfica:

⁸⁶ Disponible en el anexo 10.2

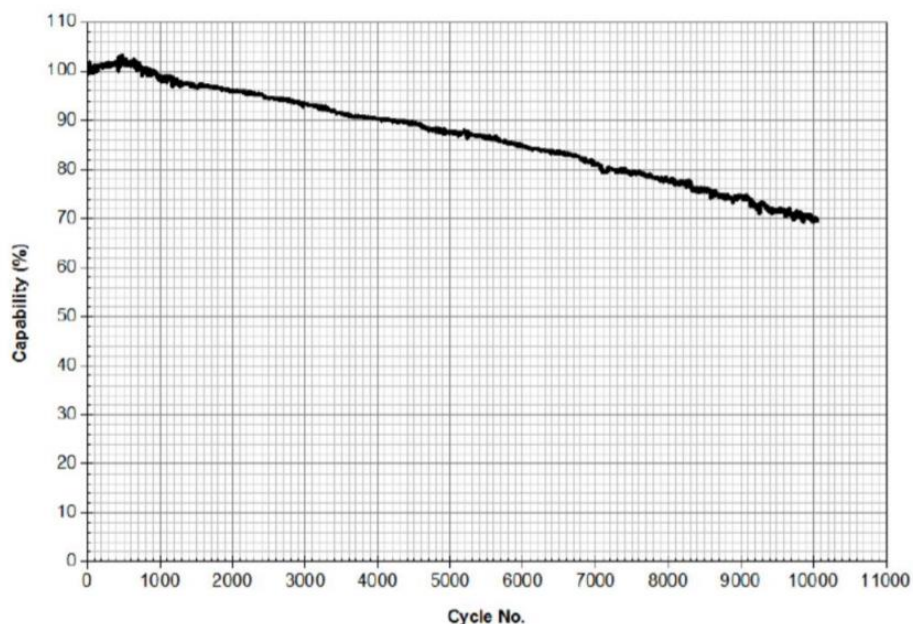


Figura 64. Rendimiento de ciclo de vida para una celda de batería NMC típica cargada y descargada (a 1C / 1C) a 80 % DoD, $23 \pm 3^\circ \text{C}$. Fuente: (JACOBS, 2017)

De la figura 64, se destaca una capacidad aproximada de 70 % cuando se cumplan los 10,000 ciclos bajo un DoD de 80 %. Como ya se indicó en el apartado 6.1.1, para los sistemas de almacenamiento Tesla se tiene una degradación del 70 % bajo un DoD de 100 % en 3600 ciclos. Debido a que el fabricante solo indica su curva de degradación en las especificaciones de la garantía bajo compra del producto, esta información no se encuentra de forma pública para consulta. Por lo cual, para efecto de consideración de la degradación en la capacidad del sistema de almacenamiento se realizará una proyección lineal a partir de la información disponible, que da origen a la siguiente gráfica:

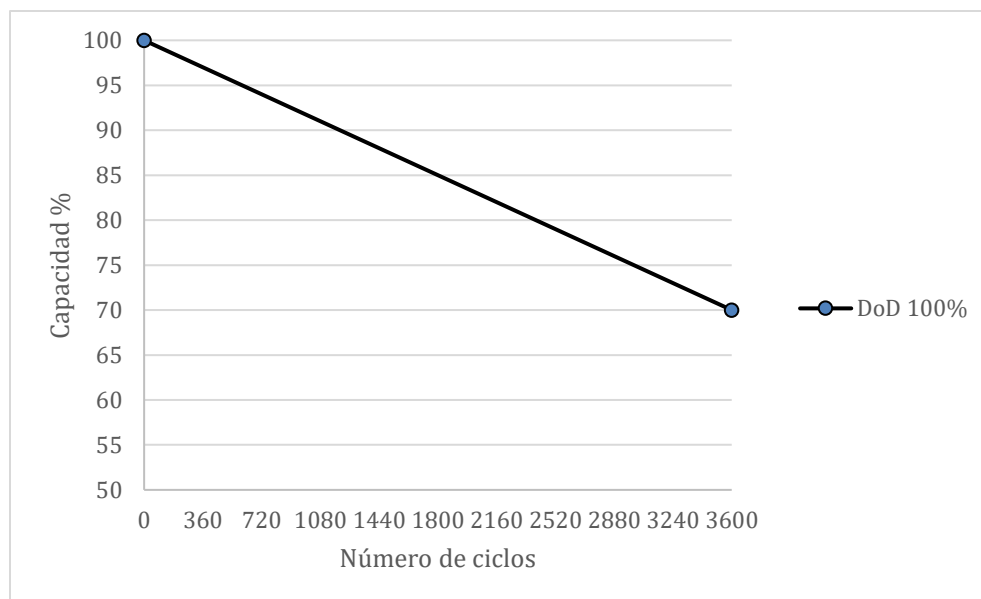


Figura 65. Proyección en la degradación en la capacidad de los sistemas de almacenamiento.

b) Degradación en la eficiencia

Para la degradación de la eficiencia del sistema de almacenamiento, se consideran los resultados del artículo “Energy Storage Technology and Cost Characterization Report” del Pacific Northwest National Laboratory, donde se indica un factor de degradación anual con un valor de 0.5 % para la tecnología de sistema de almacenamiento de litio. (PNNL, 2019)

6.1.4 Precios de los sistemas de almacenamiento

Para efecto del actual proyecto no fue posible obtener del proveedor nacional los precios de los sistemas de almacenamiento energético Tesla, por lo cual, para tener una referencia de los precios de mercado internacional se investigaron fuentes de precios en Estados Unidos, y se obtuvieron los siguientes precios de referencia para año 2020:

- Powerwall: \$7,000 por unidad con convertidor incluido (519 \$/kWh). (ELECTREK, 2020)
- Powerpack: \$172,000 por unidad con convertidor incluido (742 \$/kWh). (ELECTREK, 2020)

Estos precios no incluyen la instalación de los equipos, ni el costo de dispositivos adicionales que se requieran para la puesta en operación según el requerimiento de cada cliente. Adicionalmente, para el mercado estadounidense es posible reducir el precio en los sistemas de almacenamiento, dependiendo de la cantidad de unidades que se requieran comprar, así como por políticas de incentivación en el uso de baterías que posea el estado donde se realizará la instalación del equipo. (ELECTREK, 2020)

Junto con los precios de mercado investigados para los sistemas Tesla, se investigaron rangos de precios en \$/kWh determinados en estudios sobre costos de puesta en operación de proyectos con sistemas de baterías de litio. Entre las fuentes consultadas se destaca el informe “Lazard’s Levelized Cost of Storage” efectuado anualmente (desde el 2015) por la empresa de asesoría financiera LAZARD, en el cual se exponen las principales tecnologías de almacenamiento aplicadas a diferentes usos y clientes. Se considera el informe para el año 2016, que presentó un desglose detallado de los costos en sistemas de almacenamiento sin estar ligados a sistemas fotovoltaicos, los rangos de precios seleccionados corresponden a la tecnología de litio en aplicaciones comerciales e industriales, donde se hace uso del sistema de baterías para efectuar recortes de picos y reducción en el rubro de la demanda. A continuación, se presentan los rangos de precios seleccionados:

Tabla 59. Rango de precios de sistemas de almacenamiento litio – LAZARD e Enovation Partners.⁸⁷

Rango de precios Comercial e Industrial	Costo total de instalación	Costos de O&M
Cota inferior	529 (\$/kWh)	1.6 %
Cota superior	1247 (\$/kWh)	1.5 %

Otro informe de referencia consultado, fue el realizado por Pacific Northwest National Laboratory en el año 2019, llamado “Energy Storage Technology and Cost Characterization Report”, en este informe se evaluó el costo y rendimiento de algunas tecnologías de almacenamiento seleccionadas, así como de otros sistemas (por ejemplo, ultracondensadores). El informe presenta costos para el año 2018 y realiza proyecciones para el año 2025, de la información presentada se extrae el rango de precios para el año 2018 para la tecnología de litio como se muestra a continuación:

Tabla 60. Rango de precios de sistemas de almacenamiento litio – PNNL.⁸⁸

Rango de precios	Costo total de instalación	Costos variables de O&M	Costos fijos de O&M
Cota inferior	393 (\$/kWh)	10 (\$/kW-yr)	0.03 (cents/kWh)
Cota superior	581 (\$/kWh)		

⁸⁷ La tabla completa de precios por tecnología se muestra en el anexo 10.3

⁸⁸ La tabla completa de precios por tecnología se muestra en el anexo 10.4

Para el análisis de rentabilidad por cliente, se utilizan como referencia los rangos de precios de LAZARD mostrados en la tabla 59 que corresponde al año 2016, y aunque los precios en la tecnología de litio han disminuido como se refleja en los resultados del informe de PNNL, es dentro del rango de precios de LAZARD que se ubican los precios actuales de referencia investigados para los sistemas de almacenamiento Tesla.

6.1.5 Indicador económico para determinación de rentabilidad

El indicador económico a utilizar para determinar la rentabilidad del proyecto en análisis, corresponde al valor actual neto (VAN), el cual permite obtener para un periodo de análisis, si los flujos variantes de ingresos y egresos, permiten compensar la inversión inicial realizada, y además si ha generado una ganancia adicional.

La fórmula que se utiliza para el cálculo del VAN se muestra a continuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (25)$$

Donde:

I_0 = Inversión inicial realizada.

F_t = Flujos de caja futuros, desde comprenden el periodo t desde el año 1 hasta el año n .

i = tasa de descuento.

El resultado obtenido en el valor del VAN permite establecer la viabilidad del proyecto, de acuerdo con los siguientes criterios:

$VAN > 0$: El proyecto es viable, pues genera benéficos económicos.

$VAN = 0$: El proyecto es viable, no genera beneficios ni pérdidas.

$VAN < 0$: El proyecto no es viable, por cuanto generará pérdidas.

Para este análisis se consideran los siguientes parámetros para la obtención del VAN:

a) Inversión inicial

Los costos de inversión inicial para el sistema de almacenamiento se definen de acuerdo a los rangos de precios indicados en la sección 6.1.4, considerando un tipo de cambio para el dólar de $\text{C}600$ (de acuerdo con los datos para septiembre 2020 en el Banco Central de Costa Rica).

b) Flujos de caja futuros

Los flujos de caja futuros, se determinan a partir del ahorro en la facturación eléctrica determinado en cada simulación realizada en el periodo de análisis, y la incorporación de los costos de operación y mantenimiento (O&M) del sistema de almacenamiento.

c) Tasa de descuento

Dado que las entidades financieras realizan préstamos por el 80 % del monto requerido, para la determinación de la tasa de descuento se considera el costo ponderado capital entre la tasa de interés de los certificados de depósito a plazo (CDP) y la tasa de interés del préstamo que se ofrecen en el mercado, para un 20 % y 80 % respectivamente que conforman el monto total requerido.

Para la tasa de interés de los CDP se considera el promedio que para principios del 2020 se ubicaba en 6.9 % entre las entidades financieras del país. (Cisneros, 2020).

En caso la tasa de interés del préstamo, se toma como referencia el sistema de *préstamos verdes* que impulsa proyectos de temáticas como: energía renovable, eficiencia energética y reducción del impacto ambiental. En el país varias financieras ofrecen este sistema de préstamos, para este trabajo se toma como referencia el sistema ecocrédito de consumo del Banco de Costa Rica (BCR), que ofrece hasta \$150,000 en garantía hipotecaria, fideicomiso e hipoteca abierta (BCR, 2020). Para finales del 2020 la tasa de interés del ecocrédito se ubica en 8.8 %, dato obtenido mediante la información suministrada con el uso de la calculadora de créditos del BCR, que permite obtener las cuotas mensuales según el monto y plazo seleccionados.

Finalmente, al determinar el costo ponderado capital entre el interés de los CDP 6.9 % y el interés del préstamo 8.8 %, se establece la tasa de descuento en un 8 %.

d) Inflación

Se considera una tasa de inflación del 1.91 % vigente para inicios del 2020. (INEC, 2020).

6.2 Rentabilidad económica por proveedor eléctrico

En el caso de los clientes considerados para el proveedor COOPELESCA, correspondientes a las estructuras tarifarias: T-RE, T-MT, T-CO y T-IN, el análisis de rentabilidad se realiza solo para los clientes de T-MT y T-IN, esto debido a que en el capítulo 5 se determinó que para los clientes T-RE y T-CO no se presentan incentivos para realizar respuesta a la demanda con sistemas de almacenamiento de energía, en el caso del cliente T-RE debido a su estructura tarifaria, mientras para el cliente T-CO su perfil de consumo no llega a abarcar el cobro del cargo por potencia, que corresponde al cargo que podría modificar la facturación del cliente al efectuar el recorte de picos mediante el uso de baterías.

En los clientes del proveedor ICE se realiza el análisis de rentabilidad para todos los clientes considerados: T-MT, T-MTb, T-CO, T-IN, T-CS y T-UD, a partir del escenario donde su obtuvo el mayor ahorro según los resultados presentados en el capítulo 5.

De acuerdo con las consideraciones indicadas en la sección 6.1, se procede a realizar el análisis de rentabilidad para los proveedores eléctricos considerados.

6.2.1 Rentabilidad para tarifa media tensión

El análisis de rentabilidad por cliente de media tensión, se realizó a partir del siguiente escenario seleccionado:

- a) Rentabilidad T-MT COOPELESCA: se analiza para el escenario con un sistema de almacenamiento Powerpack de 4 unidades (928 kWh y 520 kW), y con un límite al suministro del proveedor de 44 kWh, que se mantiene fijo para cada día. El periodo de análisis corresponde a 8 años, determinados considerando el número de ciclos de aproximadamente 400 en el año 1 para la ecuación (24), los resultados de cada simulación anual se muestran en el apéndice 9.2.1.1.

- b) Rentabilidad T-MT ICE: se analiza para el escenario con un sistema de almacenamiento Powerpack de 3 unidades (696 kWh y 360 kW), y considerando los límites en el suministro del proveedor variantes según el máximo mensual registrado para el cliente, con una reducción de 30 % respecto a la capacidad de carga/descarga de la batería. El periodo de análisis corresponde a 3 años, determinados considerando el número de ciclos de aproximadamente 1200 en el año 1 para la ecuación (24), los resultados de cada simulación anual se muestran en el apéndice 9.2.1.2.
- c) Rentabilidad T-MTb ICE: se analiza para el escenario con un sistema de almacenamiento Powerpack de 4 unidades (928 kWh y 520 kW), y considerando los límites en el suministro del proveedor variantes según el máximo mensual registrado para el cliente, con una reducción de 5 % respecto a la capacidad de carga/descarga de la batería. El periodo de análisis corresponde a 6 años, determinados considerando el número de ciclos de aproximadamente 700 en el año 1 para la ecuación (24), los resultados de cada simulación anual se muestran en el apéndice 9.2.1.3.

De acuerdo con las simulaciones realizadas para el periodo de análisis de cada cliente, se determinaron los ahorros generados en cada año, y contemplando los rangos de precios de la tabla 59 se obtuvieron los costos de inversión inicial y de O&M por cada año, a partir del dimensionamiento en kWh del sistema de almacenamiento requerido. Con esta información fue posible establecer los flujos anuales, que se muestran en las tabla 69, tabla 72 y tabla 75 del apéndice 9.2, obteniendo así el valor del VAN para cada cota de precios como se resumen para cada cliente en la siguiente tabla:

Tabla 61. Resumen VAN, clientes T-MT.

Escenario	T-MT COOPELESCA	T-MT ICE	T-MTb ICE
Cota inferior de precios	- ¢247 M	- ¢157 M	- ¢194 M
Cota superior de precios	- ¢681 M	- ¢468 M	- ¢622 M

6.2.2 Rentabilidad para tarifa comercios y servicios

6.2.2.1 Rentabilidad T-CO ICE

El análisis de rentabilidad para el cliente T-CO del ICE, se realiza para el escenario con un sistema de almacenamiento Powerpack de una unidad (232 kWh y 130 kW), y considerando los límites en el suministro del proveedor que varían según el máximo mensual registrado para el cliente, con una reducción de 50 % respecto a la capacidad de carga/descarga de la batería. El periodo de análisis corresponde a 10 años, determinados considerando el número de ciclos de aproximadamente 300 en el año 1 para la ecuación (24), los resultados de cada simulación anual se muestran en el apéndice 9.2.2.1

A partir del ahorro obtenido en cada simulación, y con los costos de inversión y de O&M definidos en dos rangos para el sistema de almacenamiento, se realizó el cálculo del VAN, obteniéndose los resultados que se muestran a continuación:

Tabla 62. Resumen VAN, cliente T-CO.

Escenario	T-CO ICE
Cota inferior de precios	-€28 M
Cota superior de precios	-€138 M

6.2.3 Rentabilidad para tarifa industrial

El análisis de rentabilidad por cliente industrial, se realizó a partir del siguiente escenario seleccionado:

- a) Rentabilidad T-IN COOPELESCA: se analiza la rentabilidad realizando las simulaciones de optimización a partir de una unidad Powerpack (232 kWh y 130 kW), y considerando los límites en el suministro del proveedor que varían según el máximo mensual registrado para el cliente, con una reducción de 60 % respecto a la capacidad de carga/descarga de la batería. El periodo de análisis corresponde a 10 años, determinados considerando el número de ciclos de aproximadamente 100 en el año 1 para la ecuación (24), los resultados de cada simulación anual se muestran en el apéndice 9.2.3.1.
- b) Rentabilidad T-IN ICE: se analiza considerando la utilización de una unidad Powerpack (232 kWh y 130 kW), para ambos periodos: alto y bajo consumo, los límites en el suministro del proveedor varían según el periodo (para alto consumo: dependiendo del máximo mensual registrado por el cliente y con una reducción con

un valor de 50 % respecto a la capacidad de carga/descarga de la batería, mientras para bajo consumo: considerando un límite fijo de 25 kWh). El periodo de análisis corresponde a 10 años, determinados considerando el número de ciclos de aproximante 100 en el año 1 para la ecuación (24), los resultados de cada simulación anual se muestran en el apéndice 9.2.3.2.

A partir del ahorro obtenido en cada simulación, y con los costos de inversión y de O&M definidos en dos rangos para el sistema de almacenamiento, se realizó el cálculo del VAN, obteniéndose los resultados que se muestran a continuación:

Tabla 63. Resumen VAN, clientes T-IN.

Escenario	T-IN COOPELESCA	T-IN ICE
Cota inferior de precios	-€59 M	-€67 M
Cota superior de precios	-€170 M	-€177 M

6.2.4 Rentabilidad para tarifa preferencial de carácter social

El análisis de rentabilidad para el cliente T-CS del ICE, se realiza para el escenario con un sistema de almacenamiento Powerwall de 5 unidades (67.5 kWh y 25 kW) y considerando los límites en el suministro del proveedor que varían según el máximo mensual registrado para el cliente, con una reducción de 70 % respecto a la capacidad de carga/descarga de la batería. El periodo de análisis corresponde a 10 años, determinados considerando el número de ciclos de

aproximadamente 200 en el año 1 para la ecuación (24), los resultados de cada simulación anual se muestran en el apéndice 9.2.49.2.4.1

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para el VAN según el rango de precios de tabla 59:

Tabla 64. Resumen VAN, cliente T-CS.

Escenario	T-CS ICE
Cota inferior de precios	-$\text{C}\text{O}\text{L}15\text{ M}$
Cota superior de precios	-$\text{C}\text{O}\text{L}46\text{ M}$

6.2.5 Rentabilidad para abonados directos del servicio de generación del ICE

El análisis de rentabilidad para el cliente T-UD del ICE, se realiza para el escenario con un sistema de almacenamiento Powerpack de 10 unidades (2320 kWh y 130 kW), y aplicando un límite al suministro del proveedor que varía para cada mes, contemplando una reducción R de 5 % respecto a capacidad de carga/descarga del sistema de almacenamiento. El periodo de análisis corresponde a 3 años, determinados considerando el número de ciclos de aproximadamente 1000 en el año 1 para la ecuación (24), los resultados de cada simulación anual se muestran en el apéndice 9.2.5.1

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para el VAN según el rango de precios de tabla 59:

Tabla 65. Resumen VAN, cliente T-UD

Escenario	T-UD ICE
Cota inferior de precios	-\$1.27 M
Cota superior de precios	-\$2.99 M

6.2.6 Análisis de rentabilidad económica

Para cada cliente en análisis el resultado obtenido fue un VAN negativo para ambas cotas de precios consideradas en los sistemas de almacenamiento, como se mostró en las secciones anteriores, esto se debe interpretar como un indicador de inviabilidad en el proyecto de implementación de sistemas de almacenamiento para ejercer respuesta a la demanda, a través del almacenamiento de energía en horas de menor costo para su consumo posterior en horas de mayor costo, o generando un recorte en los picos de consumo del cliente.

Si bien se generó un ahorro en la facturación eléctrica de los clientes según cada simulación efectuada, este ahorro varía según el tipo de cliente de acuerdo con su estructura tarifaria, su perfil de consumo y las restricciones implementadas en el algoritmo de optimización, además con el paso de los años este ahorro se va disminuyendo debido a los efectos de degradación en el sistema de almacenamiento (como puede observarse en los ahorros anuales mostrados por cliente en el apéndice 9.2). Aunque se presenta un ahorro en la implementación de estos

sistemas de baterías, los ahorros percibidos anualmente no logran equiparar los costos de inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento requeridos dentro del periodo de análisis establecido, debido a esto para cada escenario el VAN obtenido fue negativo.

Con el objetivo de determinar las condiciones de viabilidad para que la implementación del proyecto sea rentable, se procedió a determinar el costo que debería tener el sistema de almacenamiento en \$/kWh para obtener la condición del $VAN \geq 0$, es decir la viabilidad del proyecto. Para esto a partir de los ahorros generados por cada año, se realizó una variación en los costos de inversión que a su vez modificó los costos de operación y mantenimiento, ya que estos últimos se establecieron como un porcentaje de 1.6 sobre los costos de inversión (se utiliza 1.6 % para O&M, por ser la referencia precios respecto a la cota inferior de la tabla 59). Al variar los costos fue posible determinar los flujos de caja que permitieron cumplir con la condición de $VAN \geq 0$, los resultados completos para cada cliente se muestran en el apéndice 9.2, a continuación, en la tabla 66 se resumen los valores de precios en \$/kWh obtenidos:

Tabla 66. Resumen escenario $VAN \geq 0$.

Proveedor Eléctrico	Cliente	Inversión \$/kWh
COOPELESCA	T-MT	122
	T-IN	144
ICE	T-MT	168
	T-MTb	205
	T-CO	346
	T-IN	200
	T-CS	192

Como se observa de la tabla 66 los costos obtenidos para el $VAN \geq 0$ se encuentran en un rango entre los 122 – 346 \$/kWh, rango muy por debajo de la cota inferior de precios usada de referencia, correspondiente a 529 \$/kWh (tabla 59). Por lo cual, para las condiciones determinadas en este análisis, la rentabilidad para el proyecto de respuesta a la demanda mediante el uso de baterías, requiere de una amplia disminución en los precios de baterías. Por ejemplo, si se toman de referencia los rangos de precios proyectados para la tecnología de litio en el año 2025 por PNNL, este rango va de los 308 – 419 \$/kWh (ver anexo 25910.4), incluso para este rango de precios se genera viabilidad solo para uno de los clientes, correspondiente al cliente comercial del ICE.

De acuerdo a los precios de mercado de los sistemas Powerpack y Powerwall, indicados en la sección 6.1.4, se determinó el porcentaje de reducción de precios requerido para obtener rentabilidad en cada caso, el resultado por cliente se muestra en la tabla 67, obteniendo un porcentaje de reducción promedio en los precios de 72%.

Tabla 67. Porcentaje de disminución de precios para rentabilidad.

Proveedor Eléctrico	Cliente	% de disminución de precios
COOPELESCA	T-MT	84%
	T-IN	81%
ICE	T-MT	77%
	T-MTb	72%
	T-CO	53%
	T-IN	73%
	T-CS	63%

Tomando como referencia el porcentaje de disminución de costos anuales de PNNL de 3% (indicado en la sección 3.4.1), implica un periodo aproximado de 20 años, sin embargo, es importante recalcar que este porcentaje de referencia considera costos complementarios al precio del sistema de almacenamiento.

Ahora bien, con la disminución de precios en la última década de aproximadamente un 85% (en la gráfica de la figura 24), si se continúa con esa tendencia se podría obtener un periodo de 10 años para iniciar con escenarios de implementación viables, esto manteniendo las condiciones actuales en cuanto a estructura tarifaria, ya que variaciones en este aspecto o en las políticas de implementación, generan escenarios de estudio con condiciones muy diferentes a las actuales.

7 CAPÍTULO 7. Conclusiones y recomendaciones

7.1 Conclusiones

A. Tecnologías de almacenamiento de energía

El análisis que se ha realizado, permite señalar a la tecnología ion-litio como una de las más eficientes, basándose en sus características técnicas, principalmente su densidad de energía, eficiencia y ciclos de carga/descarga, sin dejar de lado, la tendencia a la baja que se ha venido produciendo en los precios de las mismas, señalado así por distintos estudios internacionales; no obstante, no se puede dejar de resaltar, que esta posición se basa en la investigación y argumentos de nuestro estudio, ya que, se encuentra también la posición de desarrolladores de proyectos a gran escala, que defienden la premisa sobre la existencia de una tecnología específica para cada aplicación.

B. Estructuras tarifarias y respuesta a la demanda

Con los avances en las tecnologías de almacenamiento y a través de las tarifas diferenciadas se estimula al usuario a implementar la respuesta a la demanda. Los cambios en el perfil de consumo se destacan en un aumento en el consumo en los periodos nocturno y valle, para así obtener la reducción de costos por los cargos por potencia y energía en el periodo punta, mediante la operación óptima de los sistemas de almacenamiento. Para obtener estos cambios en los perfiles, se identificó un periodo aproximado de 10 años en el cual se logró rentabilidad para las condiciones del análisis.

C. Algoritmo de optimización

Para cada cliente el algoritmo requirió un ajuste según cada estructura tarifaría, donde para los clientes con cargo por potencia, se aplicó una restricción adicional que limitó los máximos

consumos registrados, de modo que sólo una parte fuera abastecida por el proveedor eléctrico mientras la otra parte la suministró el sistema de baterías. Esta restricción fue específica por tipo de cliente, ya que depende del perfil de consumo, que aunque mantuvo similitud en su comportamiento mensualmente, sí presentó variación entre los máximos registrados, de modo que la capacidad de reducción en los picos de consumo ejercida por el sistema de baterías, varió dependiendo de qué tan seguidos se presentaban los picos y de que tanto se alejaban del promedio de consumo (es decir, el factor de carga).

Para los clientes que poseen cargos en su tarifa que no varían los costos dependiendo de la hora de consumo, no se presentó un incentivo económico para ejercer respuesta a la demanda, por lo cual no se generó ahorro en la facturación, este es el caso del cliente residencial (T-RE) de COOPELESCA.

Para los clientes con estructuras tarifarias que sí varían los costos de acuerdo con la hora consumo, esto tanto para el cargo por energía como para el cargo por potencia, sí se presentan incentivos para ejercer respuesta a la demanda, como en el caso de los clientes de media tensión (T-MT y T-MTb) y los abonados directos al servicio de generación (T-UD), donde para los clientes de media tensión se obtuvieron los mayores ahorros en la facturación en ambos cargos, ya que poseen una mayor diferenciación de costos horarios en sus tarifas.

En los clientes donde se presentan cargos por energía y potencia sin variar los costos por hora, el incentivo para respuesta a la demanda lo constituyó el recorte de picos de consumo, como es el caso de los clientes comerciales (T-CO), industriales (T-IN) y de carácter social (T-CS). En estos casos, el ahorro se limitó al recorte de picos y como el algoritmo no tiene un precio distintivo por periodo en su función objetivo, se generaron los periodos de carga de la batería en los lapsos de tiempo previos a presentarse los picos de consumo, pues no hay diferencia en términos económicos en realizar el consumo en una hora específica.

Los ahorros generados en la facturación implicaron una modificación en el perfil de consumo del cliente desde la perspectiva del proveedor eléctrico, para quien resulta beneficio la disminución de consumo en horas pico, ya que puede realizar una mejor planificación de los recursos de generación que tiene a disposición. Se generó un aumento en el factor de carga de los clientes de entre 1% y 6%.

D. Rentabilidad económica

De acuerdo al análisis económico realizado donde se considera un rango de precios de inversión entre las cotas 529 – 1294 \$/kWh, se concluye que no se logra la viabilidad del proyecto, debido a que se obtuvo un VAN negativo para cada cliente y la implementación del proyecto generaría pérdidas a largo plazo, pues no se logran compensar los costos de inversión y O&M.

Se realizó un escenario de viabilidad en el proyecto (es decir un $VAN \geq 0$) para cada cliente, donde se obtuvo el rango de precios de 122 – 346 \$/kWh que permiten la rentabilidad, condición que requiere una mayor reducción en los precios de mercado para los sistemas de almacenamiento Li-Ion, así como mayores incentivos a la compra y utilización de estos equipos, por parte de las empresas de ventas y los proveedores eléctricos.

Se determinó el porcentaje de disminución de precios necesario para lograr la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento considerados, el cual corresponde a un 72 % en promedio, que, en correspondencia con la tendencia de precios en la última década, implicaría un periodo de 10 años para cumplir tal condición de precios.

7.2 Recomendaciones

Ante la necesidad de estructuras tarifarias que permiten una participación activa al usuario en la gestión de la demanda, es importante la valoración de escenarios futuros en el país donde se considere la incursión de tarifas horarias para otros clientes, así como la posibilidad de implementar aplicaciones adicionales que brinden un mayor provecho de los sistemas de almacenamiento instalados por los usuarios, como los mostrados en figura 14 (arbitraje de energía, reserva rodante, regulación de frecuencia, soporte de tensión, arranque en negro, adecuación de recursos, alivio de la congestión en transmisión, entre otros).

Los modelos de negocio como el que promueve la empresa ENEL, que abarca desde asesoría, puesta en marcha y O&M del equipo, para el desarrollo del proyecto, han mostrado ser rentables a nivel internacional, es valioso realizar la valoración de la aplicación de un modelo de negocio similar por alguna de las empresas distribuidoras del país.

En cuanto al algoritmo, realizar la modificación necesaria para que considere en el caso de los clientes donde solo se realiza recorte de picos (es decir, reducción en el cargo por potencia), la realización de los lapsos de carga del sistema de baterías en coincidencia con los valles que presenta el perfil de consumo del cliente, ya que esto beneficia al proveedor eléctrico, se obtendría un perfil con menos variaciones y factor de carga mayor.

Ante la tendencia mundial de aumento en el uso de sistemas de almacenamiento, es necesario incorporar las tendencias implementadas en la gestión de residuos de baterías en otros países, y el avance en la planificación e implementación de estrategias similares en el país.

Finalmente, sería importante incorporar al algoritmo la implementación de sistemas de fotovoltaicos, para analizar la respuesta a la demanda considerando ambas opciones, es decir los sistemas de baterías y los sistemas fotovoltaicos, y determinar la rentabilidad que generaría la implementación de un proyecto con estas características.

8 BIBLIOGRAFÍA

- Aquino, T., Roling, M., Baker, C., & Rowland, L. (29 de noviembre de 2017). *Battery Energy Storage Technology Assessment*. Obtenido de Platte River Power Authority: <https://www.prpa.org/wp-content/uploads/2017/10/HDR-Battery-Energy-Storage-Assessment.pdf>
- ARESEP. (27 de noviembre de 2019). *ARESEP/Metodologías*. Obtenido de ARESEP/Metodologías: <https://aresep.go.cr/metodologias/1457-metodologia-tarifaria-ordinaria-para-el-servicio-de-distribucion-de-energia-electrica-brindada-por-operadores-publicos-y-cooperativas-de-electrificacion-rural>
- ARESEP. (06 de enero de 2020). *Composición de la demanda por tarifa*. Obtenido de Composición de la demanda por tarifa: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiODMwOGM4MGMtOTIjMy00NTdjLTliZmUtN2Y1MGM5Njk4OGIiLiwiICI6IjBkNzIzOGY4LWI3ODQtNDk2MCIiZGUyLTZlMzM1MWQyNDcwZCIsImMiOiR9>
- ARESEP. (2020). *Consulta de tarifas eléctricas vigentes por empresa*. Obtenido de <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2I2YTM1MzEtYzlmYS00NmE1LWFIM2QtYWYyYTYzYTEzYmFliwiICI6IjBkNzIzOGY4LWI3ODQtNDk2MCIiZGUyLTZlMzM1MWQyNDcwZCIsImMiOiR9>
- Batteries, R. (s.f.). *Other Battery Technologies*. Obtenido de <https://www.rechargebatteries.org/knowledge-base/batteries/other-technologies/>
- Battery University. (31 de mayo de 2018). *BU-210a: Why does Sodium-sulfur need to be heated*. Obtenido de https://batteryuniversity.com/index.php/learn/article/bu_210a_why_does_sodium_sulfur_need_to_be_heated

- BCR. (2020). *Ecocrédito de Consumo*. Obtenido de Banco de Costa Rica: https://www.bancobcr.com/wps/portal/bcr/bancobcr/personas/creditos/creditos_personales/consumo_ecocredito/
- Bullis, K. (17 de julio de 2012). *MIT Technology Review*. Obtenido de <https://www.technologyreview.es/s/2843/la-nueva-bateria-de-ge-reforzara-la-red>
- Caballero, A., Morales, J., & Colera, M. (ene/feb de 2017). Almacenamiento energético: Nuevos avances en el desarrollo de electrodos específicos para baterías de flujo con tecnología ZN-BR. *Energética XXI*, 56-57. Obtenido de <http://www.energetica21.com/descargar.php?seccion=articulos&archivo=naKbnlsTGzkV4uQc2d0D4WnqSgh5t3GVSRx63eN0TxTMhkoYCNb60Dl.pdf>
- Castro, J., Córdova, P., & Olmos, I. (2016). *Diseño y Prototipo de un Cargador Electrónico Inteligente, para una Batería Ácido-Plomo por medio del PIC-18F4550*. México.
- Cisneros, M. F. (22 de febrero de 2020). *Ubique las mejores tasas para ahorro*. Obtenido de El Financiero: <https://www.pressreader.com/costa-rica/el-financiero-costa-rica/20200222/281900185236330>
- Dunn, B., Kamath, H., & Tarascon, J.-M. (2011). Electrical energy storage for the grid: a battery of choices. *Science*, 339, 928-935. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/341591250/Electrical-Energy-Storage-for-the-Grid-A-Battery-of-Choices>
- EEA Grants. (s.f.). *Baterías de flujo redox: prototipo para almacenamiento de energía renovable*. Obtenido de <http://eeagrants-rfbat.com/project.html>
- ELECTREK. (1 de octubre de 2020). *Tesla (TSLA) aumenta el precio de Powerwall a medida que la demanda está por las nubes*. Obtenido de <https://electrek.co/2020/10/01/tesla-tesla-increases-powerwall-price->

demand/#:~:text=Powerwall%20pricing%20is%20a%20bit,price%20goes%20up%20to%20%2411%2C500.

ELECTREK. (31 de marzo de 2020). *Tesla revela un precio increíble de \$ 172,000 Powerpack y aquí está el por qué tiene sentido*. Obtenido de ELECTREK: <https://electrek.co/2020/03/31/tesla-powerpack-price-commercial-solar/>

Eller, A., & Dehamna, A. (2018). Utility-Scale Energy Storage Systems Integrators. *Navigant Research*, 123.

Enel. (28 de noviembre de 2019). Innovación y eficiencia con sistemas de almacenamiento de energía. Perú.

Energética, E. (19 de setiembre de 2020). *Una comparación entre las baterías de ácido plomo y las baterías de Li-ion*. Obtenido de Una comparación entre las baterías de ácido plomo y las baterías de Li-ion: <http://intralogistica.es/?p=309#:~:text=Las%20bater%C3%ADas%20de%20C3%A1cido%2Dplomo,vida%20de%203.000%20E2%80%93%203.500%20ciclos>

EnerSys. (19 de setiembre de 2020). *EnerSys Powerfull Solutions*. Obtenido de EnerSys Powerfull Solutions: <http://enersystem.com/catalogo-sistemas-energia.pdf>

Eurelectric. (2015). Everything you always wanted to know about demand response. Obtenido de <https://www3.eurelectric.org/media/176935/demand-response-brochure-11-05-final-lr-2015-2501-0002-01-e.pdf>

EverExceed. (16 de setiembre de 2020). *EverExceed*. Obtenido de Power your applications: https://es.everexceed.com/egx-series-on-off-grid-household-energy-storage-solution-with-pv_p113.html

Flores, J. R. (2012). *Grandes Bancos de Baterías*. México: Instituto de investigaciones eléctricas.

- FLUENCE. (25 de mayo de 2020). *FLUENCE*. Obtenido de FLUENCE:
<https://fluenceenergy.com/>
- Forescasting, A. E. (28 de febrero de 2020). *Baterías e hidrógeno*. Obtenido de Baterías e hidrógeno:
<https://elperiodicodelaenergia.com/baterias-e-hidrogeno-la-doble-formula-de-almacenamiento-que-seran-esenciales-en-la-transicion-energetica/?fbclid=IwAR1Tcstx3Gp3bcZgYBjtWVoE3KeoKyvbsxbsh4foHP64rRO5hHWZBGswN0A>
- Gandiaga, I. (28 de junio de 2016). *Almacenamiento electroquímico con baterías de ion litio*. (IK4-Ikerlan, Ed.) Obtenido de
http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075335.ikerlan_ik4.pdf
- Garde, R. (17-18 de setiembre de 2015). *Almacenamiento, integración a la red de energías renovables y redes inteligentes*. Obtenido de
<https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/7cf494c8-8daa-4320-ba52-28f50707352f/Presentacion+Almacenamiento+Redes+Inteligentes.pdf?MOD=AJPERES&CVID=11epNAF>
- Garrett, F., Mandel, J., Morris, J., & Touati, H. (2015). *The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid*. Colorado: Rocky Mountain Institute. Obtenido de
http://www.rmi.org/electricity_battery_value
- Greenlane. (3 de julio de 2019). Obtenido de <https://www.greelane.com/es/ciencia-tecnolog%C3%ADa-matem%C3%A1ticas/ciencia/definition-of-salt-bridge-605636/>
- Groiß, R. (7 de julio de 2018). *BaSyTec*. Obtenido de The influence of temperature on the operation of batteries and other electrochemical energy storage systems:
<https://basytec.de/Literatur/Temperature.pdf>

- Guembe, J., Biurrun, I., & Pascua, J. (2016). *Cálculo del estado de carga en baterías de plomo-ácido: diseño y validación experimental*. Pamplona: Universidad de Navarra. Obtenido de <https://docplayer.es/22871896-Calculo-del-estado-de-carga-en-baterias-de-plomo-acido-diseno-y-validacion-experimental.html>
- Harjeet, J. (2016). Unlocking the Hidden (Capacity) Value Energy Storage. 30.
- Hernández Romero, A. (2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. Sevilla: Universidad de Sevilla. Obtenido de <https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/49572>
- ICE. (mayo de 2019). *Plan de expansión de generación eléctrica (2018-2034)*. Obtenido de Grupo ICE: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/d91d6f4f-6619-4a2f-834f-6f5890eebb64/PLAN+DE+EXPANSION+DE+LA+GENERACION+2018-2034.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mIeNZKV>
- ICE. (23 de noviembre de 2019). *Tarifas eléctricas*. Obtenido de Tarifas eléctricas: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b-136238ebc7e2/Tarifas+actuales.pdf?MOD=AJPERES>
- ICE. (2020). *Centro nacional de control de energía*. Obtenido de <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceMain.jsf>
- Industriales, P. S. (22 de octubre de 2019). *Probattery Soluciones Industriales*. Obtenido de Probattery Soluciones Industriale: <https://probatteryindustria.com/producto-cat/baterias-vrla/>
- INEC. (abril de 2020). *Índice de Precios al Consumidor marzo 2020*. Obtenido de INEC: <https://inec.cr/sites/default/files/documentos-biblioteca-virtual/aneconomipc032020-01.pdf>

- JACOBS. (7 de setiembre de 2017). *Independent Review of Lithium Ion Battery Lives*. Obtenido de Jacobs New Zealand Limited: <https://vectorwebstoreprd.blob.core.windows.net/blob/vector/media/vector-regulatory-disclosures/d-lithium-battery-life-review-final-report-2017.pdf>
- Joseph, A., & Shahidehpour, M. (2006). *Battery storage systems in electric power systems*. (I. I. Technology, Ed.) Obtenido de <http://www.iitmicrogrid.net/microgrid/pdf/papers/battery/battery.pdf>
- Kazimierski, M. A. (2018). Almacenamiento energético frente al inminente paradigma renovable: el rol de las baterías ion-litio y las perspectivas sudamericanas. *Letras Verdes. Revista Latinoamericana De Estudios Socioambientales*, 108-132.
- Khormali, S. (2015). *Optimal Integration of Battery Energy Storage Systems in Smart Grids*. Nápoles: University of Naples Federico II.
- Knight, M. (2016). *CGI*. Obtenido de <https://www.cgi.com/sites/default/files/white-papers/cgi-demand-response-whitepaper.pdf>
- Laboratory Pacific Northwest National. (marzo de 2011). *Physical Sciences Research Highlights*. Obtenido de Upgrading the Vanadium Redox Battery: <http://www.pnl.gov/science/highlights/highlight.asp?id=928>.
- Laboratory Pacific Northwest National. (octubre de 2012). *Vanadium Redox Flow Batteries*. Obtenido de Improving the performance and reducing the cost of vanadium redox flow batteries for large-scale energy storage: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/VRB.pdf>
- Laboratory Pacific Northwest National. (marzo de 2016). *Low Temperature Battery Design Shows Promise for Grid Energy Storage*. Obtenido de <https://energyenvironment.pnnl.gov/highlights/highlight.asp?id=2246>

- Laboratory Pacific Northwest National. (18 de abril de 2016). *Unexpected discovery leads to a better battery*. doi:10.1038/nenergy.2016.39
- Lawrence Berkeley National Laboratory. (28 de noviembre de 2017). *'Holy Grail' for Batteries: Solid-State Magnesium Battery a Big Step Closer*. Obtenido de www.sciencedaily.com/releases/2017/11/171128113522.htm
- LAZARD. (noviembre de 2015). *Lazard's levelized cost of storage analysis - Version 1.0*. Obtenido de <https://www.lazard.com/media/2391/lazards-levelized-cost-of-storage-analysis-10.pdf>
- LAZARD. (15 de diciembre de 2016). *Lazard's levelized cost of storage - Version 2.0*. Obtenido de <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>
- LAZARD. (noviembre de 2017). *Lazard's levelized cost of storage analysis - Version 3.0*. Obtenido de <https://www.lazard.com/media/450338/lazard-levelized-cost-of-storage-version-30.pdf>
- LAZARD. (noviembre de 2018). *Lazard's levelized cost of storage analysis - Version 4.0*. Obtenido de <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf>
- Mac-Clure Brintrup, B. (2014). *Dimensionamiento y localización óptima de sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución*. Santiago de Chile: Universidad de Chile. Obtenido de http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/116130/cf-macclure_bb.pdf?sequence=1
- MATLAB. (s.f.). *Optimization decision table*. Obtenido de <https://la.mathworks.com/help/optim/ug/optimization-decision-table.html>

- MATLAB. (s.f.). *Supported Operations on Optimization Variables and Expressions*. Obtenido de <https://la.mathworks.com/help/optim/ug/supported-operations-on-optimization-variables-expressions.html?lang=en>
- Mora Mera, C. A. (2016). *Desarrollo de un prototipo a escala laboratorio de una batería de flujo redox como sistema de almacenamiento de energía eléctrica para alta densidad de potencia*. Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Obtenido de <http://bdigital.unal.edu.co/54239/1/1030560745.2016.pdf>
- Nación, G. (19 de 08 de 2017). *Cambios previstos por ARESEP*. Obtenido de Cambios previstos por ARESEP: <https://www.nacion.com/el-pais/calculce-cuanto-pagara-de-luz-con-cambios-previstos-por-aresep/EZR2B24ASRDHHHGCZKTFRGDGXI/story/>
- National Renewable Energy Laboratory. (1998). *Current Status of Health and Safety Issues of Sodium/Metal (Zebra)Chloride Batteries*. Estados Unidos: National Renewable Energy Laboratory.
- Northvolt. (02 de abril de 2020). *Outlook to 2030: the rise of energy storage*. Obtenido de <https://northvolt.com/stories/energy-storage-outlook2030>
- Padrón, F. A. (2013). *Manual de baterías y acumuladores*. Medellín: Universidad Pontificia Bolivariana.
- Panasonic. (2005). *Ficha técnica batería LC-R127R2P*. Obtenido de https://www.mouser.co.cr/datasheet/2/315/panasonic_vrla_lc-r127r2p-947452.pdf
- PNNL. (julio de 2019). *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*. Obtenido de Pacific Northwest National Laboratory: <https://energystorage.pnnl.gov/pdf/PNNL-28866.pdf>

- Portolés, E. (2011). *El sector eléctrico en Costa Rica*. Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Panamá. Obtenido de <http://www.asamblea.go.cr/sd/Documents/referencia%20y%20prestamos/BOLETINES/BOLETIN%2001/publicaciones%20recomendadas/18093.%20%20E1%20sector%20el%C3%A9ctrico%20en%20Costa%20Rica.pdf>
- PVEurope. (16 de enero de 2018). *Voltstorage develops a safe and ecological storage solution*. Obtenido de <http://www.pveurope.eu/Products/Storage/Batteries/Voltstorage-develops-a-safe-and-ecological-storage-solution>
- Rocky Mountain Institute. (30 de abril de 2006). *Demand Response: An Introduction*. Obtenido de Southwest Energy Efficiency Project (SWEEP): https://www.swenergy.org/data/sites/1/media/documents/publications/documents/Demand_Response_White_Paper.pdf
- Small, L., Pratt, H., Staiger, C., Martin, R., Anderson, T., Chalamala, B., . . . Subramanian, V. (2017). *Vanadium Flow Battery Electrolyte Synthesis via Chemical Reduction of V₂O₅ in Aqueous HCl and H₂SO₄*. California: Sandia National Laboratories. Obtenido de <https://prod.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2017/170875.pdf>
- SwitchChile. (19 de setiembre de 2020). *Sistemas BESS PARKER*. Obtenido de Sistemas BESS PARKER: <http://switch-montajes.cl/sistemas-baes/#>
- Tesla. (s.f.). Obtenido de <https://www.tesla.com/>
- Transpower. (2017). *Battery storage in New Zealand*. New Zealand: Transpower. Obtenido de <https://www.transpower.co.nz/sites/default/files/publications/resources/Battery%20Storage%20in%20New%20Zealand.pdf>

- Valencia, U. P. (2018). *Consejos sobre las baterías de Litio*. España: Area de comunicación audiovisual.
- VERTIV. (2017). *Soluciones de mantenimiento de baterías para instalaciones críticas*. Florida: Vertiv.
- Voelker, P. (22 de abril de 2014). *Trace Degradation Analysis of Lithium-Ion Battery Components*. Obtenido de <https://www.rdmag.com/article/2014/04/trace-degradation-analysis-lithium-ion-battery-components>
- Warner, J. (2015). *The Handbook of Lithium-Ion Battery Pack Design: Chemistry, Components, types and terminology*. Amsterdam: Elsevier.

9 APÉNDICES

9.1 Algoritmos de optimización en Matlab

9.1.1 Algoritmos de optimización I

El algoritmo aplica para los clientes con una frecuencia de datos de cada 10 minutos (6 datos por hora), correspondientes a los clientes en las categorías tarifarias T-RE, T-REH, T-CO y T-MT de COOPELESCA.

```
clc; clear
disp("Algoritmo de optimización I")
Tipo_Cliente= input("Indique las siglas del tipo de cliente (T-RE, T-REH,
T-CO o T-MT): ','s');
```

Carga de datos de consumo del cliente en estudio

```
if strcmp(Tipo_Cliente, "T-RE")
    load TRE; % Datos del cliente, en kWh
    Datos_Cliente=TRE(:);    Datos_Cliente_P=zeros(size(TRE));
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-REH")
    load TREH; % Datos del cliente, en kWh
    Datos_Cliente=TREH(:);    Datos_Cliente_P=zeros(size(TREH));
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-MT")
    load EMT_Coo; % Datos del cliente, en kWh
    load PMT_Coo; % Datos del cliente, en kW
    Datos_Cliente=EMT_Coo(:);    Datos_Cliente_P=PMT_Coo(:);
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-CO")
    load ETCO; % Datos del cliente, en kWh
    load PTCO; % Datos del cliente, en kW
    Datos_Cliente=ETCO(:);    Datos_Cliente_P=PTCO(:);
end

bar(Datos_Cliente,.5), ylabel('kWh'), xlabel('Período'), title('Perfil de
consumo semanal','FontWeight','bold')
```

Formato de datos de consumo del cliente

```

nPeriodos= 144; % cantidad de datos diarios
nDatos = length(Datos_Cliente); % cantidad de total de datos
nDias= nDatos /nPeriodos; % cantidad de días analizados
d= 6; % cantidad de datos medidos por hora
Dia_selec= input("Indique el número de día seleccionado para visualización
de los gráficos de optimización: ");

MCE= zeros(nDias,nPeriodos);
MCP= zeros(nDias,nPeriodos);
nx=1;
for iy=1:nDias
    MCE(iy,1:nPeriodos)= Datos_Cliente(nx:(nx+(nPeriodos-1)));
    MCP(iy,1:nPeriodos)= Datos_Cliente_P(nx:(nx+(nPeriodos-1)));
    nx=nx+nPeriodos;
end

bar(MCE(Dia_selec,:),.5), ylabel('kWh'), xlabel('Período'), title('Perfil
de consumo diario','FontWeight','bold')

```

Cálculo del costo de abastecimiento sin usar batería

```

switch Tipo_Cliente
    case "T-RE"
        Consumo_total= sum(sum(MCE));
        [TarifaEnergia_SB]=T_TRE_Coo(Consumo_total,Consumo_total);
        TarifaPotencia_SB=0;
        Costo_xsemana_SB= TarifaEnergia_SB;
    case "T-REH"
        [nocturno_SB, valle_SB, punta_SB]=S_TREH_Coo(MCE, nDias);
        [Tno, Tva, Tpu, TarifaEnergia_SB]=T_TREH_Coo(nocturno_SB, valle_SB, punta_SB, noct
urno_SB, valle_SB, punta_SB);
        TarifaPotencia_SB=0;
        Costo_xsemana_SB= TarifaEnergia_SB;
    case "T-MT"
        [Pnocturno, Pvalle, Ppunta, TarifaPotencia_SB]=TP_TMT_Coo(MCP, nDias);
        [Enocturno, Evalle, Epunta, TarifaEnergia_SB]=TE_TMT_Coo(MCE, nDias);
        Costo_xsemana_SB= TarifaPotencia_SB+TarifaEnergia_SB;

```

```

case "T-CO"
    [Pot_max,TarifaPotencia_SB]=TP_TCO_Coo(MCP);
    [Etotal,TarifaEnergia_SB]=TE_TCO_Coo(MCE,MCE);
    Costo_xsemana_SB= TarifaPotencia_SB+TarifaEnergia_SB;
end

```

Parámetros de la batería

```

Sistema_Baterias= input("Indique el tipo de batería seleccionada
(Powerwall, Powerpack, u otro): ", "s")
if strcmp(Sistema_Baterias, "Powerwall")
    n_Baterias= input("Indique la cantidad de unidades de baterías: ");
    Ebat= 13.5*n_Baterias; % Capacidad de almacenamiento de energía, kWh
    Pbat_nominal= 5*n_Baterias; % Potencia de carga y descarga continua, kW
    Ef= 0.9; %Eficiencia de la batería
elseif strcmp(Sistema_Baterias, "Powerpack")
    n_Baterias= input("Indique la cantidad de unidades de baterías: ");
    Ebat= 232*n_Baterias;
    Pbat_nominal= 130*n_Baterias;
    Ef= 0.88;
else
    Ebat= input("Indique la capacidad de almacenamiento de la batería en
kWh: ");
    Pbat_nominal= input("Indique la capacidad de carga/descarga de la
batería en kW: ");
    Ef= input("Indique la eficiencia de la batería en tanto por uno: ");
end
Pbat= Pbat_nominal/d; % Tasa de carga y descarga

```

Creación de las variables de optimización

```

P =
optimvar('P',nDias,nPeriodos,'Type','continuous','LowerBound',0,'UpperBound'
,inf);
B = optimvar('B',nDias,nPeriodos,'Type','continuous','LowerBound',-
Pbat,'UpperBound',Pbat);

```



```

Be =
optimvar('Be',nDias,nPeriodos,'Type','continuous','LowerBound',0,'UpperBound',Ebat);

```

Restricciones

```

r_balance= P(:) + B(:) == MCE(:);

r_Bi= B(1,1) == 0; %Batería inicia descargada
r_Bei= Be(1,1) == 0;
r_Bef= Be(nDias,nPeriodos) == 0; %Batería finaliza el periodo descargada

r_Be = optimexpr(size(Be)); % Restricción para la energía
ix = 2:(nPeriodos);
r_Be(:,ix) = Be(:,ix-1) - B(:,ix);
r_Beac = r_Be == Be;
if strcmp(Tipo_Cliente, "T-MT")
    Limite_Proveedor= input("Indique el limite al suministro del proveedor:");
end
Pmax= P(:) <= Limite_Proveedor;
end

```

Creación de la función objetivo a minimizar

```

switch Tipo_Cliente
case "T-RE"
    [Costo]=T_TRE_Coo(Consumo_total,P);
    Fn_Costos= Costo;
case "T-REH"
    [nocturno_Op, valle_Op, punta_Op]=S_TREH_Coo(P,nDias);
    [~,~,~,Costo]=T_TREH_Coo(nocturno_SB, valle_SB, punta_SB, nocturno_Op, valle_Op, punta_Op);
    Fn_Costos= Costo;
case "T-MT"
    [~,~,~,Costo]=TE_TMT_Coo(P,nDias);
    Fn_Costos= Costo;
case "T-CO"
    [~,Costo]=TE_TCO_Coo(P,MCE);
    Fn_Costos= Costo;

```

```
end
```

Declaración de la optimización

```
dispatch = optimproblem('ObjectiveSense','minimize');
dispatch.Objective = Fn_Costos;
dispatch.Constraints.r_balance = r_balance;
dispatch.Constraints.r_Bi=r_Bi;
dispatch.Constraints.r_Bei=r_Bei;
dispatch.Constraints.r_Bef=r_Bef;
dispatch.Constraints.r_Beac = r_Beac;
if strcmp(Tipo_Cliente, "T-MT")
    dispatch.Constraints.Pmax = Pmax;
end
```

Configuración de la solución de optimización

```
showproblem(dispatch)
[dispatchsol,fval,exitflag,output] = solve(dispatch);
fprintf('%10.3f\n',fval)
```

Visualización de las variables optimizadas

```
Suministro_Proveedor=dispatchsol.P(:,:);
Estado_Bateria=dispatchsol.B(:,:);
Acumulado_Bateria=dispatchsol.Be(:,:);
```

Cálculo del costo de abastecimiento utilizando batería

```
switch Tipo_Cliente
    case "T-RE"
        Costo_xsemana_CB=fval;
        TarifaPotencia_CB=0;
    case "T-REH"
        Costo_xsemana_CB=fval;
        TarifaPotencia_CB=0;
    case "T-MT"
```

```
[Pnocturno,Pvalle,Ppunta,TarifaPotencia_aCB]=TP_TMT_Coo(Suministro_Proveedor
,nDias);
    TarifaPotencia_CB=TarifaPotencia_aCB*d;
    Costo_xsemana_CB= fval+TarifaPotencia_CB;
    case "T-CO"
        [~,TarifaPotencia_CB]=TP_TCO_Coo(Suministro_Proveedor);
        Costo_xsemana_CB= fval+TarifaPotencia_CB;
    end
```

Ciclos en la batería

```
ciclos=abs(sum(Estado_Bateria.*(Estado_Bateria<0), 2))/Ebat
CiclosTotales=sum(ciclos)
```

Efecto de la eficiencia

```
[nuevo_Suministro_Proveedor,Nuevo_Estado_Bateria]=Eficiencia_AI(Suministro_
Proveedor,Estado_Bateria,Ef,nDias,nPeriodos);
```

Cálculo del costo de abastecimiento con batería y eficiencia

```
switch Tipo_Cliente
    case "T-RE"
        nuevo_Consumo_total=sum(sum(nuevo_Suministro_Proveedor));
        [TarifaEnergiaEf]=T_TRE_Coo(nuevo_Consumo_total,nuevo_Suministro_Proveedor);
        Costo_xsemana_CB_ef= TarifaEnergiaEf;
        TarifaPotenciaEf=0;
    case "T-REH"
        [nocturno_nDU, valle_nDU, punta_nDU]=S_TREH_Coo(nuevo_Suministro_Proveedor,nDi
as);
        [TnoEF, TvaEF, TpuEF, TarifaEnergiaEf]=T_TREH_Coo(nocturno_nDU, valle_nDU, punta_
nDU, nocturno_nDU, valle_nDU, punta_nDU);
        Costo_xsemana_CB_ef= TarifaEnergiaEf;
```

```

        TarifaPotenciaEf=0;
    case "T-MT"

[PPnocturno,PPvalle,PPpunta,TarifaPotencia_aEf]=TP_TMT_Coo(nuevo_Suministro_Proveedor,nDias);
        TarifaPotenciaEf=TarifaPotencia_aEf*d;

[~,~,~,TarifaEnergiaEf]=TE_TMT_Coo(nuevo_Suministro_Proveedor,nDias);
        Costo_xsemana_CB_ef= TarifaPotenciaEf+TarifaEnergiaEf;
    case "T-CO"
        [~,TarifaPotenciaEf]=TP_TCO_Coo(nuevo_Suministro_Proveedor)

[~,TarifaEnergiaEf]=TE_TCO_Coo(nuevo_Suministro_Proveedor,nuevo_Suministro_Proveedor);
        Costo_xsemana_CB_ef= TarifaPotenciaEf+TarifaEnergiaEf;
    end

```

Resultados de optimización en tabla

```

Tabla_resultados= [TarifaEnergia_SB;TarifaPotencia_SB;Costo_xsemana_SB;...
    fval;TarifaPotencia_CB;Costo_xsemana_CB;...
    TarifaEnergiaEf;TarifaPotenciaEf;Costo_xsemana_CB_ef;...
    ciclos(Dia_selec,1);CiclosTotales]

Resultados= array2table (Tabla_resultados, ...
    'VariableNames' , { 'Resultados_semanales'}, ...
    'RowNames' ,{ 'Costo_Energia_ SB', 'Costo_Potencia_SB', 'Costo_Total_SB',
    ...
    'Costo_Energia_CB', 'Costo_Potencia_CB', 'Costo_Total_CB', ...
    'Costo_Energia_CB_ef', 'Costo_Potencia_CB_ef', 'Costo_Total_CB_ef', ...
    'Ciclos_xdia', 'Ciclos_xsemana'} )

```

Visualización de resultados en gráficas

```

subplot(3,1,1)
bar(dispatchsol.P(Dia_selec,:),.5), ylabel('kWh')
title('Suministro Óptimo-Proveedor Eléctrico', 'FontWeight', 'bold')
subplot(3,1,2)
bar(dispatchsol.B(Dia_selec,:),.5, "red")

```

```

title('Suministro-Batería','FontWeight','bold'), ylabel('kWh')
subplot(3,1,3)
bar(dispatchsol.Be(Dia_selec,:),.5, "black"), ylabel('kWh')
title('Energía acumulada-Batería','FontWeight','bold')
xlabel('Periodo')

```

9.1.1.1 *Funciones específicas por tipo de cliente: T-RE, T-REH, T-CO y T-MT de la empresa COOPELESCA.*

```

function
[nuevo_Suministro_Proveedor,Nuevo_Estado_Bateria]=Eficiencia_AI(Suministro_P
roveedor,Estado_Bateria,Ef,nDias,nPeriodos)
n=1;
Estado_Bateria1=zeros(nDias,nPeriodos);
Estado_Bateria2=zeros(nDias,nPeriodos);
for ii=1:nDias
    for iii=1:nPeriodos
        if Estado_Bateria(ii,iii)<0
            Estado_Bateria1(ii,iii)=0;
            Estado_Bateria2(ii,iii)=0;
        else
            Estado_Bateria1(ii,iii)=Estado_Bateria(ii,iii).*Ef;
            Estado_Bateria2(ii,iii)=Estado_Bateria(ii,iii);
        end
        n=n+1;
    end
end
Diferencia= Estado_Bateria2-Estado_Bateria1;

nuevo_Suministro_Proveedor= Suministro_Proveedor+Diferencia;
Nuevo_Estado_Bateria=Estado_Bateria-Diferencia;

function [Costo]=T_TRE_Coo(Total_consumo1,Total_consumo2)
%Cálculo de tarifa cliente T-RE, COOPELESCA

C1=2247; C2=74.91; C3=94.17; % Tarifas

```

```

if Total_consumo1 <= 30
    Costo= C1;
elseif (31 <= Total_consumo1) && (Total_consumo1<= 200)
    Costo = sum(sum(Total_consumo2))*C2 + C1 -30*C2;
elseif Total_consumo1 >= 201
    Costo = sum(sum(Total_consumo2))*C3+ C1 +169*C2;
end
end

function [nocturno, valle, punta]=S_TREH_Coo(datos,Dias)
%Cálculo de segmentos de consumo cliente T-REH

nocturno= sum(sum(datos(1:Dias,1:37)))+sum(sum(datos(1:Dias,122:144)));
valle= sum(sum(datos(1:Dias,38:61)))+sum(sum(datos(1:Dias,77:106)));
punta= sum(sum(datos(1:Dias,62:76)))+sum(sum(datos(1:Dias,107:121)));
end

function
[Tno,Tva,Tpu,Tarifa]=T_TREH_Coo(Tnocturno,Tvalle,Tpunta,Cnocturno,Cvalle,Cpu
nta)
%Cálculo de tarifa cliente T-REH, COOPELESCA

if Tnocturno <= 300
    Tno=28.02;
elseif (301 <= Tnocturno) && (Tnocturno <= 500)
    Tno=32.03;
elseif Tnocturno >= 501
    Tno=41.38;
end
if Tvalle <= 300
    Tva=68.07;
elseif (301<= Tvalle) && (Tvalle <= 500)
    Tva=76.07;
elseif Tvalle >= 501
    Tva=89.42;
end
if Tpunta <= 300
    Tpu=164.16;

```

```

elseif (301<= Tpunta) && (Tpunta <= 500)
    Tpu=186.87;
elseif Tpunta >= 501
    Tpu=221.55;
end

Tarifa= Cnocturno*Tno+Cvalle*Tva+Cpunta*Tpu;
end

function [Etotal,TarifaEnergia]=TE_TCO_Coo(Datos_Cliente,MCE)
%Cálculo de tarifa de energía cliente TCO-COOPELESCA

C1=97.39; C2=237570; C3=79.19; %Tarifas de energía

Etotal=sum(sum(MCE));

if Etotal <= 3000
    TarifaEnergia = sum(sum(Datos_Cliente))*C1;
elseif Etotal >= 3000
    TarifaEnergia = C2 + (sum(sum(Datos_Cliente))- 3000)*C3;
end
end

function [Pot_max,TarifaPotencia]=TP_TCO_Coo(MCP)
%Cálculo de tarifa de energía cliente TCO-COOPELESCA

C4=47960.3; C5=4796.03; %Tarifas de potencia

Pot_max=max(max(MCP));
%Cálculo del costo de abastecimiento energético
if Pot_max < 10
    TarifaPotencia = C4;
elseif Pot_max > 10
    TarifaPotencia = C4 + (Pot_max-10)*C5;
end
end

function [Enocturno,Evalle,Epunta,TarifaEnergia]=TE_TMT_Coo(datosE,Dias)
%Cálculo de tarifa de energía cliente TMT-COOPELESCA

```

```

CENO=59.93; CEVA=66.34; CEPU=78.12; %Tarifas Energía

Enocturno= sum(sum(datosE(1:Dias,1:37)))+sum(sum(datosE(1:Dias,122:144)));
Evalle= sum(sum(datosE(1:Dias,38:61)))+sum(sum(datosE(1:Dias,77:106)));
Epunta= sum(sum(datosE(1:Dias,62:76)))+sum(sum(datosE(1:Dias,107:121)));

TarifaEnergia= Enocturno*CENO+Evalle*CEVA+Epunta*CEPU;
end

function [Pnocturno,Pvalle,Ppunta,TarifaPotencia]=TP_TMT_Coo(datosP,nDias)
%Cálculo de tarifa de energía cliente TMT-COOPELESCA

CPNO=0; CPVA=4494.28; CPPU=4494.28; %Tarifas Potencia

Pnocturno=
max(max(max(datosP(1:nDias,1:37))),max(max(datosP(1:nDias,122:144))));
Pvalle=
max(max(max(datosP(1:nDias,38:61))),max(max(datosP(1:nDias,77:106))));
Ppunta=
max(max(max(datosP(1:nDias,62:76))),max(max(datosP(1:nDias,107:121))));

TarifaPotencia= Pnocturno*CPNO+Pvalle*CPVA+Ppunta*CPPU;
end

```


9.1.2 Algoritmos de optimización II

El algoritmo aplica para los clientes con una frecuencia de datos de cada 15 minutos (4 datos por hora), correspondientes a los clientes en las categorías tarifarias T-MT, T-MTb, T-UD, T-CO, T-IN y T-CS de la empresa ICE, y la categoría tarifaria T-IN de la empresa COOPELESCA.

```

clc; clear
Tipo_Cliente= input("Indique las siglas del tipo de cliente (T-CO,T-IN,T-
CS,T-MT,T-MTb o T-UD): ','s');
Empresa= input("Indique el nombre de la empresa eléctrica (ICE o
COOPELESCA): ','s');
disp("Algoritmo de optimización cliente: "+Tipo_Cliente+", "+Empresa)

```

Carga datos de consumo del cliente en estudio:

```

if strcmp(Tipo_Cliente, "T-CO")
    load ETCO_ICE; % Datos del cliente, en kWh
    load PTCO_ICE; % Datos del cliente, en kW
    Datos_Cliente_E=ETCO_ICE(:);Datos_Cliente_P=PTCO_ICE(:);
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-IN") && strcmp(Empresa, "ICE")
    load ETIN_ICE;    load PTIN_ICE;
    Datos_Cliente_E=ETIN_ICE(:); Datos_Cliente_P=PTIN_ICE(:);
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-CS")
    load ETCS_ICE;    load PTCS_ICE;
    Datos_Cliente_E=ETCS_ICE(:); Datos_Cliente_P=PTCS_ICE(:);
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-MT")
    load EMT_ICE;    load PMT_ICE;
    Datos_Cliente_E=EMT_ICE(:); Datos_Cliente_P=PMT_ICE(:);
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-MTb")
    load EMTb_ICE;    load PMTb_ICE;
    Datos_Cliente_E=EMTb_ICE(:); Datos_Cliente_P=PMTb_ICE(:);
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-UD")
    load ETUD_ICE;    load PTUD_ICE;
    Datos_Cliente_E=ETUD_ICE(:); Datos_Cliente_P=PTUD_ICE(:);
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-IN") && strcmp(Empresa, "COOPELESCA")
    load ETIN_Coo;    load PTIN_Coo;

```

```

    Datos_Cliente_E=ETIN_Coo(:); Datos_Cliente_P=PTIN_Coo(:);
end

bar(Datos_Cliente_E,.5), ylabel('kWh'), xlabel('Período'), title('Perfil de
consumo cliente anual','FontWeight','bold')

```

Parámetros de los datos del cliente

```

nDatos_D= 96; % cantidad de datos diarios
nDias= 29; %días por mes
nDatos_M= nDatos_D*nDias; % cantidad de datos mensuales
d= 4; % cantidad de datos medidos por hora
nDatos = length(Datos_Cliente_E); % cantidad total de datos
nMeses= round(nDatos/nDatos_M); % cantidad de meses analizados
Dia_selec= input("Indique el número de día seleccionado para gráficos de
optimización: ") %Mes seleccionado
Mes_selec= input("Indique el número de mes seleccionado para gráficos de
optimización: ") %Día seleccionado

```

Configuración de los datos del cliente

```

MCEa= zeros(nDias,nDatos_D,nMeses); % Matriz Energía mensual
MCPa= zeros(nDias,nDatos_D,nMeses); % Matriz Potencia mensual
%
nx=1;
for im=1:nMeses
    for id=1:nDias
        MCEa(id,1:nDatos_D,im)= Datos_Cliente_E(nx:(nx+(nDatos_D-1)));
        MCPa(id,1:nDatos_D,im)= Datos_Cliente_P(nx:(nx+(nDatos_D-1)));
        nx=nx+nDatos_D;
    end
end

[M_Energia,Energia_xmes,M_Potencia,Potencia_xmes,Cliente] =
segmentos(MCEa,MCPa,nDias,nMeses);

P_m=Potencia_xmes/d;
Max_P=ones(nDias,nDatos_D,nMeses);
for imes=1:nMeses

```

```

    Max_P(1:nDias,1:nDatos_D,imes)= P_m(imes);
end
Max_P;

caracteristicas_cliente=Cliente

bar(MCEa(Dia_selec, :, Mes_selec), .5), ylabel('kWh'), xlabel('Período'),
title('Perfil de consumo diario', 'FontWeight', 'bold')

```

Parámetros de la batería

```

Sistema_Baterias= input("Indique el tipo de batería seleccionada
(Powerwall, Powerpack, u otro): ", "s")
if strcmp(Sistema_Baterias, "Powerwall")
    n_Baterias= input("Indique la cantidad de unidades de baterías: ");
    %Cantidad de baterías
    Ebat= 13.5*n_Baterias; % Capacidad de almacenamiento de energía, kWh
    Pbat_nominal= 5*n_Baterias; % Potencia de carga y descarga continua, kW
    Ef= 0.9; %Eficiencia de la batería
elseif strcmp(Sistema_Baterias, "Powerpack")
    n_Baterias= input("Indique la cantidad de unidades de baterías: ");
    %Cantidad de baterías
    Ebat= 232*n_Baterias;
    Pbat_nominal= 130*n_Baterias;
    Ef= 0.88;
else
    Ebat= input("Indique la capacidad de almacenamiento de la bateria en
kWh: ");
    Pbat_nominal= input("Indique la capacidad de carga/descarga de la
bateria en kW: ");
    Ef= input("Indique la eficiencia de la bateria en tanto por uno: ");
    %Eficiencia de la batería
end
Pbat= Pbat_nominal/d; % Tasa de carga y descarga
Limite_Proveedor= input("Indique el limite al suministro del proveedor: ");

```

Cálculo del costo de abastecimiento sin usar batería

```

if strcmp(Empresa, "ICE")

```

```

switch Tipo_Cliente
    case {"T-CO", "T-IN", "T-CS"}
        [CostoP_xmes_SB, CostoP_xano_SB]=
TP_TIN_ICE(Tipo_Cliente, Potencia_xmes, nMeses);
        [CostoE_xmes_SB, CostoE_xano_SB]=
TE_TIN_ICE(Tipo_Cliente, MCEa, Energia_xmes, nMeses);

        case {"T-MT", "T-MTb", "T-UD"}
            [~, CostoP_xmes_SB, CostoP_xano_SB]=
TP_TMT_ICE(Tipo_Cliente, M_Potencia, nMeses);
            [~, CostoE_xmes_SB, CostoE_xano_SB]=
TE_TMT_ICE(Tipo_Cliente, M_Energia, nMeses);
        end
    elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-IN") && strcmp(Empresa, "COOPELESCA")
        [CostoP_xmes_SB, CostoP_xano_SB]= TP_TIN_Coo(Potencia_xmes, nMeses);
        [CostoE_xmes_SB, CostoE_xano_SB]= TE_TIN_Coo(MCEa, Energia_xmes, nMeses);
    else
        disp("La categoría tarifaria o empresa eléctrica no forma parte del
análisis")
        exit
    end

Costo_xmes_SB= CostoP_xmes_SB+CostoE_xmes_SB;
Costo_xano_SB= sum(Costo_xmes_SB);

```

Creación de las variables de optimización

```

P =
optimvar('P', nDias, nDatos_D, nMeses, 'Type', 'continuous', 'LowerBound', 0, 'Upper
Bound', inf);
B = optimvar('B', nDias, nDatos_D, nMeses, 'Type', 'continuous', 'LowerBound', -
Pbat, 'UpperBound', Pbat);
Be =
optimvar('Be', nDias, nDatos_D, nMeses, 'Type', 'continuous', 'LowerBound', 0, 'Upp
erBound', Ebat);

```

Restricciones

```

r_balance= P(:) + B(:) == MCEa(:); % Restricción para el flujo de potencia

```

```

r_Bi= B(1,1,1) == 0; %Batería inicia descargada
r_Bei= Be(1,1,1) == 0;
r_Bef= Be(nDias,nDatos_D,nMeses) == 0; %Batería finaliza el periodo
descargada

r_Be= optimexpr(size(Be)); % Restricción para la energía
ix = 2:(nDatos_D);
r_Be(:,ix,:) = Be(:,ix-1,:) - B(:,ix,:);
r_Beac = r_Be == Be;

ip= 1:nMeses;
Pmax= P(:, :, ip) <= (Max_P(:, :, ip)-32.5*Limite_Proveedor*n_Baterias); %
Restricción para el suministro proveedor

```

Creación de la función objetivo a minimizar

```

if strcmp(Empresa, "ICE")
    switch Tipo_Cliente
        case {"T-CO", "T-IN", "T-CS"}
            [Fn_Costos] = Fn_TIN_ICE(Tipo_Cliente,P,Energia_xmes,nMeses);
        case {"T-MT", "T-MTb", "T-UD"}
            [Fn_Costos] = Fn_TMT_ICE(Tipo_Cliente,P,nDias,nMeses);
        end
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-IN") && strcmp(Empresa, "COOPELESCA")
    [Fn_Costos] = Fn_TIN_Coo(P,Energia_xmes,nMeses);
else
    disp("La categoría tarifaria o empresa eléctrica no forma parte del
análisis")
    exit
end

```

Declaración de la optimización

```

dispatch = optimproblem('ObjectiveSense', 'minimize');
dispatch.Objective = Fn_Costos;
dispatch.Constraints.r_Bi= r_Bi;
dispatch.Constraints.r_Bei= r_Bei;
dispatch.Constraints.r_Bef= r_Bef;

```

```
dispatch.Constraints.r_Beac= r_Beac;
dispatch.Constraints.r_balance = r_balance;
dispatch.Constraints.Pmax = Pmax;
```

Configuración de la solución de optimización

```
showproblem(dispatch);

[dispatchsol,fval,exitflag,output] = solve(dispatch);
fprintf('%10.3f\n',fval)
```

Visualización de resultados en vectores

```
Suministro_Proveedor=dispatchsol.P(:, :, :);
Estado_Bateria=dispatchsol.B(:, :, :);
Acumulado_Bateria=dispatchsol.Be(:, :, :);
```

Cálculo del costo de abastecimiento con costo de Potencia, utilizando batería

```
[M_Energia_op,~,M_Potencia_op,Potencia_xmes_op,~] =
segmentos(Suministro_Proveedor,Suministro_Proveedor,nDias,nMeses);
M_Potencia_op
if strcmp(Empresa, "ICE")
    switch Tipo_Cliente
        case {"T-CO", "T-IN", "T-CS"}
            [CostoP_xmes_CB, CostoP_xano_CB]=
TP_TIN_ICE(Tipo_Cliente, Potencia_xmes_op, nMeses);
            [CostoE_xmes_CB, CostoE_xano_CB]=
TE_TIN_ICE(Tipo_Cliente, Suministro_Proveedor, Energia_xmes, nMeses);

        case {"T-MT", "T-MTb", "T-UD"}
            [~, CostoP_xmes_CB, CostoP_xano_CB]=
TP_TMT_ICE(Tipo_Cliente, M_Potencia_op, nMeses)
            [~, CostoE_xmes_CB, CostoE_xano_CB]=
TE_TMT_ICE(Tipo_Cliente, M_Energia_op, nMeses);
        end
    elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-IN") && strcmp(Empresa, "COOPELESCA")
        [CostoP_xmes_CB, CostoP_xano_CB]= TP_TIN_Coo(Potencia_xmes_op, nMeses);
```

```

    [CostoE_xmes_CB, CostoE_xano_CB]=
    TE_TIN_Coo(Suministro_Proveedor, Energia_xmes, nMeses);
end

Costo_xmes_CB= CostoP_xmes_CB*d+CostoE_xmes_CB;
Costo_xano_CB= sum(Costo_xmes_CB);

```

Conteo de ciclos efectuado por la batería

```

[CiclosTotales_xmes, CiclosTotales_xano] = ciclos(Estado_Bateria, Ebat);

```

Efecto de la eficiencia en el suministro del proveedor y facturación

```

[Suministro_Proveedor_ef, Estado_Bateria_ef]=Eficiencia(Suministro_Proveedor
, Estado_Bateria, Ef, nDias, nDatos_D, nMeses);

[M_Energia_op_ef, ~, M_Potencia_op_ef, Potencia_xmes_op_ef, ~] =
segmentos(Suministro_Proveedor_ef, Suministro_Proveedor_ef, nDias, nMeses);

if strcmp(Empresa, "ICE")
    switch Tipo_Cliente
        case {"T-CO", "T-IN", "T-CS"}
            [CostoP_xmes_CB_ef, CostoP_xano_CB_ef]=
            TP_TIN_ICE(Tipo_Cliente, Potencia_xmes_op_ef, nMeses);
            [CostoE_xmes_CB_ef, CostoE_xano_CB_ef]=
            TE_TIN_ICE(Tipo_Cliente, Suministro_Proveedor_ef, Energia_xmes, nMeses);

            case {"T-MT", "T-MTb", "T-UD"}
                [~, CostoP_xmes_CB_ef, CostoP_xano_CB_ef]=
                TP_TMT_ICE(Tipo_Cliente, M_Potencia_op_ef, nMeses);
                [~, CostoE_xmes_CB_ef, CostoE_xano_CB_ef]=
                TE_TMT_ICE(Tipo_Cliente, M_Energia_op_ef, nMeses);
            end
        elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-IN") && strcmp(Empresa, "COOPELESCA")
            [CostoP_xmes_CB_ef, CostoP_xano_CB_ef]=
            TP_TIN_Coo(Potencia_xmes_op, nMeses);
            [CostoE_xmes_CB_ef, CostoE_xano_CB_ef]=
            TE_TIN_Coo(Suministro_Proveedor_ef, Energia_xmes, nMeses);
        end
end

```

```
Costo_xmes_CB_ef= CostoP_xmes_CB_ef*d+CostoE_xmes_CB_ef;
Costo_xano_CB_ef= sum(Costo_xmes_CB_ef);
```

Vectores de datos del día seleccionado para visualización de resultados

```
D1_cliente= MCEa(Dia_selec, :, Mes_selec)';
D2_proveedor= Suministro_Proveedor_ef(Dia_selec, :, Mes_selec)';
D3_bateria= Estado_Bateria_ef(Dia_selec, :, Mes_selec)';
```

Resultados de optimización en tabla

```
Tabla_resultados= [CostoE_xmes_SB(Mes_selec,1) CostoE_xano_SB;...
    CostoP_xmes_SB(Mes_selec,1) CostoP_xano_SB;...
    Costo_xmes_SB(Mes_selec,1) Costo_xano_SB;...
    CostoE_xmes_CB(Mes_selec,1) CostoE_xano_CB;...
    CostoP_xmes_CB(Mes_selec,1)*d CostoP_xano_CB*d;...
    Costo_xmes_CB(Mes_selec,1) Costo_xano_CB;...
    CostoE_xmes_CB_ef(Mes_selec,1) CostoE_xano_CB_ef;...
    CostoP_xmes_CB_ef(Mes_selec,1)*d CostoP_xano_CB_ef*d;...
    Costo_xmes_CB_ef(Mes_selec,1) Costo_xano_CB_ef;...
    CiclosTotales_xmes(:, :, Mes_selec) CiclosTotales_xano]

Resultados= array2table (Tabla_resultados, ...
    'VariableNames' , { 'Resultados_mes' , 'Resultados_ano' }, ...
    'RowNames', {'Costo_Energia_ SB', 'Costo_Potencia_SB', 'Costo_Total_SB',
    ...
    'Costo_Energia_CB', 'Costo_Potencia_CB', 'Costo_Total_CB', ...
    'Costo_Energia_CB_ef', 'Costo_Potencia_CB_ef', 'Costo_Total_CB_ef', ...
    'Ciclos_totales'} )
```

Visualización de resultados en gráficas

```
subplot(3,1,1)
bar(dispatchsol.P(Dia_selec, :, Mes_selec), .5), ylabel('kWh')
title('Suministro Óptimo-Proveedor Eléctrico', 'FontWeight', 'bold')
subplot(3,1,2)
bar(dispatchsol.B(Dia_selec, :, Mes_selec), .5, "red")
title('Suministro-Batería', 'FontWeight', 'bold'), ylabel('kWh')
```



```

subplot(3,1,3)
bar(dispatchsol.Be(Dia_selec,:,Mes_selec),.5, "black"), ylabel('kWh')
title('Energía acumulada-Batería','FontWeight','bold')
xlabel('Periodo')

```

9.1.2.1 *Funciones específicas por tipo de cliente: T-MT, T-MTb, T-UD, T-CO, T-IN y T-CS de la empresa ICE, y la categoría tarifaria T-IN de la empresa COOPELESCA.*

```

function [CiclosTotales_xmes,CiclosTotales_xano] =
ciclos(Estado_Bateria,Ebat)
%Función conteo de ciclos
ciclos=abs(sum(Estado_Bateria.*(Estado_Bateria<0), 2))/Ebat;
CiclosTotales_xmes=sum(ciclos);
CiclosTotales_xano=sum(sum(ciclos));
end

function
[Suministro_Proveedor_ef,Estado_Bateria_ef]=Eficiencia(Suministro_Proveedor,
Estado_Bateria,Ef,Diasxmes,nPeriodos_D,nMeses)
% Función para eficiencia
Estado_Bateria1=zeros(Diasxmes,nPeriodos_D,nMeses);
Estado_Bateria2=zeros(Diasxmes,nPeriodos_D,nMeses);

for i=1:nMeses
    for ii=1:Diasxmes
        for iii=1:nPeriodos_D
            if Estado_Bateria(ii,iii,i)<0
                Estado_Bateria1(ii,iii,i)=0;
                Estado_Bateria2(ii,iii,i)=0;
            else
                Estado_Bateria1(ii,iii,i)=Estado_Bateria(ii,iii,i).*Ef;
                Estado_Bateria2(ii,iii,i)=Estado_Bateria(ii,iii,i);
            end
        end
    end
end
end

```

```

end
Diferencia_ef= Estado_Bateria2-Estado_Bateria1;

Suministro_Proveedor_ef= Suministro_Proveedor+Diferencia_ef;
Estado_Bateria_ef= Estado_Bateria-Diferencia_ef;
end

function [M_Energia,Energia_xmes,M_Potencia,Potencia_xmes,Cliente] =
segmentos(MCEa,MCPa,nDias,nMeses)
%Función para obtener características de consumo del cliente.

%Datos del cliente, energía
M_Energia=zeros(nMeses,3);
for imes=1:nMeses
    Enocturno=
sum(sum(MCEa(1:nDias,1:25,imes)))+sum(sum(MCEa(1:nDias,82:96,imes)));
    Evalle=
sum(sum(MCEa(1:nDias,26:41,imes)))+sum(sum(MCEa(1:nDias,52:71,imes)));
    Epunta=
sum(sum(MCEa(1:nDias,42:51,imes)))+sum(sum(MCEa(1:nDias,72:81,imes)));
    M_Energia(imes,1:3)= [Enocturno,Evalle,Epunta];
end
Energia_xmes= sum(M_Energia,2);

%Datos del cliente, potencia
M_Potencia=zeros(nMeses,3);
for imes=1:nMeses
    Pnocturno=
max(max(max(MCPa(1:nDias,1:25,imes))),max(max(MCPa(1:nDias,82:96,imes))));
    Pvalle=
max(max(max(MCPa(1:nDias,26:41,imes))),max(max(MCPa(1:nDias,52:71,imes))));
    Ppunta=
max(max(max(MCPa(1:nDias,42:51,imes))),max(max(MCPa(1:nDias,72:81,imes))));
    M_Potencia(imes,1:3)= [Pnocturno,Pvalle,Ppunta];
end
Potencia_xmes= (max(M_Potencia'))';

% Matriz resumen datos del cliente por mes

```

```

Mresumen= [mean(M_Energia(:,1)) mean(M_Potencia(:,1))/4
max(M_Potencia(:,1))/4 max(M_Potencia(:,1));...
    mean(M_Energia(:,2)) mean(M_Potencia(:,2))/4 max(M_Potencia(:,2))/4
max(M_Potencia(:,2));...
    mean(M_Energia(:,3)) mean(M_Potencia(:,3))/4 max(M_Potencia(:,3))/4
max(M_Potencia(:,3))];

Cliente= array2table (Mresumen, ...
    'VariableNames' , { 'Energia_promedio_mensual' ,
'Energia_maxima_promedio',...
    'Energia_maxima_anual','Potencia_maxima_anual' }, ...
    'RowNames',{ 'Nocturno','Valle','Punta' } );
end

function
[CostoP_xmes,CostoP_xano]=TP_TIN_ICE(Tipo_Cliente,Potencia_xmes,nMeses)
%Función para cargo por potencia en categorías tarifarias T-CO, T-IN y T-
CS, ICE

if strcmp(Tipo_Cliente, "T-CO") || strcmp(Tipo_Cliente, "T-IN")
    C3=11664.59; %Tarifas potencia T-CO y T-IN, ICE
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-CS")
    C3=7639.46; %Tarifas potencia T-CS, ICE
end

CostoP_xmes=zeros(nMeses,1);
for i=1:nMeses
    CostoP_xmes(i)= (Potencia_xmes(i))*C3 ;
end
CostoP_xano= sum(CostoP_xmes);
end

function [CostoE_xmes,CostoE_xano]=
TE_TIN_ICE(Tipo_Cliente,Datos_Cliente_E,Energia_xmes,nMeses) %cargo energía
%Función para cargo por energía en categorías tarifarias T-CO, T-IN y T-CS,
ICE

if strcmp(Tipo_Cliente, "T-CO") || strcmp(Tipo_Cliente, "T-IN")
    C1=117.93; C2=70.56; %Tarifas Energía T-CO y T-IN, ICE

```

```

elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-CS")
    C1=79.26; C2=47.37; %Tarifas Energía T-CS, ICE
end

CostoE_xmes=zeros(nMeses,1);
for i=1:nMeses
if Energia_xmes(i) <= 3000
    CostoE_xmes(i,1) = sum(sum(Datos_Cliente_E(:,:,i)))*C1 ;
else
    CostoE_xmes(i,1) = sum(sum(Datos_Cliente_E(:,:,i)))*C2 + 3000*(C1-C2);
end
end
CostoE_xano=sum(CostoE_xmes);
end

function [Fn_Costos] = Fn_TIN_ICE(Tipo_Cliente,P,Energia_xmes,nMeses)
%Función objetivo para categorías tarifarias T-CO, T-IN y T-CS, ICE

if strcmp(Tipo_Cliente, "T-CO") || strcmp(Tipo_Cliente, "T-IN")
    C1=117.93; C2=70.56; %Tarifas Energía T-CO y T-IN, ICE
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-CS")
    C1=79.26; C2=47.37; %Tarifas Energía T-CS, ICE
end

costo= 0;
for i=1:nMeses
if Energia_xmes(i) <= 3000
    costo = costo+sum(sum(P(:,:,i)))*C1;
else
    costo = costo+sum(sum(P(:,:,i)))*C2 + 3000*(C1-C2) ;
end
end
Fn_Costos= costo;
end

function
[CostoP_xperiodo,CostoP_xmes,CostoP_xano]=TP_TMT_ICE(Tipo_Cliente,M_Potencia
,nMeses)

```

```

%Función para cargo por potencia en categorías tarifarias T-MT, T-MTb y T-
UD, ICE

if strcmp(Tipo_Cliente, "T-MT")
    CPNO=4910.59; CPVA=7666.53; CPPU=10980.21; %Tarifas Potencia T-MT, ICE
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-MTb")
    CPNO=1596.95; CPVA=2492.04; CPPU=3569.77; %Tarifas Potencia T-MTb, ICE
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-UD")
    CPNO=0; CPVA=3.275; CPPU=3.275; %Tarifas Potencia T-UD, ICE
end

CostoP_xperiodo=zeros(nMeses,3);
for imes=1:nMeses
    CostoP_xperiodo(imes,1:3)=
[CPNO*M_Potencia(imes,1),CPVA*M_Potencia(imes,2),CPPU*M_Potencia(imes,3)];
end
CostoP_xmes= sum(CostoP_xperiodo,2);
CostoP_xano= sum(CostoP_xmes);
end

function
[CostoE_xperiodo,CostoE_xmes,CostoE_xano]=TE_TMT_ICE(Tipo_Cliente,M_Energia,
nMeses)
%Función para cargo por energía en categorías tarifarias T-MT, T-MTb y T-
UD, ICE

if strcmp(Tipo_Cliente, "T-MT")
    CENO=15.47; CEVA=25.13; CEPU=67.67; %Tarifas Energía T-MT, ICE
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-MTb")
    CENO=26.8; CEVA=41.76; CEPU=121.54; %Tarifas Energía T-MTb, ICE
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-UD")
    CENO=0.044; CEVA=0.05; CEPU=0.061; %Tarifas Energía T-UD, ICE
end

CostoE_xperiodo=zeros(nMeses,3);
for imes=1:nMeses
    CostoE_xperiodo(imes,1:3)=
[CENO*M_Energia(imes,1),CEVA*M_Energia(imes,2),CEPU*M_Energia(imes,3)];
end

```

```

CostoE_xmes= sum(CostoE_xperiodo,2);
CostoE_xano= sum(CostoE_xmes);
end

function [Fn_Costos]=Fn_TMT_ICE(Tipo_Cliente,P,nDias,nMeses)
%Función objetivo para categorías tarifarias T-MT, T-MTb y T-UD, ICE

if strcmp(Tipo_Cliente, "T-MT")
    CENO=15.47; CEVA=25.13; CEPU=67.67; %Tarifas Energía T-MT, ICE
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-MTb")
    CENO=26.8; CEVA=41.76; CEPU=121.54; %Tarifas Energía T-MTb, ICE
elseif strcmp(Tipo_Cliente, "T-UD")
    CENO=0.044; CEVA=0.05; CEPU=0.061; %Tarifas Energía T-UD, ICE
end
cost= 0;
for i=1:nMeses
    cost= cost +
(sum(sum(P(1:nDias,1:25,i)))+sum(sum(P(1:nDias,82:96,i))))*CENO+...
(sum(sum(P(1:nDias,26:41,i)))+sum(sum(P(1:nDias,52:71,i))))*CEVA+...
    (sum(sum(P(1:nDias,42:51,i)))+sum(sum(P(1:nDias,72:81,i))))*CEPU;
end
Fn_Costos= cost;
end

function [CostoP_xmes,CostoP_xano]=TP_TIN_Coo(Potencia_xmes,nMeses) %carga
potencia
%Función para cargo por potencia para categoría tarifaria TIN-Coopalesca
C4=47960.3; C5=4796.03; %Tarifas potencia

CostoP_xmes=zeros(nMeses,1);
for i=1:nMeses
if Potencia_xmes(i) <= 10
    CostoP_xmes(i) = C4;
else
    CostoP_xmes(i)= C4 + (Potencia_xmes(i)-10)*C5 ;
end
end
CostoP_xano= sum(CostoP_xmes);

```

```

end

function [CostoE_xmes, CostoE_xano]=
TE_TIN_Coo(Datos_Cliente_E, Energia_xmes, nMeses) %carga energía
%Función para cargo por energía para categoría tarifaria TIN-Coopelesca
C1=97.39; C2=237570; C3=79.19; %Tarifas energía

CostoE_xmes=zeros(nMeses,1);
for i=1:nMeses
if Energia_xmes(i) <= 3000
    CostoE_xmes(i,1) = sum(sum(Datos_Cliente_E(:, :, i)))*C1 + C2;
else
    CostoE_xmes(i,1) = sum(sum(Datos_Cliente_E(:, :, i)))*C3 + 3000*(C1-C3) +
C2 ;
end
end
CostoE_xano=sum(CostoE_xmes);
end

function [Fn_Costos] = Fn_TIN_Coo(P, Energia_xmes, nMeses)
%Función objetivo para categoría tarifaria TIN-Coopelesca
costo= 0;
C1=97.39; C2=237570; C3=79.19; %Tarifas energía

for i=1:nMeses
if Energia_xmes(i) <= 3000
    costo = costo+sum(sum(P(:, :, i)))*C1 + C2;
else
    costo = costo+sum(sum(P(:, :, i)))*C3 + 3000*(C1-C3) + C2;
end
end
Fn_Costos= costo;
end

```

9.2 Simulaciones para análisis de rentabilidad económica

9.2.1 Simulaciones para rentabilidad, tarifa media tensión

9.2.1.1 Simulaciones cliente T-MT COOPELESCA

Tabla 68. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-MT COOPELESCA

Capacidad de la batería		928 kWh y 520 kW							
Limitación en el suministro proveedor		44 kWh							
Período de análisis		Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8
Perfil cliente	% Crecimiento	-	2.3%	4.7%	7.1%	9.4%	11.6%	13.8%	15.9%
	% Eficiencia	-	0.5%	1.0%	1.5%	2.0%	2.5%	3.0%	3.5%
Degradación batería	% Capacidad	-	96.0%	92.0%	88.0%	83.0%	79.0%	75.0%	70.0%
	Cargo energía	€76.44 M	€78.2 M	€80.03 M	€81.87 M	€83.63 M	€85.31 M	€86.99 M	€88.59 M
Facturación Sin batería	Cargo potencia	€31.02 M	€31.73 M	€32.48 M	€33.22 M	€33.93 M	€34.62 M	€35.3 M	€35.95 M
	Costo total ^(A)	€107.46 M	€109.93 M	€112.51 M	€115.09 M	€117.56 M	€119.92 M	€122.29 M	€124.54 M
	Cargo energía	€74.76 M	€76.57 M	€78.46 M	€80.42 M	€82.31 M	€84.2 M	€86.16 M	€88.07 M
Facturación Con batería	Cargo potencia	€16.25 M	€16.42 M	€16.61 M	€19.99 M	€20.57 M	€29.26 M	€29.39 M	€29.63 M
	Costo total ^(B)	€91.01 M	€92.99 M	€95.07 M	€100.41 M	€102.88 M	€113.46 M	€115.55 M	€117.7 M
	Ahorro ^{(A)-(B)}	€16.45 M	€16.94 M	€17.44 M	€14.68 M	€14.68 M	€6.46 M	€6.74 M	€6.84 M
Cantidad de ciclos		426.7	431.7	439.4	452.3	467.9	479.5	489.5	502.3

Tabla 69. Rentabilidad cliente T-MT COOPELESCA

Precios cota inferior					Precios cota superior				
Año	Inversión 529 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total	Año	Inversión 1294 \$/kWh	O&M 1.5%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C294.547 M			-C294.547 M	0	-C694.330 M			-C694.330 M
1		-C4.713 M	C16.451 M	C11.738 M	1		-C10.415 M	C16.451 M	C6.036 M
2		-C4.803 M	C16.937 M	C12.134 M	2		-C10.614 M	C16.937 M	C6.323 M
3		-C4.895 M	C17.436 M	C12.541 M	3		-C10.817 M	C17.436 M	C6.619 M
4		-C4.988 M	C14.679 M	C9.691 M	4		-C11.023 M	C14.679 M	C3.656 M
5		-C5.083 M	C14.680 M	C9.597 M	5		-C11.234 M	C14.680 M	C3.447 M
6		-C5.180 M	C6.459 M	C1.279 M	6		-C11.448 M	C6.459 M	-C4.989 M
7		-C5.279 M	C6.739 M	C1.460 M	7		-C11.667 M	C6.739 M	-C4.928 M
8		-C5.380 M	C6.844 M	C1.464 M	8		-C11.890 M	C6.844 M	-C5.046 M
VAN				-C247.216 M	VAN				-C681.777 M

Tabla 70. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-MT COOPELESCA.

Año	Inversión 122 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C67.93 M			-C67.93 M
1		-C1.087 M	C16.451 M	C15.364 M
2		-C1.174 M	C16.937 M	C15.763 M
3		-C1.268 M	C17.436 M	C16.168 M
4		-C1.369 M	C14.679 M	C13.31 M
5		-C1.479 M	C14.68 M	C13.202 M
6		-C1.597 M	C6.459 M	C4.862 M
7		-C1.725 M	C6.739 M	C5.015 M
8		-C1.863 M	C6.844 M	C4.982 M
VAN				C95,015

9.2.1.2 Simulaciones T-MT ICE

Tabla 71. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-MT ICE

Capacidad de la batería		696 kWh y 390 kW		
Período de análisis		Año1	Año2	Año3
Limitación en el suministro proveedor (kWh)				
Perfil cliente	% Crecimiento	-	2.3%	4.7%
Degradación batería	% Eficiencia	-	0.5%	1.0%
	% Capacidad	-	87%	75%
Facturación Sin batería	Cargo energía	€286.21 M	€292.79 M	€299.66 M
	Cargo potencia	€430.81 M	€440.72 M	€451.06 M
	Costo total ^(A)	€717.02 M	€733.51 M	€750.72 M
Facturación Con batería	Cargo energía	€270.18 M	€278.95 M	€287.62 M
	Cargo potencia	€414.66 M	€424.82 M	€440.73 M
	Costo total ^(B)	€684.84 M	€703.76 M	€728.35 M
Ahorro ^{(A)- (B)}		€32.18 M	€29.75 M	€22.37 M
Cantidad de ciclos		1215.1	1353.5	1560.9

Tabla 72. Rentabilidad cliente T-MT ICE.

Precios cota inferior					Precios cota superior				
Año	Inversión 529 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total	Año	Inversión 1294 \$/kWh	O&M 1.5%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C220.91 M			-C220.91 M	0	-C520.747 M			-C520.747 M
1		-C3.535 M	C32.181 M	C28.646 M	1		-C7.811 M	C32.181 M	C24.37 M
2		-C3.602 M	C29.745 M	C26.143 M	2		-C7.96 M	C29.745 M	C21.785 M
3		-C3.671 M	C22.369 M	C18.699 M	3		-C8.112 M	C22.369 M	C14.257 M
VAN				-C157.129 M	VAN				-C468.188 M

Tabla 73. Escenario VAN ≥ 0 para el cliente T-MT ICE.

Año	Inversión 168 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C70.157 M			-C70.157 M
1		-C1.123 M	C32.181 M	C31.058 M
2		-C1.123 M	C29.745 M	C28.623 M
3		-C1.123 M	C22.369 M	C21.247 M
VAN				C7,023

9.2.1.3 Simulaciones T-MTb ICE

Tabla 74. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-MTb ICE

Capacidad de la batería		928 kWh y 520 kW					
Período de análisis		Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6
Limitación en el suministro proveedor (kWh)							
Perfil cliente	% Crecimiento		2.3%	4.7%	7.1%	9.4%	11.6%
Degradación batería	% Eficiencia		0.5%	1.0%	1.5%	2.0%	2.5%
	% Capacidad		94.0%	88.0%	84.0%	77.0%	72.0%
Facturación Sin batería	Cargo energía	€295.78 M	€302.58 M	€309.68 M	€316.78 M	€323.58 M	€330.09 M
	Cargo potencia	€114.94 M	€117.58 M	€120.34 M	€123.1 M	€125.75 M	€128.27 M
	Costo total ^(A)	€410.72 M	€420.17 M	€430.03 M	€439.88 M	€449.33 M	€458.37 M
Facturación Con batería	Cargo energía	€265.4 M	€273.79 M	€282.57 M	€290.79 M	€299.65 M	€307.64 M
	Cargo potencia	€114.99 M	€117.69 M	€120.51 M	€123.33 M	€126.03 M	€128.61 M
	Costo total ^(B)	€380.39 M	€391.48 M	€403.07 M	€414.11 M	€425.68 M	€436.25 M
Ahorro ^{(A)- (B)}		€30.33 M	€28.69 M	€26.95 M	€25.77 M	€23.65 M	€22.11 M
Cantidad de ciclos		684.5	726.7	769.0	794.2	851.4	892.3

Tabla 75. Rentabilidad cliente T-MTb ICE.

Precios cota inferior					Precios cota superior				
Año	Inversión 529 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total	Año	Inversión 1294 \$/kWh	O&M 1.5%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C294.547 M			-C294.547 M	0	-C694.330 M			-C694.330 M
1		-C4.713 M	C30.331 M	C25.619 M	1		-C10.415 M	C30.331 M	C19.916 M
2		-C4.803 M	C28.685 M	C23.883 M	2		-C10.614 M	C28.685 M	C18.071 M
3		-C4.895 M	C26.951 M	C22.057 M	3		-C10.817 M	C26.951 M	C16.135 M
4		-C4.988 M	C25.769 M	C20.781 M	4		-C11.023 M	C25.769 M	C14.746 M
5		-C5.083 M	C23.649 M	C18.565 M	5		-C11.234 M	C23.649 M	C12.415 M
6		-C5.180 M	C22.112 M	C16.931 M	6		-C11.448 M	C22.112 M	C10.663 M
VAN				-C194.262 M	VAN				-C621.579 M

Tabla 76. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-MTb ICE.

Año	Inversión 205 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C114.144 M			-C114.144 M
1		-C1.826 M	C30.331 M	C28.505 M
2		-C1.861 M	C28.685 M	C26.824 M
3		-C1.897 M	C26.951 M	C25.054 M
4		-C1.933 M	C25.769 M	C23.836 M
5		-C1.97 M	C23.649 M	C21.679 M
6		-C2.008 M	C22.112 M	C20.104 M
VAN				C79,240

9.2.2 Simulaciones para rentabilidad, tarifa comercios y servicios

9.2.2.1 Simulaciones T-CO ICE

Tabla 77. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-CO ICE

Capacidad de la batería		232 kWh y 130 kW									
Período de análisis		Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Limitación en el suministro proveedor (kWh)		Variable									
Perfil cliente	% Crecimiento		0.5%	1.0%	1.5%	2.0%	2.5%	3.0%	3.5%	4.0%	4.5%
Degradación batería	% Eficiencia		96.0%	94.0%	90.0%	87.0%	85.0%	81.0%	77.0%	72.0%	70.0%
	% Capacidad		2.3%	4.7%	7.1%	9.4%	11.6%	13.8%	15.9%	18.0%	20.1%
Facturación Sin batería	Cargo energía	€441.93 M	€431.84 M	€441.93 M	€452.03 M	€461.7 M	€470.95 M	€480.2 M	€489.03 M	€497.86 M	€506.69 M
	Cargo potencia	€148.46 M	€145.05 M	€148.46 M	€151.86 M	€155.12 M	€158.24 M	€161.36 M	€164.34 M	€167.32 M	€170.29 M
	Costo total ^(A)	€590.39 M	€576.9 M	€590.39 M	€603.89 M	€616.82 M	€629.19 M	€641.56 M	€653.36 M	€665.17 M	€676.98 M
Facturación Con batería	Cargo energía	€441.71 M	€431.62 M	€441.71 M	€451.83 M	€461.51 M	€470.77 M	€480.03 M	€488.88 M	€497.71 M	€506.55 M
	Cargo potencia	€140.52 M	€137.09 M	€140.54 M	€143.99 M	€147.3 M	€150.44 M	€153.63 M	€156.65 M	€159.67 M	€162.7 M
	Costo total ^(B)	€582.23 M	€568.72 M	€582.26 M	€595.82 M	€608.8 M	€621.21 M	€633.66 M	€645.53 M	€657.38 M	€669.25 M
Ahorro ^{(A)- (B)}		€8.16 M	€8.16 M	€8.18 M	€8.13 M	€8.06 M	€8.01 M	€7.98 M	€7.9 M	€7.84 M	€7.79 M
Cantidad de ciclos		292.1	242.4	236.5	248.9	248.6	250.3	257.5	267.9	276.0	281.6

Tabla 78. Rentabilidad cliente T-CO ICE.

Precios cota inferior					Precios cota superior				
Año	Inversión 529 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total	Año	Inversión 1294 \$/kWh	O&M 1.5%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C73.637 M			-C73.637 M	0	-C173.582 M			-C173.582 M
1		-C1.178 M	C8.16 M	C6.982 M	1		-C2.604 M	C8.16 M	C5.556 M
2		-C1.201 M	C8.181 M	C6.981 M	2		-C2.653 M	C8.181 M	C5.528 M
3		-C1.224 M	C8.135 M	C6.911 M	3		-C2.704 M	C8.135 M	C5.431 M
4		-C1.247 M	C8.063 M	C6.816 M	4		-C2.756 M	C8.063 M	C5.308 M
5		-C1.271 M	C8.013 M	C6.743 M	5		-C2.808 M	C8.013 M	C5.205 M
6		-C1.295 M	C7.976 M	C6.681 M	6		-C2.862 M	C7.976 M	C5.114 M
7		-C1.32 M	C7.898 M	C6.578 M	7		-C2.917 M	C7.898 M	C4.981 M
8		-C1.345 M	C7.837 M	C6.492 M	8		-C2.972 M	C7.837 M	C4.865 M
9		-C1.371 M	C7.791 M	C6.42 M	9		-C3.029 M	C7.791 M	C4.761 M
10		-C1.397 M	C7.729 M	C6.332 M	10		-C3.087 M	C7.729 M	C4.642 M
VAN				-C28.402 M	VAN				-C138.654 M

Tabla 79. Escenario VAN ≥ 0 para el cliente T-CO ICE

Año	Inversión 346 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C48.163 M			-C48.163 M
1		-C.771 M	C8.16 M	C7.389 M
2		-C.785 M	C8.181 M	C7.396 M
3		-C.8 M	C8.135 M	C7.335 M
4		-C.816 M	C8.063 M	C7.248 M
5		-C.831 M	C8.013 M	C7.182 M
6		-C.847 M	C7.976 M	C7.129 M
7		-C.863 M	C7.898 M	C7.035 M
8		-C.88 M	C7.837 M	C6.957 M
9		-C.897 M	C7.791 M	C6.894 M
10		-C.914 M	C7.729 M	C6.816 M
VAN				C18,980

9.2.3 Simulaciones para rentabilidad, tarifa industrial

9.2.3.1 Simulaciones T-IN COOPELESCA

Tabla 80. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-IN COOPELESCA

Capacidad de la batería		232 kWh y 130 kW									
Período de análisis		Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Limitación en el suministro proveedor (kWh)		Variable									
Perfil cliente	% Crecimiento		0.5%	1.0%	1.5%	2.0%	2.5%	3.0%	3.5%	4.0%	4.5%
Degradación batería	% Eficiencia		96.0%	94.0%	90.0%	87.0%	85.0%	81.0%	77.0%	72.0%	70.0%
	% Capacidad		2.3%	4.7%	7.1%	9.4%	11.6%	13.8%	15.9%	18.0%	20.1%
Facturación Sin batería	Cargo energía	€1313. M	€1343.2 M	€1374.6 M	€1406. M	€1436.1 M	€1465. M	€1493.8 M	€1521.3 M	€1548.8 M	€1576.3 M
	Cargo potencia	€179.8 M	€184. M	€188.3 M	€192.6 M	€196.7 M	€200.7 M	€204.6 M	€208.4 M	€212.2 M	€216. M
	Costo total ^(A)	€1492.9 M	€1527.1 M	€1562.9 M	€1598.6 M	€1632.9 M	€1665.6 M	€1698.4 M	€1729.7 M	€1761. M	€1792.2 M
Facturación Con batería	Cargo energía	€1312.5 M	€1342.6 M	€1374.1 M	€1405.5 M	€1435.6 M	€1464.5 M	€1493.3 M	€1520.8 M	€1548.3 M	€1575.8 M
	Cargo potencia	€176.9 M	€181.1 M	€185.4 M	€189.8 M	€193.9 M	€197.9 M	€201.9 M	€205.6 M	€209.4 M	€213.2 M
	Costo total ^(B)	€1489.4 M	€1523.7 M	€1559.5 M	€1595.3 M	€1629.6 M	€1662.4 M	€1695.1 M	€1726.4 M	€1757.7 M	€1789.1 M
Ahorro ^{(A)- (B)}		€3.4 M	€3.4 M	€3.4 M	€3.3 M	€3.3 M	€3.3 M	€3.3 M	€3.3 M	€3.3 M	€3.2 M
Cantidad de ciclos		98.8	101.4	109.3	111.0	115.7	117.2	122.1	124.2	129.5	142.8

Tabla 81. Rentabilidad cliente T-IN COOPELESCA

Precios cota inferior					Precios cota superior				
Año	Inversión 529 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total	Año	Inversión 1294 \$/kWh	O&M 1.5%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C73.637 M			-C73.637 M	0	-C173.582 M			-C173.582 M
1		-C1.178 M	C3.444 M	C2.265 M	1		-C2.604 M	C3.444 M	C.84 M
2		-C1.201 M	C3.427 M	C2.227 M	2		-C2.653 M	C3.427 M	C.774 M
3		-C1.224 M	C3.379 M	C2.155 M	3		-C2.704 M	C3.379 M	C.675 M
4		-C1.247 M	C3.342 M	C2.095 M	4		-C2.756 M	C3.342 M	C.586 M
5		-C1.271 M	C3.342 M	C2.071 M	5		-C2.808 M	C3.342 M	C.534 M
6		-C1.295 M	C3.284 M	C1.989 M	6		-C2.862 M	C3.284 M	C.422 M
7		-C1.32 M	C3.257 M	C1.937 M	7		-C2.917 M	C3.257 M	C.34 M
8		-C1.345 M	C3.257 M	C1.912 M	8		-C2.972 M	C3.257 M	C.284 M
9		-C1.371 M	C3.255 M	C1.884 M	9		-C3.029 M	C3.255 M	C.226 M
10		-C1.397 M	C3.18 M	C1.783 M	10		-C3.087 M	C3.18 M	C.093 M
VAN				-C59.784 M	VAN				-C170.037 M

Tabla 82. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-IN COOPELESCA.

Año	Inversión 144 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-€20.045 M			-€20.045 M
1		-€0.321 M	€3.444 M	€3.123 M
2		-€0.327 M	€3.427 M	€3.101 M
3		-€0.333 M	€3.379 M	€3.046 M
4		-€0.339 M	€3.342 M	€3.003 M
5		-€0.346 M	€3.342 M	€2.996 M
6		-€0.353 M	€3.284 M	€2.932 M
7		-€0.359 M	€3.257 M	€2.898 M
8		-€0.366 M	€3.257 M	€2.891 M
9		-€0.373 M	€3.255 M	€2.882 M
10		-€0.38 M	€3.18 M	€2.8 M
VAN				€7,842

9.2.3.2 Simulaciones T-IN ICE

Tabla 83. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-IN ICE

Capacidad de la batería		232 kWh y 130 kW									
Período de análisis		Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Limitación en el suministro proveedor (kWh)		Variable									
Perfil cliente	% Crecimiento		0.5%	1.0%	1.5%	2.0%	2.5%	3.0%	3.5%	4.0%	4.5%
Degradación batería	% Eficiencia		96.0%	94.0%	90.0%	87.0%	85.0%	81.0%	77.0%	72.0%	70.0%
	% Capacidad		2.3%	4.7%	7.1%	9.4%	11.6%	13.8%	15.9%	18.0%	20.1%
Facturación Sin batería	Cargo energía	€67.54 M	€69.06 M	€70.64 M	€72.22 M	€73.73 M	€75.18 M	€76.63 M	€78.01 M	€79.39 M	€80.77 M
	Cargo potencia	€35.62 M	€36.44 M	€37.29 M	€38.15 M	€38.96 M	€39.75 M	€40.53 M	€41.28 M	€42.03 M	€42.78 M
	Costo total ^(A)	€103.16 M	€105.49 M	€107.93 M	€110.36 M	€112.69 M	€114.93 M	€117.16 M	€119.29 M	€121.42 M	€123.55 M
Facturación Con batería	Cargo energía	€67.53 M	€69.05 M	€70.65 M	€72.24 M	€73.76 M	€75.21 M	€76.66 M	€78.05 M	€79.44 M	€80.85 M
	Cargo potencia	€32.89 M	€34. M	€34.91 M	€35.85 M	€36.73 M	€37.61 M	€38.45 M	€39.29 M	€40.14 M	€40.96 M
	Costo total ^(B)	€100.42 M	€103.05 M	€105.56 M	€108.09 M	€110.49 M	€112.82 M	€115.11 M	€117.34 M	€119.58 M	€121.81 M
Ahorro ^{(A)- (B)}		€2.74 M	€2.44 M	€2.37 M	€2.27 M	€2.21 M	€2.11 M	€2.05 M	€1.95 M	€1.84 M	€1.74 M
Cantidad de ciclos		100.2	105.5	110.5	114.2	116.1	118.9	121.9	125.9	138.5	142.2

Tabla 84. Rentabilidad cliente T-IN ICE

Precios cota inferior					Precios cota superior				
Año	Inversión 529 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total	Año	Inversión 1294 \$/kWh	O&M 1.5%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C73.637 M			-C73.637 M	0	-C173.582 M			-C173.582 M
1		-C1.178 M	C2.735 M	C1.557 M	1		-C2.604 M	C2.735 M	C.132 M
2		-C1.201 M	C2.441 M	C1.24 M	2		-C2.653 M	C2.441 M	-C.212 M
3		-C1.224 M	C2.367 M	C1.143 M	3		-C2.704 M	C2.367 M	-C.337 M
4		-C1.247 M	C2.268 M	C1.021 M	4		-C2.756 M	C2.268 M	-C.488 M
5		-C1.271 M	C2.206 M	C.935 M	5		-C2.808 M	C2.206 M	-C.602 M
6		-C1.295 M	C2.11 M	C.815 M	6		-C2.862 M	C2.11 M	-C.752 M
7		-C1.32 M	C2.052 M	C.732 M	7		-C2.917 M	C2.052 M	-C.865 M
8		-C1.345 M	C1.95 M	C.605 M	8		-C2.972 M	C1.95 M	-C1.023 M
9		-C1.371 M	C1.838 M	C.468 M	9		-C3.029 M	C1.838 M	-C1.191 M
10		-C1.397 M	C1.744 M	C.347 M	10		-C3.087 M	C1.744 M	-C1.343 M
VAN				-C67.175 M	VAN				-C177.428 M

Tabla 85. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-IN ICE.

Año	Inversión 200 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C27.84 M			-C25.105 M
1		-C.445 M	C2.735 M	C4.731 M
2		-C.454 M	C2.441 M	C4.354 M
3		-C.463 M	C2.367 M	C4.172 M
4		-C.471 M	C2.268 M	C4.003 M
5		-C.48 M	C2.206 M	C3.836 M
6		-C.49 M	C2.11 M	C3.673 M
7		-C.499 M	C2.052 M	C3.503 M
8		-C.509 M	C1.95 M	C3.28 M
9		-C.518 M	C1.838 M	C3.064 M
10		-C.528 M	C1.744 M	C1.216 M
VAN				C99,699

9.2.4 Simulaciones para rentabilidad, preferencial de carácter social

9.2.4.1 Simulaciones T-CS ICE

Tabla 86. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-CS ICE

Capacidad de la batería		67.5 kWh y 25 kW									
Período de análisis		Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Limitación en el suministro proveedor (kWh)		Variable									
Perfil cliente	% Crecimiento		2.3%	4.7%	7.1%	9.4%	11.6%	13.8%	15.9%	18.0%	20.1%
Degradación batería	% Eficiencia		0.5%	1.0%	1.5%	2.0%	2.5%	3.0%	3.5%	4.0%	4.5%
	% Capacidad		96%	94%	90%	87%	85%	81%	77%	72%	70%
Facturación Sin batería	Cargo energía	€5.31 M	€5.41 M	€5.51 M	€5.61 M	€5.7 M	€5.8 M	€5.89 M	€5.97 M	€6.06 M	€6.15 M
	Cargo potencia	€5.701 M	€5.83 M	€5.97 M	€6.11 M	€6.24 M	€6.36 M	€6.49 M	€6.61 M	€6.73 M	€6.85 M
	Costo total ^(A)	€11.01 M	€11.24 M	€11.48 M	€11.71 M	€11.94 M	€12.16 M	€12.37 M	€12.58 M	€12.79 M	€13. M
Facturación Con batería	Cargo energía	€5.37 M	€5.46 M	€5.57 M	€5.67 M	€5.76 M	€5.85 M	€5.95 M	€6.03 M	€6.12 M	€6.21 M
	Cargo potencia	€4.26 M	€4.4 M	€4.54 M	€4.68 M	€4.92 M	€5.06 M	€5.19 M	€5.42 M	€5.54 M	€5.67 M
	Costo total ^(B)	€9.62 M	€9.86 M	€10.11 M	€10.35 M	€10.68 M	€10.91 M	€11.13 M	€11.45 M	€11.66 M	€11.87 M
Ahorro ^{(A)- (B)}		€1.39 M	€1.38 M	€1.37 M	€1.36 M	€1.26 M	€1.25 M	€1.24 M	€1.13 M	€1.12 M	€1.12 M
Cantidad de ciclos		195.4	206.3	203.9	210.6	202.2	200.0	207.1	199.9	205.1	216.2

Tabla 87. Rentabilidad cliente T-CS ICE.

Precios cota inferior					Precios cota superior				
Año	Inversión 529 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total	Año	Inversión 1294 \$/kWh	O&M 1.5%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C21.425 M			-C21.425 M	0	-C50.504 M			-C50.504 M
1		-C.343 M	C1.391 M	C1.048 M	1		-C.758 M	C1.391 M	C.634 M
2		-C.349 M	C1.379 M	C1.029 M	2		-C.772 M	C1.379 M	C.607 M
3		-C.356 M	C1.37 M	C1.014 M	3		-C.787 M	C1.37 M	C.583 M
4		-C.363 M	C1.364 M	C1.001 M	4		-C.802 M	C1.364 M	C.562 M
5		-C.37 M	C1.257 M	C.887 M	5		-C.817 M	C1.257 M	C.44 M
6		-C.377 M	C1.246 M	C.87 M	6		-C.833 M	C1.246 M	C.414 M
7		-C.384 M	C1.241 M	C.857 M	7		-C.849 M	C1.241 M	C.393 M
8		-C.391 M	C1.134 M	C.743 M	8		-C.865 M	C1.134 M	C.27 M
9		-C.399 M	C1.125 M	C.726 M	9		-C.881 M	C1.125 M	C.243 M
10		-C.406 M	C1.122 M	C.715 M	10		-C.898 M	C1.122 M	C.224 M
VAN				-C15.282 M	VAN				-C46.135 M

Tabla 88. Escenario $VAN \geq 0$ para el cliente T-CS ICE.

Año	Inversión 192 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-C7.776 M			-C7.776 M
1		-C.124 M	C1.391 M	C1.267 M
2		-C.124 M	C1.379 M	C1.254 M
3		-C.124 M	C1.37 M	C1.246 M
4		-C.124 M	C1.364 M	C1.239 M
5		-C.124 M	C1.257 M	C1.132 M
6		-C.124 M	C1.246 M	C1.122 M
7		-C.124 M	C1.241 M	C1.117 M
8		-C.124 M	C1.134 M	C1.01 M
9		-C.124 M	C1.125 M	C1. M
10		-C.124 M	C1.122 M	C.997 M
VAN				C9,919

9.2.5 Simulaciones para rentabilidad, abonados directos del servicio de generación del ICE

9.2.5.1 Simulaciones T-UD ICE

Tabla 89. Simulaciones para rentabilidad, cliente T-UD ICE

Capacidad de la batería		2320 kWh y 1300 kW		
Período de análisis		Año1	Año2	Año3
Limitación en el suministro proveedor (kWh)				
Perfil cliente	% Crecimiento		2.3%	4.7%
Degradación batería	% Eficiencia		0.5%	1.0%
	% Capacidad		87%	75%
Facturación Sin batería	Cargo energía	\$2.019 M	\$2.065 M	\$2.114 M
	Cargo potencia	\$468 M	\$478 M	\$490 M
	Costo total ^(A)	\$2.487 M	\$2.544 M	\$2.604 M
Facturación Con batería	Cargo energía	\$2.014 M	\$2.063 M	\$2.114 M
	Cargo potencia	\$466 M	\$477 M	\$488 M
	Costo total ^(B)	\$2.480 M	\$2.540 M	\$2.602 M
Ahorro ^{(A)-(B)}		\$37.564	\$7,064	\$4,114
Cantidad de ciclos		466.6	1393.2	1569.2

Tabla 90. Rentabilidad cliente T-UD ICE.

Precios cota inferior					Precios cota superior				
Año	Inversión 529 \$/kWh	O&M 1.6%	Ahorro Facturación	Flujo total	Año	Inversión 1294 \$/kWh	O&M 1.5%	Ahorro Facturación	Flujo total
0	-\$1.227 M			-\$1.227 M	0	-\$2.893 M			-\$2.893 M
1		-\$19,636.5	\$7,063.7	-\$12,572.8	1		-\$43,395.6	\$7,063.7	-\$36,331.9
2		-\$20,011.5	\$4,114.5	-\$15,897.1	2		-\$44,224.5	\$4,114.5	-\$40,110.0
3		-\$20,393.8	\$1,147.5	-\$19,246.3	3		-\$45,069.1	\$1,147.5	-\$43,921.7
VAN				-\$1.268 M	VAN				-\$2.996 M

10 ANEXOS

10.1 Fichas Técnicas de Baterías

10.1.1 Ficha técnica de la batería Powerwall 2 de Tesla:

ESPECIFICACIONES DE RENDIMIENTO

Tensión de CA (nominal)	120/240 V
Tipo alimentación	Fase dividida
Frecuencia de la red	60 Hz
Energía total ¹	14 kWh
Energía utilizable ¹	13,5 kWh
Potencia real, máx. continua	5 kW (carga y descarga)
Potencia real, pico (10 s, off-grid/reserva)	7 kW (carga y descarga)
Potencia aparente, máx. continua	5,8 kVA (carga y descarga)
Potencia aparente, pico (10 s, off-grid/reserva) ²	7,2 kVA (carga y descarga)
Corriente de avería de suministro máxima	10 kA
Corriente de avería de salida máxima	32 A
Dispositivo de protección contra sobrecorriente	30 A
Desequilibrio para cargas de fase dividida	100 %
Intervalo de salida del factor de potencia	ajustable en +/- 1,0
Intervalo del factor de potencia (máxima potencia nominal)	+/- 0,85
Tensión de CC de la batería interna	50 V
Eficiencia de ida y vuelta ^{1,3}	90 %
Garantía	10 años

¹Valores proporcionados para 25 °C (77 °F) y potencia de carga/descarga de 3,3 kW.

²En modo de respaldo, la potencia de carga de la red está limitada a 3,3 kW.

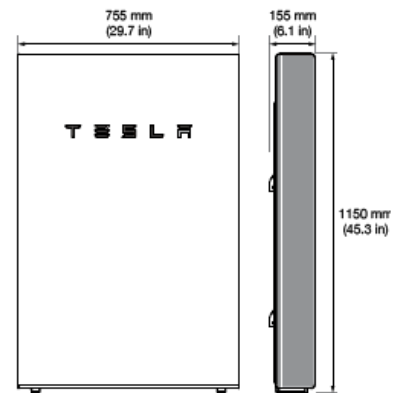
³CA a batería y a CA, en el inicio de su vida útil.

INFORMACIÓN DE CONFORMIDAD

Certificaciones	UL 1642, UL 1741, UL 1973, UL 9540, IEEE 1547, UN 38.3
Conexión a la red	Compatibilidad mundial
Emisiones	FCC parte 15 clase B, ICES 003
Medio ambiente	Directiva RoHS 2011/65/UE
Certificación sísmica	AC156, IEEE 693-2005 (alta)

ESPECIFICACIONES MECÁNICAS

Dimensiones	1150 mm x 755 mm x 155 mm (45,3 pulg. x 29,7 pulg. x 6,1 pulg.)
Peso	125 kg (276 lb)
Opciones de montaje	Montaje en pared o suelo



ESPECIFICACIONES MEDIOAMBIENTALES

Temperatura de funcionamiento	-20°C a 50°C (-4°F a 122°F)
Temperatura óptima	0°C a 30°C (32°F a 86°F)
Humedad de funcionamiento (humedad relativa)	Hasta un 100 % con condensación
Condiciones de almacenamiento	-20°C a 30°C (-4°F a 86°F) Hasta un 95 % de humedad relativa sin condensación Estado de energía: 25 % inicial
Elevación máxima	3000 m (9843 pies)
Medio ambiente	Certificado para interiores y exteriores
Tipo de caja	NEMA 3R
Grado de protección	IP67 (batería y sistema electrónico de alimentación) IP56 (Compartimento de cableado)
Certificación de ubicación húmeda	Sí
Nivel de ruido a 1m	< 40 dBA a 30°C (86°F)

TESLA

TESLA.COM/ENERGY

10.1.2 Ficha técnica de la batería Powerpack de Tesla:

Especificaciones generales del sistema

Voltaje CA	380 a 480 V, trifásico	Capacidad de energía	Hasta 232 kWh (CA) por Powerpack
Comunicaciones	Modbus TCP/IP; DNP3; Rest API	Temperatura de funcionamiento	-30 °C a 50 °C
Potencia	Hasta 130 kW (CA) por Powerpack	Alojamientos	Vainas: IP67 Powerpack: IP35 / NEMA 3R Inversor: IP66 / NEMA 4
Inversor de energía escalable	De 70 kVA a 700 kVA (a 480 V)	Eficiencia del sistema (CA) *	88% id-vta (2 h) 89.5% id-vta (4 h)
Profundidad de descarga	100%	Certificaciones	Certificaciones nacionales acreditadas conforme a la legislación internacional sobre el medio ambiente, seguridad, EMC y servicios públicos.
Dimensiones	<p>Unidad Powerpack</p> <p>Longitud: 1,317 mm</p> <p>Ancho: 968 mm</p> <p>Altura: 2187 mm</p> <p>Peso: 2199 kg</p> <p>Inversor Powerpack</p> <p>Longitud: 1044 mm</p>		* Energía neta entregada a 25°C de temperatura ambiente, incluyendo control térmico

10.1.3 Ficha técnica de la batería LC-R127R2P de Panasonic:

VALVE-REGULATED LEAD ACID BATTERIES: INDIVIDUAL DATA SHEET

LC-R127R2P



Specifications

Nominal Voltage		12V
Rated Capacity (20 hour rate)		7.2Ah
Dimensions	Length	5.945 inches (151.0 mm)
	Width	2.539 inches (64.5 mm)
	Height	3.702 inches (94.0 mm)
	Total Height*	3.937 inches (100.0 mm)
Approx. mass		5.45 lbs. (2.47 kg)
Standard Terminals and Resin	UL94HB Faston 187	LC-R127R2P
	UL94HB Faston 250	LC-R127R2P1

* The total height with #250 terminal is 101.5mm.

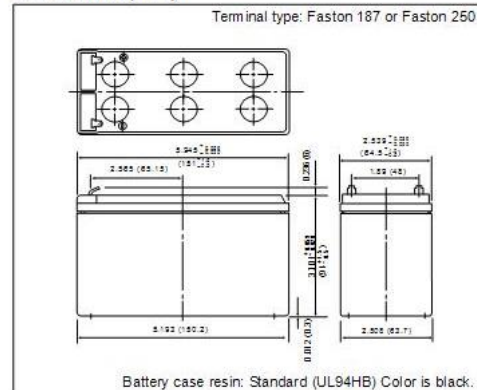
Characteristics

Capacity (note) 77°F (25°C)	20 hour rate (360mA)	7.2Ah	
	10 hour rate (680mA)	6.8Ah	
	5 hour rate (1260mA)	6.3Ah	
	1 hour rate (4900mA)	4.9Ah	
1.5 hour rate discharge Cut-off voltage 10.5V		3.5A	
Internal Resistance	Fully charged battery 77°F (25°C)	Approx. 40mΩ	
Temperature dependency of capacity (20 hour rate)	104°F (40°C)	102%	
	77°F (25°C)	100%	
	32°F (0°C)	85%	
Self discharge 77°F (25°C)	Residual capacity after standing 3 months	91%	
	Residual capacity after standing 6 months	82%	
	Residual capacity after standing 12 months	64%	
Charge Method (Constant Voltage)	Cycle use (Repeating use)	Initial current	2.88 A or smaller
		Control voltage	14.5V to 14.9V (per 12V cell 25°C)
	Trickle use	Initial current	1.08 A or smaller
		Control voltage	13.6V to 13.8V (per 12V cell 25°C)

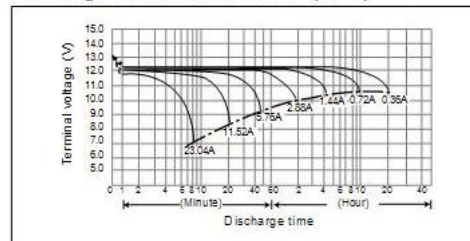
(Note) The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge. Cycles not the minimum values.

For main and standby power supplies.
Expected trickle life: 3-5 years at 25°C, Approx. 5 years at 20°C.

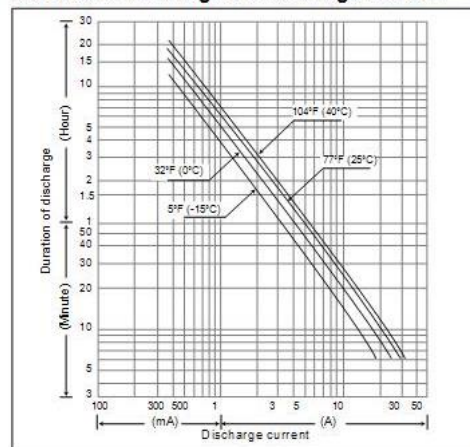
Dimensions (mm)



Discharge characteristics 77°F (25°C) (Note)



Duration of discharge vs. Discharge current (Note)



Panasonic

VRLA BATTERIES

AUGUST 2005

This information is generally descriptive only and is not intended to make or imply any representation, guarantee or warranty with respect to any cells and batteries. Cell and battery designs/specifications are subject to modification without notice. Contact Panasonic for the latest information.

10.2 Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Periodo 2018-2034

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION 2018-2034									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
<i>Capacidad efectiva instalada a Dic2017:</i>									3,530
2018	11,216	1.8%	1,714	1.3%	1	Tejona	Eólic	-3	3,527
					4	Los Negros II	Hidro	28	3,555
					7	PS Cooperativo	Solar	6	3,561
					8	Río Naranjo	Eólic	9	3,570
2019	11,433	1.9%	1,739	1.4%	1	Barranca	Térm	-36	3,534
					1	El Cacao	Eólic	21	3,556
					1	San Antonio Gas	Térm	-37	3,519
					1	Valle Escondido	Solar	5	3,524
					3	Pailas 2	Geot	55	3,579
2020	11,693	2.3%	1,765	1.5%	1	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	11,974	2.4%	1,804	2.2%	2	San Rafael	Hidro	7	3,579
					4	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,584
					10	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,591
2022	12,264	2.4%	1,830	1.5%					3,591
2023	12,545	2.3%	1,866	2.0%					3,591
2024	12,826	2.2%	1,897	1.6%	1	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025	13,105	2.2%	1,938	2.1%					3,581
2026	13,383	2.1%	1,973	1.8%	1	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027	13,661	2.1%	2,008	1.8%					3,636
2028	13,942	2.1%	2,038	1.5%	1	Eólico	Eólic	50	3,686
					1	Miravalles 1	Geot	-42	3,643
					1	Solar	Solar	50	3,693
2029	14,226	2.0%	2,079	2.0%	1	Eólico	Eólic	50	3,743
					1	Miravalles 1- Modern	Geot	35	3,778
					1	Solar	Solar	100	3,878
2030	14,513	2.0%	2,108	1.4%	1	Borinquen 2	Geot	55	3,933
					1	Miravalles 2	Geot	-42	3,891
2031	14,804	2.0%	2,146	1.8%	1	Miravalles 2- Modern	Geot	35	3,926
2032	15,094	2.0%	2,177	1.5%					3,926
2033	15,375	1.9%	2,219	1.9%	1	Eólico	Eólic	50	3,976
2034	15,645	1.8%	2,253	1.5%	1	Eólico	Eólic	100	4,076

Fuente: (ICE, 2019)

10.3 LAZARD: Costos en sistemas de almacenamiento, categoría comercio e industrial. 2016

Commercial & Industrial

	Units	Zinc	Lithium	Flow Battery (Vanadium)	Flow Battery (Zinc-Bromine)	Flow Battery (Other)	Lead	Sodium	Flywheel
Power Rating	MW	0.5 - 0.5	0.5 - 0.5	0.5 - 0.5	0.5 - 0.5	0.5 - 0.5	0.5 - 0.5	0.5 - 0.5	0.5 - 0.5
Duration	Hours	4 - 4	4 - 4	4 - 4	4 - 4	4 - 4	4 - 4	4 - 4	4 - 4
Usable Energy	MWh	2 - 2	2 - 2	2 - 2	2 - 2	2 - 2	2 - 2	2 - 2	2 - 2
100% Depth of Discharge Cycles/Day		1 - 1	1 - 1	1 - 1	1 - 1	1 - 1	1 - 1	1 - 1	1 - 1
Operating Days/Year		250 - 250	250 - 250	250 - 250	250 - 250	250 - 250	250 - 250	250 - 250	250 - 250
Project Life	Years	10 - 10	10 - 10	10 - 10	10 - 10	10 - 10	10 - 10	10 - 10	10 - 10
<i>Memo: Annual Used Energy</i>	MWh	500 - 500	500 - 500	500 - 500	500 - 500	500 - 500	500 - 500	500 - 500	500 - 500
<i>Memo: Project Used Energy</i>	MWh	5,000 - 5,000	5,000 - 5,000	5,000 - 5,000	5,000 - 5,000	5,000 - 5,000	5,000 - 5,000	5,000 - 5,000	5,000 - 5,000
Initial Capital Cost—DC	\$/kWh	\$247 - \$624	\$401 - \$1,015	\$580 - \$950	\$400 - \$800	\$600 - \$1,000	\$500 - \$1,100	\$439 - \$1,233	\$500 - \$898
Initial Capital Cost—AC	\$/kWh	\$51 - \$51	\$51 - \$51	\$51 - \$51	\$51 - \$51	\$51 - \$51	\$51 - \$51	\$51 - \$51	\$51 - \$51
Initial Other Owners Costs	\$/kWh	\$45 - \$102	\$77 - \$181	\$110 - \$175	\$79 - \$129	\$114 - \$184	\$94 - \$196	\$83 - \$218	\$91 - \$157
Total Initial Installed Cost	\$/kWh	\$343 - \$778	\$529 - \$1,247	\$741 - \$1,176	\$530 - \$980	\$765 - \$1,235	\$645 - \$1,347	\$573 - \$1,502	\$642 - \$1,106
Replacement Capital Cost—DC	\$/kWh								
After Year 5		\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$350 - \$650	\$0 - \$0	\$0 - \$792	\$0 - \$0	\$0 - \$0
After Year 10		\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0
After Year 15		\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0
Replacement Capital Cost—AC	\$/kWh								
After Year 5		\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0
After Year 10		\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0
After Year 15		\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0
O&M Cost	\$/kWh	\$9 - \$26	\$8 - \$19	\$22 - \$29	\$15 - \$29	\$22 - \$36	\$13 - \$27	\$9 - \$23	\$10 - \$17
O&M % of Capex	%	2.8% - 3.4%	1.6% - 1.5%	2.9% - 2.5%	2.9% - 2.9%	2.9% - 3.0%	2.0% - 2.0%	1.5% - 1.5%	1.5% - 1.5%
Investment Tax Credit	%	0.0% - 0.0%	0.0% - 0.0%	0.0% - 0.0%	0.0% - 0.0%	0.0% - 0.0%	0.0% - 0.0%	0.0% - 0.0%	0.0% - 0.0%
Production Tax Credit	\$/MWh	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0	\$0 - \$0
Charging Cost	\$/MWh	\$69 - \$69	\$69 - \$69	\$69 - \$69	\$69 - \$69	\$69 - \$69	\$69 - \$69	\$69 - \$69	\$69 - \$69
Charging Cost Escalator	%	2.5% - 2.5%	2.5% - 2.5%	2.5% - 2.5%	2.5% - 2.5%	2.5% - 2.5%	2.5% - 2.5%	2.5% - 2.5%	2.5% - 2.5%
Efficiency	%	64% - 64%	92% - 93%	77% - 70%	73% - 72%	86% - 70%	86% - 77%	82% - 82%	91% - 91%
Levelized Cost of Storage	\$/MWh	\$515 - \$811	\$530 - \$1,142	\$779 - \$1,164	\$741 - \$1,241	\$789 - \$1,245	\$648 - \$1,612	\$580 - \$1,367	\$623 - \$1,011

Fuente: (LAZARD, 2016)

10.4 PNNL: Costos en sistemas de almacenamiento según tipo de tecnología. 2018

Parameter	Sodium-Sulfur Battery		Li-Ion Battery		Lead Acid		Sodium Metal Halide		Zinc-Hybrid Cathode		Redox Flow Battery	
	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025
	Capital Cost – Energy Capacity (\$/kWh)	400-1,000 661	(300-675) (465)	223-323 271	(156-203) (189)	120-291 260	(102-247) (220)	520-1,000 700	(364-630) (482)	265-265 265	(179-199) (192)	435-952 555
Power Conversion System (PCS) (\$/kW)	230-470 350	(184-329) (211)	230-470 288	(184-329) (211)	230-470 350	(184-329) (211)	230-470 350	(184-329) (211)	230-470 350	(184-329) (211)	230-470 350	(184-329) (211)
Balance of Plant (BOP) (\$/kW)	80-120 100	(75-115) (95)	80-120 100	(75-115) (95)	80-120 100	(75-115) (95)	80-120 100	(75-115) (95)	80-120 100	(75-115) (95)	80-120 100	(75-115) (95)
Construction and Commissioning (\$/kWh)	121-145 133	(115-138) (127)	92-110 101	(87-105) (96)	160-192 176	(152-182) (167)	105-126 115	(100-119) (110)	157-188 173	(149-179) (164)	173-207 190	(164-197) (180)
Total Project Cost (\$/kW)	2,394-5,170 3,626	(1,919-3,696) (2,674)	1,570-2,322 1,876	(1,231-1,676) (1,446)	1,430-2,522 2,194	(1,275-2,160) (1,854)	2,810-5,094 3,710	(2,115-3,440) (2,674)	1,998-2,402 2,202	(1,571-1,956) (1,730)	2,742-5,226 3,430	(2,219-3,804) (2,598)
Total Project Cost (\$/kWh)	599-1,293 907	(480-924) (669)	393-581 469	(308-419) (362)	358-631 549	(319-540) (464)	703-1,274 928	(529-860) (669)	500-601 551	(393-489) (433)	686-1,307 858	(555-951) (650)
O&M Fixed (\$/kW-yr)	10	(8)	10	(8)	10	(8)	10	(8)	10	(8)	10	(8)
O&M Variable (cents/kWh)	0.03		0.03		0.03		0.03		0.03		0.03	
System Round-Trip Efficiency (RTE)	0.75		0.86		0.72		0.83		0.72		0.675	(0.7)
Annual RTE Degradation Factor	0.34%		0.50%		5.40%		0.35%		1.50%		0.40%	
Response Time (limited by PCS)	1 sec		1 sec		1 sec		1 sec		1 sec		1 sec	
Cycles at 80% Depth of Discharge	4,000		3,500		900		3,500		3,500		10,000	
Life (Years)	13.5		10		2.6	(3)	12.5		10		15	
MRL	9	(10)	9	(10)	9	(10)	7	(9)	6	(8)	8	(9)
TRL	8	(9)	8	(9)	8	(9)	6	(8)	5	(7)	7	(8)

(a) An E/P ratio of 4 hours was used for battery technologies when calculating total costs.
MRL = manufacturing readiness level; O&M = operations and maintenance; TRL = technology readiness level.

Fuente: (PNNL, 2019)