



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

**DESARROLLO DE MODELO ALGORÍTMICO PARA  
DIMENSIONAMIENTO Y GESTIÓN TÉCNICO-  
ECONÓMICO ÓPTIMOS DE BANCO DE BATERÍAS  
PARA CLIENTES ALIMENTADOS DEL SISTEMA  
ELÉCTRICO CHILENO Y/O FUENTES DE ENERGÍA  
SOLARES**

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

**JOHANN MAX BLANC BARRENECHEA**

PROFESOR GUÍA:

JAIME ALÉE GIL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

ORLANDO CASTILLO ESPINOZA

GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ

SANTIAGO DE CHILE

2015

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA  
OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil  
Industrial  
**POR:** JOHANN BLANC  
**FECHA:** POR DEFINIR  
**PROFESOR GUÍA:** JAIME ALÉE GIL

**DESARROLLO DE MODELO ALGORÍTMICO PARA DIMENSIONAMIENTO Y  
GESTIÓN TÉCNICO-ECONÓMICO ÓPTIMOS DE BANCO DE BATERÍAS PARA  
CLIENTES ALIMENTADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO Y/O FUENTES  
DE ENERGÍA SOLARES**

En esta Memoria para optar al título profesional de Ingeniero Civil Industrial de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, se explica la arquitectura y argumenta el desarrollo de un nuevo y sencillo algoritmo y modelo matemático para calcular el dimensionamiento óptimo de un banco de baterías (BESS), esto para cualquier tipo de cliente regulado del sector eléctrico chileno. Para funcionar, el algoritmo solo necesita tomar el perfil de consumo eléctrico del cliente, su tipo de Tarificación y un posible perfil de generación ERNC-Solar. Con los datos anteriores se llega a un resultado de dimensionamiento óptimo del cual nace un plan de gestión de funcionamiento del BESS en su vida útil. Además de este plan de gestión se entrega vital información de Utilidad económica y Ahorro asociado al BESS.

El trabajo desarrollado por el Memorista se analizó con apoyo de profesionales del Centro de Energía, Centro de Investigación del Litio (CIL) y matemáticos de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Chile. El requerimiento de esta necesidad nace desde el mismo CIL, fue dentro del proyecto de baterías de Litio *E-LiBatt*, requieren el desarrollo de un modelo para dimensionar eficientemente el producto desarrollado y con ello, abrirlo finalmente al mercado.

El Modelo diseñado se programó en una planilla de cálculo y los resultados encontrados en los diferentes casos de estudio entregan interesantes conclusiones. La primera, es que la entrada de la tecnología al mercado residencial aun depende del alto costo de la tecnología. Se calculó, que para una exitosa integración económica se necesitan precios un 50% de los actuales. La segunda conclusión muestra que, lo anterior, no es tan determinante en instalaciones comerciales o industriales, donde gestionar potencia logra entregar un beneficio económico suficiente para obtener utilidades positivas. Esto, queda fuertemente demostrado en el caso de estudio industrial en el sur del país, donde el altísimo costo de la potencia, permitiría a esta industria ahorrarse un 13% anual en cargo por potencia. Esto, con la integración inteligente de un BESS de  $\sim 4,5$  [kWh]. Por correlación, el potencial beneficio económico de un BESS también depende, en nuestro país, de la ubicación geográfica del usuario. Una tercera conclusión, muestra que gestionar la demanda mayoritariamente en horas no punta es fundamental. Una cuarta y última conclusión, indica que demandas de potencia con alta varianza y concentradas en horas específicas, permiten mayores beneficios económicos que consumos constantes.

Finalmente, la Herramienta desarrollada entrega un alto valor por su aporte al conocimiento tecnológico existente, al directo aporte económico mostrado a los usuarios, al indirecto aporte al sistema eléctrico y al medio ambiente por el uso eficiente de la energía. Es importante además mencionar que la lógica del Modelo puede ser utilizada con cualquier tipo de acumulador de energía electroquímico y entregando también una base para utilizarse con otros sistemas tarifarios. Se pretende que este desarrollo sea visto como una herramienta de eficiencia energética que además apoya la sustentabilidad de los usuarios y la integración de nuevas tecnologías.

*A nuestra madre tierra, espero que este trabajo inicie  
en mi vida profesional una cruzada para proteger la  
magia, vida y recursos que nos das.  
Que no digan después mis hijos y nietos, que perdí el  
tiempo y no ayudé en prepararles un mejor lugar  
para vivir.*

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, por la luz de esperanza, tranquilidad y energía increíble que me dio en cada momento que lo necesité.

A mi madre Elizabeth, por todo su esfuerzo, entrega y cariño. Por los llamados telefónicos diarios que me entregaron las palabras necesarias para seguir dando lo mejor de mi.

A mi padre Johnny, por la fortaleza, ejemplo de éxito y perseverancia demostrados. Por la tranquilidad y comprensión hacia con mis errores.

An meine Liebe, Natalie, die Farben in mein Leben bringt. Die Energie um weiter zu kämpfen, die Hoffnung auf ein schönes Leben. Mit dem Abschluss dieser Arbeit ist unsere Trennung endlich vorbei. Liebe dich.

Y a mis amigos y compañeros de carrera, que sin ellos esta batalla no hubiese llegado a término. Gracias Clau, Jorge, Vale, Gabriel y Cata, por esas noches de desvelo, entregas al segundo y por sobre todo, el compromiso. Con ustedes aprendí lo que es trabajar, no en grupo, sino en equipo y que un equipo, es invencible. Los extrañaré.

A los Grupos Organizados de los cuales fui parte en esta vida Universitaria y que a través del deporte, me entregaron la vital pasión de la cual alimenté mi alma día a día en la Facultad. Gracias a Pedalea Beauchef, Snow Beauchef, Rama de Andinismo Ingeniería y a todos los grandes amigos que ahí encontré, por hacer mi vida más viva y satisfactoria. Por que no todo es estudiar, también hay que compartir, entregar y vivir. Espero también haber sido un aporte.

A mis buenos profesores, por haberme mostrado la veta por la cual quería guiar mis conocimientos. A mis malos profesores, por haberme demostrado que nada es imposible y que, por imposible que parezca, al final el trabajo inteligente y la perseverancia ganan.

A mi profesor guía, por haberme confiado este desafiante e interesantísimo tema de Memoria. Por haberme ayudado y guiado en el transcurso del trabajo.

Finalmente a mis lesiones deportivas, que me obligaron a seguir estudiando, al *mate* que me mantuvo despierto y concentrado días, tardes y noches durante el transcurso de esta memoria y a mi mismo, por haberme esforzado y no renunciado hasta llegado a la meta.

# TABLA DE CONTENIDO

<b>TABLA DE CONTENIDO .....</b>	<b>iv</b>
<b>INDICE DE TABLAS.....</b>	<b>vi</b>
<b>INDICE DE ILUSTRACIONES.....</b>	<b>vii</b>
<b>INDICE DE GRÁFICOS.....</b>	<b>viii</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Contextualización .....	1
1.2 Justificación .....	1
<b>2 OBJETIVOS Y METODOLOGÍA .....</b>	<b>3</b>
2.1 Objetivos .....	3
2.1.1 Objetivo General .....	3
2.1.2 Objetivos Específico .....	3
2.1.3 Alcances.....	3
2.2 Metodologías utilizadas .....	5
2.2.1 Modelo y algoritmo .....	5
2.2.2 Tarificación chilena.....	5
2.2.3 Programación en planilla de cálculo.....	6
<b>3 CONTEXTO DEL PROYECTO .....</b>	<b>7</b>
3.1 Tendencia energética mundial, chilena y su relación con los Acumuladores de Energía.....	7
3.2 Proyecto Elibatt y Baterías de Ion Li+ .....	8
3.3 Potenciales usos de un BESS para clientes del Sistema Eléctrico Chileno .....	9
<b>4 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....</b>	<b>11</b>
4.1 Marco conceptual y metodología .....	11
4.1.1 Consideraciones económicas del modelo .....	11
4.1.2 Consideraciones técnicas del Modelo .....	16
<b>5 EL ALGORITMO Y MODELO .....</b>	<b>18</b>
5.1 Algoritmo general .....	18
5.1.1 Entradas.....	19
5.1.2 Procesos .....	19
5.1.3 Salidas.....	19
5.2 Modelo gestión Energía .....	20
5.2.1 Procesos para entrada.....	21
5.2.2 Procesos intermedios .....	24
5.2.3 Procesos para salida .....	26
5.3 Modelo gestión Potencia .....	28
5.3.1 Procesos para entrada.....	30
5.3.2 Procesos intermedios .....	31

5.3.3	Procesos para salida .....	32
<b>5.4</b>	<b>El Modelo matemático.....</b>	<b>36</b>
5.4.1	Modelo matemático para gestión Energía .....	36
5.4.2	Modelo matemático para gestión Potencia .....	40
<b>6</b>	<b>CASOS DE ESTUDIO .....</b>	<b>44</b>
<b>6.1</b>	<b>Caso Residencial: BT1 con generación Fotovoltaica .....</b>	<b>44</b>
6.1.1	Contexto del Caso, Etapas y Procesos del Modelo.....	44
6.1.2	Análisis y conclusiones .....	49
<b>6.2</b>	<b>Comercial: BT3, Clasificación Parcial Punta.....</b>	<b>50</b>
6.2.1	Contexto del Caso, Etapas y Procesos del Modelo.....	50
6.2.2	Análisis y conclusiones .....	53
<b>6.3</b>	<b>Industrial: BT2, Potencia contratada .....</b>	<b>55</b>
6.3.1	Contexto del Caso, Etapas y Procesos del Modelo.....	55
6.3.2	Análisis y conclusiones .....	60
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>62</b>
7.1	Sobre el Modelo y la eficiencia en la gestión interna .....	62
7.2	Sobre el beneficio económico y clientes potenciales .....	62
7.3	Sobre restricciones, consideraciones técnicas y supuestos .....	65
7.4	Sobre nuevos perfiles potencia y opciones tarifarias .....	67
7.5	Conclusiones generales .....	68
<b>8</b>	<b>GLOSARIO.....</b>	<b>70</b>
<b>9</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>71</b>
<b>10</b>	<b>ANEXOS Y APENDICES.....</b>	<b>73</b>
10.1	Capítulo 4. Cargos Tarifarios. Decreto de Ley N 1T.....	73
10.2	Capítulo 5. Condiciones de Aplicaciones de las Tarifas. Decreto N° 1T.....	78
10.3	Descripción detallada. Algoritmo para Modelo de gestión Energía .....	85
10.4	Descripción detallada. Algoritmo para Modelo de gestión Potencia .....	97
10.5	Manual de Operación Planilla Software Excel.....	111
10.6	Planilla tarifas de suministro eléctrico para clientes regulados. Noviembre 2014. Chilectra .....	115
10.7	Diagrama conceptual del Modelo algorítmico .....	116
10.8	Tabla comparación de costos según tipo de batería .....	117
10.9	Tabla de comparación de características de Acumuladores de Energía .....	118

## INDICE DE TABLAS

Tabla 4.1-1 Resumen Tarifaciones y potencial ahorro con BESS .....	13
Tabla 4.1-2 Ciclabilidad Celda Li+ en función del DoD .....	17
Tabla 5.2-1 Cálculo de inversión inicial a partir de dimensión calculada .....	26
Tabla 5.3-1 Cálculo de inversión inicial a partir de dimensión calculada .....	33
Tabla 6.1-1 Resumen de data de entrada. Caso estudio Residencial BT1 .....	45
Tabla 6.1-2 Resumen de Procesos Intermedios. Caso estudio Residencial BT1 .....	46
Tabla 6.1-3 Resultado Económico de posibles candidatos .....	47
Tabla 6.2-1 Resumen de data de entrada. Caso estudio Comercial BT3 .....	50
Tabla 6.2-2 Resumen de Procesos Intermedios. Caso estudio Comercial BT3 .....	51
Tabla 6.2-3 Resultado Económico de posibles candidatos .....	52
Tabla 6.3-1 Resumen de data de entrada. Caso estudio Industrial BT2 .....	56
Tabla 6.3-2 Resumen de Procesos Intermedios. Caso estudio Comercial BT3 .....	57
Tabla 6.3-3 Resultado Económico de posibles candidatos .....	58
Tabla 10.3-1 Perfil de Consumo horario días del mes .....	85
Tabla 10.3-2 Perfil de Generación horaria del mes.....	86
Tabla 10.3-3 Matriz para cálculo de Dimensionamiento .....	91
Tabla 10.3-4 Matriz para cálculo económico (Modelo gestión Energía).....	94
Tabla 10.3-5 Ejemplo Matriz de Actividad interna.....	96
Tabla 10.4-1 Perfil de Consumo horario días del mes .....	97
Tabla 10.4-2 Matriz para cálculo de Dimensionamiento .....	104
Tabla 10.4-3 Matriz para calculo económico (Modelo gestión Potencia) .....	107
Tabla 10.4-4 Ejemplo Matriz de Actividad interna.....	110

## INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 5.1-1 Diagrama General resumido del Algoritmo.....	18
Ilustración 5.2-1: Diagrama general Modelo por Energía.....	20
Ilustración 5.2-2 Gráfico consumo histórico adjunto a una boleta BT3 de Chilectra. ....	24
Ilustración 5.3-1 Diagrama general de Modelo por Potencia.....	29
Ilustración 10.5-1 Hoja 0. Introducción e instrucciones .....	111
Ilustración 10.5-2 Hoja 1. Entrada de Datos .....	112
Ilustración 10.5-3 Hoja 2. Simulación y Dimensionamiento .....	112
Ilustración 10.5-4 Hoja 3. Resultados .....	113
Ilustración 10.5-5 Hoja A. Estimación de datos.....	113
Ilustración 10.5-6 Hoja B. Gráfico actividad anual BESS elegido .....	114
Ilustración 10.5-7 Hoja C. Vector de actividad anual BESS .....	114
Ilustración 10.7-1 Diagrama conceptual del Modelo .....	116

## INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 5.2-1 Perfil de Consumo horario por día de la semana .....	21
Gráfico 5.2-2 Perfil de Generación Solar vs Perfil consumo días semana .....	22
Gráfico 5.2-3 Dimensión [kWh] vs Utilidad <sub>e</sub> .....	27
Gráfico 5.2-4 Perfil Consumo, Generación, Carga/descarga (CD) Batería 2.25kWh para Gestión Energía Renovable Solar (Hogar BT1) .....	28
Gráfico 5.3-1 Dimensión [kWh] vs Utilidad <sub>p</sub> .....	34
Gráfico 5.3-2 Perfil Consumo, Estado Carga/descarga (CD) Batería 12,23[kWh] para gestión Potencia (Oficina BT3) .....	35
Gráfico 6.1-1 Perfil consumo y generación eléctrico.....	45
Gráfico 6.1-2 Utilidades vs Dimensión.....	47
Gráfico 6.1-3 Flujo de ingresos para dimensiones candidatas .....	47
Gráfico 6.1-4 Perfil Consumo con y sin BESS contrastado con el Estado de carga de la BESS ..	48
Gráfico 6.1-5 Perfil actividad horaria para las 12 semanas tipo del año.....	48
Gráfico 6.2-1 Utilidad con respecto a $\lambda_p$ de posibles candidatos .....	52
Gráfico 6.2-2 Flujo de ingresos para dimensiones candidatas .....	52
Gráfico 6.2-3 Perfil Consumo con y sin BESS contrastado con el Estado de carga de la BESS ..	53
Gráfico 6.2-4 Perfil actividad horaria para las 12 semanas tipo del año.....	53
Gráfico 6.3-1 Utilidad v/s $\lambda_p$ de posibles candidatos .....	58
Gráfico 6.3-2 Flujo de ingresos para dimensiones candidatas .....	58
Gráfico 6.3-3 Perfil Consumo con y sin BESS contrastado con el Estado de carga de la BESS ..	59
Gráfico 6.3-4 Perfil actividad horaria para las 12 semanas tipo del año.....	59
Gráfico 7.2-1 Precios kWh equilibrio para baterías uso residencial .....	63

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Contextualización

En los últimos años, el mundo entero, desde el ámbito de la investigación hasta el gubernamental, ha estado haciendo un esfuerzo frenético en entender el cambio climático. Hoy, tras años de debate, se centran los esfuerzos en frenar el impacto ambientalmente negativo que el hombre, como se ha comprendido, generó al planeta. “*Se afirma científicamente que el hombre es el responsable del cambio climático*” (IPCC, 2007). La época a la que hoy nos enfrentamos se denomina *Antropoceno* (Eugene F. Stoermer, 1980) y la tendencia de esta nos está llevando a drásticos escenarios que afectarán a todos los que habitamos este planeta.

Junto a este escenario de cambios climáticos provocados por el calentamiento global, se suma además, el alza de precios de nuestras principales fuentes energéticas (combustibles fósiles). Fuentes todavía necesarias para mantener el ritmo de crecimiento buscado, las cuales son, además, grandes responsables del calentamiento global por la liberación de gases de efecto invernadero provenientes de su combustión necesaria para entregar su preciada energía.

En este contexto, se hace lógica la inquieta búsqueda de los gobiernos y mundo científico investigador a alternativas energéticas sustentables y responsables con nuestro medio ambiente. Volver a lo que el planeta nos permite reutilizar una y otra vez sin tener que alterar el ciclo natural provocando un desequilibrio energético global. Es así, como la Energía Renovable No Convencionales (ERNC – termino específico en Chile, en el mundo *Renewable Energy*) es uno de los principales pasos críticos para lograr el objetivo de reducir la alteración que provocará nuestro *Antropoceno*.

Actualmente y durante las últimas décadas se han hecho grandes esfuerzos, tanto del mundo como de este país, en la búsqueda de soluciones energéticas basada en energías limpias y renovables así como también a través de programas de eficiencia energética. Es en este contexto de protagonismo energético donde se fundamenta y hace vital el desarrollo que el objetivo de este trabajo de título pretende aportar.

Incorporar eficientes soluciones matemáticas a tecnologías entrantes, como la Acumulación de Energía con Banco de Baterías Electroquímicas (Battery Energy Storage System – BESS), ayudan a su penetración en el mercado y con ello al beneficio de sus usuarios, que gracias al óptimo y eficiente uso de acumuladores de energía, podrán en el mediano o largo plazo, ver disminuido significativamente sus costos operativos por cargos de energía. Con lo anterior, se logra un particular apoyo a la competitividad de la industria chilena, que tan complicada se ha visto por los altos costos de la energía que han afectado a nuestro país en la última década.

## 1.2 Justificación

En esta Memoria se aborda una problemática propuesta por el Centro de Innovación del Litio (CIL) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Chile, la cual expresa la necesidad de

desarrollar un modelo y algoritmo que permita optimizar el uso y dimensionamiento específicamente de las baterías de litio. Memoria que se anida dentro del proyecto de desarrollo de baterías de Litio *E-Libatt* en Chile, desarrollado por el mismo Centro. Proyecto que busca solucionar el problema de almacenamiento energético de forma eficiente, y a través de esta Memoria, apoyar la penetración de la tecnología en el mercado nacional e internacional.

Hoy en día existe personal capacitado para hacer este tipo de cálculos y estudios, así como también específicos programas de software para diseño de micro-redes eléctricas (HOMER, 2003), sin embargo no existe una metodología estándar publicada desde la academia como una herramienta sencilla que las personas puedan utilizar para cuantificar el beneficio de acumular y gestionar la energía en baterías. Luego, el objetivo básico de este modelo y su algoritmo es acercar la acumulación energética, tanto a las personas común y corrientes como proveedores de la baterías, para con ello, ayudar a la integración eficiente de tecnologías económicamente beneficiosas y responsables con el medio ambiente.

## 2 OBJETIVOS Y METODOLOGÍA

### 2.1 Objetivos

#### 2.1.1 Objetivo General

Desarrollar un modelo matemático determinístico alojado en un algoritmo que permita calcular de forma sencilla el dimensionamiento técnico-económico óptimo de un banco de baterías. Lo anterior con aplicación para clientes que se alimentan tanto del sistema eléctrico chileno como de fuentes ERNC- Solar.

#### 2.1.2 Objetivos Específico

1. El Algoritmo y Modelo deben y necesitan incorporar la siguiente información de los usuarios/clientes, datos técnicos públicos de tarifaciones y datos técnicos de la tecnología BESS. Entre ellos destacan:
  - ✓ Tarifaciones eléctricas reguladas (Decreto de Ley N° 1T)
  - ✓ Perfil consumo por hora de energía y potencia en una semana completa (168h)
  - ✓ Comportamiento de consumo eléctrico mensual por 12 meses
  - ✓ Perfil de generación eléctrica ERNC-Solar (solo para caso correspondiente)
  - ✓ Precio de compra y venta de energía eléctrica de la zona del usuario
2. Entregar información al controlador y usuario/cliente del BESS sobre:
  - ✓ RED: Cuando y cuanto cargar el BESS desde la Red eléctrica
  - ✓ ERNC: Cuando y cuanto cargar el BESS de la fuente ERNC-Solar
  - ✓ RED: Cuando y cuanto descargar el BESS para vender al sistema eléctrico
  - ✓ CLIENTE: Cuando y cuanto descargar el BESS para abastecer de energía y potencia al usuario
  - ✓ Dimensionamiento técnico-económico óptimo y otros posibles candidatos
  - ✓ Utilidad asociada a la integración del BESS en los años de vida útil
  - ✓ Ahorro anual asociada a la integración del BESS

#### 2.1.3 Alcances

A continuación, se detalla una lista de acotaciones y alcances que se ha visto relevante argumentar para entender el marco que abarca esta Memoria. Algunos de los siguientes alcances dejan temas propuestos para futuras versiones.

### 2.1.3.1 Matemático (teórico y programación)

1. El diseño y desarrollo del modelo algorítmico se basa de data determinística y no estocástica. Se descarta el uso de data determinística dinámica, ya que implica una constante lectura de los datos del consumo del usuario. Esto permite una gestión más reactiva de la batería, lo cual es útil, sin embargo no aporta al objetivo primario de entregar, a priori, un escenario económico de ahorro al cliente.
2. En un principio, este trabajo consideró la utilización de un modelo estadístico/probabilístico, en vez de uno determinístico estilo programación lineal. Sin embargo se descarta por alineación con los objetivos iniciales. La simplicidad se ve limitada con modelos estadísticos en comparación con un problema de programación lineal determinístico. Se deja propuesto para futuras versiones del modelo, en donde la data y el tiempo no sean una limitante
3. El modelo se argumenta teóricamente, prueba funcionalmente en planilla de cálculo Excel entregando los resultados obtenidos a través de estudio de casos adjuntados en este documento (véase Capítulo 6).
4. Los datos de perfiles de consumo y generación utilizados en la prueba del modelo, son reales para el caso en que fue posible encontrar y para los casos que no, se estimaron estos datos a partir de publicaciones o estudios competentes.

### 2.1.3.2 Económicos

1. Los cálculos económicos que se realizan en esta Memoria utilizan datos de energía constantes en el tiempo, sin embargo el modelo permite incorporar la utilización costos de energía variables.
2. Los cálculos económicos que se realizan en esta Memoria utilizan datos de costo de tecnología BESS constantes en el tiempo, igualmente el modelo permite incorporar cálculos con precios variables.
3. Debido a que no se puede determinar el momento de una emergencia, es que el modelo no es útil para dimensionar óptimamente un BESS con objetivos de utilización en sistemas de emergencia tipo UPS (Ejemplo: Hospitales o edificios). Cálculos de este tipo no son complejos, por lo que no hay un valor agregado extra ganado al incluir esta solución en el modelo.
4. En los cálculos económicos mostrados en los casos estudiados no se considera una *tasa de descuento* para traer los ingresos realizados en el futuro a valor presente. Lo anterior, puede ser fácilmente agregado al modelo, pero siguiendo el objetivo de un modelo sencillo, se decide entregarle al usuario un resultado lo más comprensible posible.

### 2.1.3.3 Técnico

1. El modelo se centra en el dimensionamiento de las baterías, teniendo en cuenta el consumo de energía, demanda de potencia y gestión posterior de ambas.
2. No considera factores de temperatura, ni distribución espacial del BESS en el cálculo de optimización.
3. El modelo igualmente no incorpora los efectos de pérdida de energía por degradación química de la batería, lo que provoca una pérdida en la capacidad de carga en el tiempo. Para efectos prácticos y de sencillez del modelo, la batería se asume en perfecto estado dentro del

- tiempo de vida útil. Para incorporar este efecto, a todos los casos de estudio se le entrega una sobredimensión de 20% a la batería. Se utiliza este porcentaje ya que un BESS de Litio, por definición, al cumplir su vida útil ha perdido un 20% de capacidad de carga original.
4. La vida útil utilizada en los cálculos es la entregada por el fabricante del BESS y se confía en ese valor para el cálculo de escenario económico. Sin embargo, se utiliza una estimación de los ciclos de trabajo y de profundidad de carga promedio en el año de la batería para compararlos con estudios de ciclabilidad de baterías (Battery University, 2010) y evitar con ello poner en riesgo la integridad de las mismas.

## 2.2 Metodologías utilizadas

### 2.2.1 Modelo y algoritmo

Para cumplir los objetivos antes planteados, se desarrolla el Algoritmo que representa de una forma particular el proceso necesario para gestionar energía dimensionando óptimamente un BESS de acumulación. El Algoritmo, tras reunir toda la información necesaria, entra al núcleo de procesamiento matemático. Allí se aloja el modelo matemático de optimización y simulación de escenarios, el cual se clasifica como empírico, cuantitativo y determinista.

Para que este informe sirva como base para la replicación y futura utilización de la herramienta desarrollada, se documenta el Algoritmo en diferentes profundidades. Una visión general es entregada a través de *Diagramas de Flujo Procesos*. Luego, los Algoritmos paralelos y los procesos o macro-procesos (ya que otros procesos, pasos y tareas existen dentro de cada uno de ellos) son documentados con lenguaje normal (véase Capítulo 5). Para una completa comprensión de cada uno de los procesos y tareas, se adjuntan en Anexos 10.3 y 10.4, una detallada documentación del tipo Paso a Paso en lenguaje normal y matemático.

### 2.2.2 Tarificación chilena

Otra de las metodologías necesariamente incluida en el modelo es del Sistema de Tarificación chileno. Este consta en dividir a los diferentes consumidores regulados del sistema eléctrico según el comportamiento de demanda eléctrica que demuestren tener. En este trabajo se considera como parte de los objetivos poder calcular un BESS óptimo para todo tipo de cliente regulado independiente de la Tarificación que este tenga. Más adelante en el Capítulo 4.1.1 *Consideraciones económicas del modelo* se explica en detalle cada una de las tarificaciones y la lógica detrás de cada una de ellas. A pesar de lo anterior, este trabajo incorpora las ecuaciones pertenecientes a la regulación de tarificaciones y las utiliza en el modelo. No se hace una explicación matemática de ellas ni tampoco se muestra la matemática de esta. Todo lo utilizado en este trabajo fue obtenido e incorporado directamente del Decreto de Ley N° 1T<sup>1</sup>, del Ministerio de Energía. *Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican* (Fecha Publicación en el Diario Oficial: 2 de abril de 2013).

---

<sup>1</sup> Documento en línea en Web, Centro Nacional de Energía: <http://www.cne.cl/normativas/tarificacion>

La interpretación de la ley en este trabajo, se analizó en conjunto con profesionales entendidos en Tarificación del Centro de Energía del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile.

### 2.2.3 Programación en planilla de cálculo

Los casos de estudio presentados más adelante son el resultado de la programación del modelo en una planilla de cálculo Excel (generada en esta Memoria). Con objeto de buscar la maximización de Utilidad definido en el problema matemático, se utiliza la herramienta Solver, la cual explora diferentes dimensiones de BESS, encontrando así diferentes resultados económicos que cumplen con todas las restricciones técnicas y tarifarias del caso. A pesar que se utiliza Macros en la automatización del Solver, es posible aumentar el potencia de automatización de la planilla, ahorrando así tiempo en la búsqueda de los resultados.

Se adjunta en el Anexo 10.5 *Manual de Operación Planilla Software Excel* una muestra gráfica y explicación de la Herramienta diseñada. Las ilustraciones adjuntas corresponden a la Herramienta específica utilizada en los cálculos para el Caso de estudio Industrial (véase Capítulo 6.3), la cual calcula bajo condiciones escenarios tarifarios por contrato.

### 3 CONTEXTO DEL PROYECTO

#### 3.1 Tendencia energética mundial, chilena y su relación con los Acumuladores de Energía

Como se mencionó ya en la introducción de este informe, no es sorprendente que estemos experimentando una encrucijada mundial de recursos, siendo la energía uno de los más importantes. En la actualidad se están superando los límites de recuperación de nuestro planeta (Rockström, et al., 2009) logrando con ello una disminución de la resiliencia del ecosistema. La sobredemanda que infiere una sobreexplotación, se entiende como la causa raíz de la disminución de los recursos, y aumento consecuente de sus costes industriales y precios de acceso a los consumidores. Al ritmo de crecimiento de esta década, los panoramas posibles, incluso el más optimista, deja de ser alentador.

La sociedad mundial no se ha mostrado exenta de reacciones frente a la reciente evidencia científica de la catastrófica situación generada por la presión sobre el capital ambiental (activos ambientales) del planeta (IPCC, 2007). Desde el *Protocolo de Kioto sobre el cambio climático* (1997, Kioto, Japón) muchos países empiezan a adherirse lográndose para el 2009 un acuerdo internacional de 187 países (firmado<sup>2</sup> por Chile en 1998) para reducir las emisiones de seis tipos de gases con efecto invernadero y que provocan el calentamiento global del planeta.

Producto del interés internacional por disminuir las tasas en las emisiones de estos gases y en paralelo buscar una solución a la crisis energética -y sus altos precios- las naciones a través de sus políticas públicas y los privados a través de sus iniciativas de negocios e inversiones; asumen urgentes y elaboradas estrategias de mitigación.

Chile, por su parte y afectado de la crisis energética en que destacan los casos de generación frustrada de Hidro-Aysen en la Undécima Región y Alto Maipo en la Región Metropolitana, entre otros, publica la Agenda Energética (Ministerio de Energía, 2014). Este documento tiene entre sus principales metas la incorporación de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en un 20% de la matriz nacional al 2025 y de eficiencia energética con un ahorro del 20%, en consumo al año 2025. En paralelo al proceso de cumplimiento de estas metas de corto y mediano plazo, desarrolla el Plan Energía 2050. En la estrategia de éste último Plan, es la acumulación energética, uno de los puntos centrales en que gravitan las propuestas.

Grandes empresas y/o Consorcios están, también en Chile, apostando a los variados beneficios que la acumulación energética significa, en particular en la gestión inteligente de la energía como herramienta vital en la integración de las variables ERNC. Existen variados tipos de acumulación energética, desde lagos artificiales o centrales de bombeo, tecnología con aire comprimido, almacenamiento de energía magnética por Superconducción, Volantes de Inercia, Ultracapacitores, almacenamiento térmico y acumuladores electroquímicos o Sistemas de Almacenamiento en Baterías (Battery Energy Storage System - BESS). Todas las tecnologías mencionadas sostienen el objetivo principal de acumular energía para luego gestionarla de forma oportuna y eficiente. La acumulación puede hacerse en circunstancias –momentos- en que la

---

<sup>2</sup> Kioto Protocol, Status of Ratification. 14 Enero 2009.

energía ERNC excede en el balance oferta & consumo, o simplemente desde el sistema de generación en horas donde este no se encuentre estresado por la demanda.

Las ventajas de la acumulación y en particular de los BESS han ido paulatina y gradualmente ingresando al mercado internacional como solución energética. En la actualidad la sociedad industrializada necesita energía eléctrica para funcionar permanentemente. Baterías de Litio y otras nos auxilian en dispositivos vitales de funcionamiento tales como teléfonos celulares, Notebooks, automóviles, sistemas de control y seguridad civiles y militares, observación espacial, equipos de investigación científica de alta complejidad, etc. Desde hace no mucho y gracias a un salto cuántico tecnológico, las baterías de Litio ingresaron definitivamente al mercado automotriz. Tesla Motors Inc. (Silicon Valley, USA), hace pocas semanas lanzó al mercado mundial automotriz, un nuevo producto. Tras significativa inversión –en el orden de los grandes proyectos internacionales- en una factoría de producción de baterías de Litio en Nevada, USA, Elon Musk (CEO de Tesla Motors Inc.) lanza *Powerwall*, un sistema de acumulación de energía para el hogar, prometiendo seguridad y aprovechamiento de la energía solar sobrante o de horas donde la energía es más económica. En definitiva, la gestión inteligente de la Energía.

En paralelo con los aportes tecnológicos señalados, y con el desarrollo de tecnologías emergentes en la esfera internacional; en Chile y en el Centro de Innovación del Litio, del Centro de Energía de la Universidad de Chile, se desarrolla *E-libatt* (Energy Lithium Battery), un concepto de servicio de acumulación de energía inteligente, contenido en un proyecto de gran impacto social y económico cuyos resultados generarán beneficios económicos innegables para el país y otras externalidades como la innovación y emprendimientos exitosos; un ejemplo de iniciativa científica de alta pertinencia estratégica.

### **3.2 Proyecto Elibatt y Baterías de Ion Li+**

La siguiente descripción es un extracto del proyecto del cual este trabajo basa y motiva su desarrollo.

*“Hoy en día existen múltiples necesidades asociadas a la movilidad de equipos portables, lo que conlleva necesariamente a la tecnología de baterías de Litio. Sin embargo a partir del año 2010, con las necesidades de uso de energía portable en vehículos como E-Bikes hasta Electric Cars, han llevado a un requerimiento de baterías a otra dimensión, miles de veces de capacidad de las de un computador portátil y con requerimientos extraordinarios de densidad de energía por kilo, volumen y vida útil de la misma. Ello ha resultado en baterías cada vez más densas, livianas y durables, pero a su vez más complejas en términos de su composición química y electrónica asociada para balancear su operación en un sistema de altos requerimientos como soportar la energía impredecible requerida por un móvil bajo condiciones de stress, seguridad y ambiente hostil. Esta evolución y nueva demanda ha llevado a duplicar la densidad de energía por Kilo en los últimos 4 años y reducir el precio hasta casi la mitad. Por ello se han empezado a utilizar estas nuevas baterías de grandes capacidades en sistemas de respaldo y complemento a las ERNC, en particular a la generación fotovoltaica y eólica, ambas de generación intermitente por el tipo de fuente (Sol y Viento)“.*

*“Elibatt es un sistema de acumulación (Batería) de energía inteligente que utiliza la tecnología de Ion Litio agregando conceptos de Electrónica, Sensores, Comunicaciones y aplicaciones de software para equipos móviles y software en la nube para aplicaciones de redes.”*

*(Centro Innovación Litio, 2014)*

### 3.3 Potenciales usos de un BESS para clientes del Sistema Eléctrico Chileno

Dentro de los usos más importantes que los BESS pueden entregar a clientes fijos se encuentra la acumulación de energía ERNC excedente, en la gestión de Energía para controlar demanda de potencia y respaldo de seguridad para utilizar en situaciones de emergencia. A continuación se explica de que forma se benefician distintos tipos de consumidores de energía –clientes- con un dispositivo BESS.

- **Residencial:** Estos clientes se ven beneficiados de un BESS solo si tienen una fuente renovable secundaria o primaria como fuente de energía. El BESS, en este caso, acumula la energía generada excedente del consumo, y la dispone para su utilización en horas en que esta fuente de energía no aporta o genera. Ejemplo de lo anterior son las noches para un Sistema Solar Fotovoltaico.
- **Industria:** Estos clientes pueden verse beneficiados también por energía excedente de fuentes secundarias como lo son aquellos clientes residenciales. Sin embargo, debido a su Sistema de Tarificación también son beneficiados debido a que un BESS otorga la opción de utilizar energía y potencia en horarios de consumo y cargar en otro. Esto se llama desplazamiento de la curva de demanda y el beneficio resulta de bajar el consumo eléctrico de la red en horas punta (peak), situación en que la energía es de mayor precio, utilizando energía de las baterías, las cuales fueron cargadas en hora valle (de mínimo consumo). También, y para aquellos que no pagan por horas punta, disminuir el consumo de potencia máximo, logrando un ahorro interesante. Otro beneficio (no calculado) de este ejercicio, es evitar emisiones de CO<sub>2</sub> (Dióxido de Carbono, gas con efectos invernadero) al ambiente. La utilización de energía acumulada en horas valle tiene menor impacto que la utilizada directamente en horas punta, debido que el sistema eléctrico de Chile se ve solicita con alguna frecuencia anual, la utilización de generadores Diesel (altamente contaminantes) para suplir la demanda peak. Inclusive, adicional a lo expuesto anteriormente, existen factorías que debido a los altos costos de la energía (caso que ocurre en el sur del país), deciden desconectarse de la red en hora punta, autogenerando su la energía eléctrica con generadores diesel.
- **Clínicas o Instituciones que necesiten Unidades de Respaldo tipo UPS:** Estos clientes se benefician de un BESS en casos de emergencia, cuando se produce una interrupción no programada del servicio de suministro de energía de red. Bajo este escenario complejo para las instalaciones con consumo de energía eléctrica, la batería aporta la energía acumulada previamente, minimizando o evitando los problemas que provocan las emergencias por corte del servicio de suministro de energía. Este tipo de clientes queda fuera de los alcances de esta Memoria, debido a que es complejo estimar determinísticamente el comportamiento de una batería para un cliente que necesita una BESS que entre en operación en circunstancias de emergencia.

De los clientes anteriores y usos respectivos de BESS, se descarta incluir en el desarrollo del modelo el dimensionamiento de baterías a utilizar como unidades de respaldo energético. Lo anterior en virtud a que el modelo está diseñado para funcionar con data histórica, y con ello programa la actividad determinística de la batería de forma específica para cada cliente. Debido a que una unidad de respaldo entra a funcionar sin un patrón determinístico, sino completamente aleatorio (de otra forma no sería emergencia) no tiene sentido determinar una dimensión óptima según un patrón de consumo y, en este caso, el objetivo no es la estrategia de la eficiencia económica aunque persigue la seguridad y continuidad de los procesos que alimenta el suministro.

Luego, el Modelo se concentra en el uso para hogares, gestionando la acumulación de energía excedente o para la industria/comercio, gestionando la energía para controlar la demanda de potencia. En ambos casos con el objetivo económico de lograr un ahorro en el cargo (coste) de Energía o Potencia.

## **4 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

### **4.1 Marco conceptual y metodología**

#### **4.1.1 Consideraciones económicas del modelo**

##### **4.1.1.1 Tarificación eléctrica chilena**

Debido a que la información sobre Tarificación es de carácter legal, se citan textualmente extractos del Capítulo 3 del Decreto de Ley N° 1T (Ministerio de Energía, 2013). Estos extractos han sido elegidos y se ha omitido información que el autor detecta como irrelevante incorporar en esta Memoria.

Información más relevante sobre el Sistema de Cobro y la clasificación Presente Punta o Parcialmente Presente Punta se puede encontrar en el Anexo 10.1 y Anexo 10.2 respectivamente.

### **3. OPCIONES TARIFARIAS**

Los clientes podrán elegir libremente una de las siguientes opciones tarifarias, con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

#### **3.1 Tarifa BT1<sup>3</sup>**

Opción de tarifa simple en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía.

Sólo podrán optar a esta tarifa los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW y aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

#### **3.2 Tarifa BT2**

Opción de tarifa en baja tensión con potencia contratada, para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

---

<sup>3</sup> Existe una clasificación BT1-a o BT1-b. Estas se encuentran detalladas en el Anexo 10.2.

Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de vigencia de dicha potencia contratada.

La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

### **3.3 Tarifa BT3**

Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima leída, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

### **3.4 Tarifa BT4**

Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico.

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

**BT4.1:** Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.

**BT4.2:** Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.

**BT4.3:** Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

(Ministerio de Energía, 2013)

A partir de la información antes adjunta se genera un cuadro resumen sobre los distintos tipos de tarifaciones de nuestro sistema eléctrico y como se relacionan con un BESS.

**Tabla 4.1-1 Resumen Tarifaciones y potencial ahorro con BESS**

Tipos cobros	BT 1		BT 2	BT 3	BT 4		
	a)	b)			4.1	4.2	4.3
<b>Cargo fijo mensual y cargo único sistema</b>	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
<b>Cargo por Energía</b>	\$ <sup>❄️</sup> 🌿	\$ 🌿	\$ 🌿	\$ 🌿	\$ 🌿	\$ 🌿	\$ 🌿
<b>Cargo por Potencia</b>		\$ ❄️	\$ 📄	\$ 📄	📄⬆️⬆️ 📄⬆️⬆️	📄⬆️⬆️ 📄⬆️⬆️	📄⬆️⬆️ 📄⬆️⬆️

Fuente: Elaboración propia. El signo "peso de color gris", implica que hay cobro sin potencial ahorro por utilizar BESS. Signo "peso verde" implica que hay un potencial ahorro por utilizar BESS. "Molino de viento verde" implica que el ahorro que ese casillero muestra solo tiene sentido para un BESS si es que el cliente de esa Tarificación tiene una fuente ERNC. "Cristal de agua" implica que ese cobro tiene un valor especial en invierno. "Hoja verde" con "lápiz" implica que los valores y precios asociados a ese cobro de Tarificación están sujetos a un contrato entre el cliente y la compañía eléctrica proveedora. "Flecha naranja" implica que ese cobro implica lecturas máximas para su cobranza, importante; para el tratamiento de datos y algoritmo detrás de esas tarifas y cobros. "Reloj" implica que se está cobrando por concepto de utilización de horas punta.

#### 4.1.1.2 Costos de Energía y Potencia según Tarificación

Como se observa en la Tabla 4.1-1 y en el Anexo 10.2 los cobros en las Boletas de Cobranza dependerán del tipo de la tarifa que el cliente haya contratado. Para el caso de este Modelo, que gestiona energía y potencia, solo interesan los cargos por Energía y Potencia.

**Cargo por Energía:** El cargo por energía en la Boleta de Cobranza es el resultante de la multiplicación entre la cantidad de energía medida en kWh por el valor unitario \$/kWh que corresponda a la Tarificación.

Su valor se puede encontrar aproximadamente alrededor de 50 pesos (CLP) por kWh para tarifaciones diferentes a BT1 (no residenciales) y alrededor de 100 pesos por kWh para residencial BT1. Estos valores varían dependiendo de la ubicación del punto geográfico del consumo.

**Cargo por Potencia:** El cargo por potencia en la Boleta de Cobranza es el resultante de la multiplicación entre la potencia facturada/contratada del mes (medida en kW) por el valor unitario \$/kW que corresponda a la Tarificación y clasificación de hora punta del cliente.

En el caso de los clientes que tienen potencia contratada, ésta se paga en cuanto una tasa de cobro fijo, para todos los meses del año, haciendo uso o no de la potencia instalada. El cargo a los clientes con potencia facturada dependerá del comportamiento de consumo del mes (el cual no está limitado a contrato) y los anteriores. Para más detalle de cómo se calcula esto, se sugiere revisar el Anexo 10.1 de esta Memoria.

Los costos de energía dependen de si el cliente consume preferentemente en horario punta (en los meses que se haya declarado hora punta). Luego, el precio por potencia puede cambiar dentro de una misma Tarificación.

**Presente Punta:** Consume preferentemente en horas punta y su costo por potencia es el más alto de la Tarificación.

**Parcialmente Presente Punta:** Consume preferentemente en horas No Punta y su costo por potencia es menor.

El como se clasifica exactamente un cliente con respecto a las Horas Punta se puede encontrar en el Anexo 10.2, subcapítulo 5.4 del Decreto N 1T.

Cada empresa Distribuidora de Energía Eléctrica (en adelante también “Distribuidor Eléctrico”) publica los precios a sus clientes. En el Anexo 10.6 se puede encontrar un ejemplo de la planilla que detalla la información de precios según tarifa y otras clasificaciones.

#### 4.1.1.3 Netbilling

La Ley 20.571, conocida también como Netbilling, entró en vigencia el 22 de Octubre del 2014, para la Generación Distribuida.

**Principal función:** Otorgar el derecho a los clientes de las distribuidoras a generar su propia energía, autoconsumirla e inyectar sus excedentes a la red.

**Agentes involucrados:** Usuario o cliente final con equipos de generación (Ej. Solar Fotovoltaica. Eólica, Minihidro, etc.) cuya capacidad de potencia sea inferior o igual a 100kW en baja tensión. Otro agente involucrado es la Empresa Distribuidora de Energía.

**Valorización:** La energía inyectada será valorizada según lo que establece la autoridad ministerial pertinente. Este valor se encuentra en el ítem Energía Inyectada dentro de las Tarifas Vigentes (véase un ejemplo en el Anexo 10.6).

**Descuento:** El valor correspondiente a las inyecciones de energía a la red, será descontado en la Boleta de Cobranza del suministro eléctrico correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un saldo a favor del cliente, éste será considerado para descuento en las Boletas de Cobranza siguientes y reajustados de acuerdo a IPC.

**Pago de excedentes:** A modo de ejemplo, si en el mes de agosto de cada año, aún queda saldo a favor del cliente de Chilectra, éste es pagado por medio de Vale Vista bancario u otro medio (debidamente informado al cliente por Carta Certificada).

La información anterior es un extracto textual de la información oficial de la Ley resumida en un artículo de la página web de la Distribuidora de Suministro Eléctrico Chilectra<sup>4</sup>.

#### 4.1.1.4 Costos incluidos y omitidos en la evaluación económica

Los costos incorporados en la evaluación económica del Modelo incluyen:

##### **Costos asociados al consumo y generación eléctrica:**

- Se incluyen los cargos por Energía y Potencia asociados al consumo del cliente dependiendo de la Tarificación del cliente (véase Capítulos 5.1.1.1 y 5.1.1.2).
- Se incluye el valor por inyección de Energía al sistema según Ley Netbilling (véase Capítulo 5.1.1.3)

##### **Costos asociados al BESS:**

- Se incluye el costo por capacidad de carga de energía del BESS. En el caso del Litio (tecnología usada para hacer los cálculos en este trabajo) el precio es de aproximadamente \$250.000.- pesos chilenos por kWh de capacidad. Tras investigación en la bibliografía y conversaciones con expertos del CIL, se decide usar un valor fijo por kWh de batería y no incluir posibles efectos de economías de escala en su dimensión. Así, independiente del tamaño de la batería, el precio utilizado por kWh es fijo.
- No se valoriza del costo de la batería por concepto de Potencia de Descarga. Solo se valoriza por concepto de capacidad de carga en kWh
- No se consideran gastos asociados al transporte del BESS al domicilio del cliente
- No se consideran gastos asociados a electrónica paralela al sistema BESS (inversores electrónicos, transformadores eléctricos, etc.)
- Para los casos de estudio se ha asumido una sobredimensión del 20% debido a que según estudios (Battery University, 2015) el fin de la Vida Útil de una batería, se cumple cuando ésta ha perdido un 20% de su capacidad de carga inicial. Para incluir -entonces- el efecto de degradación temporal natural de la batería se fija esta sobredimensión en 20%. Con ello se asegura que la batería funcionará con la capacidad de carga prometida al cliente en el tiempo de vida útil estimado.

Más detalles sobre costos de BESS se encuentran en Anexo 10.8.

---

<sup>4</sup> Documento resumido de la Web Oficial de Chilectra:  
<http://www.chilectra.cl/wps/wcm/connect/ngchl/ChilectraCI/Hogar/Cuentaconsu/Todo+Sobre+Tarifas/net-billing/>

## 4.1.2 Consideraciones técnicas del Modelo

### 4.1.2.1 Ciclos y Vida Útil

Un ciclo de Descarga/Carga se entiende como la entrega de toda la energía almacenada , pero esto no es siempre la situación. En lugar de una profundidad de descarga de 100% (Depth of Discharge - DoD) , los fabricantes prefieren rankear las baterías al 80% DoD , lo que significa que sólo el 80% de la energía disponible se está entregando y un 20% se mantiene en reserva. Una descarga menor que la capacidad de carga completa aumenta la vida útil, y los fabricantes argumentan que esto es más cercano a una representación sobre lo que realmente sucede en el arte del uso por parte de los clientes, porque las baterías casi nunca están completamente descargadas antes de la recarga.

Sin embargo, no existe una definición estándar de lo que constituye un ciclo de descarga. Una batería inteligente que realiza un seguimiento del recuento de ciclo puede requerir una profundidad de descarga del 70% para definir un ciclo de descarga; cualquier valor inferior no es registrado como un ciclo.

El texto anterior es la traducción de un extracto de una publicación *Basics about Discharging* (Battery University, 2015). Una Tabla con más detalles sobre ciclabilidad de las distintas tecnología se encuentra en el Anexo 11.9.

Debido a la dificultad de calcular y predecir certeramente la cantidad de ciclos que una batería entregará, es que se define la Vida Útil estimada para una batería utilizada en condiciones normales. Las condiciones normales son definidas por la misma empresa productora de baterías e incluyen ciertas condiciones de utilización para evitar estrés, que imposibilite finalmente a la batería lograr la Vida Útil prometida. Según estudios (Battery University, 2015) el fin de la Vida Útil de una batería se cumple cuando esta ha perdido un 20% de la capacidad de carga inicial.

### 4.1.2.2 Profundidad de descarga (DoD) y sus límites

La Profundidad de Descarga (Depth of Discharge - DoD) se define como el porcentaje de la capacidad de carga que la batería entrega de una vez. Si la batería estaba cargada y luego se utiliza completamente, entonces se genera un DoD de 100%. Si solamente se utilizó la mitad de la energía acumulada y luego empezó nuevamente un proceso de carga, entonces esa descarga fue de un 50% DoD.

La importancia de la profundidad de descarga y poner límites a estos valores tiene que ver con la vida útil o mejor dicho ciclabilidad de las celdas de la batería. En el ambito técnico de las baterías, ya es sabido que en el caso del Litio, (al contrario de lo que se tenía por aceptado como una buena práctica a realizar con baterías) profundas descargas y cargas generan un estrés tal que la Vida Útil se ve muy reducida. Esto invita a pensar como recomendable ciclos de menor DoD, esto es; de menor Profundidad de Descarga.

A continuación se adjunta la Tabla 4.1-2, con el resultado de la ciclabilidad de celdas de Li+:

**Tabla 4.1-2 Ciclabilidad Celda Li+ en función del DoD**

<b>Profundidad de Descarga</b>	<b>Ciclos de Descarga</b>
<b>100% DoD</b>	300 – 500
<b>50% DoD</b>	1.200 – 1.500
<b>25% DoD</b>	2.000 – 2.500
<b>10% DoD</b>	3.750 – 4.700

*Fuente: Basics about Discharging (Battery University, 2015)*

En los casos de estudio siguientes se utiliza esta información para estimar los ciclos de un BESS según la actividad que el Modelo le haya asignado.

#### 4.1.2.3 Potencia de carga y descarga máxima de la batería

Las baterías no pueden cargarse y descargarse completamente en un segundo de tiempo. Existen límites teóricos y recomendados para su eficiente funcionamiento. Esta potencia de Carga/Descarga se limita desde el mismo Modelo (con restricciones), para que la Carga/Descarga no sobrepase ciertos criterios de ingeniería, valores que son definidos por el fabricante.

#### 4.1.2.4 Profundidad de carga (DoC)

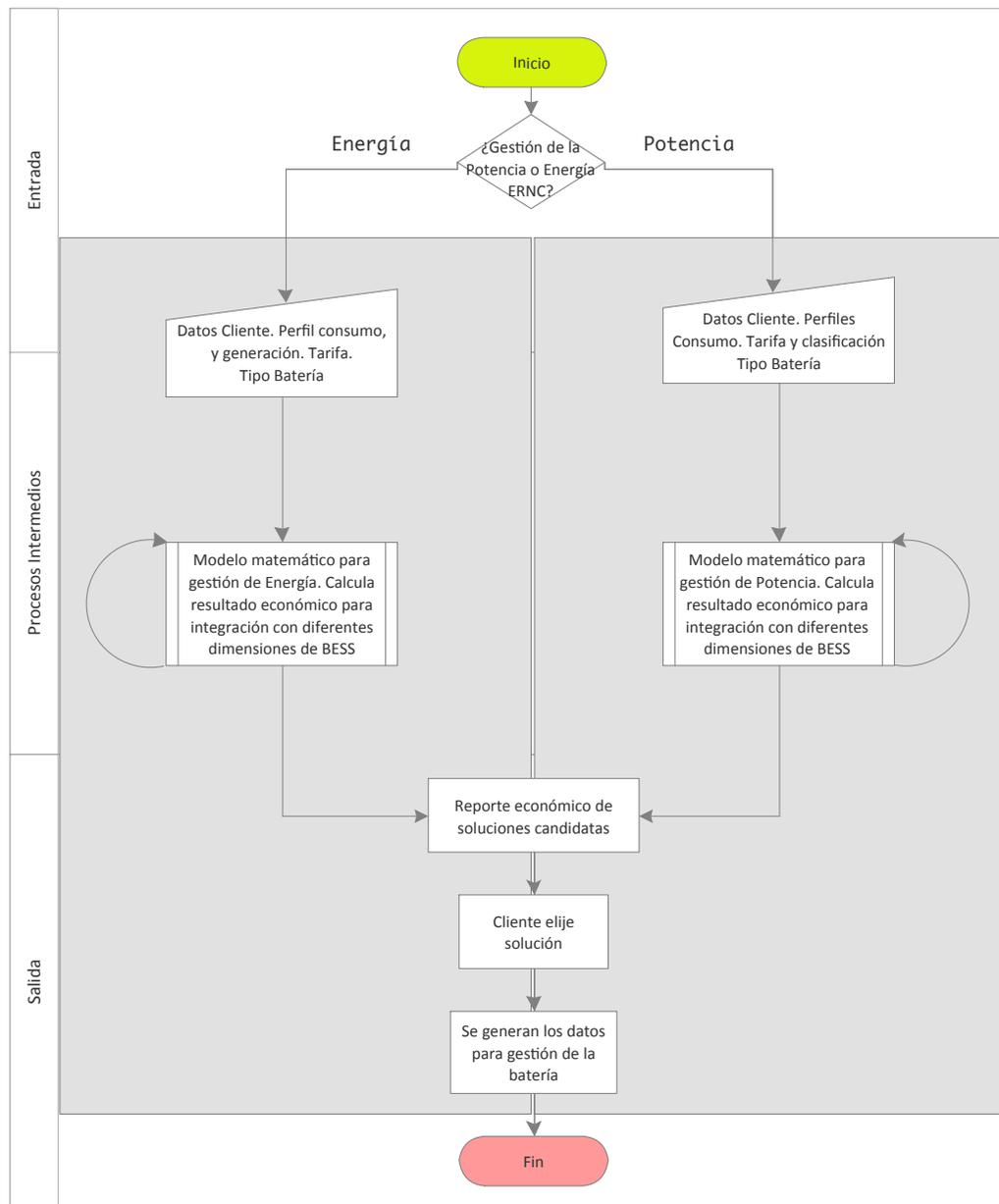
Este concepto es muy similar al DoD, y se denomina DoC (Depth of Charge): Indica el porcentaje de carga que se le quiere suministrar a la batería. Se utiliza este valor en el Modelo matemático para fijar un estado de carga obligatorio de la batería, a objeto ésta empiece a descargarse. Con ello, se busca sostener certeza de ciclos realizados con la batería. En la actualidad existen estudios en desarrollo que persiguen definir la relación entre la Vida Útil y la frecuencia de ciclos parciales, lo que no es menor si ello afecta directamente la inversión. Un caso típico es responderse de si es aconsejable para la batería cargar desde un rango de 60% -30% de energía existente para luego proceder a la recarga, ú otros rangos. Para definir un criterio de ingeniería sobre los ciclos recomendados se define un DoC en el Modelo. Ciertamente esta restricción de descarga puede ser omitida o relajada en el Modelo, asignándole un valor porcentual nulo o muy bajo.

## 5 EL ALGORITMO Y MODELO

### 5.1 Algoritmo general

El algoritmo debe tener en cuenta que es lo que se quiere gestionar para encontrar un óptimo técnico-económico de dimensionamiento del BESS. Se consideran etapas de Entrada, Procesos (intermedios) y Salidas; que ayudan a ordenar y comprender mejor el funcionamiento del Algoritmo.

Ilustración 5.1-1 Diagrama General resumido del Algoritmo



Fuente: Elaboración propia

Como se observa en el diagrama anterior, dependiendo de lo que se quiere gestionar, el Algoritmo general de optimización se subdivide en subprocesos llamados *Modelo de gestión Energía* y *Modelo de gestión Potencia*. En ambos casos es necesario alimentarlos con datos del cliente como Perfil de Consumo y/o Generación (caso *Modelo de gestión Energía*), Tarificación, costos de la electricidad, así como también se necesitan datos técnicos y económicos de la batería a utilizar.

### 5.1.1 Entradas

Si lo que se solicita es gestionar Energía generada por un panel solar y acumularla para poder ocuparla en horas en que no existe radiación solar (No Sol), el procedimiento a seguir es el conceptualizado por el “Modelo de Gestión de Energía”. Este Modelo no considera usar esta energía para cortar los *peaks* de consumo en potencia en las horas de No Sol. La descarga se realiza de forma óptima dentro de los parámetros técnicos del BESS. Para este Modelo es necesario tener un perfil de generación eléctrica por ERNC (Fotovoltaica). En particular, éste Modelo está pensado para la acumulación de la energía solar producida a nivel residencial y así generar ahorro en el cargo de Energía en la Boleta de Cobranza emitida por la Distribuidora de Energía Eléctrica.

Luego, si lo que se desea es gestionar una acumulación de energía para lograr una disminución en la cuenta de electricidad por cargo de Potencia, el procedimiento a seguir para llegar al resultado buscado está conceptualizado por el “Modelo por Potencia”. Tanto la carga como la descarga son optimizadas dentro de los parámetros y restricciones técnicas del mismo BESS, así como también restricciones tarifarias. En este caso, la toma de carga (energía) para las baterías se realiza desde la red eléctrica que es alimentada por la Distribuidora de Energía Eléctrica.

### 5.1.2 Procesos

Luego de ingresado los datos, ambos modelos (Gestión de Energía y Potencia) incorporan esta información en el modelo matemático y prueban diferentes dimensiones (dentro de un rango) obteniendo para cada dimensión el resultado económico de su utilización. Lo anterior se cumple bajo todas las restricciones tarifarias, técnicas y económicas de los clientes y el sistema eléctrico.

### 5.1.3 Salidas

Luego de analizadas suficientes dimensiones, el Modelo entrega un reporte económico de las soluciones candidatas (propuestas) encontradas. Con esta información el cliente es capaz de tomar una decisión sobre qué tamaño de batería comprar, cuales no comprar y la utilidad asociada a cada opción. En algunos casos, la utilidad se ve claramente optimizada por una dimensión en particular, y en otras existen varias candidatas con igual Utilidad. Es por ello, que la decisión del cliente y su particular preferencia, son en este paso vitales y el modelo no puede (ni debe) decidir por el cliente.

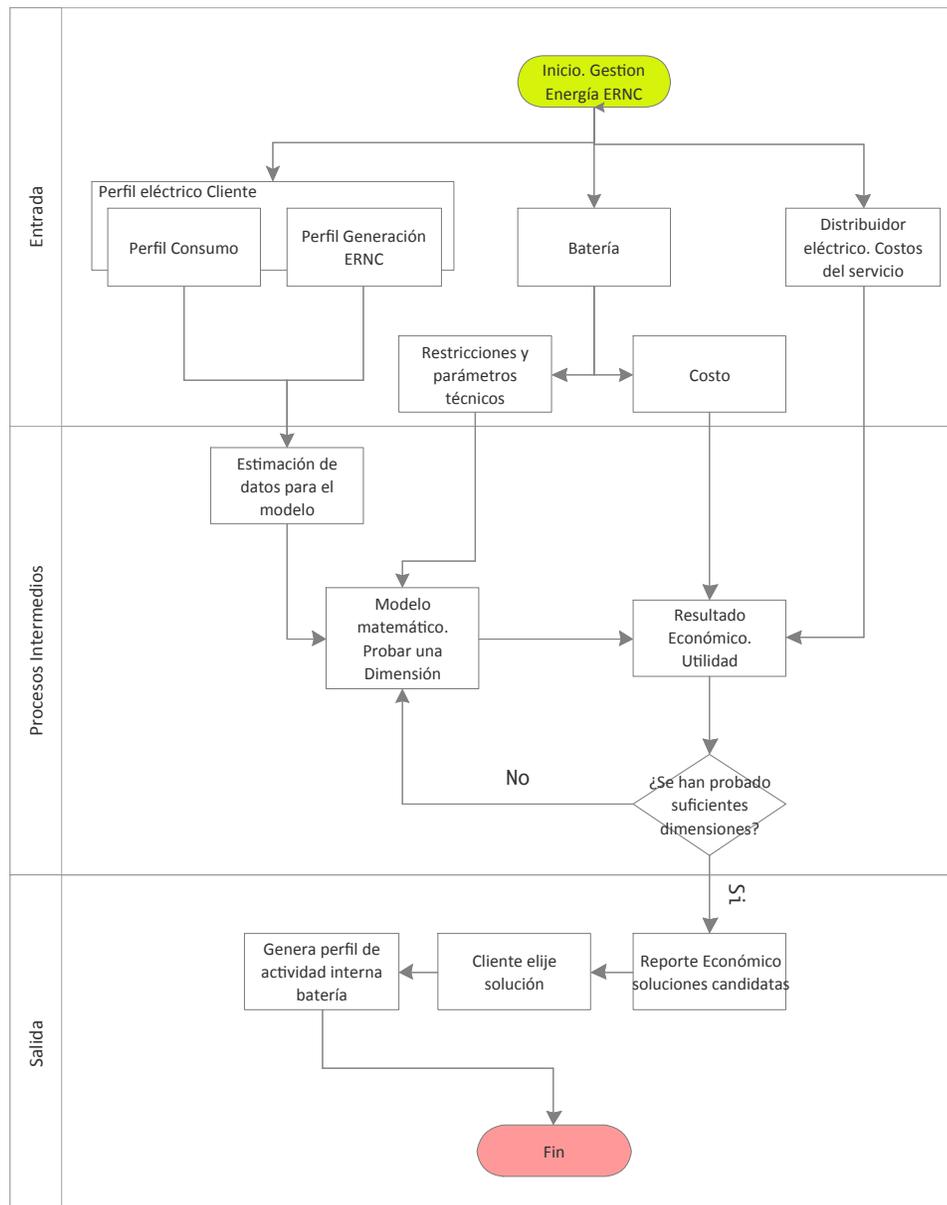
Luego de elegir cual dimensión de batería se utilizará, el Modelo genera el vector de actividad de carga y descarga horaria para los años de Vida Útil de la batería, que es el que finalmente gestiona la actividad interna de la misma cumpliendo así con la promesa de rendimiento hecha por el proveedor al cliente.

A continuación se explicará con mayor detalle los modelos de dimensionamiento de BESS para Gestión de Energía y Potencia, separadamente.

## 5.2 Modelo gestión Energía

La lógica que existe detrás de este subproceso es un poco compleja de explicar en un solo diagrama de procesos. Sin embargo a continuación se ilustra de forma general los principales y más importantes procesos realizados dentro de este Modelo y a continuación de ello se explica de forma ordenada las entradas al Modelo, los procesos intermedios (de cálculo) y los procesos asociados a las salidas. A continuación el algoritmo del Modelo para gestión de Energía.

**Ilustración 5.2-1: Diagrama general Modelo por Energía**



*Fuente: Elaboración propia*

A continuación se explica en más detalle que trata cada uno de los procesos señalados.

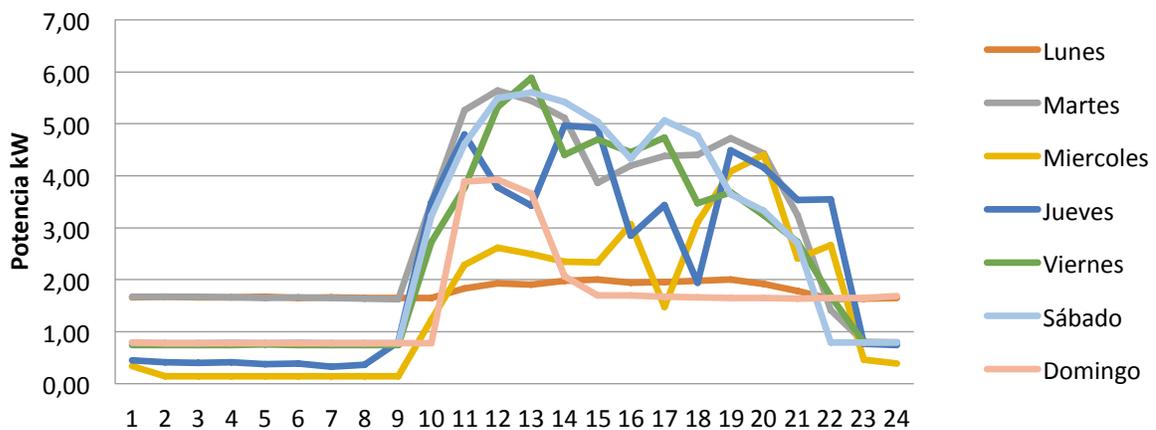
### 5.2.1 Procesos para entrada

#### i. Perfil eléctrico del cliente:

**Perfil Consumo:** El Modelo por Energía, gestiona la energía a acumular y busca un óptimo que solicita un perfil con la data que represente al año completo de consumo. Ese es el diseño por el cual trabaja, con datos del perfil de consumo horarios del cliente, para cada día de la semana. Sin embargo y para no sobrecargar el inventario de datos, cada semana representa el consumo promedio de un mes. Es decir se utilizan 24 datos horarios de 12 semanas representativas cada una de un mes del año.

A continuación el perfil de consumo de un hogar típico nacional, para una semana representante de un mes de Julio.

**Gráfico 5.2-1 Perfil de Consumo horario por día de la semana**



*Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de estudio de Tesis (Gomez, 2007)*

Luego, el Modelo se alimenta de un perfil de consumo eléctrico horario de las 2016 horas. El Modelo es alimentado desde un perfil de consumo eléctrico horario, de las 2.016 horas representantes de las 8.760 horas contenidas en un año.

**Perfil Generación ERNC:** Estos datos corresponden a un perfil horario de potencia generada en día tipo (promedio) del mes de medición. En consecuencia, se requieren 12 días tipo para cada mes del año.

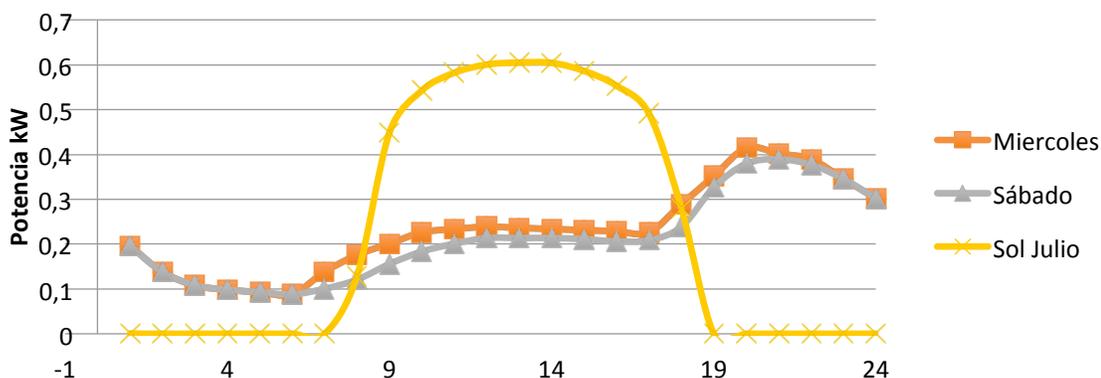
Se utilizan datos del software online “Explorador Solar 2<sup>5</sup>” de la Universidad de Chile. Se necesita la ubicación geográfica del cliente para obtener los reportes con la información necesaria para estimar la radiación horaria para el año de la zona de análisis.

La estimación asume un grado de inclinación normal a la incidencia de los rayos (DNI – Direct Normal Irradiation) y una eficiencia del 15% de los paneles solares, como promedio en el año.

<sup>5</sup> Explorador de Energía Solar. Web: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>

Por lo anterior no considera la pérdida/ganancia de eficiencia por temperaturas sobre/bajo 25° C, ni nubosidad, ni efectos sombra, ni suciedad en el panel solar.

**Gráfico 5.2-2 Perfil de Generación Solar vs Perfil consumo días semana**



Fuente: Elaboración propia. Datos de Irradiancia extraídos de reporte GHI (Global Horizontal Irradiance) del Explorador Solar 2 para un hogar (BTI) ubicado en Antofagasta. Cálculo para un arreglo de paneles de 4 [m<sup>2</sup>] de área efectiva con un 15% de eficiencia. Mes de Julio 2013. Solo se presenta un día miércoles como representante promedio de los días laborales y el sábado como representante del fin de semana.

## ii. Batería:

Este proceso implica la elección del tipo de tecnología a usar para analizar la solución. El Modelo esta abierto a cambiar sus parámetros para poder analizar cualquier tecnología de BESS.

Condiciones económicas como es el costo de la batería por kWh de capacidad, así como también condiciones técnicas que son características de cada tipo de batería quedan libres de modificar.

En particular para los casos de estudio se utiliza los datos típicos para una batería de Litio (como la que se utiliza en el proyecto *Elibatt*).

## iii. Costo:

Para calcular el valor final de la inversión inicial el Modelo necesita el dato de precio de la batería. Los precios en las baterías siguen la regla de precio \$/kWh. El precio actual de las baterías de Litio esta en el orden de 450 - 500 US\$/kWh (Tesla Motors, 2015). El Modelo no considera el valor por Capacidad de entrega de Potencia, sino solamente por Capacidad de Carga de Energía.

## iv. Restricciones y parámetros técnicos:

**Ciclabilidad:** La ciclabilidad de la batería define la cantidad de cargas/descargas que podrá hacer efectivamente la batería en su Vida Útil. El Modelo necesita este dato, ya que cada vez que la batería entra en actividad de descarga, le resta un ciclo de vida a la batería.

Hay estudios que han logrado determinar como cambia la ciclabilidad de una batería según su Profundidad de Descarga (DoD), voltaje de cargado y temperatura (Battery University, 2010), sin embargo, para la sencillez del Modelo se ha definido una cantidad de ciclos fija, independiente de los parámetros antes mencionados. Cada vez que la batería llega a un mínimo entre carga y descarga diaria, se descuenta un ciclo. Si no hay mínimos en un día, significa que la batería no se usó por lo que este episodio no resta al conteo de ciclos (véase Capítulo 5.1.2.1 Ciclos).

**DoD:** Como se define en el Capítulo 5.1.2.2 la Profundidad de Descarga es muy importante para cumplir con una Vida Útil requerida para la batería. Por ello, se incorpora como dato (criterio de ingeniería) a ingresar al Modelo el DoD límite que se desea. Esto incorpora -como restricción- en el Modelo, que ninguna descarga a realizar en el año supere ese porcentaje de Profundidad de Descarga.

**Sobredimensión:** Se considera parámetro fijo la sobredimensión inicial que se le entrega a la batería por efectos de pérdida de Capacidad de Carga hasta el término de su Vida Útil. Para los casos de estudio se ha asumido una sobredimensión del 20% debido a que según estudios (Battery University, 2015) el fin de la Vida Útil de una batería se cumple cuando ésta ha perdido un 20% de su Capacidad de Carga inicial. Para incluir entonces el efecto de degradación temporal natural de la batería se fija esta sobredimensión en 20%. Con ello se asegura que la batería funcionará con la Capacidad de Carga especificada por el fabricante y prometida al cliente en el tiempo de Vida Útil, también definidos en el mismo tenor.

**Límite de potencia de carga y descarga:** Como se define en el Capítulo 5.1.2.3 el Modelo acepta valores para limitar la potencia de carga y descarga de la batería, para evitar descargas excesivas que puedan provocar estrés no deseado o simplemente para evitar se simulen situaciones imposibles en la realidad. Este valor se ingresa en unidades de kW, y debido a que el Modelo trabaja en unidades funcionales horarias, la limitación indica no superar una potencia promedio en aquellos kW ingresados dentro de esos 60 minutos.

#### v. **Distribuidor eléctrico. Costos del servicio:**

**Costo Unitario por kWh:** Otro de los datos a ingresar al Modelo es el precio unitario por costo de la Energía [kWh] que el distribuidor eléctrico le cobra al cliente. Este valor dependerá tanto de la Tarificación como del lugar geográfico en donde el consumo se encuentre. Por lo que la mejor manera de descubrir este valor es obteniéndolo de lo que la Boleta de Cobranza del Distribuidor de Energía Eléctrica señale. La información puede obtenerse contactando al Distribuidor o visitando su página web, actualizada.

**Venta Netbilling:** Se debe ingresar al Modelo la valorización por kWh de energía retornado a la red. El mismo Distribuidor de Energía Eléctrica deberá informar en su Boleta de Cobranza, la valorización del kWh inyectado a la red por el cliente. Si el cliente aun no pide la instalación del medidor eléctrico que es capaz de medir la inyección de energía de retorno a la red, entonces puede decidir si asume ese costo. De no querer hacerlo, puede colocar un valor de venta “0” en el Modelo. Si considera hacer la instalación de este medidor, entonces puede obtener la información a través del sitio oficial de su Distribuidor de Energía Eléctrica.

Todos los precios de la energía publicados y que se utilizan, incluyen IVA (Impuesto al Valor Agregado).

*Comentario sobre Tarificación.* Para este Modelo no es necesario ingresar el tipo de Tarificación, ya que independiente de ésta, la manera de cobrar por uso de la Energía en kWh, (como la integral de las potencias medidas en el mes) es la misma. Todas las Distribuidoras de Energía Eléctrica calculan sus cobros por Energía, con el mismo ecuacionado (véase Capítulo 5.1.1.1).

## 5.2.2 Procesos intermedios

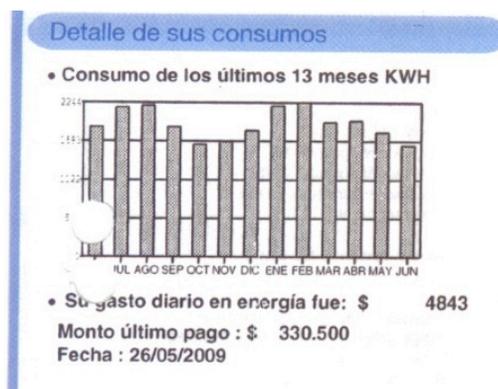
### i. Estimación de datos para el Modelo:

Debido a que es muy probable que la información de consumo del cliente no esté completa en forma horaria para todo el año, se lleva a cabo el proceso de “estimación de datos”. En caso de estar completa la data anual, se pasa al siguiente paso.

Dado lo difícil de obtener un registro de las 8760 horas de consumo eléctrico de un año, lo recomendable en base a su practicidad, es obtener la data de consumo de potencia horaria de un mes (720 horas) y con ello construir la semana de consumo tipo del mes en cuestión.

Conociendo la data de consumo energético histórico del cliente, la estimación de las restantes 11 semanas de consumo tipo del año se realizan como una extrapolación lineal, a partir de la semana construida con datos reales y de los consumos históricos. Con los valores de consumo mensual se estiman el resto de las semanas multiplicando la semana tipo, según el porcentaje de los otros meses con respecto a la del mes de la semana tipo.

### Ilustración 5.2-2 Gráfico consumo histórico adjunto a una boleta BT3 de Chilectra.



*Fuente: Típica información adjunta en cada boleta de electricidad en Chile. Autor Chilectra.*

Ejemplo: La semana tipo se ha construido con el mes de Agosto el cual presenta un total de 100 kWh de consumo. El mes de Enero, tiene un consumo de 120 kWh. El perfil de consumo en potencia de la semana tipo de Enero, será 20% más que la de Agosto (original).

Respecto de los criterios utilizados en esta Memoria para estimar la Data de Consumo (ya expuesto) se ha utilizado la simpleza intrínseca del mismo y naturaleza amistosa para con el futuro usuario del Modelo (carácter objetivo de esta Memoria). Relativo a aspecto más técnico, y en línea con el objetivo del Modelo está el grado de optimización de la dimensión a través de los

datos, y no sobre la optimización de la obtención de los datos para dimensionar. Es muy probable encontrar mejores maneras de estimar el consumo estacional, sin embargo, ellas tendrán que dar cuenta en considerar otros parámetros que aquellos definidos en esta Memoria. Se deja cursada la invitación a nuevos estudios y versiones del Modelo para aplicar mejores metodologías que la utilizada en ésta para estimar la Data de Consumo.

La estimación de generación solar es posible obtenerla ya estimada desde el software *Explorador Solar 2*.

## **ii. Modelo matemático para gestión de Potencia. Probar una dimensión:**

El Modelo recibe la data del Perfil Eléctrico del cliente (Perfil de consumo y generación) y el tipo de batería con sus restricciones. Con estos dos elementos el Modelo gestiona la energía generada y busca espacios para la carga y descarga de la batería según una dimensión dada para todos los días del año, así como también espacios de venta (retorno de energía a la red) en caso que la batería se encuentre cargada. Respetando todas las condiciones técnicas, el Modelo matemático busca la dimensión de batería técnica-económica óptima y adjunta el perfil de carga y descarga necesario para cumplir con este resultado.

La matemática del Modelo se encuentra en detalle en el Capítulo 5.4: El Modelo Matemático.

La salida (producto) de este proceso genera la dimensión de una batería ajustada al cumplimiento de todas las condiciones técnicas. Esta dimensión ya probada y ajustada al consumo y generación del cliente, pasa al siguiente proceso, consistente en la medición del beneficio y costos asociados a esta dimensión de batería.

## **iii. Resultado económico. Utilidad:**

Teniendo probada una dimensión en el proceso anterior y cumplidas todas las condiciones técnicas y tarifarias se procede a calcular el Ahorro e Inversión Inicial (véase Capítulo 5.2.3 i.) asociado al tamaño de batería. Este resultado es conservado y se prepara para compararse con los resultados obtenidos con otras dimensiones probadas a futuro (siguiente proceso).

En la Gestión de Energía, si el cliente tiene la opción de vender la energía generada excedente, entonces a la utilidad obtenida se le puede restar también el costo de oportunidad que significa dejar de vender la energía (véase Capítulo 6.1 Caso de Estudio Residencial BT1).

## **iv. ¿Se han probado suficientes dimensiones?:**

En este proceso se verifica si han sido explorados suficientes dimensiones para validar la entrega de un resultado objetivo y preciso, sobre que tamaño de batería conviene utilizarse. Como subproducto de ésta búsqueda quedan de manifiesto aquellas baterías que no conviene. Este proceso verifica gráficamente (Utilidad vs Dimensión kWh) que exista una clara curva en donde se pueda observar cuales baterías tienen mejor resultado económico, en comparación a otras.

### 5.2.3 Procesos para salida

#### i. Reporte económico de soluciones candidatas:

##### Costos: Inversión Inicial y Costo Oportunidad

Dentro de los costos en los que el cliente debe incurrir se destacan costos directos e indirectos que están vinculados a la Inversión Inicial y al Costo de Oportunidad Netbilling, respectivamente.

**Inversión Inicial:** Es un Costo Directo y se define como el monto de dinero que el cliente necesita financiar con recursos propios para comprar la batería, según la dimensión elegida (véase sección anterior), i.e. la Inversión Inicial. Este valor está directamente relacionado con el dimensionamiento de la batería y solo depende de la Capacidad de Carga de Energía (dimensión kWh) y no de la Capacidad de Entrega de Potencia.

**Tabla 5.2-1 Cálculo de inversión inicial a partir de dimensión calculada**

Dimensión óptima BESS	Costo: Inversión Inicial BESS
18,65 kWh	= 18,65 [kWh] x Costo BESS [CLP\$ /kWh]

*Fuente: Elaboración propia a partir de datos de estudio.*

A pesar que existen diversas maneras de generar el cobro de la inversión inicial, para hacer mas sencilla la interpretación y cálculos, en el Modelo desarrollado en esta Memoria el cobro de la inversión inicial se ejecuta completamente en el inicio del período de Vida Útil, es decir en un año “0”.

**Costo Oportunidad Netbilling:** es un costo indirecto y se define como un costo producido por el abandono a un beneficio (o parte de el) que obtendría si no utilizara BESS. Este beneficio tiene que ver con la Ley de Netbilling, el cual, para instalaciones de ERNC menores a 20kW, paga por kWh de energía inyectado a la red (\$54/kWh en el caso de Chilectra SA<sup>6</sup>) . Luego, el costo de oportunidad de tener una batería instalada, es no tenerla y no hacer beneficio de Netbilling durante el tiempo de Vida Útil del BESS. Se debe agregar, que este costo de oportunidad solo afecta al ahorro por concepto de Energía y no Potencia.

##### Ingresos: Ahorro y Utilidad

Corresponden a los ingresos (positivos o negativos) que genera la utilización de un banco de baterías en el tiempo de su Vida Útil. Para ello se definen dos conceptos que ayudan al cliente a entender el resultado económico de la utilización del BESS.

**Ahorro:** Se define como la cantidad de dinero ahorrado en la cuenta de cobro por consumo de energía eléctrica, por el uso en todo el tiempo de Vida Útil del BESS. El Ahorro -en este caso- corresponde a la energía generada excedente, que en reemplazo de no utilizarse o venderse a un

<sup>6</sup> Información pública obtenida a través de Chilectra. Noviembre 2014 (búsqueda realizada apenas publicada la regulación de Netbilling en Chile)

menor precio (inyectada a la red eléctrica), se acumula para ser utilizada por el cliente posteriormente. Este Ahorro no considera en sus cálculos la resta de la Inversión Inicial del BESS. Es la suma de los Ahorros Brutos por efecto de la acumulación de energía.

**Utilidad:** Se define para este caso como el Ahorro (antes definido) menos los Costos de Inversión Inicial y Costo de Oportunidad. En detalle se definen así:

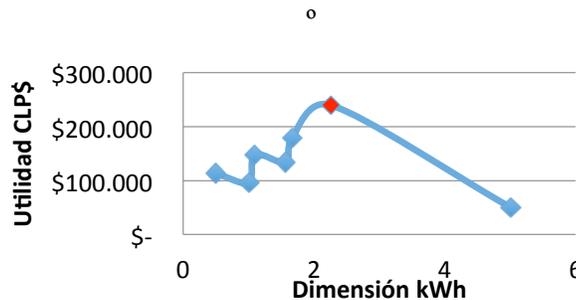
$$Utilidad_e (BESS) =$$

$$Ahorro(BESS) - Inversión Inicial(BESS) - Costo Oportunidad Netbilling$$

Como se observa, Ahorro e Inversión Inicial son valores que dependen de la dimensión del BESS, por lo que la Utilidad es dependiente de estos parámetros. Naturalmente, el Costo de Oportunidad no depende del tamaño del BESS, sino que está definido por la cantidad de energía excedente que efectivamente el cliente tiene disponible de vender a la Distribuidora de Energía Eléctrica (inyección a la red).

Así, finalmente, se genera la información de Utilidad para cada una de las dimensiones BESS candidatas y calculadas.

**Gráfico 5.2-3 Dimensión [kWh] vs Utilidad<sub>e</sub>**



*Fuente: Elaboración propia. En rojo se destaca el punto de óptima dimensión de la batería para este caso. Cliente residencial tarifa BT1 con 4[m2] de panel; i.e. Ahorro en cobro de Energía.*

Se aprecia en el Gráfico 5.2-3 (anterior) que el Modelo encuentra una serie de resultados técnico-económicos dependiendo de la dimensión del BESS. En este caso se aprecia que existe claramente una dimensión de BESS que optimiza el resultado económico. No obstante, también se entrega el pool (escenario) de otras posibles dimensiones y el resultado económico asociado.

## ii. Cliente elije solución (Dimensión Óptima)

Con el pool de información sobre las dimensiones técnicamente factibles (no óptimas) entregadas en el proceso anterior, el cliente tiene la información suficiente para tomar la decisión sobre el BESS que más le conviene. Se ha hecho esto pensando en clientes que necesiten BESS que no necesariamente cumplan con el criterio de mayor resultado económico de Utilidad, sino que

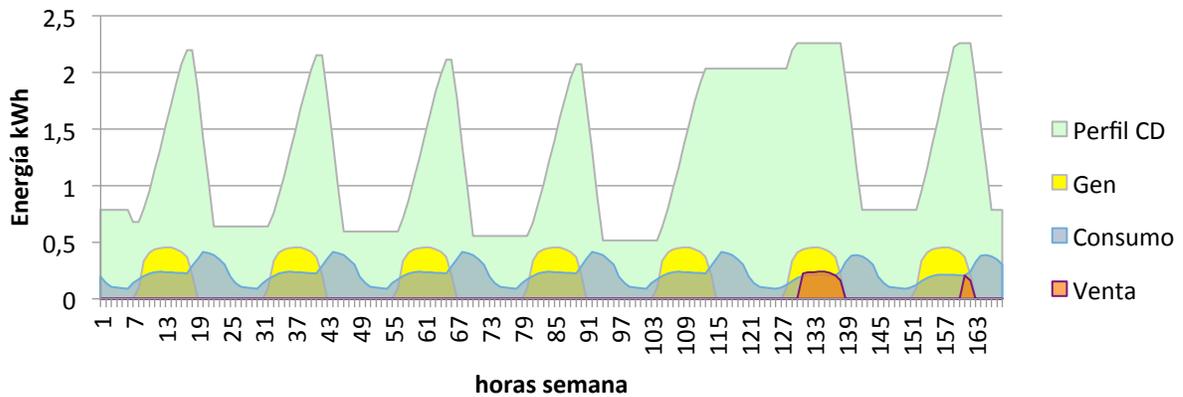
cumplan otros criterios como: menor Inversión Inicial, mayor respaldo energético, mayor Capacidad de Carga, etc..

### iii. Generar perfil actividad interna batería

Este resultado, es el que permite controlar a la batería y cumplir con el Ahorro y Utilidad prometido al cliente. Es un vector con información de cuando y cuanto descargar y cargar, es decir su actividad completa dentro de las 8760 horas del año, la que se replica cada año si la data no ha sido actualizada. El definir esta actividad, conlleva indirectamente el proceso de venta de energía al sistema de distribución de energía eléctrica (Netbilling), por lo que la decisión de venta también se incluye en el perfil de actividad anual. Con este perfil se cumple con el segundo de los objetivos específicos de la Memoria.

Esta información dependerá de la dimensión y características ingresadas al Modelo. Por lo anterior, este aspecto es de exclusiva iniciativa del cliente.

**Gráfico 5.2-4 Perfil Consumo, Generación, Carga/descarga (CD) Batería 2.25kWh para Gestión Energía Renovable Solar (Hogar BT1)**

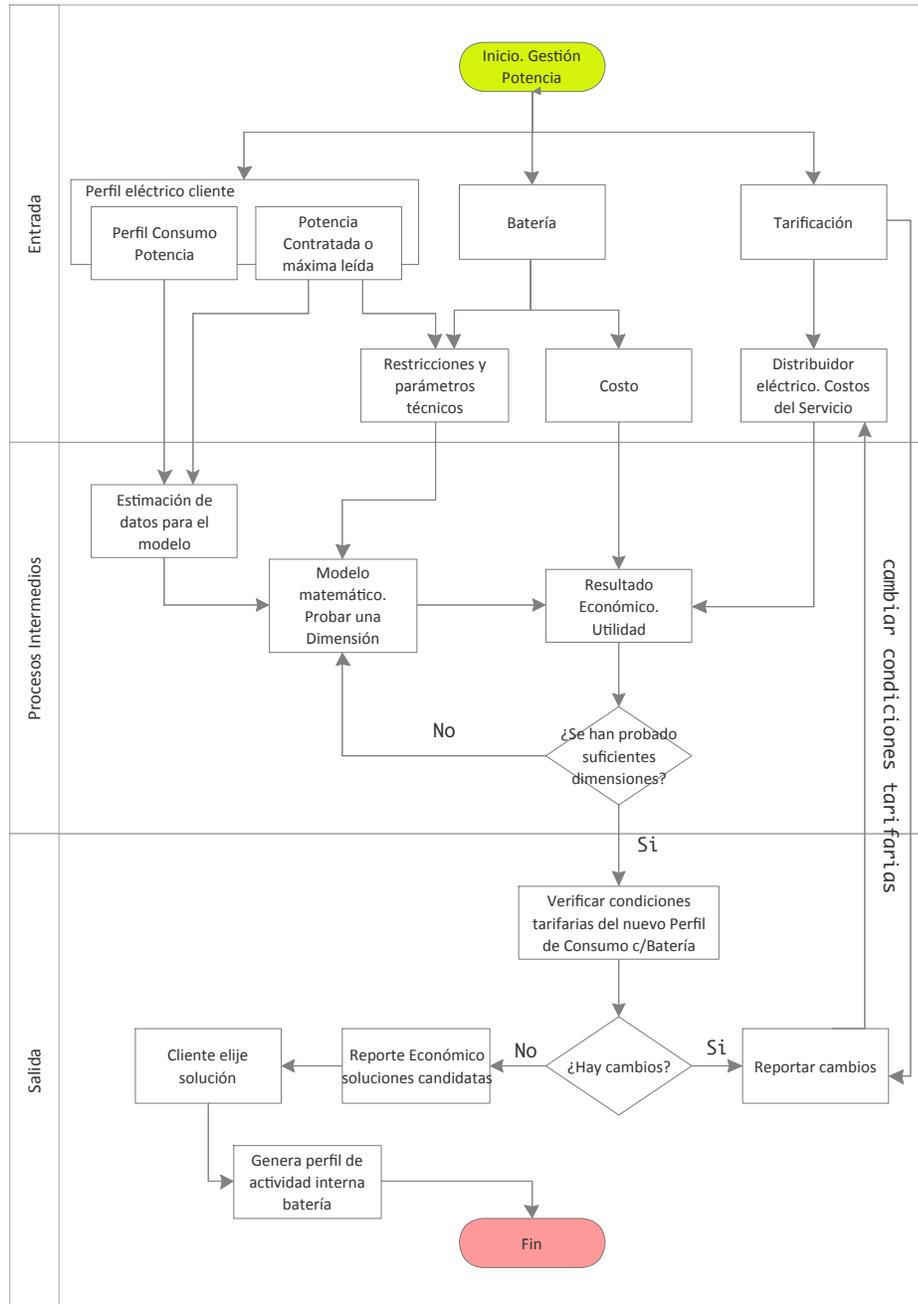


*Fuente: Elaboración propia. Excel de cálculo, "Modelo para Energía.xlsx". Se puede observar que la actividad queda definida por cada hora para el día de la semana. En este gráfico quedan graficadas las 168 horas de las semana, de lunes a domingo de un mes de Julio para un hogar (BT1) con 3[m<sup>2</sup>] de panel efectivo. Este perfil es el que optimizó la Utilidad para este hogar en particular, con una Batería de 2,25kWh de dimensión.*

## 5.3 Modelo gestión Potencia

La lógica de este subproceso es compleja de explicar en un único diagrama de procesos, incluso más sofisticado que el subproceso anterior. A continuación se ilustran de forma general los principales y más importantes procesos realizados, siguiendo la separación creada por etapas.

**Ilustración 5.3-1 Diagrama general de Modelo por Potencia**



*Fuente: Elaboración propia*

A continuación se explica en detalle, que trata cada uno de los procesos señalados en la Ilustración 5.3-1, precedente.

### 5.3.1 Procesos para entrada

#### i. Perfil eléctrico del cliente:

**Perfil Consumo Potencia:** Corresponde a un concepto similar al explicado en el Modelo de Energía. La diferencia está en que la data obtenida para el cliente -en este caso- no corresponde a una semana promedio típica del mes, sino a la semana de máximo consumo en el mes. Se hace esto con el objeto de asegurar el desplazamiento de los peaks. Al operar con los promedios no se asegura que una hora en algún día sobrepase el promedio y el BESS no logre reducir la potencia como se programó con antelación.

**Potencia Contratada o Máxima Leída:** En este aspecto, se debe ingresar al Modelo la opción de si el cliente es medido (en su Tarificación) por máxima lectura al mes o si tiene un contrato fijo anual. Dependiendo de esto, el Modelo valorará y verificará de forma diferente los ahorros y cambios en las condiciones tarifarias (procesos de salida).

#### ii. Batería:

Mismo concepto explicado en Modelo de Energía (Capítulo 5.2.1 ii.).

#### iii. Costo (Batería):

Mismo concepto explicado en Modelo de Energía (Capítulo 5.2.1 iii.).

#### iv. Restricciones y parámetros técnicos:

Mismo concepto explicado en Modelo de Energía (Capítulo 5.2.1 iv.).

#### v. Tarificación:

Dentro de los datos a ingresar al Modelo, se considera la Tarificación. Esto es muy importante, ya que dependiendo de la Tarificación, cambia el cálculo que valoriza la energía y potencia desplazada. Lo que afecta directamente el resultado final del ejercicio de valoración económica.

Las opciones a elegir para este modelo son: BT2, BT3, BT4, BT4.1, BT4.2, BT4.3 y sus análogos en Alta Tensión<sup>7</sup> (AT).

#### iv. Distribuidor eléctrico. Costos del servicio:

Debido a que la única manera en donde el uso de un BESS puede afectar a una boleta de energía eléctrica (no afectan a costos fijos y otros) es por concepto de Energía y Potencia (véase Capítulo 4.1.1.1) es que el modelo necesita los datos de costos por kWh de Energía y por kW de Potencia consumidos.

---

<sup>7</sup> Alta Tensión se define para clientes que necesiten un voltaje superior a 400 Volts (Ministerio de Energía, 2013)

Estos precios son públicos y vienen adjuntos en la boleta de energía eléctrica. También pueden encontrarse publicados por cada distribuidor de energía eléctrica en sus páginas oficiales. Tener en consideraciones que los valores cambian según cada distribuidor y otras condiciones. Por lo que la manera más recomendada para obtener estos valores es de la boleta misma. En el caso que el cliente no esté conectado a la red y obtenga su energía 100% de fuentes ERNC, el costo es 0. En el caso sea Diesel u otra fuente, el cliente debe colocar el valor que gasta por estos efectos en consumo diesel u otra fuente.

### 5.3.2 Procesos intermedios

#### **i. Estimación de datos para el modelo:**

Con los datos del perfil eléctrico del cliente y con el gráfico de consumo histórico mensual del mismo se construyen las semanas típicas para el resto del año estimándolas a través de una extrapolación lineal de la semana del mes medido. Más detalle del procedimiento utilizado para estimar los datos se detalla en el análogo proceso de estimación para el Modelo por Energía (Capítulo 5.2.2 i.)

De esta manera se obtiene la caracterización de consumo en potencia promedio horario anual del cliente. Se configura entonces la data para 24 horas al día, por 7 días a la semana, representando a los 12 meses del año. De esta manera la data está preparada para ingresar al Modelo matemático.

Debido a la simpleza de la estimación de su consumo, es que el cliente puede incorporar de forma personal su información y de esa manera corregir la estimación extrapolada.

#### **ii. Modelo matemático para gestión de Potencia. Probar una dimensión:**

El Modelo recibe la data del Perfil Eléctrico del cliente y el tipo de batería con sus restricciones. Con estos dos elementos el Modelo matemático gestiona la Potencia Demandada y busca espacios para la carga y descarga de la batería según una dimensión dada. Respetando todas las condiciones técnicas, el Modelo arroja un nuevo perfil de consumo teórico tras la incorporación de una batería de cierta dimensión.

Si lo conclusivo del proceso siguiente determina que faltan dimensiones de baterías por calcular, el Modelo matemático prueba varias dimensiones posibles y con ello genera varios perfiles de carga y descarga de batería ajustados a las restricciones, los cuales generan los posibles nuevos perfiles de consumo para el cliente. Estos perfiles van a depender de la dimensión de la batería (entre más alisado –parejo- se quiere el consumo, más grande y costosa la batería). En el paso siguiente se calcula el resultado económico de estos nuevos perfiles para encontrar las dimensiones candidatas.

La matemática del Modelo matemático se encuentra en detalle en el Capítulo 5.4 El Modelo Matemático.

La salida (producto) de este proceso genera la dimensión de una batería ajustada al cumplimiento de todas las condiciones técnicas. Esta dimensión ya probada y ajustada al consumo y generación del cliente, pasa al siguiente proceso,: medición del beneficio y costos asociados a esta dimensión de batería.

### **iii. Resultado económico. Utilidad:**

Teniendo probada una dimensión en el proceso anterior y cumplida todas las condiciones técnicas y tarifarias se procede a calcular los respectivos nuevos perfiles de consumo o demanda de potencia. El Modelo calcula para cada nuevo perfil el beneficio económico de su implementación. Con ello, se encuentra la utilidad asociada al BESS en cuestión.

Se debe mencionar que el Modelo para Potencia considera en los cálculos económicos los meses que existe el concepto de Hora Punta (Abril a Septiembre) y en los que no.

### **iv. ¿Se han probado suficientes dimensiones?:**

En este proceso de decisión simplemente se pregunta si ya se han calculado suficientes resultados económicos a partir de posibles dimensiones de batería. De haberse probado ya suficientes dimensiones razonables en el Modelo matemático, se verifica si estos resultados económicos tienen algún cambio en su opción tarifaria (siguiente paso). De faltar dimensiones por calcular, el Algoritmo vuelve al Modelo matemático y calcula un nuevo perfil para una nueva dimensión de batería, obteniendo otro resultado económico. El objetivo de este proceso es preguntarse si la respuesta –información- entregada al cliente es suficiente para la decisión de compra.

## **5.3.3 Procesos para salida**

### **v. Verificar Condiciones tarifarias del nuevo perfil:**

Con los resultados económicos y nuevos perfiles de consumo para varias dimensiones, se verifican posibles cambios en las condiciones tarifarias de cada uno de los perfiles. Es decir, probar si el perfil pasa de Parcial Punta a Presente Punta o viceversa, comprobando al mismo tiempo el resultado del costo de las Boletas de Cobranza futuras, incorporando los cambios.

Estos cambios y sus correspondientes resultados económicos se informan en los reportes de salida del Algoritmo. La valorización económica de algún cambio en las opciones tarifarias considera que estas no son incorporables antes de cambio del Contrato de Suministro de Energía Eléctrica (véase Decreto Ley N 1T).

### **vi. ¿Hay cambios?**

Se verifica si hay cambios en las condiciones tarifarias del nuevo perfil. Si hay alguno, esto se informa. Si existe una condición tarifaria que permita un mejor resultado, también se informa y adjunta en el Informe.

### **vii. Reportar cambios**

Se reportan los cambios detectados o recomendados en el proceso anterior.

### **viii. Reporte económico de soluciones candidatas:**

#### Costos: Inversión Inicial

A diferencia del Modelo por Energía, acá no existe un Costo de Oportunidad de venta de energía.

**Inversión Inicial:** Es un costo directo y se define como el monto de dinero que el cliente necesita desembolsar desde sus propios recursos para comprar el BESS, según la dimensión elegida (véase sección anterior), i.e. la Inversión Inicial. Este valor está directamente relacionado con el dimensionamiento del BESS. Recordar que la valorización del BESS está en función de la Capacidad de Carga de Energía (dimensión kWh) y no de la capacidad de potencia.

**Tabla 5.3-1 Cálculo de inversión inicial a partir de dimensión calculada**

Dimensión óptima BESS	Costo: Inversión Inicial BESS
18,65 kWh	= 18,65 [kWh] x Costo BESS [CLP\$/kWh]

*Fuente: Elaboración propia a partir de datos de estudio.*

### Ingresos: Ahorro y Utilidad

Dentro de los resultados que entrega el Modelo son los ingresos (positivos o negativos) que genera la utilización de un banco de baterías de cierta dimensión en el tiempo de su Vida Útil.

Para ello se definen dos conceptos que ayudan a entender al cliente el resultado económico de la utilización del BESS.

**Ahorro:** Se define como la cantidad de dinero ahorrado en la cuenta eléctrica por el uso del BESS en todo el tiempo de Vida Útil de este. Corresponde a un Ahorro por disminución en la Demanda de Potencia Máxima, lo que baja las lecturas de potencia máxima o permite generar un Contrato de Suministro de Energía Eléctrica de menor potencia con el Distribuidor de Energía Eléctrica. Este Ahorro no considera la resta de la Inversión Inicial del BESS, sino que solo entrega el resultado final de los ahorros mensuales al final de toda la Vida Útil.

**Utilidad:** Se define en términos generales como el Ahorro (antes definido) menos los costos de Inversión Inicial. Se define así:

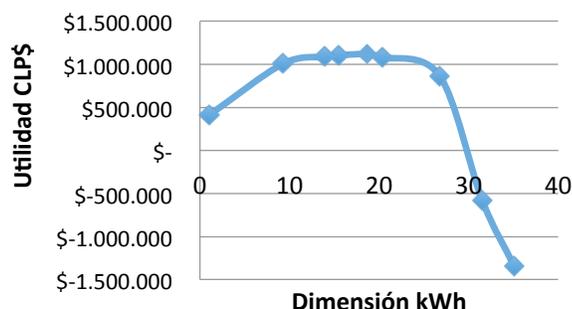
$$Utilidad(BESS) = Ahorro(BESS) - Inversión Inicial(BESS)$$

Como se observa, Ahorro e Inversión Inicial son valores que dependen de la dimensión y acción (punto de corte) que permite el BESS, por lo que la Utilidad también depende de estos otros dos ítems económicos.

Además de entregar la dimensión óptima, se entrega un pool de dimensiones técnicamente factibles y rentables (no óptimas) con el objetivo que el cliente tenga la capacidad de tomar la decisión de dimensión que satisfaga en mayor magnitud según sus intereses.

Así, finalmente, se genera la información de Utilidad para cada una de las dimensiones BESS candidatas y calculadas.

**Gráfico 5.3-1 Dimensión [kWh] vs Utilidad<sub>p</sub>**



*Fuente: Elaboración propia. En este caso no hay dimensión óptima clara. El cliente debe elegir la batería en este caso según sus necesidades . Cliente comercial (oficina) tarifa BT3; i.e. Ahorro en cobro de Potencia.*

En particular y en el ejemplo del Gráfico 5.3-1; se observa que el cliente tiene bastantes opciones de dimensionamiento para utilidades muy similares al final del ejercicio. A pesar de existir un óptimo, el cliente puede sacrificarlo y elegir un dimensionamiento menor, siguiendo la decisión de mínima Inversión Inicial, o puede elegir una mayor dimensión evaluando así tener mayor respaldo energético en caso de tener que utilizar el BESS como, por ejemplo, como banco de emergencias energéticas eléctricas.

**ix. Cliente elije solución:**

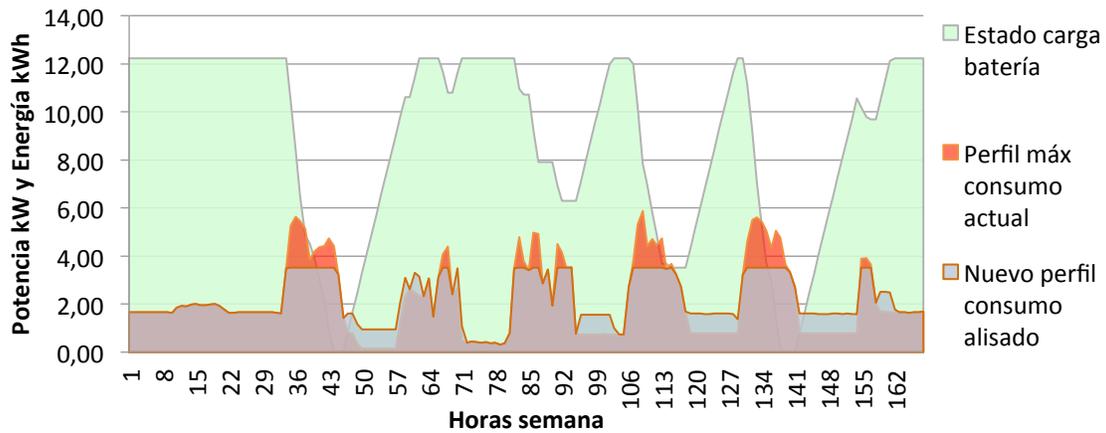
Con el pool de información sobre las dimensiones técnicamente factibles (no óptimas) entregadas en el proceso anterior, el cliente tiene la información suficiente para tomar la decisión sobre el BESS que más le beneficie. Se ha diseñado así en razón que los clientes necesitan BESS que no necesariamente cumplan con el criterio de mayor resultado económico de Utilidad, sino que cumplan otros criterios como: menor inversión inicial, mayor respaldo energético, mayor capacidad de carga, etc..

**x. Generar perfil actividad interna batería**

Este resultado, es el que permite controlar a la batería y cumplir con el Ahorro y Utilidad prometido al cliente. Es un vector con información de cuando y cuanto descargar y cargar, es decir su actividad completa dentro de las 8760 horas del año, el cual se replica cada año si la data no ha sido actualizada. El definir esta actividad, determina indirectamente el proceso de venta de la energía al sistema (inyección a la red), por lo que esta decisión va también indirectamente incluida en este resultado. Luego se cumple con el segundo de los objetivos específicos del Modelo.

Esta información dependerá de la dimensión y características ingresadas al Modelo. En razón de lo anterior, es de exclusiva personalización para el cliente. A continuación, se presenta un ejemplo gráfico de la actividad para una batería con objetivo de desplazar demandas máximas (peaks) de potencia.

**Gráfico 5.3-2 Perfil Consumo, Estado Carga/descarga (CD) Batería 12,23[kWh] para gestión Potencia (Oficina BT3)**



Fuente: Elaboración propia. Excel de cálculo, "Modelo para Potencia.xlsx". Se puede observar que la actividad queda definida por cada hora para el día de la semana. En este gráfico quedan graficadas las 168 horas de las semana de lunes a domingo de un mes de Agosto para una oficina con una Tarificación BT3, calificado como Parcial Punta. Este perfil es una muestra gráfica de un posible resultado de batería y su acción desplazante de peaks de Potencia. En este caso el peak era de 5,88 kW y con la acción de esta batería se logró bajar a 3,52 kW.

## 5.4 El Modelo matemático

El Modelo matemático -busca maximizar la utilidad para el cliente- se expresa a continuación como dos funciones diferentes que dependen del tipo de Tarificación o, lo que es análogo, según el concepto por el cual se quiera ahorrar, sea netamente por Energía (BT1) o por Potencia (todas menos BT1). Pudiéndose expresar también en una sola expresión matemática como la siguiente.

*máx Utilidad*

$$Utilidad = U(\lambda, t) = \begin{cases} U_e(\lambda_e), & t = BT1 \\ U_p(\lambda_p), & t \neq BT1 \end{cases}$$

A continuación se detalla la matemática alojada en el proceso *Modelo matemático, Probar una dimensión*.

### 5.4.1 Modelo matemático para gestión Energía

#### 5.4.1.1 Variables de Decisión

$\lambda_e =$  factor de integración,

define el nivel de integración del BESS con respecto a la máxima energía acumulable del año.

Igual a 1 significa que el BESS tiene la capacidad de acumular la máxima energía acumulable diaria anual.

#### 5.4.1.2 Parámetros

##### **Técnicos:**

$DM_e =$  Máxima cantidad de Energía kWh acumulable diaria en el año

$g_i^m$

= kW Potencia promedio generada por el cliente (ERNC) en la hora  $i$ , en un día típico del mes  $m$

$c_i^{d,m} =$  kW Potencia promedio consumida de la Red por el cliente en la hora  $i$ , día  $d$ , mes  $m$

Estado  $CD_i =$  Estado carga y descarga de la batería en cada hora  $i$  del año

$\alpha =$  porcentaje de sobredimensionamiento técnico en el tope de la batería

$\beta_b =$  porcentaje de eficiencia ligado a la acumulación para el tipo de batería  $b^8$

---

<sup>8</sup> Para este estudio, se utiliza Litio con eficiencia del 95%

$pc_{\max,b}$  = kW Potencia de carga máxima para la batería tipo b

$pd_{\max,b}$  = kW Potencia de descarga máxima para la batería tipo b

$N$  = cantidad de años de vida útil de la batería según el uso

$t$  = tipo de tarificación que el cliente tiene<sup>9</sup>

$NoSol_m$  = conjunto de horas  $i$  en el mes  $m$  en las cuales NO hay radiación solar

$DoD_{\max}$  = porcentaje de máx. profundidad de descarga

$DoC_{\min}$  = porcentaje de min. carga para realizar descarga

### **Económicos:**

$\left[ \frac{\$c}{kWh} \right]_{t,m}$  = precio actual compra energía según tarifa  $t$  y mes  $m$

$\left[ \frac{\$v}{kWh} \right]$  = precio actual venta energía según ley Netmetering

$\left[ \frac{\$}{kWh} \right]_b$  = costo de BESS por kWh de capacidad de acumulación

$DMIN_b$  = Dimensión mínima de batería tipo b disponible en el mercado

#### 5.4.1.3 Restricciones

1. Naturaleza de las Variables:

$$\lambda_e \in [0, +\infty)$$

2. Definición E. Acumulable horaria:

$$E. \text{ Acumulable horaria } a_i \equiv x_i^{d,m} = \begin{cases} \beta_b \cdot \sum_{i=1}^{24} |g_i^m - c_i^{d,m}|, & g_i^m > c_i^{d,m} \\ 0, & g_i^m \leq c_i^{d,m} \end{cases}$$

---

<sup>9</sup> Para el caso de Modelo por Energía este parámetro solo define luego el precios de Energía, ya que el modo de valorizar esta es el mismo independiente del tipo de tarifa

3. Definición E. Acumulable diaria:

$$E. Acumulable\ diaria_d \equiv x_d^m = \sum_{i=1}^{24} x_i^{d,m}$$

4. Energía Acumulable horaria a cargar no supera máx. capacidad de carga:

$$x_i^m = \begin{cases} pc_{\max,b} & \text{si } x_i^m > pc_{\max,b} \\ \sim & \end{cases}$$

5. Definición E. Acumulada en el mes (a ahorrar por acumulación en BESS):

$$E. Acumulada_m(\lambda_e) = 4 * \sum_{d=1}^7 [x_d^m \cdot \mathbf{1}_{\leq DM_e \cdot \lambda_e}(x_d^m) + (DM_e \cdot \lambda_e) \cdot \mathbf{1}_{> DM_e \cdot \lambda_e}(x_d^m)]$$

con las indicatrices,

$$\mathbf{1}_{> DM_e \cdot \lambda_e}(x_d^m) = \begin{cases} 1 & \text{si } x_d^m > DM_e \cdot \lambda_e \\ 0 & \text{si } x_d^m \leq DM_e \cdot \lambda_e \end{cases}$$

$$\mathbf{1}_{\leq DM_e \cdot \lambda_e}(x_d^m) = \begin{cases} 1 & \text{si } x_d^m \leq DM_e \cdot \lambda_e \\ 0 & \text{si } x_d^m > DM_e \cdot \lambda_e \end{cases}$$

6. Definición Estado carga descarga horaria

$$Estado\ CD_i = Estado\ CD_{i-1} + x_i^{d,m} - c_i^{d,m} \cdot \mathbf{1}_{NoSol_m}(i)$$

con,

$$\mathbf{1}_{NoSol_m}(i) = \begin{cases} 1 & \text{si } i \in NoSol_m \\ 0 & \text{si } i \notin NoSol_m \end{cases}$$

7. Batería parte cargada en h=0 y nunca puede superar este valor:

$$Estado\ CD_{i=0} = DM_e \cdot \lambda_e$$

$$Estado\ CD_i \leq DM_e \cdot \lambda_e$$

8. Batería no se descarga más que el límite DoD<sub>máx, b</sub>:

$$Estado\ CD_i \geq DoD_{\max} \cdot DM_e \cdot \lambda_e$$

9. No iniciar descarga si no ha llegado a DoC<sub>min</sub>:

$$Estado\ CD_i \geq$$

$$\begin{cases} \text{Estado } CD_{i-j} & \text{si Estado } CD_{i-j} < DoC_{min} \cdot DM_e \cdot \lambda_e & \forall j \in H \\ \sim & \text{si Estado } CD_{i-j} \geq DoC_{min} \cdot DM_e \cdot \lambda_e & \forall j \in H \end{cases}$$

10. Dimensión mín. batería disponible en el mercado:

$$DM_e \cdot \lambda_e \geq DMIN_b$$

11. Definición E. Sobrante en el mes (a la venta):

$$E.Sobrante_m(\lambda_e) = 4 * \frac{1}{\beta_b} \cdot \sum_{d=1}^7 |DM_e * \lambda_e - x_d^m| \cdot \mathbf{1}_{>DM_e \cdot \lambda_e}(x_d^m)$$

12. Definición Ahorro Total por Energía (En toda la vida útil del BESS):

$$\begin{aligned} & \text{Ahorro total}_{\lambda_e} = \\ & N \cdot \sum_{m=1}^{12} \left\{ E.Acumulada_m(\lambda_e) \cdot \left[ \frac{\$c}{kWh} \right]_{t,m} + E.Sobrante_m \cdot \left[ \frac{\$v}{kWh} \right] \right\} \end{aligned}$$

13. Definición de Inv. Inicial:

$$Inv.Inicial_{\lambda_e} = DM_e \cdot \lambda_e \cdot (1 + \alpha\%) * \left( \frac{\$}{kWh} \right)_b$$

14. Definición de Costo Oportunidad Netbilling:

$$Costo Op = N \cdot \frac{1}{\beta_b} \cdot \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^7 x_d^m \cdot \left[ \frac{\$v}{kWh} \right]$$

15. Conjuntos:

$$\forall i \in H = (1, \dots, 24); d \in D = (1, \dots, 7); m \in M = (1, \dots, 12)$$

#### 5.4.1.4 Función objetivo

La función objetivo, que busca maximizar la utilidad para el cliente que busca gestionar la energía ERNC sobrante de la generación, se define entonces como:

Función Utilidad por concepto de ahorro en Energía:

$$\text{máx } U_e$$

con,

$$U_e = \text{Ahorro\_total}_{\lambda_e} - \text{Inv.Inicial}_{\lambda_e} - \text{Costo\_Op.}$$

para todo  $\lambda_e \in (0, \infty)$  que permita explorar diferentes y suficientes opciones de dimensionamiento para una toma de decisiones clara para el cliente.

## 5.4.2 Modelo matemático para gestión Potencia

### 5.4.2.1 Variables de Decisión

$DM_p$  = Dimensión en kWh de dimensión de la batería

$\lambda_p$  = factor de integración, define la demanda de potencia a cubrir con el BESS.

Igual a 1 si se desea cortar un 100% la potencia demanda da.

### 5.4.2.2 Parámetros

#### **Técnicos:**

$d_i^{d,m}$  = kW Potencia disponible para cargar BESS en la hora  $i$ , en un día  $d$  del mes  $m$

$c_i^{d,m}$  = kW Potencia promedio consumida de la Red por el cliente en la hora  $i$ , día  $d$ , mes  $m$

Corte = Punto de Potencia de corte definido para todo el año

$kW\_Cortado_i^{d,m}$  = kW Potencia cortado en la hora  $i$ , día  $d$ , mes  $m$

Estado  $CD_i$  = Estado carga y descarga de la batería en cada hora  $i$ .

$\alpha$  = porcentaje de sobredimensionamiento técnico en el tope de la batería

$DoD_{max, b}$  = Profundidad de descarga máxima de la batería

$\beta_b$  = porcentaje de eficiencia ligado a la acumulación para el tipo de batería  $b$ <sup>10</sup>

$pc_{max, b}$  = kW Potencia de carga máxima para la batería tipo  $b$

$pd_{max, b}$  = kW Potencia de descarga máxima para la batería tipo  $b$

$N$  = cantidad de años de vida útil de la batería según el uso

$t$  = tipo de tarificación que el cliente tiene

$DoD_{max}$  = porcentaje de máx. profundidad de descarga

$DoC_{min}$  = porcentaje de min. carga para realizar descarga

---

<sup>10</sup> Para este estudio, se utiliza Litio con eficiencia del 95%

### **Económicos:**

$$\left[ \frac{\$c}{kWh} \right]_{t,m} = \text{precio actual energía según tarifa } t \text{ y mes } m$$

$$\left[ \frac{\$c_p}{kWh} \right]_{t,c,m} = \text{precio actual potencia según tarifa } t, \text{ clasificación } c \text{ y mes } m$$

$$\left[ \frac{\$}{kWh} \right]_b = \text{costo de BESS por kWh de capacidad de acumulación}$$

$DMIN_b$  = Dimensión mínima de batería tipo  $b$  comprable en el mercado

$Pc$  = Potencia Contratada o límite de demanda de consumo entregado por el distribuidor

$Pf_m$  = Potencia facturada de demanda de consumo en potencia entregado por el distribuidor para el mes  $m$

#### 5.4.2.3 Restricciones

1. Naturaleza de las Variables:

$$\lambda_p \in [0,1), \quad DM_p \in \mathbb{R}^+$$

2. Definición E. Acumulable horaria:

$$E. \text{ Acumulable horaria } a_i \equiv d_i^{d,m} = \begin{cases} \beta_b \cdot \sum_{i=1}^{24} |PC - c_i^{d,m}|, & PC > c_i^{d,m} \\ 0, & PC \leq c_i^{d,m} \end{cases}$$

3. Energía Acumulable horaria a cargar no supera máx. capacidad de carga:

$$d_i^m = \begin{cases} pc_{\max,b} & \text{si } d_i^m > pc_{\max,b} \\ \sim & \end{cases}$$

4. Definición E. Acumulable diaria:

$$E. \text{ Acumulable diaria } a_d \equiv d_d^m = \sum_{i=1}^{24} d_i^{d,m}$$

5. Definición de Punto de Potencia Corte:

$$\text{Corte} = \max(c_i^{d,m}) * (1 - \lambda_p)$$

6. Definición de Potencia Cortada (Hora Punta o diario):

$$kW\_Cortado_i^{d,m} = \begin{cases} c_i^{d,m} - Corte & \text{si } c_i^{d,m} > Corte \\ 0 & \text{si } \sim \end{cases}, \forall i, d, m$$

7. Definición Estado carga descarga horaria:

$$Estado\ CD_i = Estado\ CD_{i-1} + d_i^{d,m} - kW\_Cortado_i^{d,m}$$

8. Batería parte cargada:

$$Estado\ CD_{i=0} = DM_p$$

9. Batería no se descarga más que el límite DoD<sub>máx, b</sub>:

$$Estado\ CD_i \geq DoD_{max} \cdot DM_p$$

10. Dimensión mín. batería disponible en el mercado:

$$DM_p \geq DMIN_b$$

11. No cargar si el nuevo perfil de carga supera el límite de demanda de potencia asignado:

$$c_i^{d,m} + (Estado\ CD_i - Estado\ CD_{i-1}) \leq Corte, \forall i, d, m$$

12. Definición Ahorro Mensual:<sup>11</sup>

$$Ahorro\ mensual_m(\lambda_p) = \left[ \frac{\$c_p}{kWh} \right]_{t,c,m} * \dots$$

$$\dots \begin{cases} (Pc * \lambda_p), & \text{si tarificación t cliente genera cargo por Potencia contratada} \\ (Pf_m * \lambda_p), & \text{si tarificación t cliente genera cargo máx. lectura de Potencia} \end{cases}$$

13. Definición Ahorro Anual

$$Ahorro\ Anual(\lambda_p) = \sum_{m=1}^{12} Ahorro\ mensual_m(\lambda_p)$$

14. Definición Ahorro Total por Potencia (En toda la vida útil del BESS):

$$Ahorro\_total(\lambda_p) = N \cdot Ahorro\ Anual(\lambda_p)$$

15. Definición de Inv. Inicial:

<sup>11</sup> En el caso que sea Tarificación t cobre diferenciado por horario, se debe elegir que horario se desea usar el BESS para luego explorar soluciones. Si se desea se puede explorar en forma conjunta, luego el ahorro mensual suma las opciones por sus cargos de potencia correspondientes

$$Inv.Inicial (DM_p) = DM_p \cdot (1 + \alpha\%) * \left( \frac{\$}{kWh} \right)_b$$

16. Conjuntos:

$$\forall i \in H = (1, \dots, 24); d \in D = (1, \dots, 7); m \in M = (1, \dots, 12)$$

#### 5.4.2.4 Función objetivo

La función objetivo, que busca maximizar la utilidad para el cliente que busca gestionar la potencia demandada, se define entonces como:

Función Utilidad por concepto de ahorro en Potencia:

$$\text{máx } U_p$$

con,

$$U_p(\lambda_p, DM_p) = Ahorro\_total(\lambda_p) - Inv.Inicial(DM_p).$$

para todo  $\lambda_p \in [0,1)$  y  $DM_p \in \mathbb{R}^+$  variables libres que permiten explorar diferentes opciones de dimensionamiento BESS para una clara toma de decisiones para el cliente.

## 6 CASOS DE ESTUDIO

Es este Capítulo se abordan los diferentes tipos de tarifificaciones y clientes con comportamientos diferentes que se interesan gestionar la energía a través de un acumulador tipo BESS. Se estudian las tarifificaciones en Baja Tensión BT1, BT2 y BT3. No se incorporan en los estudios siguientes las tarifificaciones BT4.1, BT4.2 y BT4.3 y en Alta Tensión; debido a que son una combinación de las tarifificaciones consideradas en el estudio y por tanto, no agrega valor a la comprobación del Modelo.

El Primer Caso explora las opciones de acumulación para un hogar tipificado (Tarificación BT1) con un gasto promedio mensual de 16 mil pesos (CLP) en energía eléctrica con capacidad de generación fotovoltaica que permite en ciertas horas la existencia de energía excedente a ser acumulada.

El Segundo Caso estudia una instalación comercial (oficina) con Tarificación BT3 parcialmente presente en punta, ubicada en Santiago. Los datos utilizados en este caso son datos de consumo horario reales. No se tiene capacidad de generación alternativa, por lo que el objetivo es gestionar la potencia consumida a través de un BESS. Este desplaza las horas de máximo consumo a horas de menor consumo, logrando así una baja en las máximas lecturas de potencia, y por consecuencia también una baja en el cargo por potencia.

El Tercer Caso investiga una empresa lechera ubicada en la comuna de Osorno, X Región de Los Lagos. La instalación es una lechería de alta tecnificación dimensionada para 400 vacas en ordeña diaria. La Tarificación para esta infraestructura es BT2 parcialmente presente en punta, con un Contrato de Servicios por 28 kW de Potencia Anual, fija. El objetivo –en esta caso- es gestionar la potencia máxima a través de un BESS, logrando con ello disminuir el cobro en el Contrato de Potencia Límite con la Distribuidora de Energía Eléctrica (SAESA).

Al final de cada caso se realiza un análisis y se declaran interesantes conclusiones que agregan valor tanto desde el punto de vista del cliente como del proveedor de la batería y/o del servicio de acumulación.

### 6.1 Caso Residencial: BT1 con generación Fotovoltaica

#### 6.1.1 Contexto del Caso, Etapas y Procesos del Modelo

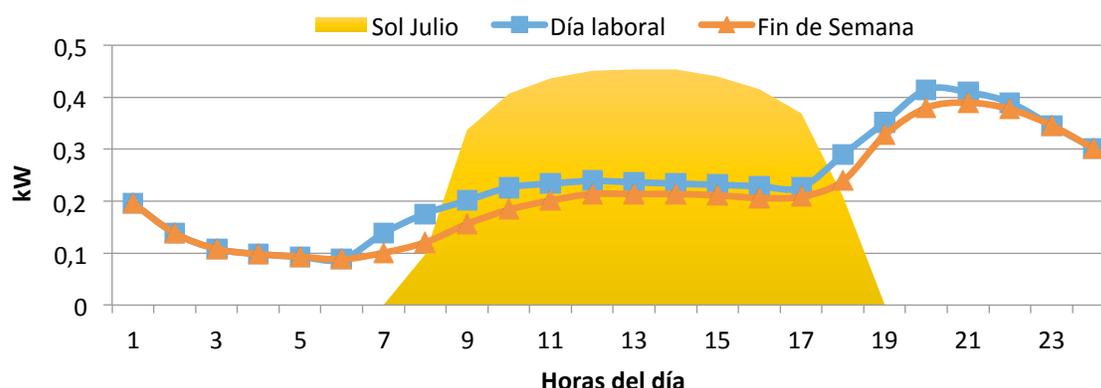
Para este caso se utilizan los datos de consumo eléctrico obtenidos del estudio *Análisis de estacionalidad de la curva de demanda para clientes BT-1* (Gomez, 2007). Se obtiene un perfil de consumo para un hogar con Tarificación BT-1, con una Boleta de Cobranza promedio de aproximadamente \$16 mil pesos mensuales (160 kWh mes). Para los datos de generación eléctrica fotovoltaica se utilizan las mediciones publicadas por el Ministerio de Energía en estudio conjunto con el GIZ que señala datos obtenidos de la subestación meteorológica Crucero II ubicada en la Región de Antofagasta, norte de Chile. De estos datos, se genera un perfil de generación horaria para meses de invierno, verano y transición. Se supone un hogar con un

instalación fotovoltaica On-Grid<sup>12</sup> de 3 [m<sup>2</sup>] de panel efectivo (15% eficiencia). La radiación solar utilizada corresponde a Irradiación Directa Normal [kW/m<sup>2</sup>].

El objetivo de este Primer Caso, el estudio es explorar posibles dimensiones de batería que sean rentables para un cliente que desea acumular el sobrante de energía solar fotovoltaica generada en el día en vez de inyectarlo a la red. Con esto puede ahorrar el consumo de energía en las horas siguientes, utilizando la energía solar (gratuita) acumulada y evitando alimentarse de la red (costo asociado a kWh consumo). Luego el Modelo a utilizar es de gestión para Energía.

A continuación se adjunta el perfil de consumo y generación del hogar para días promedio de la semana correspondientes al mes de Julio.

**Gráfico 6.1-1 Perfil consumo y generación eléctrico**



**Entradas:**

**Tabla 6.1-1 Resumen de data de entrada. Caso estudio Residencial BT1**

<i>Procesos</i>		<i>Tipo</i>	<i>Información data o valor</i>	
<b>Perfil Eléctrico</b>	<i>Perfil Consumo</i>	<i>kW</i>	<i>Perfil semana típica mes Junio + perfil histórico energía</i>	
	<i>Perfil Generación ERNC</i>	<i>kW Solar Fotovoltaico</i>	<i>Perfil horario días tipo en meses invierno, verano</i>	
<b>Batería</b>	<i>Batería</i>	<i>Li+</i>		
	<i>Costo</i>	<i>\$/kWh</i>	<i>\$250.000 CLP/kWh</i>	
	<i>Restricciones</i>	<i>Ciclos</i>		<i>- Se deja fijo en cantidad de años -</i>
		<i>Vida Útil</i>		<i>5 años</i>
		<i>Pot. máx. carga/descarga</i>		<i>Sin límite</i>
		<i>DoD máx.</i>		<i>90%</i>
	<i>Punto de carga min obligatorio</i>		<i>60%</i>	
<b>Distribuidor eléctrico</b>	<i>Tarificación</i>		<i>BT1</i>	
	<i>Costos del servicio</i>		<i>Chilectra, (zona Til Til) \$102 /kWh (sin cargo invierno)</i>	

Fuente: Batería con su Costo y restricciones de Ciclos se obtienen de Estudio de Tesis (Munita, 2013) y Potencia máx. carga y descarga de Proyecto Elibatt. Data de Tarificación proviene de la Boleta de Cobranza y web oficial del Distribuidor Chilectra SA.

<sup>12</sup> Es decir que se encuentra conectada a la red eléctrica y no es un sistema aislado (Off-Grid)

## Procesos intermedios:

**Tabla 6.1-2 Resumen de Procesos Intermedios. Caso estudio Residencial BT1**

<i>Proceso</i>	<i>Data ingresada</i>	<i>Acción y Data egresada</i>
<i>Estimación de datos para el Modelo</i>	<i>Perfil de consumo semana mes de Junio (168 datos). Estimación consumos de energía históricos (12 datos).</i>	<i>Estimación por extrapolación lineal. Se entrega el perfil horario por semana típica de los 12 meses (2016 datos)</i>
<i>Modelo matemático. Probar una dimensión</i>	<i>Data estimada proceso anterior (2016 datos)</i>	<i>Junta los perfiles con las restricciones y calcula nuevos perfiles de consumo probando dimensiones de batería (2016 datos por cada dimensión probada)</i>
	<i>Restricciones técnicas batería</i>	
<i>Resultado Económico. Utilidad</i>	<i>Costo batería, costo \$/kWh consumido, Precio venta Netbilling \$/kWh</i>	<i>Resultado económico de Utilidad e Inversión inicial como resultado de la acción de la dimensión de batería probada.</i>
<i>¿Suficientes dimensiones?</i>	<i>Resultados económicos probados para diferentes dimensiones.</i>	<i>Analiza si ya se probaron suficientes dimensiones de batería para entregar un claro informe al cliente. De faltar dimensiones vuelve a probar una nueva en el Modelo matemático.</i>

*Fuente: Elaboración propia tras lógica de pensamiento del Modelo para gestión de Energía.*

## Salidas:

Tras ingresada la data al Algoritmo y calculado en el Modelo matemático programado en una planilla Excel con Solver, se obtienen los siguientes resultados para este Primer Caso de estudio.

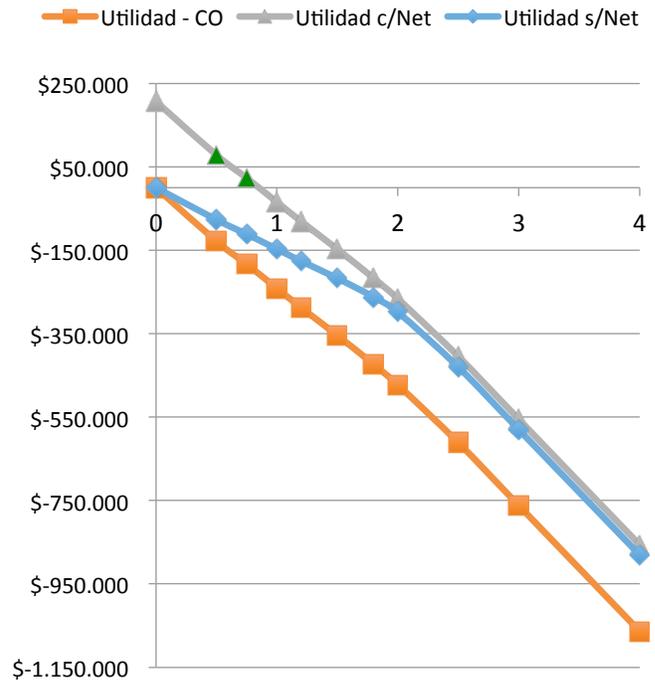
A continuación se detallan los procesos de la etapa de salida. Del *Resultado Económico de las Soluciones Candidatas* se argumenta y elige una dimensión y luego se muestra el *Perfil de Actividad Interna* con la gestión técnica de la batería y la energía del cliente. A continuación se verifica el resultado económico para variadas dimensiones de batería.

**Tabla 6.1-3 Resultado Económico de posibles candidatos**

Dim kWh	Ahorro anual	Utilidad s/Net.	Utilidad c/Net <sup>13</sup>
<b>Dim &gt; 4 kWh sobredimensionan sin ahorrar más</b>			
4	\$319.622	\$-880.378	\$-856.741
3	\$320.002	\$-579.998	\$-555.256
2,5	\$319.840	\$-430.160	\$-404.644
2	\$301.331	\$-298.669	\$-266.302
1,5	\$232.736	\$-217.264	\$-147.557
1,2	\$183.939	\$-176.061	\$-80.932
1	\$152.810	\$-147.190	\$-34.656
0,75	\$113.606	\$-111.394	\$23.035
0,5	\$73.108	\$-76.892	\$78.032
0	\$0	\$0	\$206.575

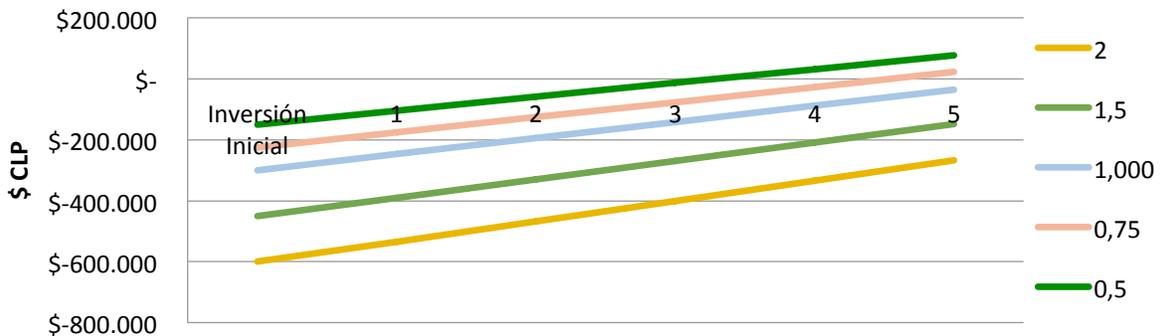
Fuente: Elaboración Propia. En verde se puede apreciar las dimensiones que dan Utilidad positiva (incluyendo Netbilling).

**Gráfico 6.1-2 Utilidades vs Dimensión**



Fuente: Elaboración Propia. En verde se aprecian las únicas opciones con positiva Utilidad (incluyendo Netbilling). Las curvas que no cuentan Netbilling (Azul), o descuentan este como costo de oportunidad - CO (Naranja) indican que ninguna opción da Utilidad positiva.

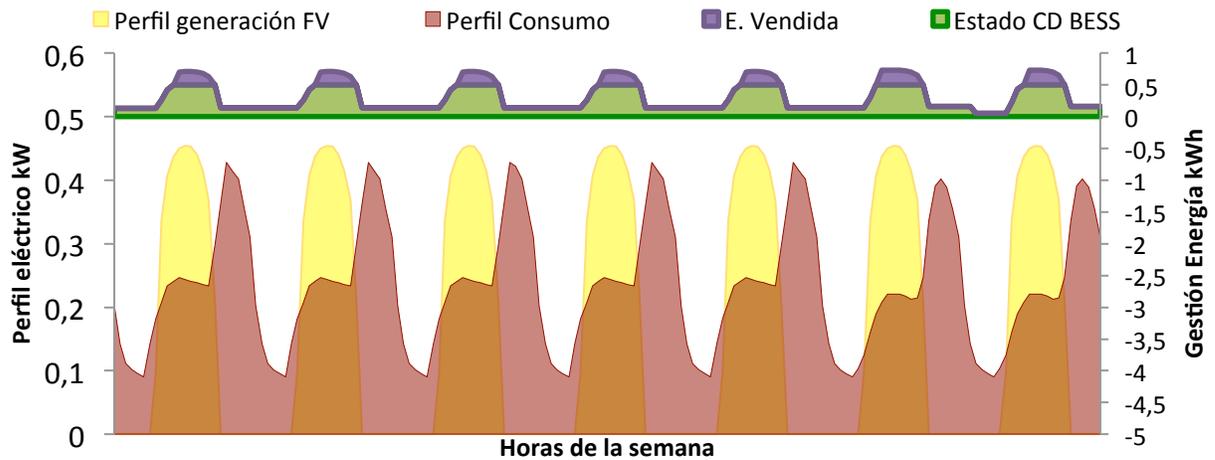
**Gráfico 6.1-3 Flujo de ingresos para dimensiones candidatas**



Fuente: Elaboración Propia. Se aprecia ligeramente que el flujo de la dimensión en verde es el que mejor resultado económico arroja en comparación al resto. Estas son las utilidades que incluyen el ingreso por Netbilling de la energía no acumulada. Se considera sumarla a la utilidad, ya que la batería gestiona también esta energía.

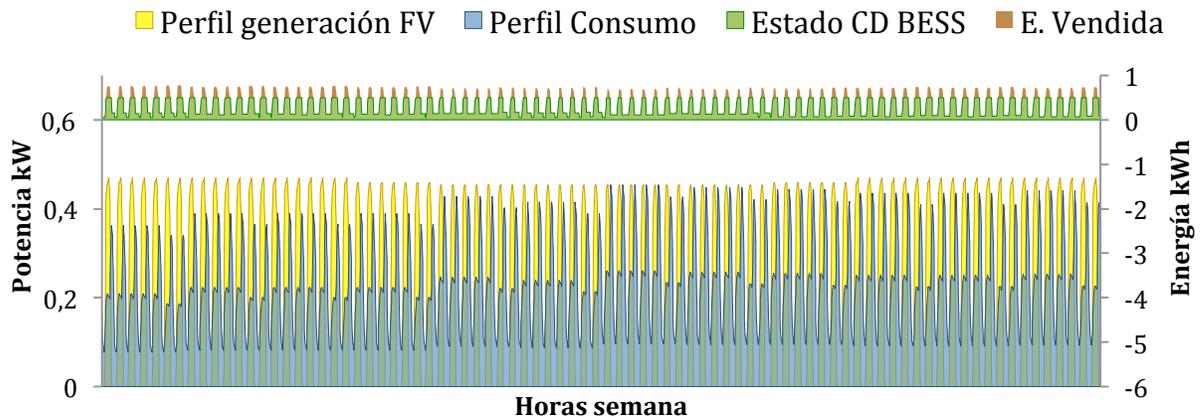
<sup>13</sup> Utilidad c/Netbilling incluido en suma los ahorros y los ingresos generados por venta a la Red. Es un producto indirecta por gestión de la energía que se suma al ahorro directo por acumulación.

**Gráfico 6.1-4 Perfil Consumo con y sin BESS contrastado con el Estado de carga de la BESS**



Fuente: Elaboración Propia. Gráfica que muestra el BESS en acción en la semana de Junio (Mes de mayor consumo energético). Este perfil es el que gestiona óptimamente el BESS con dimensión 0,5 kWh (mejor resultado económico con acumulación). Considerar que el Estado de CD muestra la batería sin la sobredimensión de 20% asignada económicamente, por lo que solo muestra la actividad de la zona de acción de la batería (optimizada) y no se muestra con los límites de seguridad superior e inferior. El escalonamiento en su descarga se debe al cumplimiento en la restricción de no superar el 90% de DoD. El perfil de generación FV muestra solo la energía solar que sobra tras su utilización en consumo directo, i.e. la que se vendería de no acumularse. El Estado de Carga/Descarga del BESS es el único que se representa en energía kWh, los otros datos son puntos de medición en potencia kW.

**Gráfico 6.1-5 Perfil actividad horaria para las 12 semanas tipo del año**



Fuente: Elaboración Propia. Gráfica que muestra la gestión optimizada de la Energía con acción del BESS (0,5 kWh). El eje horizontal de las horas semanales incluye a las 2016 horas diarias de las semanas representativas de cada mes. En orden, este gráfico parte en Enero y termina en Diciembre. El Estado de Carga/Descarga del BESS es el único que se representa en energía kWh, los otros datos son puntos de medición en potencia kW.

### 6.1.2 Análisis y conclusiones

En este Primer Caso de estudio, se encuentra que, utilizando el precio actual de las baterías de litio, no resulta conveniente acumular energía sobrante. Según se puede observar en el Gráfico 6.1-1, la utilidad que mayor valor entrega siempre ocurre no integrando un BESS. Si el cliente tiene la opción de venta con Netbilling entonces la utilidad base (solo por venta de la energía sobrante) es de aproximadamente 200 mil pesos (CLP). Si el cliente no tiene la opción de vender con Netbilling la energía generada excedente, la utilidad generada es negativa, para cualquier dimensión de BESS. Lo anterior debido a que los ahorros generados por acumulación no alcanzan a pagar el costo (Inversión) de la batería, lográndose así una Utilidad negativa al final del período. Factores clave para que –entonces- la acumulación de energía sea de beneficio para el cliente es el precio de la batería y los años de Vida Útil en que el ahorro se acumula, o simplemente otorgar valor agregado al hecho de tener baterías en el hogar que puedan dar un respaldo energético y no, solamente considerarse como una herramienta de ahorro energético, sino como un servicio de seguridad para el hogar, de servicio y disponibilidad de energía eléctrica y que puede traducirse en la necesidad de mantener algunos procesos domésticos específicos (todos con requerimiento de electricidad) tales como la mantención de alimentos y fármacos en refrigeración y/o congelación, sistemas activos de alarmas y control domiciliario, de comunicación y vigilancia remota, dispositivos de asistencia médica, etc..

A pesar que para este Primer Caso de estudio, no existe aparentemente una opción económicamente viable para el cliente, se procede a detallar el mejor resultado posible eligiendo acumular energía. En este escenario en particular, el BESS resulta tener una dimensión de 0,50 [kWh]. Como se puede apreciar en el Gráfico 6.1-4, la batería opera los 365 días de año con un DoD promedio de 83% (sin considerar el porcentaje de sobredimensión de seguridad). Según estudios (Battery University, 2010) de durabilidad y ciclos para baterías de Litio, con esta actividad la batería debe entregar entre 500 y 1200 ciclos antes de perder el 20% de su capacidad de carga original (fin de Vida Útil). Según la bibliografía técnica actual, se calcula un máximo de 3,3 años de vida útil para este caso y observando el Gráfico 6.1-2 de Flujo de Ingresos se concluye que (con la ayuda de Netbilling) se alcanza a pagar la batería en el tercer año.

Conclusiones para este Primer Caso de estudio, indican, que para el sector residencial, las baterías están aun con un costo que no permite convencer al cliente que ahorrar por medio de acumulación de energía con BESS, es un real beneficio económico. El alto costo de las baterías no permite que el ahorro mensual generado, pueda pagar la inversión inicial en el tiempo de vida útil. El precio de equilibrio estimado (más adelante en el informe se detalla el cálculo) indica que el precio debe ser un 50% del actual (i.e. \$125.000.- pesos/ kWh) para que el ahorro permita superar la inversión inicial realizada. Sin embargo, con este precio solo se conoce que la batería paga su propio costo, sin embargo no se responde aun si acumular es más rentable que la alternativa de vender. Considerando esto e incorporando el ingreso por venta Netbilling del 100% de la energía como un costo de oportunidad (que se abandona al decidir acumular), el precio de equilibrio de la batería solicita bajar en 25% del precio actual (i.e. \$58.000.- pesos/kWh) para que acumular la energía sea más rentable que la decisión de venderla sin acumular.

## 6.2 Comercial: BT3, Clasificación Parcial Punta

### 6.2.1 Contexto del Caso, Etapas y Procesos del Modelo

Para este Segundo Caso, se estudia una oficina ubicada en Santiago con alrededor de 50 personas trabajando en ella. Los datos de entrada, las estimaciones y consideraciones realizadas son resumidos en la siguiente Tabla 6.2-1. Los procesos intermedios siguen el procedimiento explicado en Lógica de Pensamiento para Potencia.

El objetivo de este caso estudio es buscar una dimensión de batería que sea rentable para desplazar los peak de consumo, bajando así las máximas potencias consumidas, ahorrando en la máxima lectura de BT3. Esta oficina es BT3 clasificada como parcial punta, por lo que se intenta desplazar cualquier punta del día, y no solo las de hora punta. Luego se procede a utilizar el Modelo para Potencia.

**Entradas:** A continuación se resume la data de entrada para este caso estudio.

**Tabla 6.2-1 Resumen de data de entrada. Caso estudio Comercial BT3**

	<i>Procesos</i>	<i>Tipo</i>	<i>Información data o valor</i>	
<i>Perfil Eléctrico</i>	<i>Perfil Consumo</i>	<i>kW</i>	<i>Perfil semana Octubre (168 datos) + perfil histórico energía (12 datos)</i>	
	<i>Potencia contratada o máx. leída</i>	<i>kW Máx. leída</i>	<i>Perfil máximos. 5,88kW máx. leído Octubre</i>	
<i>Batería</i>	<i>Batería</i>	<i>Li+</i>	<i>5% Ineficiencia Carga/Descarga</i>	
	<i>Costo</i>	<i>\$/kWh</i>	<i>\$500USD/kWh ó \$300CLP/kWh</i>	
	<i>Restricciones</i>	<i>Ciclos</i>		<i>4000 ciclos</i>
		<i>Vida Útil</i>		<i>5 años</i>
		<i>Pot. máx. carga</i>		<i>Sin restricción</i>
		<i>Pot. máx. descarga</i>		<i>Sin restricción</i>
<i>DoD máx.</i>		<i>80%</i>		
<i>Tarificación</i>	<i>Tarificación</i>		<i>BT3, Parcial Punta</i>	
	<i>Distribuidor eléctrico. Costos del servicio</i>		<i>Chilectra \$7.651/kW y \$54/kWh</i>	

*Fuente: Perfil eléctrico proviene de data primaria obtenida con medidor Holmes. Batería con su Costo y restricciones de Ciclos se obtienen de Estudio de Tesis (Munita, 2013) y Potencia máx. carga y descarga de Proyecto Elibatt. Data de Tarificación proviene de la boleta y pagina oficial del distribuidor Chilectra. Conversión moneda USD a CLP estimada según últimos cambios de moneda (1USD = 600CLP).*

### **Procesos intermedios:**

**Tabla 6.2-2 Resumen de Procesos Intermedios. Caso estudio Comercial BT3**

<i>Proceso</i>	<i>Data ingresada</i>	<i>Acción y Data egresada</i>
<i>Estimación de datos para el Modelo</i>	<i>Perfil de consumo semana mes de Octubre (168 datos). Datos de consumos de energía históricos (12 datos).</i>	<i>Estimación por extrapolación lineal. Se entrega el perfil horario por semana típica de los 12 meses (2016 datos)</i>
<i>Modelo matemático. Probar una dimensión</i>	<i>Data estimada proceso anterior (2016 datos)</i>	<i>Junta los perfiles con las restricciones y calcula nuevos perfiles de consumo probando dimensiones de batería (2016 datos por cada dimensión probada)</i>
	<i>Restricciones técnicas batería</i>	
<i>Resultado Económico. Utilidad</i>	<i>Costo batería, nuevo perfil de consumo calculado, restricciones tarifarias.</i>	<i>Resultado económico de Utilidad e Inversión inicial como resultado de la acción de la dimensión de batería probada.</i>
<i>¿Suficientes dimensiones?</i>	<i>Resultados económicos probados para diferentes dimensiones.</i>	<i>Analiza si ya se probaron suficientes dimensiones de batería para entregar un claro informe al cliente. De faltar dimensiones vuelve a probar una nueva en el Modelo matemático.</i>

*Fuente: Elaboración propia tras lógica de pensamiento del Modelo para Potencia.*

### **Salidas:**

Tras ingresada la data al Algoritmo y calculado en el Modelo matemático programado en planilla Excel con Solver se obtienen los siguientes resultados para este 2º Caso estudio.

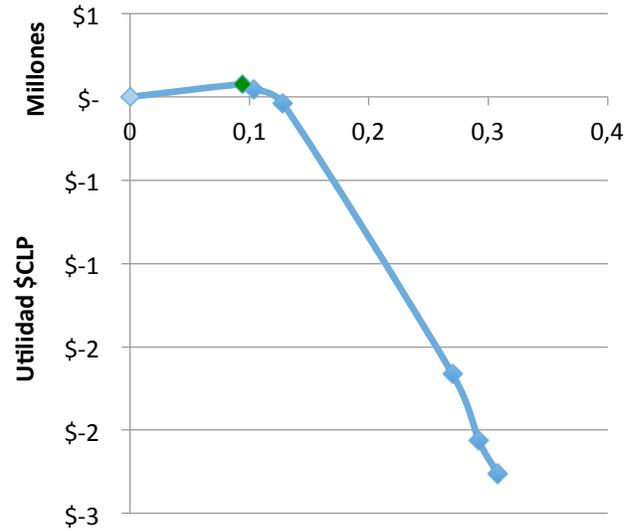
Dado que en la etapa de salida hay varios procesos, solo se procede a detallar el *Resultado Económico de las Soluciones Candidatas* y una muestra gráfica de la gestión técnica de la batería y la energía del cliente. A continuación se pueden verificar las diferentes dimensiones probadas y las diferencias entre el perfil de consumo sin batería y luego con batería. Se incluye en la Tabla 6.2-3, si se comprueban cambios en las opciones tarifarias tras la utilización del BESS.

**Tabla 6.2-3 Resultado Económico de posibles candidatos**

$\lambda_p$	Dim kWh	Ahorro anual \$CLP	Utilidad \$CLP
$\lambda_p > 0,40$ no hay solución factible			
0,308	10,91	\$202.346	\$-2.262.438
0,292	9,9	\$181.399	\$-2.063.399
0,27	8,38	\$170.174	\$-1.663.859
0,128	1,61	\$86.926	\$-39.409
0,104	1,00	\$68.763	\$43.816
<b>0,094</b>	<b>0,78</b>	\$61.657	<b>\$75.152</b>
0,0001	0,001	\$8	\$-262

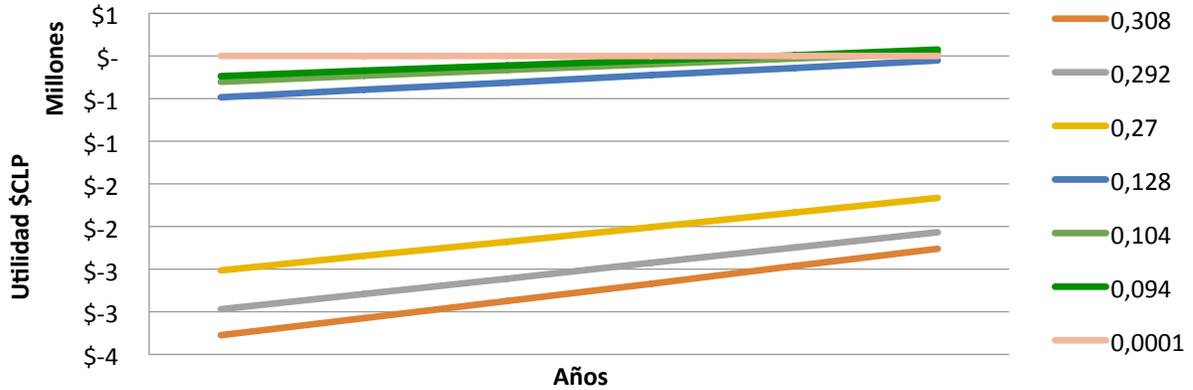
Fuente: Elaboración Propia. En verde se puede apreciar la dimensión que mejor utilidad entrega

**Gráfico 6.2-1 Utilidad con respecto a  $\lambda_p$  de posibles candidatos**



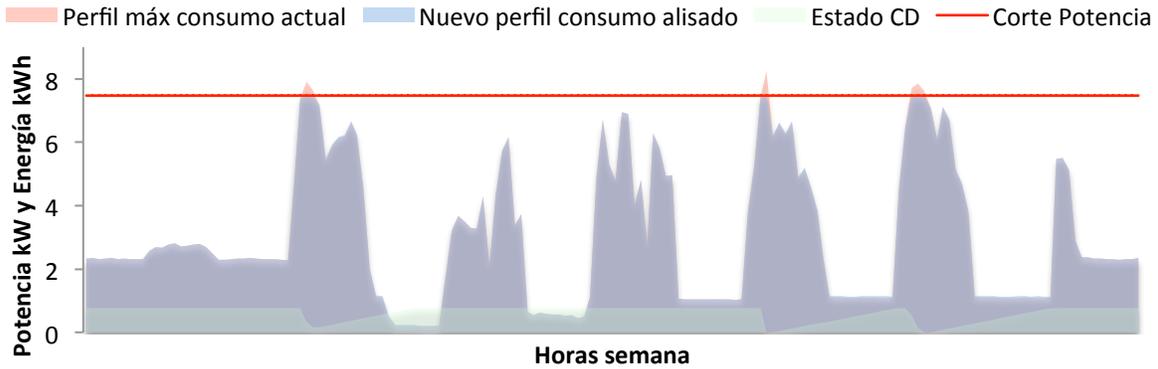
Fuente: Elaboración Propia. En verde se puede apreciar la dimensión que mejor utilidad entrega

**Gráfico 6.2-2 Flujo de ingresos para dimensiones candidatas**



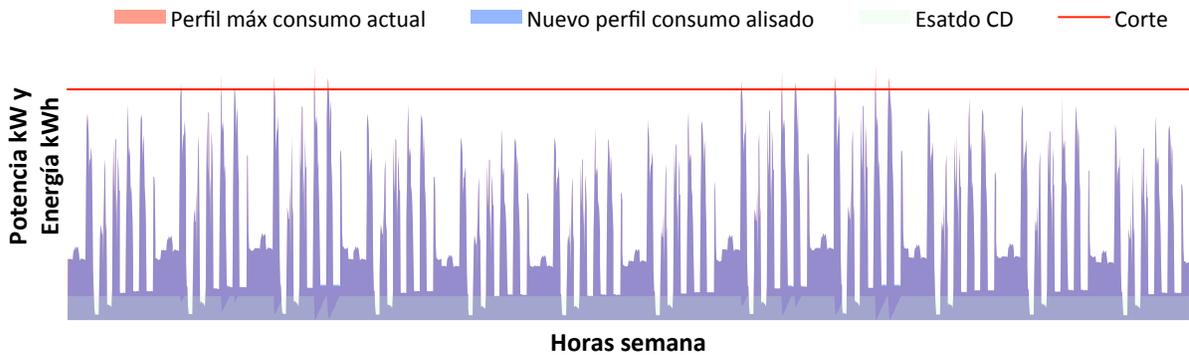
Fuente: Elaboración Propia. Se aprecia ligeramente que el flujo de la dimensión en verde es la que mejor resultado económico arroja en comparación al resto.

### Gráfico 6.2-3 Perfil Consumo con y sin BESS contrastado con el Estado de carga de la BESS



Fuente: Elaboración Propia. Gráfica que muestra el BESS en acción, semana de Febrero (mes de mayor actividad de Gestión de Potencia). El nuevo perfil de consumo así como la actividad de la batería corresponden a la dimensión óptima encontrada en el resultado económico. Considerar que el Estado de CD (Carga/Descarga) muestra la batería sin la sobredimensión de 20% asignada económicamente, por lo que solo muestra la actividad de la zona de acción de la batería (optimizada) y no se muestra con los límites de seguridad superior e inferior. El Estado de Carga/Descarga del BESS es el único que se representa en energía kWh, los otros datos son puntos de medición en potencia kW.

### Gráfico 6.2-4 Perfil actividad horaria para las 12 semanas tipo del año.



Fuente: Elaboración Propia. Gráfica que muestra la gestión optimizada de la Energía con acción del BESS. Se observa como la línea de corte de la potencia ocurre no todos los días del año. El eje horizontal de las horas semanales incluye a las 2016 horas diarias de las semanas representativas de cada mes. En orden, este gráfico parte en Junio, debido a que es el mes del cual se obtuvo la data y el año simulado empieza como si el BESS se instalará ese mes. El Estado de Carga/Descarga del BESS es el único que se representa en energía kWh, los otros datos son puntos de medición en potencia kW.

#### 6.2.2 Análisis y conclusiones

Como se puede apreciar, los resultados económicos mejoran a medida que la batería va haciéndose más pequeña, es decir, cuando se decide cortar menor potencia. Sin embargo, esto se

cumple hasta cierto punto. Interesante resultado mostrado es que el óptimo no es que la batería tienda a dimensión 0, es decir, no usar BESS, sino que a baterías pequeñas. Es cierto que el ahorro anual aumenta con la dimensión del BESS, debido a que se es capaz de cortar mayor potencia. No obstante, la inversión inicial aumenta de forma tal que el Ahorro resultante no es capaz de pagar la inversión en el tiempo de Vida Útil de la batería, resultando entonces que baterías más pequeñas logran mayor eficiencia en costo versus Ahorro al final del período de Vida Útil.

En este 2º Caso de estudio, el BESS que maximiza la Utilidad en gestión de la Potencia resulta ser de una dimensión de 0,780 [kWh]. Como se puede apreciar en el Gráfico 6.2-4, la batería entra en actividad (carga o descarga) 12 veces en las 12 semanas típicas, es decir, que realmente en el año entra 48 veces. Según la información obtenida a través de la planilla de cálculo, el promedio de DoD utilizado es aproximadamente 69% (sin considerar el porcentaje de sobredimensión de seguridad), con lo que la batería supera 500 ciclos en su Vida Útil. Es decir que, a 48 ciclos al año, fácilmente llega a 10 años de duración. Sin embargo, para el cálculo económico se ha limitado la Vida Útil de la batería a 5 años, que es lo máximo que el mercado hoy en día garantiza en el funcionamiento satisfactorio de una batería de Li+. Con lo anterior, se puede estar seguro el BESS no está siendo estresado y por lo tanto la Vida Útil de este no está en peligro por acción de una utilización superior a la nominal recomendada por el fabricante. Además de lo anterior, se puede estar seguro que luego de 5 años, la batería seguirá funcionando y ahorrando, a pesar que esto no se incluya en el resultado económico.

Sumado a lo anterior, se puede intuir del Gráfico 6.2-4, que existen varios meses en el cual BESS no entra en actividad (carga o descarga). En particular el resultado arrojado por Solver indica que la batería solo entra en actividad en Julio, Agosto y Febrero. Lo interesante de este resultado, es que invita a pensar (para el que entrega el servicio de acumulación de energía con BESS) en modelos de negocio que puedan buscar combinaciones de clientes para obtener el mayor beneficio a un mismo BESS en el año. Lo cual puede trasuntar para el cliente, en una considerable baja de la inversión inicial o un cambio de inversión por un simple arriendo mensual. Este tema se deja planteado y se volverá a comentar en las conclusiones de esta Memoria.

Desde el punto de vista tarifario, es interesante mencionar que para Tarificación BT3, así como también para BT2, existe la opción que al recortar potencia, pueda cambiar la opción tarifaria de Parcial Punta a Presente Punta, lo cual sería perjudicial económicamente analizado, o también puede ocurrir lo inverso, lo cual implica un beneficio indirecto por el desplazamiento horario de la demanda. En este caso en particular, ninguna de las dimensiones de BESS probadas genera un cambio en la opción, por lo que el cliente sigue siendo Parcial Punta.

El resultado final para este 2º Caso de estudio, indica que el cliente se ve económicamente beneficiado al gestionar su consumo de potencia a través de un BESS. Como se observa en la Tabla 6.2-3, la elección óptima es una batería que entrega 0,780 kWh. No obstante lo anterior, el tamaño real de la batería a comprar, considera un porcentaje extra de sobredimensión de seguridad. Luego, el resultado dependerá del porcentaje de seguridad asignado previamente. En este caso se le ha asignado un 20% de sobredimensión, lo cual el proveedor del BESS tiene como misión de repartir como límite superior e inferior según considere técnicamente óptimo. Así, la batería a comprar por el cliente, asumiendo el 20% extra, es una batería de dimensión 0,936 kWh. Asumiendo el precio por kWh para baterías de Litio, la inversión inicial asciende a

aproximadamente CLP\$ 234.000.-, inversión que es recuperada durante el cuarto año de instalado el BESS (véase Gráfico 6.2-2 Flujo de Ingresos para Dimensiones Candidatas).

## **6.3 Industrial: BT2, Potencia contratada**

### **6.3.1 Contexto del Caso, Etapas y Procesos del Modelo**

El siguiente 3° Caso de análisis considera una aplicación industrial de ejercicio vigente a la fecha en la actividad lechera y específicamente una sala de ordeña. El incentivo a analizar -en particular- el consumo de las lecherías nace de evaluar consumos de energía eléctrica muy concentrados en algunas pocas horas del día, de alta demanda en potencia y con una frecuencia regular de ocurrencia horaria en todo el año. Los procesos de ordeña demandan consumo de energía eléctrica, geográfica o zonalmente muy discreta, alimentándose de redes de distribución compartidas que son sometidas a alta presión de demanda de energía. En el sur de Chile esto ocurre entre 5:00-7:00 am en las mañanas y 16:00-17:00 pm en las tardes. Son, además, procesos cuya dilación o retardo en los tiempos conlleva pérdidas muy significativas en el plantel de vacas que se traducen en stress, mastitis y otras patologías graves que bajan dramáticamente las producciones y condición animal del plantel, arriesgando el ejercicio del negocio y el futuro de la industria.

Esto hace interesante el 3° Caso y necesaria la elección de estudiar estos potenciales clientes, analizando los resultados obtenidos en esta Memoria.

Las estimaciones realizadas para construir el siguiente 3° Caso se basan en el estudio *Implementación de nuevas tecnologías para el uso eficiente de la energía en un predio lechero* (Nail, 2015). Este 3° Caso opera sobre una lechería ubicada en el Centro de Investigación Agropecuaria INIA-Remehue (dependiente del Instituto de Investigación Agropecuaria), que se encuentra ubicado en la comuna de Osorno en la X Región de Los Lagos. Esta lechería cuenta con 400 [m<sup>2</sup>] de superficie construida y ordeña a 326 vacas diariamente (años 2014-2015) logrando una producción superior 6 mil litros de leche al día.

El Distribuidor de Energía Eléctrica de la zona corresponde a la empresa Saesa (principal empresa del Grupo SAESA) y los precios utilizados en la valorización de la potencia y energía son los publicados por la empresa en su pagina web. La Tarificación correspondiente para este cliente es BT2, con presencia Parcial en Punta. El Contrato de Suministro de Energía y de Potencia Instalada con la empresa corresponde a 32 kW<sup>14</sup>, no pudiéndose sobrepasar este consumo.

Recordar que el cargo por potencia en la Tarificación BT2 es fijo el año completo (32 kW por Contrato en este 3° Caso) y no por máxima lectura como BT3 (2° Caso). Por ello, la lógica de recortar las puntas de potencia en el consumo es explorar que tanto un BESS permitiría bajar el precio en el Contrato de Potencia y con ello entonces el cliente, tras la implementación del BESS, lograr beneficio anual fijo por los años de Vida Útil del BESS.

---

<sup>14</sup> Esta información no está adjunta en el documento, sin embargo tras variados cálculos y pruebas con opciones tarifarias, la mejor opción tarifaria según la estimación de consumo para el cliente es la mencionada. Tarifa BT2, contrato 32 kW, con clasificación Parcial en Punta.

Luego de lo anterior, el algoritmo a utilizar es el alojado en el Modelo de gestión Potencia con objetivo de explorar que tan beneficioso puede ser bajar costos por potencia contratada incorporando el funcionamiento de un BESS.

**Entradas:** A continuación se resume la data de entrada para este caso estudio.

**Tabla 6.3-1 Resumen de data de entrada. Caso estudio Industrial BT2**

<i>Procesos</i>	<i>Tipo</i>	<i>Información data o valor</i>	
<i>Perfil Eléctrico</i>	<i>Perfil Consumo</i>	<i>kW</i> <i>Perfil diario estimado según maquinaria (24 datos) + perfil histórico energía (12 datos)</i> <i>Fuente: (Nail, 2015)</i>	
	<i>Potencia contratada o máx. leída</i>	<i>Contrato Potencia Max</i> 32 kW	
<i>Batería</i>	<i>Batería</i>	<i>Li+</i> 5% Ineficiencia Carga/Descarga	
	<i>Costo</i>	<i>\$/kWh</i> \$500USD/kWh ó \$300CLP/kWh	
	<i>Restricciones</i>	<i>Ciclos</i>	<i>No, - Por vida útil -</i>
		<i>Vida Útil</i>	5 años
		<i>Pot. máx. carga</i>	0,5 kW
		<i>Pot. máx. descarga</i>	1 kW
<i>DoD máximo</i>	90%		
<i>Tarificación</i>	<i>Tarificación</i>	BT2, Parcial Punta	
	<i>Distribuidor eléctrico. Costos del servicio</i>	<i>\$/kW Potencia Parcial Punta contratada</i> <i>\$/ kWh Energía<sup>15</sup></i> Saesa S.A. \$12.732/kW \$54/kWh	

Fuente: Perfil eléctrico diario es construido con la información obtenida en informe antes mencionado. Batería con su Costo y restricciones de Ciclos se obtienen de Estudio de Tesis (Munita, 2013) y se referencian Potencia máx. carga y descarga con Proyecto Elibatt. Costos asignados a Tarificación provienen de página oficial del distribuidor Saesa S.A para zona 16 (Comuna Osorno). Conversión moneda USD a CLP estimada según últimos cambios de moneda (1USD = 600CLP)<sup>16</sup>.

<sup>15</sup> Este precio de energía se utiliza para cuantificar la ineficiencia que implica la acumulación en baterías. Asignado con un 5% de ineficiencia.

<sup>16</sup> Se utiliza solo un perfil diario fijo para todos los días dentro de una misma semana, ya que la actividad en lecherías no presentan variabilidad diaria, solo dentro de los meses. Esto por efectos de la temperatura ambiental, cantidad de luz en horas del día y otros efectos ambientales estacionales.

## Procesos intermedios:

**Tabla 6.3-2 Resumen de Procesos Intermedios. Caso estudio Comercial BT3**

<i>Proceso</i>	<i>Data ingresada</i>	<i>Acción y Data egresada</i>
<b>Estimación de datos para el Modelo</b>	<i>Estimación perfil de consumo diario fijo para días de semana Enero. Datos de consumos de energía históricos (Nail, 2015).</i>	<i>Estimación según detalle de equipos eléctricos mencionados en informe<sup>17</sup>. Perfil semanal por mes estimado con información histórica disponible<sup>18</sup>.</i>
<b>Modelo matemático. Probar una dimensión</b>	<i>Data estimada proceso anterior (2016 datos)  Restricciones técnicas batería</i>	<i>Junta los perfiles con las restricciones y calcula nuevos perfiles de consumo probando dimensiones de batería (2016 datos por cada dimensión probada)</i>
<b>Resultado Económico. Utilidad</b>	<i>Inversión Inicial, cálculo boleta anual perfil con BESS, cálculo boleta anual perfil sin BESS, restricciones tarifarias.</i>	<i>Resultado económico de Utilidad e Inversión inicial como resultado de la acción de la dimensión de batería probada. Utilidad como ahorro entre boletas con y sin BESS menos inversión inicial.</i>
<b>¿Suficientes dimensiones?</b>	<i>Resultados económicos probados para diferentes dimensiones.</i>	<i>Analiza si ya se probaron suficientes dimensiones de batería para entregar un claro informe al cliente. De faltar dimensiones vuelve a probar una nueva en el Modelo matemático. La idea es permitir bajar el contrato de potencia máx. actual (28kW) a menores potencias hasta que sea infactible seguir bajando de potencia<sup>19</sup>.</i>

*Fuente: Elaboración propia tras lógica de pensamiento del Modelo para Potencia.*

## Salidas:

A continuación, solo se procede a detallar el *Resultado Económico de las Soluciones Candidatas* y una muestra gráfica de la gestión técnica de la batería y la energía del cliente. Se pueden verificar las diferentes dimensiones probadas y las diferencias entre el perfil de consumo sin batería y luego con batería.

<sup>17</sup> (Nail 2015) Capítulo 4.1.1 Recopilación de información del proceso de ordeña. Tabla N°4, Tabla N° 4.5.

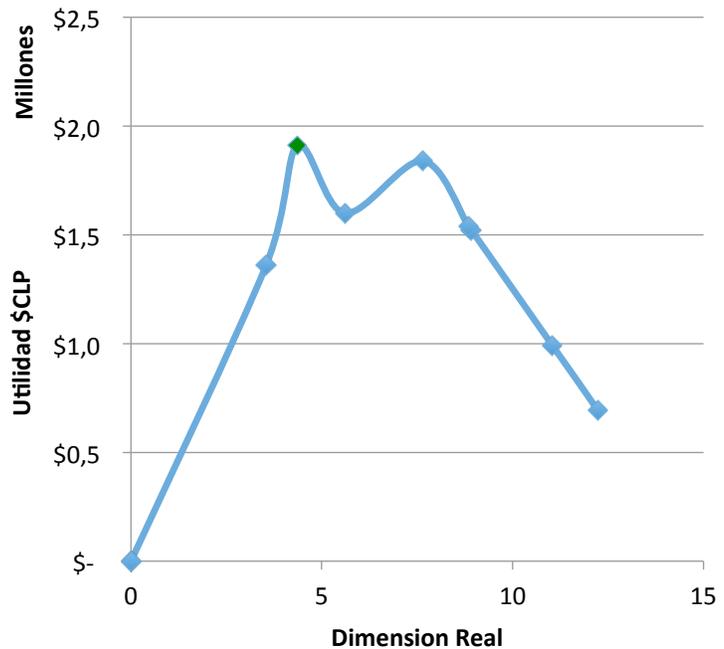
<sup>18</sup> (Nail 2015) Capítulo 4.4.1 Consumo energético y producción de leche en años previos al convenio. Figura N° 4.18. Consumo de electricidad año 2012.

<sup>19</sup> Como se explica mas adelante, en un cierto punto es infactible disminuir más de potencia consumida con un BESS, ya que las baterías necesitan cargarse, lo que implica consumo en potencia. Dado que no hay otra fuente de ingreso de electricidad que la misma red, por muy grande que sea el BESS, no se puede llegar a nula potencia consumida.

**Tabla 6.3-3 Resultado Económico de posibles candidatos**

$\lambda_p$	Dim kWh	Ahorro anual \$CLP	Utilidad \$CLP
$\lambda_p > 0,30$ no hay mejor solución			
0,27	12,24	\$750.762	\$693.461
0,24	11,04	\$750.302	\$991.908
0,21	8,92	\$750.302	\$1.521.318
0,19	8,84	\$750.000	\$1.540.000
0,17	7,64	\$750.000	\$1.840.000
0,14	5,60	\$600.000	\$1.599.000
0,12	4,36	\$600.000	\$1.910.748
0,11	3,55	\$450.000	\$1.363.107

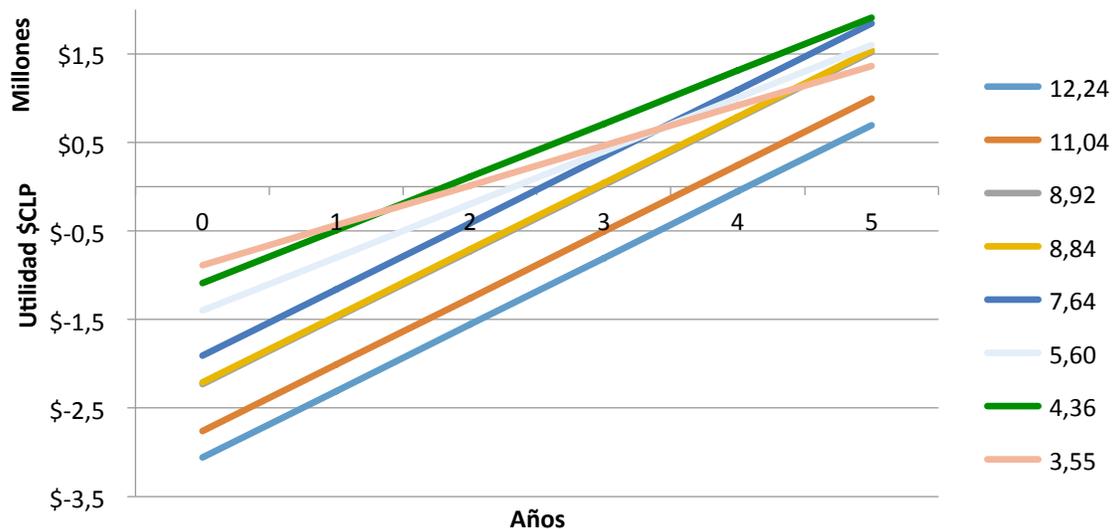
**Gráfico 6.3-1 Utilidad v/s  $\lambda_p$  de posibles candidatos**



Fuente: Elaboración Propia. En verde se puede apreciar la dimensión que mejor utilidad entrega.

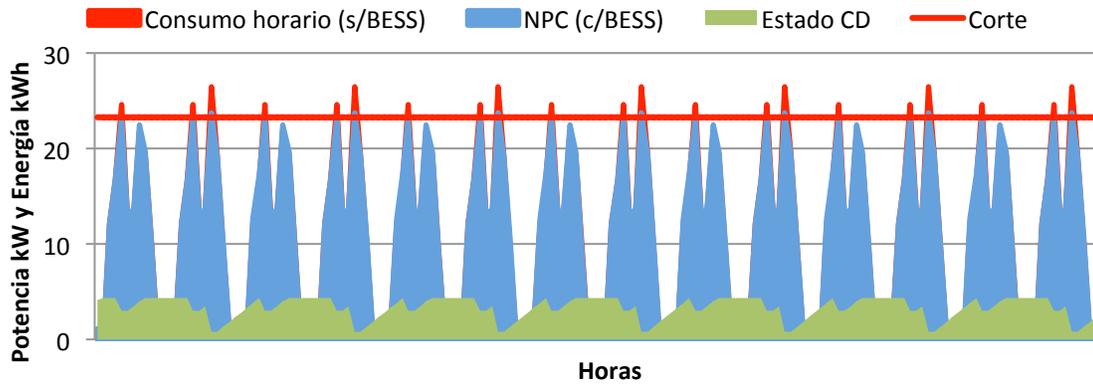
Fuente: Elaboración Propia. En verde se puede apreciar la dimensión que mayor utilidad entrega.

**Gráfico 6.3-2 Flujo de ingresos para dimensiones candidatas**



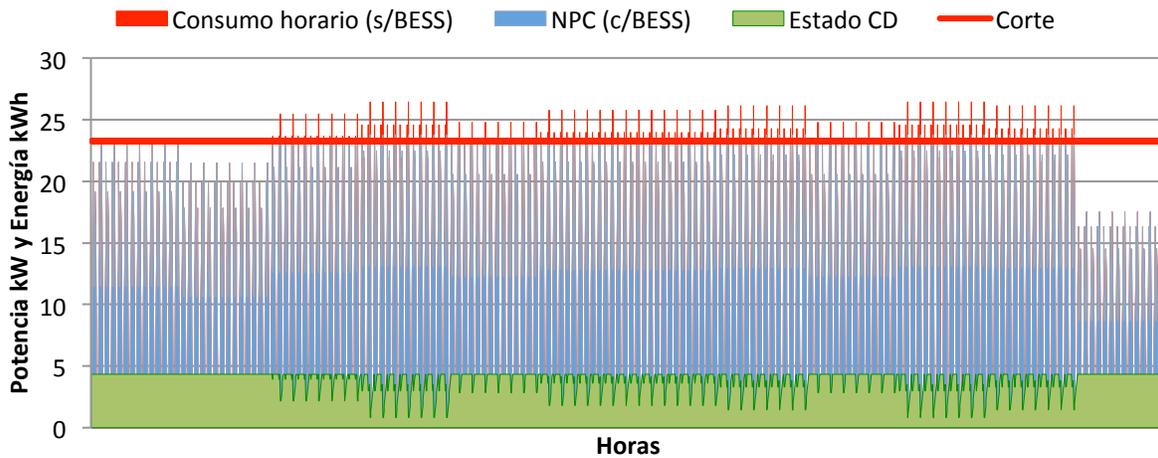
Fuente: Elaboración Propia. Se aprecia ligeramente que el flujo de la dimensión en verde es la que mejor resultado económico arroja en comparación al resto. Además se aprecia como finalmente la batería con mejor Utilidad es la que también más rápido paga la inversión (1,8 años). A pesar de lo anterior, se observa que cada una de las BESS candidatas probadas logra pagar su inversión antes de los 5 años de Vida Útil, logrando todas una Utilidad positiva.

**Gráfico 6.3-3 Perfil Consumo con y sin BESS contrastado con el Estado de carga de la BESS**



Fuente: Elaboración Propia. Gráfica que muestra el BESS en acción de la semana típica de Mayo (uno de los dos meses de mayor demanda eléctrica en esta aplicación 3° Caso) desde las 12 del día a las 12 del día siguiente. Todos los días dentro de un mismo mes son idénticos en consumo. El nuevo perfil de consumo (NPC) así como la actividad de la batería corresponden a la dimensión óptima encontrada en el resultado económico. El BESS elegido es de una Dimensión real (incluye el 20% de sobredimensión) 4,36 kWh Considerar que el Estado de Carga/Descarga muestra la batería sin la sobredimensión asignada, por lo que solo muestra la actividad de la zona de acción de la batería (optimizada). El Estado CD del BESS es el único que se representa en energía kWh, los otros datos están en unidades de kW de potencia.

**Gráfico 6.3-4 Perfil actividad horaria para las 12 semanas tipo del año.**



Fuente: Elaboración Propia. Gráfica que muestra la gestión optimizada de la Energía con acción del BESS. Se observa como la línea de corte de la potencia ocurre no todos los días del año. El eje horizontal de las horas semanales incluye a las 2016 horas diarias de las semanas representativas de cada mes. En orden, este gráfico parte en Enero, elección tomada por conveniencia de orden lógico ya que ningún mes contaba con mayor data específica que otro. El Estado de Carga/Descarga del BESS es el único que se representa en energía kWh, los otros datos son puntos de medición en potencia kW.

### 6.3.2 Análisis y conclusiones

Como se puede apreciar en el Gráfico 6.3-1, y al igual que en el 2º Caso anterior, los resultados económicos mejoran a medida que la batería va haciéndose más pequeña, es decir a medida que se decide cortar menor potencia. Sin embargo, al igual que el caso anterior, la óptima dimensión del BESS no tiende a cero, es decir, se confirma que conviene acumular energía para gestionar potencia y baterías pequeñas son la mejor respuesta.

Otro factor importante para este caso, es que al incrementar la dimensión de las baterías también aumenta la actividad de estas en el año, lo que provoca que caigan en DoD más exigentes para la batería, provocando una menor Vida Útil con menores resultados en el tiempo. Es por ello también que baterías pequeñas, menos estresadas y con menor utilización anual, pueden llegar a cumplir la cantidad de ciclos que cubran más años.

Es el caso de la dimensión del BESS óptimo en este 3º Caso. Con un  $\lambda_p$  de 0,12 resulta una dimensión de BESS de 4,36 [kWh] (3,63 [kWh] sin incluir el porcentaje de sobredimensión de seguridad de 20%). BESS de Inversión Inicial de aproximadamente CLP\$1.090.000 se logra una actividad con un 52% DoD promedio, lo cual indica una actividad de bajo stress para el BESS, lo que ayuda a cumplir la garantía de Vida Útil otorgado por el proveedor de la tecnología.

Similar al 2º Caso anterior, se puede observar en el Gráfico 6.3-4, que en algunos meses el BESS no entra en actividad. En particular el resultado arrojado por el Solver en la planilla (ver Anexo 11.5) indica que esto ocurre en los meses de Febrero y Diciembre. Nuevamente invita a pensar (al proveedor del servicio) en modelos de negocio que puedan dar mayor rendimiento al recurso acumulación, provocando menores precios de entrada al mercado y mayores ventas del servicio.

Desde el punto de vista tarifario, para el 3º Caso en particular estudiado, ninguna de las dimensiones de BESS probadas genera un cambio en la opción tarifaria a Presente en Punta, por lo que el cliente sigue siendo Parcial Punta. Del punto de vista del Modelo, el pasar por el proceso de Verificación de la opción tarifaria en la salida, logró en este caso ser cuidadoso en la elección de la posible potencia que el BESS permite bajar en un futuro Contrato con la Distribuidora de Energía Eléctrica.

El resultado final para este 3º Caso de estudio, indica que el cliente ve un beneficio de aproximadamente \$1.9 MM de pesos chilenos al gestionar su consumo de potencia a través de un BESS. Como se observa en la Tabla 6.3-3, la elección óptima es el BESS de 4,36 kWh de una inversión inicial de CLP\$1.090.000, cuyo periodo de recuperación de la inversión es 1 año y ocho meses de instalado el BESS (véase Gráfico 6.3-2 Flujo de Ingresos para dimensiones candidatas) y modificando previamente el Contrato con el proveedor.

El ahorro anual generado se produce debido a que el perfil de consumo con el BESS elegido llega a un peak máximo de 23,77 kW (antes 26,47kW), lo cual permite, manteniendo la opción tarifaria, bajar el contrato de 32 [kW] a 28 [kW], logrando así el ahorro en 4 [kW] de Potencia. Esto equivale aproximadamente a \$50.000.- pesos mensuales, un 13% de ahorro en el costo de la Boleta de Cobranza, lo que significa un ahorro de un mes y medio aproximado de servicio eléctrico (por concepto de Potencia).

Que este caso entregue mejores resultados de utilidad con respecto a los estudios anteriores, se debe principalmente a lo variable y concentrado de la demanda de su consumo y a la ubicación

geográfica del cliente. El alto precio que la industria paga en la zona sur del país, hace que los potenciales ahorros sean mucho mayores para una misma dimensión de BESS, en comparación a una ubicación en la zona central. Ejemplificando; este mismo 3° Caso, comparado con una hipotética lechería ubicada en Santiago, la cual pagaría aproximadamente la mitad por potencia, implica que finalmente, por utilizar un mismo BESS, en el sur se pueda lograr una utilidad aproximada de 160% superior que en la zona central<sup>20</sup> de Chile.

Debe recordarse que la producción lechera nacional está concentrada en un 80 % en la comuna de Osorno, en un radio aproximado de 100 kilómetros.

---

<sup>20</sup> El cálculo se realizó con un precio de \$7.651/kW contratado (Chilectra en Santiago) y todo el resto idéntico. Se logra así una utilidad a los 5 años de CLP\$747.240. Luego la utilidad de CLP\$1.9 MM supera aprox. un 160% al anterior valor.

## 7 CONCLUSIONES

### 7.1 Sobre el Modelo y la eficiencia en la gestión interna

Tras los resultados obtenidos se concluye que tanto el *Modelo para gestión de Energía* como el *Modelo para gestión de Potencia* logran los objetivos específicos planteados al inicio de este trabajo. Con ello, el Modelo completo cumple exitosamente el objetivo general de esta Memoria.

La calidad del resultado entregado por el Modelo depende de la calidad de los datos ingresados a este. Luego, el resultado final no tendrá la misma calidad, si el perfil eléctrico utilizado, en vez de provenir de una medición exacta, utiliza estimaciones de datos más generales.

Sin perjuicio de lo anterior, el Modelo es capaz de ajustarse a una amplia variedad de datos, lo cual flexibiliza su funcionar, lográndose así siempre el cálculo de optimización y los correspondientes resultados.

Consideraciones para versiones futuras:

- Con mayor cantidad de datos, es interesante el análisis de la varianza de la data de consumo v/s utilidad. Se cree que existe una alta correlación (positiva) entre la varianza de la data y la factibilidad económica de incorporar un BESS a ese perfil (solo para tarifas que cobran por Potencia).
- Modelos estocásticos con datos probabilísticos de consumo, alimentados de una medición constante, parecen ser la evolución de este Modelo para el día a día de un BESS inteligente.

### 7.2 Sobre el beneficio económico y clientes potenciales

A través de los diferentes casos de estudio, se pudo verificar los beneficios económicos y descubrir las condiciones que la Acumulación Energética necesita para mostrarse económicamente interesante.

Como se presenta en el estudio para el Caso Residencial, los beneficios económicos de acumular energía<sup>21</sup> proveniente del sol (extrapolable a cualquier otro tipo de energía alternativa) aún no logran los niveles deseados. Se concluye que la vida útil de las baterías (5 años utilizado) juegan un importante rol. Entre más tiempo funcionen las baterías, más ahorro generaran en el tiempo, para una misma inversión inicial. Es importante la durabilidad del BESS y la cantidad de ciclos que sean capaces de entregar para lograr utilidades, o lo que es aun más exigente, rentabilidades positivas. Sin embargo, es el alto precio de las baterías el principal factor, que aun no permite que el ahorro generado por acumulación energética supere la inversión inicial de las baterías.

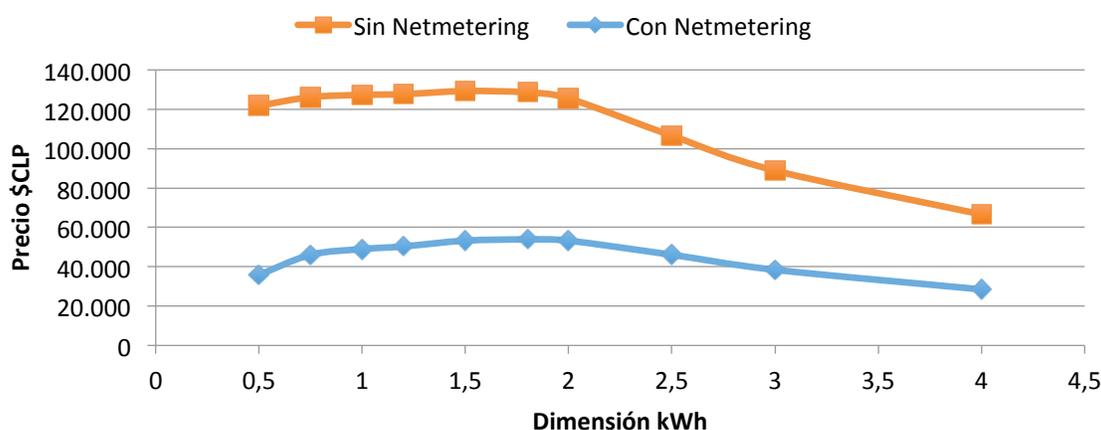
---

<sup>21</sup> Recordar que lo que se acumula es energía sobrante, debido a que el primer uso de la energía alternativa (Solar, Eólica, etc.) es proveer de energía al consumo directo del hogar. Luego si el consumo es menor que la generación, esta energía se puede vender (Netbilling) o acumular (en BESS) para posterior uso.

A continuación se muestra un pequeño análisis de sensibilidad de precios de BESS. Buscando obtener utilidades iguales a cero se encuentran los precios de equilibrio. A partir de los resultados obtenidos (véase gráfico 7.2-1) se concluye que para que las utilidades de los clientes logren ser positivas, los precios de las baterías [CLP\$/ kWh] deben ser:

- Máximo CLP\$ 58.000 /kWh (23% del actual precio) para el caso donde vender la energía sobrante tiene un valor (venta Netbilling)
- Máximo CLP\$ 128.000 /kWh (51% del actual precio) para el caso en los que la energía sobrante de un cliente no tiene valor económico fuera del uso personal (no existe opción de Netbilling)

**Gráfico 7.2-1 Precios kWh equilibrio para baterías uso residencial**



*Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos para el Caso de estudio Residencial (véase Capítulo 6.1). Estos valores se obtienen buscando la condición de precio BESS que permite con una Utilidad igual a cero (conocido en Economía como Puntos de Equilibrio). Esto se realiza con la herramienta de Solver en el Excel programado. Fijándose la Utilidad en cero y definiéndose el precio de BESS como variable libre, el Solver encuentra el valor que cumple la condición de equilibrio mencionada.*

Este resultado se basa en los datos obtenidos en el caso de estudio residencial (véase Capítulo 6.1) y no tiene un respaldo estadístico. Sin embargo, el Caso de Estudio se basa en un hogar chileno con condiciones favorables a la acumulación (alta radiación solar y altos precios de energía). Luego, los valores encontrados entregan una barrera de precio necesario para que las baterías empiecen a ser un real beneficio para el mercado residencial.

Lo anterior, concluye que el precio es una condición limitante para que, proveedores de tecnologías de acumulación (*E-libatt* por ejemplo) puedan entrar a vender servicios a hogares con Tarificación BT1. Luego, la invitación es también a buscar otros modelos de negocio u otras formas de agregar valor al servicio, que entreguen al cliente un mayor valor. Solo utilizar un BESS, para acumular energía ERNC sobrante, aun no es un negocio interesante.

Para el caso Comercial con Tarificación BT3, existe una similar conclusión sobre los precios de baterías. Tras la optimización de la gestión de la potencia, se logra obtener una utilidad positiva. Sin embargo su valor (~CLP\$78.000) no es muy interesante en comparación con la inversión

inicial (~CLP\$200.000). Esto lleva a que el Modelo intente buscar dimensiones de baterías pequeñas, que puedan ser más eficientes cortando puntas de demandas de potencia específicas. Para este mismo caso, existen otras conclusiones del punto de vista tarifario y su relación con la calidad del resultado. En particular, BT3 genera un cargo según la máxima potencia leída del mes, lo que significa, que la capacidad de simulación del escenario dependerá si los datos que se ingresan son solo un promedio horario o efectivamente la máxima leída para ese horario. En particular para el caso de estudio del Capítulo 6.2, se utilizaron tanto los datos de la máxima lectura como el promediado horario, con intención de probar el Modelo bajo la mayor exactitud de simulación posible.

Del Caso estudio de la Industria Lechera ubicada en la comuna de Osorno, con tarifa BT2, se obtiene grandes aprendizajes y además, los más esperanzadores resultados para la acumulación por BESS. En particular son dos grandes conclusiones que se obtienen.

La primera deja en claro que usuarios con consumos puntuales y de alta potencia, se ven más beneficiados por la gestión de acumulación por BESS que clientes de comportamiento de consumo más estable. En consumo irregulares y puntuales se logra, con pequeñas baterías, disminuir los contratos de potencia con una baja inversión inicial. A diferencia de consumidores más planos y estables de energía, que para reducir las máximas potencias que se efectúan en varias horas de trabajo, se necesita, una gran cantidad de energía y por ende, grandes y costosas baterías.

La segunda conclusión, y más interesantes del punto de vista del negocio y penetración de la tecnología en el mercado, tiene relación con la ubicación geográfica del usuario y el consecuente costo de la energía. Los altos costos de energía (particularmente en potencia) que se pagan en zonas como el sur de nuestro país, logran que un BESS de igual dimensión generen mayor beneficio en estas zonas, a que si estuvieran instaladas en la zona central (costo 40%). Con el estudio a la lechería se calcula que, para la misma dimensión optimizada de BESS, se logra una utilidad de un 160% mayor, solo debido a que el cliente se encuentra ubicado en el sur y no en la zona centro. Conclusión de lo anterior, es que los sistemas de acumulación logran definitivamente mejores resultados económicos donde el costo de la energía es claramente mayor, por ende buscar nichos de clientes como estos, es definitivamente más interesante del punto de vista del negocio del proveedor de BESS.

Aprendizajes como el anterior, muestran que la acumulación de energía, a través de BESS, ya es una solución energética y económicamente atractiva. Solo se necesita ubicar a los clientes que se benefician mayormente con esta tecnología.

### 7.3 Sobre restricciones, consideraciones técnicas y supuestos

A continuación se concluyen y comentan restricciones, consideraciones técnicas y supuestos considerados en los casos de estudios antes mostrados. A continuación, se presentan de forma ordenada según correspondencia a los Modelos de gestión de Energía o Potencia, o si es generalizado para ambos.

#### Energía

- Sobre el supuesto de energía solar óptima utilizada, se concluye que los resultados del caso residencial con generación solar fotovoltaica serían más cercanos a la realidad habiendo utilizado datos reales de generación en un hogar (considerando el ángulo de instalación, pérdidas por  $T^\circ$ , nubosidad, etc.) y no los de un estudio de centro de medición. Sin embargo, como se mencionó en el Capítulo 7.1, la calidad del resultado dependerá de la data ingresada. En este caso, se decide utilizar una data de radiación solar de alta resolución (Estudio entrega datos cada 5 minutos), tanto para exigir adaptabilidad al Modelo con la mayor cantidad de datos posible, como para obtener resultados con el menor ruido estadístico posible, buscando con ello, un óptimo contexto para una simulación determinista.
- Sobre la consideración técnica de fijar el DoD máx. a 90%, se concluye que efectivamente ayuda a evitar un sobre-estrés en el BESS. Esto permite dar mejor ciclabilidad al BESS y, por ende, cumplir con mejores expectativas de vida útil de la tecnología. En la Planilla el parámetro es completamente modificable, quedando así la flexibilidad para utilizar cualquier tipo de tecnología de BESS.
- Sobre la consideración técnica DoC, es decir que solo se permite la descarga una vez que la batería llega a un mínimo de carga (en el Caso 6.1 se utiliza 60%<sup>22</sup>) se concluye que es una efectiva manera de permitir tanto una contabilización de ciclos, como evitar el estrés en cada ciclo. Se concluye además, que no hay pérdida de ahorro en el caso que se decidan valores altos para DoC, (i.e. que en días de poco sol la batería necesita varios días para poder realizar descarga), debido a que la energía que se acumule en un día o varios, siempre será la misma<sup>23</sup> a la entregada en uno o varios días, por lo que su potencialidad de ahorro no se ve disminuida. En la Planilla el parámetro es completamente modificable, quedando así la flexibilidad para utilizar cualquier tipo de tecnología de BESS.

#### Potencia

- Sobre el supuesto de utilizar datos horarios, que corresponden a un promedio de la demanda de potencia en 60 minutos, se entiende que es un valor que puede no representar los *peaks* de potencia en ese tiempo. Se consideró utilizar una malla de datos con mayor resolución, sin embargo debido a la calidad de los datos obtenidos y la necesidad de una comprensión más intuitiva de estos se define la hora como unidad funcional para el Modelo. Este importante supuesto se declara abierto a discusión.

---

<sup>22</sup> Se decide este valor después de varias pruebas. En un principio se utilizó DoD 90%, sin embargo en meses de poco sol la batería necesitaba pasar muchos días en proceso de carga para luego descargarse. Entonces se decide que esta gran descarga es igualmente dañina para la batería y se decide utilizar DoD 60%, en donde el tiempo de espera máximo para la carga de una batería es un día independiente de la época del año.

<sup>23</sup> No se asumen pérdidas de energía acumulada en el tiempo (Litio tiene muy baja pérdida).

- El supuesto de no utilizar potencia de descarga para la valorización del BESS, se declara igualmente abierta a agregar al Modelo en futuras versiones. No se incorpora por ser un dato que no entrega valor a la lógica de funcionamiento y que puede ser incorporado fácilmente en versiones que deseen incorporar mayor complejidad.
- Para todos los casos, tanto gestionados por energía o potencia, se considera un 5% de ineficiencia en la acumulación del BESS. Esta energía extra necesaria, se considera en la simulación de los nuevos perfiles de consumo. Sin embargo, los resultados observados por los casos de estudio por de gestión de Potencia, indican que ese 5% de ineficiencia es realmente insignificante del punto de vista económico y puede simplemente omitirse. En el caso Industrial Lechero (caso con mayor demanda de potencia) el aumento en el consumo de energía por efectos de ineficiencia resulta de ~CLP\$200 anuales<sup>24</sup>.

## General

- Para todos los casos de estudio anteriores, uno de los supuestos fuertes de este Modelo, es la consideración de un comportamiento del consumo contante año a año. Esto es, cuestionable en la realidad. Sin embargo, se entiende como primer objetivo de esta Memoria lograr un Modelo que funcione bajo parámetros controlados y sencillos, para luego entender que variables pueden ir complejizándose en futuras versiones. Esta se declara como una de ellas.
- El no considerar pérdida de capacidad de carga en el tiempo de vida útil (deterioro químico interno del BESS) se asume en el 20% de sobredimensión incluida. De esto, se concluye que no incorporar esta sobredimensión dentro de la acción diaria de la batería, efectivamente simplifica el Modelo del punto de vista del cálculo. Es mucho más fácil simular el BESS con una capacidad de carga fija para todos los años de vida útil, e incorporar una capacidad extra que vaya supliendo la pérdida, a medida esta se provoca en el tiempo.
- Sobre el supuesto de fijar la vida útil en 5 años (o la vida útil que el fabricante declara), se concluye que es un supuesto útil para lograr una comparación económica entre diferentes BESS candidatos, que en la práctica tienen actividades que conllevan a diferentes vidas útiles. A pesar de lo anterior, los resultados del Modelo permiten contabilizar tanto la Ciclabilidad como el DoD, pudiéndose estimar la vida útil. Sin embargo, debido a que esta Memoria no tiene como objetivo un estudiar la Ciclabilidad, se decide en conjunto con personal de CIL, fijar la vida útil en 5 años. Este parámetro puede cambiarse en la planilla de cálculo, según la tecnología a utilizar<sup>25</sup>.
- Respecto al valor económico final entregado, se concluye que representa un valor aproximado cercano, pero referencial. El cálculo de las utilidades entregadas no utiliza una tasa de retorno y los ahorros no son transformados a valor presente, los valores de energía se consideran constantes el tiempo.

---

<sup>24</sup> Debido a que se acumulan 70 [kWh] en el año, un 5% de eso implica consumir 3,5 [kWh] más que en el normal. Esto, a CLP\$57 /kWh, implica un costo de CLP\$199,5.

<sup>25</sup> *Tesla Motors* esta hoy en día garantizando su Modelo de baterías para el hogar *Powerwall* en 10 años - (Tesla Motors, 2015)

## 7.4 Sobre nuevos perfiles potencia y opciones tarifarias

Tanto de los estudios realizados como de la investigación previa a este trabajo, se identifica a los clientes y sus tipos de tarifas contratadas, como uno de los principales ejes del Modelo. Por ello, que en un principio se decide separar el Modelo general en dos Sub-modelos, uno para la gestión de la Energía y otro para la gestión de la Potencia.

En particular, donde más complicaciones el sistema de Tarificación impone al Modelo, es en el Modelo para gestión de potencia. Los variados tipos, clasificaciones, condiciones y cálculos que el Modelo tarifario nacional incluye, genera sin dudas uno de los mayores desafíos en el diseño y funcionamiento (programación) que el Modelo debía seguir.

Luego de todo lo aprendido en el proceso, se puede concluir que:

- BT1 y casos residenciales no son complejidad para valorizar el beneficio de acumulación. La complejidad se da en la integración de la ERNC. Por ello tempranamente se elige utilizar fuente de Energía Solar Fotovoltaica, ya que es menos variable y tiene horas definidas de generación, lo que simplifica la gestión de las horas a descargar el BESS.
- Clientes BT3 y BT2 clasificados como presente en punta, se muestran como los mayores beneficiarios de gestionar la potencia con un BESS. El gestionar la potencia puede cambiar a la clasificación de Presente Punta a Parcialmente Presente en Punta, lo cual disminuye hasta un 35% el costo por unidad potencia demanda, además de la disminución de la máxima potencia demandada.
- Clientes BT3 y BT2 parcialmente presente en punta obtienen utilidades positivas de gestionar su potencia con BESS. Para obtener efectivamente resultados positivos es vital evitar que el nuevo perfil de consumo (con BESS) pase a clasificarse como Presente en Punta. Un cambio en la clasificación genera un aumento en el costo por unidad kilowatt, produciéndose, a pesar de haber gestionado la demanda de potencia, un aumento en el cargo total del suministro. Por ello, el proceso de verificación de cambios en clasificación tarifaria es de gran importancia que se ejecute, después o en paralelo a la evaluación económica.
- Clientes BT2 con contrato de potencia fijo para 12 meses del año, solo ven un beneficio al momento de re-pactar el contrato con el distribuidor de energía eléctrica. Para ello, este Modelo entrega la información del contrato que debe elegir el usuario para utilizar el BESS optimizado. Interesante de esta Tarificación es que, el contrato es fijo por el año, lo que permite un ahorro constante a lo largo de este, sin sorpresas en la cuenta final de cada mes. Con la acción de un BESS, un usuario con Tarificación BT3 puede pasar a BT2 gestionando sus máximos, pactando un contrato conveniente con gasto anual constante (bastante más amigable para cualquier flujo de caja de un negocio).
- Clientes BT4 y sus diferentes cobros horarios se ven igualmente beneficiados por la gestión de su potencia. Dependerá de si es 4.1, 4.2 o 4.3, como se valorara y gestionara la potencia. Esta es tarea del cliente especificar en cual de los horarios (sea punta o no punta) desea bajar su potencia. De no tenerlo claro, se puede buscar soluciones para ambos casos y elegir la opción que mejor resultado económico arroje.

## 7.5 Conclusiones generales

La primera y gran conclusión, demostrada en los resultados de los casos de estudio, es que el Modelo cumple los objetivos planteados al inicio de este trabajo. De forma sencilla y con matemática básica es capaz de integrar 1) diferentes comportamientos eléctricos tanto de generación como de consumo, 2) restricciones y condiciones tarifarias con la 3) naturaleza de una tecnología de acumulación BESS, encontrando una dimensión técnico-económica óptima, que entrega al usuario información única sobre una, cada vez más vital, estrategia de gestión energética.

La integración del Modelo y Algoritmo en un software Excel utilizando la herramienta Solver fue también éxitos. Gracias a esta combinación nacen los resultados mostrados en el Capítulo 6. Para futuras versiones del Modelo, que necesiten mayor nivel de complejidad, se recomienda que se utilicen un motor de optimización que permita mayor capacidad de cálculo global. A pesar de las limitaciones de Solver, la Herramienta desarrollada demuestra capacidad suficiente y rápida para resolver el problema.

En relación con la batería y su gestión de actividad interna, se obtiene otra conclusión importante de este trabajo. De los estudios de gestión de potencia (Capítulos 6.2 y 6.3), se observa que el óptimo para cada caso indican gestionar la demanda no en todos los meses del año. Esto genera que el BESS tenga, en algunos casos, extensos tiempos de inactividad (meses). De esta inactividad resultante y la consecuente baja cantidad de ciclos utilizados en el año, se concluye que el recurso BESS puede utilizarse en modelos de negocio que puedan asignar valor a esta batería en los tiempos de inactividad. Con el anterior resultado del Modelo, se logra no solo la eficiente dimensión de la batería, sino que además se invita a gestionar eficientemente el recurso mismo.

En relación con la utilización de la tecnología y su integración al mercado completo, se concluye que el beneficio de la gestión de la energía y potencia entrega beneficios a los usuarios. Definitivamente genera ahorros, pero que en ciertos casos, estos no son suficientes para cubrir la inversión inicial. Sin embargo, el beneficio de la acumulación no es solo del usuario, sino que también de todo el sistema eléctrico, el cual se ve des-estresado en las horas que el cliente está utilizando energía desde el BESS y no desde la Red (normalmente en las horas que más consumo existe). Los beneficios desde un punto de vista macro (Sistema eléctrico del País) invitan a reflexionar que esta tecnología es también de interés para los distribuidores del suministro eléctrico, u otros entes del Sistema. Los beneficios son mutuos y se deja la invitación al Sistema a analizar con estudios de Evaluación Social de Proyectos el impacto País por integración de estas tecnologías (integración más eficiente gracias a lo desarrollado). El resultado de estos estudios puede llegar a la conclusión, que la integración de los BESS generan un VAN Social positivo, y por ende, una subvención a la acumulación residencial puede ser una solución para que esta alcance una utilidad privada positiva, incentivando así su integración en este mercado.

Otro gran valor que se logra, es que el Modelo es capaz de simular escenarios para variadas y diferentes condiciones iniciales, pudiéndose ocupar no solo con la tecnología de Litio, sino que para cualquier tipo de BESS, para cualquier tipo de cliente del sistema eléctrico en Chile. A pesar que su diseño se basa en el sistema tarifario chileno, la lógica de pensamiento del Modelo es igualmente aplicable para cualquier modelo energético residencial, comercial e industrial del mundo. Con pequeñas modificaciones en el Modelo matemático, en particular en como este

valora de la energía gestionada, el Modelo y Algoritmo desarrollados en esta Memoria entregan la base para utilizarse independiente de las condiciones de contexto.

En relación con lo anterior y el valor agregado de esta investigación. A la fecha, aun no existe publicación en el mundo de un modelo como el desarrollado en esta Memoria. Es normal que, para buscar soluciones de acumulación de energía por BESS, hoy en día se opte por la estrategia de sobredimensionar los bancos de baterías para cumplir el objetivo que el usuario/cliente necesita. El gran problema de esta situación radica en, que los altos precios de las baterías castigan fuertemente la ineficiencia de esta estrategia, limitando así la entrada de esta tecnología al mercado. Solo pueden pagar entonces quienes necesitan las baterías como una solución de seguridad para sus sistemas, donde el beneficio asociado a tener un respaldo energético puede ser incalculable. Sin embargo, ¿qué ocurre con todas las industrias, comercio y hogares que tienen cada vez más la necesidad de gestionar eficientemente su energía, pero que no perciben utilidades pagando la ineficiencia del actual modelo de negocio? Este trabajo, no solo desarrolla un Modelo matemático, sino que cambia la manera de integrar la tecnología de solución energética BESS en el mercado, haciendo su ingreso más cercano a cualquier consumidor de energía. Con este Modelo se evita la estrategia de sobredimensionar a prueba y error. Con esta herramienta de dimensionamiento técnico-económico, hoy en día, se puede ofrecer a un usuario/cliente el tamaño de batería óptimo que necesita y proponerle gestionar su energía de forma inteligente, generando beneficios para él, el sistema y su medio ambiente.

## 8 GLOSARIO

BESS	En inglés: Battery Energy Storage System. Sistema de Acumulación de Energía por Banco de Baterías
CIL	Centro de Innovación del Litio. FCFM, Universidad de Chile
Corte	Magnitud que fija el límite de Potencia máxima a demandar. Implica que Potencias superiores a ella se suministran desde el BESS
DoC	En inglés: Depth of Charge. Estado de Carga de la batería. Se mide en porcentaje
DoD	En inglés: Depth of Discharge. Estado de Descarga de la batería. Se mide en porcentaje
E-libatt	Proyecto de desarrollo de baterías de Litio del CIL
Estado CD	Estado de Carga o Descarga del BESS. Se mide en kWh
NCP	Nuevo Contrato Potencia. Valor de contrato que permitiría el BESS repactar.
NPC	Nuevo Perfil de Consumo. El cual se genera tras la gestión energética del BESS
Peak	En inglés: Punta. Se refiere a las demandas de potencias máximas
kW	Unidad de Potencia. Se usa en este documento para referirse a Potencia
kWh	Unidad de Energía. Se usa en este documento para referirse a Energía
$\lambda_e$	Factor de integración Modelo para gestión Energía. Indica la fracción de la máxima Energía sobrante, que el BESS considera efectivamente acumular
$\lambda_p$	Factor de integración Modelo para gestión Potencia. Indica la fracción de la máxima Potencia demandada, en donde el BESS considera efectivamente entrar a suministrar energía (cortando la demanda desde ese punto)

## 9 BIBLIOGRAFÍA

Munita, T. L. 2013. *Acumuladores electroquímicos para el almacenamiento comercial de energía*. Memoria Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica. 102p.

Nail, I. 2015. *Implementación de nuevas tecnologías para el uso eficiente de la energía en una predio lechero*. Tesis Ingeniero Civil Industrial. Puerto Montt, Universidad Austral de Chile, Escuela de Ingeniería Civil Industrial. 73p.

Gomez, D. 2007. *Análisis de estacionalidad de la curva de demanda para clientes BT-1*. Memoria Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile, Departamento Ingeniería Eléctrica. 95p.

Battery University 2010. *How to Prolong Lithiumbased Batteries* [en línea] Ohio, USA. Ohio State University, Center for Automotive Research. <[http://batteryuniversity.com/learn/article/how\\_to\\_prolong\\_lithium\\_based\\_batteries](http://batteryuniversity.com/learn/article/how_to_prolong_lithium_based_batteries)> [consulta: 14 Julio 2015]

CHILE. Ministerio de Energía. 2013. *Decreto de Ley N° 11: Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican*. 02 de Abril 2013. 15p.

Rockström, J., Steffen, W., Noone, K., Persson, A., Chapin III, F., Lambin, E., y otros. 2009. *Planetary Boundaries: Exploring the Safe Operating Space for Humanity* [en línea] Amsterdam. The Resilience Alliance. <<http://www.ecologyandsociety.org/vol14/iss2/art32/>> [consulta: 14 Julio 2015]

Ministerio de Energía. 2014. *Agenda de Energía: un desafío país, progreso para todos* [en línea] Santiago. Ministerio de Energía. <<http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/2014/agenda-de-energia-un-desafio-pais.html>> [consulta: 14 Julio 2015]

Centro Innovación Litio. 2014. *Proyecto Elibatt*. Santiago, Universidad de Chile, Centro Innovación del Litio. 7p.

Maldonado, C., F, M.-C., & R, R. 2014. *Power Saving Systems*. Santiago, Universidad de Chile, EL6020 Taller de Innovación Tecnológica y Emprendimiento. 37p.

Abbas A. Akhil, G. H. 2013. *Electricity Storage Handbook*. Albuquerque, New Mexico. Sandia National Laboratories. 340p.

Ibrahim, H., & Ilinca, A. 2013. *Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies* [en línea] QC, Canada. <<http://dx.doi.org/10.5772/52220>> [consulta: 14 Julio 2015]

Weniger, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. 2013. *Sizing of residential PV battery systems* [en línea] Berlin. HTW Berlin. <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214001763>> [consulta: 14 Julio 2015]

Benitez, L., Benitez, P., & Kooten, C. v. 2006. *The economics of wind power with energy storage* [en línea] Canada. University of Victoria, School of Public Administration. <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988307000205>> [consulta: 14 Julio 2015]

HOMER. 2003. *Guía de Inicio*. Goleen, Colorado. U.S. Department of Energy Laboratory, National Renewable Energy Laboratory. 31p.

Battery University. 2015. *Basics about discharging* [en línea] Ohio, USA. Ohio State University, Center for Automotive Research <[http://batteryuniversity.com/learn/article/discharge\\_methods](http://batteryuniversity.com/learn/article/discharge_methods)> [consulta: 14 Julio 2015]

Tesla Motors. 2015. *Powerwall* [en línea]. Silicon Valley, USA. Tesla Motors. <<http://www.teslamotors.com/powerwall>> [consulta: 14 Julio 2015]

## **10 ANEXOS Y APENDICES**

### **10.1 Capítulo 4. Cargos Tarifarios. Decreto de Ley N 1T**

#### **4. CARGOS TARIFARIOS**

##### **4.1 Tarifa BT1**

###### **4.1.1 Caso a**

La tarifa BT1a comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía base
- d) Cargo por energía adicional de invierno

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía base se obtendrá multiplicando los kWh de consumo base por su precio unitario. El consumo base se determinará mensualmente según se señala a continuación:

- En los meses en que se han definido horas de punta, y en el caso de que al cliente se le aplique el cargo por energía adicional de invierno, el consumo base será igual al límite de invierno. En caso contrario, su valor corresponderá a la totalidad de la energía consumida.
- En los meses en que no se hayan definido horas de punta, el consumo base será igual a la totalidad de la energía consumida.

El cargo por energía adicional de invierno se determinará mensualmente en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo adicional de invierno por su precio unitario. El consumo adicional de invierno sólo se aplicará en caso que el consumo del cliente exceda los 430 kWh/mes, correspondiendo su valor a la energía consumida en exceso de su límite de invierno.

El límite de invierno de cada cliente será igual al mayor valor que resulte de comparar: 350 kWh, con el promedio mensual de la energía

consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Para aquellos clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, se les considerará para el cálculo del límite de invierno un consumo de 350 kWh/mes en el período faltante hasta la fecha de energización del medidor.

El cargo por energía adicional de invierno no se aplicará en el caso de las empresas abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande, facturándose la totalidad de la energía consumida al precio unitario de la energía base.

En la empresa Luz Andes no regirá el límite de 350 kWh/mes para la aplicación del cargo por energía adicional de invierno y el límite de invierno se calculará como el promedio mensual de energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Sin perjuicio de lo anterior, regirá la disposición relativa a los clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses.

#### **4.1.2 Caso b**

La tarifa BT1b comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo por potencia base
- e) Cargo por potencia de invierno

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se aplicará en todos los meses del año y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

El cargo por potencia base se aplicará en todos los meses del año, incluso si el consumo del mes respectivo es nulo, y se obtendrá multiplicando el mayor de los consumos de energía de los meses de enero y febrero inmediatamente anteriores por su precio unitario.

El cargo por potencia de invierno se aplicará sólo en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando el consumo de energía del mes respectivo por su precio unitario.

#### **4.2 Tarifa BT2**

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo por potencia contratada

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

El cargo por potencia contratada se obtendrá multiplicando los kW contratados por su precio unitario, de acuerdo a lo establecido en el punto 5.4.

#### **4.3 Tarifa BT3**

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo por energía
- d) Cargo por demanda máxima leída

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

La facturación mensual del cargo por demanda máxima leída del mes corresponderá al mayor de los siguientes valores:

- Cargo por demanda máxima leída determinada de acuerdo al procedimiento siguiente:

Se considera como demanda máxima leída de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. El cargo por demanda máxima leída resulta de multiplicar la demanda máxima leída de facturación por el precio unitario correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el punto 5.4.

- 40% del mayor de los cargos por demanda máxima leída registrado en los últimos 12 meses.

#### **Tarifa BT4**

**4.44.4.1 Tarifa BT4.1** Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo mensual por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta
- e) Cargo mensual por demanda máxima contratada

#### **4.4.2 Tarifa BT4.2**

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo mensual por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- e) Cargo mensual por demanda máxima contratada

#### **4.4.3 Tarifa BT4.3**

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- a) Cargo fijo mensual

- b) Cargo único por uso del sistema troncal
- c) Cargo mensual por energía
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- e) Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo mensual por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

Los cargos mensuales por demanda máxima contratada en horas de punta y por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.1, así como el cargo mensual por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.2, se facturarán incluso si el consumo de energía es nulo. Ellos se obtendrán multiplicando los kW de potencia contratada por el precio unitario correspondiente.

Los cargos mensuales por demanda máxima leída de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.2 y BT4.3 se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente, excepto en las empresas abastecidas por el Sistema Interconectado del Norte Grande en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará, al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores, el precio unitario correspondiente. El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada de la tarifa BT4.3 se facturará aplicando, al promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, el precio unitario correspondiente.

#### **4.5 Tarifas de alta tensión**

En alta tensión las tarifas AT2, AT3, AT4.1, AT4.2 y AT4.3, comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que las tarifas BT2, BT3, BT4.1, BT4.2 y BT4.3, respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

#### **4.6 Recargos tarifarios**

#### **4.6.1 Recargo por consumo reactivo**

Las empresas concesionarias aplicarán mensualmente un cargo determinado en función de la relación de consumo activo y reactivo en el punto de suministro de los clientes, conforme el monto y condiciones de aplicación que se establecen en el Decreto de precios de nudo vigente al momento de la aplicación.

#### **4.6.2. Recargo por lectura en baja tensión de consumos de clientes de alta tensión**

Los consumos correspondientes a clientes de alta tensión podrán ser medidos tanto en alta como en baja tensión. En este último caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 3,5%, tanto en los cargos de energía como de potencia.

#### **4.7 Descuentos**

Aquellos clientes cuyos suministros se efectúen en voltajes de 44 ó 66 KV tendrán una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión igual a 7%. Aquellos cuyo voltaje de suministro sea 110 KV tendrán una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión de 9%.

## **10.2 Capítulo 5. Condiciones de Aplicaciones de las Tarifas. Decreto N° 1T**

### **5. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS**

#### **5.1 Condiciones generales de aplicación de las tarifas**

A continuación se presentan las condiciones generales de aplicación de las tarifas, las que se consideran válidas sin perjuicio de las disposiciones que sobre estas materias se encuentran establecidas en el Decreto N° 327 de 1997, del Ministerio de Minería, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente el "Decreto N° 327" o el "Reglamento de la Ley".

Cuando la facturación está formada por fracciones de dos meses calendario, se debe estimar el consumo de energía del mes calendario en función de los años correspondientes. Asimismo, para la determinación de la demanda máxima leída a facturar, se considerará como correspondiente a un mes calendario la demanda imputada en la factura que tenga un mayor número de días perteneciente a dicho mes.

Los montos de potencia contratada en las diferentes tarifas, como asimismo las opciones tarifarias contratadas por los clientes, regirán por 12 meses, y se entenderán renovados por un periodo similar, salvo aviso del cliente con al menos 30 días de anticipación al vencimiento de dicho periodo. No obstante, el cliente podrá disminuir dichos montos o bien cambiar de opción tarifaria, comprometiendo con la empresa el pago del remanente que tuviere por concepto de potencia contratada, de modo similar se procederá con las demandas máximas leídas de las diferentes opciones tarifarias.

La concesionaria de servicio público de distribución deberá informar a sus clientes, con no menos de tres meses de anticipación, el término de vigencia de la tarifa elegida por ellos. Para tal efecto, deberá incluir en las boletas o facturas correspondientes a los tres últimos meses del período en que rija la tarifa, un aviso indicando la fecha de término de este período, la opción tarifaria vigente y la fecha límite para que el cliente comunique a la empresa las modificaciones que desee efectuar a su contrato de suministro.

En caso que la opción tarifaria vigente incluya alguna forma de potencia contratada, la información señalada incluirá, además, el monto de las potencias contratadas.

Todos los equipos de medida y otros dispositivos de control serán de cargo del cliente, o bien, provistos por éste. La empresa podrá rechazar los equipos y dispositivos que a su juicio no cuenten con el grado de confiabilidad requerido. En este caso, el cliente podrá apelar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante "Superintendencia", la que resolverá oyendo a las partes.

## **5.2 Definición de horas de punta**

La definición de horas de punta de cada empresa o sector de distribución dependerá del sistema eléctrico del cual sean abastecidos, quedando éstas establecidas en el Decreto de precios de nudo que se fije semestralmente.

## **5.3 Condiciones de clasificación de clientes para las tarifas BT1a y BT1b**

Las empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta, deberán efectuar en el mes de marzo de cada año la clasificación de los clientes que reúnen los requisitos para optar a las opciones tarifarias BT1a y BT1b. Esta clasificación se efectuará determinando para cada cliente un Factor de Clasificación que relaciona los consumos de energía promedio de los meses de enero y febrero del año en curso, con los consumos promedios de los diez meses inmediatamente anteriores.

$$F_{Clasificación} = \frac{\text{Promedio (Enero - Febrero)}_{Año Actual}}{\text{Promedio Marzo - Diciembre)}_{Año Anterior}}$$

Este factor se calculará mediante la siguiente expresión:

Donde:

*Año Actual* : Año en que se realiza la clasificación de los clientes;

*Año Anterior* : Año inmediatamente anterior al que se realiza la clasificación.

Si el Factor de Clasificación resulta igual o inferior a dos coma cinco, el cliente estará afecto a la opción tarifaria BT1a. En caso contrario, el cliente estará sujeto a la opción tarifaria BT1b.

Para efectos de la clasificación, se utilizarán los meses en que efectivamente existan registros de consumo, siendo el consumo cero efectivamente leído, un registro válido en dicha clasificación.

La clasificación será anual y permanecerá vigente por periodos de 12 meses, no pudiendo el cliente modificar la opción tarifaria en la cual fue clasificado.

Todo nuevo cliente que reúna los requisitos para optar a la tarifa BT1, podrá elegir libremente la opción tarifaria (BT1a o BT1b) hasta que se efectúe su clasificación en el mes de marzo inmediatamente siguiente. En el caso en que a esa fecha no se cuente con al menos 12 meses de historia desde que ingresó como cliente, éste mantendrá su clasificación hasta que se cuente con 12 meses de historia como cliente, oportunidad en que será clasificado utilizando para el cálculo del Factor de Clasificación los meses disponibles con independencia del año de facturación.

#### **5.4 Precios a aplicar para la potencia contratada y la demanda máxima leída**

Las tarifas BT2 y A T2 de potencia contratada, como asimismo las tarifas BT3 y A T3 de demanda máxima leída, serán aplicadas, en lo que se refiere al cargo por potencia, según el grado de utilización de la potencia en horas de punta, de acuerdo a los siguientes criterios:

a) Cuando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia o demanda es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como "presente en punta" y se le aplicará el precio unitario correspondiente. Se entenderá que la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta, cuando el cociente entre la demanda media del cliente en horas de punta y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y A T2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, es mayor o igual a 0,5. Por demanda media en horas de punta se entenderá al consumo de energía durante dichas horas dividido por el número de horas de punta.

b) Cuando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia o demanda es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como "parcialmente presente en punta", y se le aplicará el precio unitario correspondiente. Se entenderá que la potencia contratada o demanda máxima leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta, cuando el cociente entre la demanda media del cliente en dichas horas y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y A T3, es inferior a 0,5. No obstante lo anterior, si en periodos de 60 minutos consecutivos en las horas de punta, el cociente entre la potencia media utilizada por el cliente y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y A T3, supera

0,85 y este hecho se produce frecuentemente, el consumo será clasificado como "presente en punta". Se entenderá como frecuente la ocurrencia del suceso durante por lo menos 5 días hábiles del mes.

La empresa calificará al consumo del cliente como "presente en punta" o "parcial- mente presente en punta". Cuando la empresa califique al consumo del cliente como "presente en punta" deberá informarle por escrito las razones que tuvo para ello. No obstante, y aun cuando exista acuerdo escrito, el cliente siempre podrá reclamar ante la Superintendencia, aportando antecedentes y medidas de consumo en horas de punta efectuadas directamente y en conjunto con la empresa, o por un organismo autorizado por la Superintendencia contratado por el cliente, durante al menos 30 días seguidos del período de punta. La Superintendencia oyendo a las partes, resolverá fundadamente sobre la materia. En caso que la resolución sea favorable al cliente el costo de las mediciones será de cargo de la empresa quien, en este mismo caso, no podrá recalificar el consumo del cliente, salvo autorización expresa de la Superintendencia, una vez aportados los antecedentes que respalden dicha recalificación.

### **5.5 Determinación de la potencia contratada**

En las opciones tarifarias que incluyen cargo por potencia contratada, la magnitud de ésta será establecida por el cliente. En este caso la empresa distribuidora podrá exigir la instalación de un limitador de potencia que cumpla con las normas técnicas vigentes, el que será de cargo del cliente.

Alternativamente, y con la excepción de la contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.1 y AT4.1, la potencia contratada se podrá establecer mediante la medición de la demanda máxima con instrumentos apropiados calificados por la Superintendencia, cuando la empresa lo estime conveniente. El costo de la medición será de cargo de la empresa. Cuando la potencia contratada no sea establecida por el cliente y no se mida la demanda máxima, la potencia contratada se determinará como sigue:

A la potencia conectada en el alumbrado se sumará la demanda del resto de la carga conectada, estimada de acuerdo con la siguiente tabla:

Cada aparato de calefacción se considerará como motor para los efectos de aplicar esta tabla. Los valores de la demanda máxima que resulten de aplicar esta tabla deberán modificarse, si es necesario, en forma que la demanda máxima estimada no sea en ningún caso menor que la potencia del motor o artefacto más grande, o que el 90% de la potencia sumada de los dos motores o artefactos más grandes, o que el 80% de la potencia sumada de los tres motores o artefactos más grandes.

Se entenderá como carga conectada en motores y artefactos la potencia nominal de placa.

En las opciones tarifarias horarias BT4.1 y AT4.1, la empresa podrá exigir que el cliente instale un reloj que asegure que el monto de potencia contratada en horas de punta no sea sobrepasado en dichas horas.

En el caso de que la potencia contratada no sea establecida por el cliente, no será de cargo de éste el limitador de potencia, en la eventualidad que la empresa concesionaria lo exija.

## **5.6 Condición de aplicación de las tarifas subterráneas**

### **5.6.1 Condición de aplicación para clientes con suministro subterráneo a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto**

Se aplicará a los clientes ubicados en áreas típicas 1, 2 y 3, que a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto se encontraban abastecidos total o parcialmente por tendidos subterráneos, dependiendo de las siguientes condiciones:

#### **a) Condición de clasificación para clientes de alta tensión de distribución**

El cliente en alta tensión de distribución será clasificado como alimentado por redes de alta tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto cumple cualquiera de las siguientes condiciones:

1. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado en forma subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, en virtud de una disposición municipal.
2. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente, en virtud de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, a aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
3. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente en más de un 50% de su longitud total.

Si ninguna de estas tres condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de alta tensión aéreas.

#### **b) Condición de clasificación para clientes de baja tensión**

Condición AT:

El cliente en baja tensión será clasificado como alimentado por redes de alta tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se cumple cualquiera de las siguientes condiciones:

1. El transformador de distribución asociado al cliente se encuentra abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que, en virtud de una disposición municipal, se encuentra

canalizado subterráneamente en el punto de conexión con el referido transformador de distribución.

2. El transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente, en virtud de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, a aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
3. El transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente en más de un 50% de su longitud total.

Si ninguna de estas tres condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de alta tensión aéreas.

Condición BT:

El cliente en baja tensión será clasificado como alimentado por redes de baja tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se cumple alguna de las siguientes condiciones:

1. El transformador de distribución asociado al cliente es subterráneo; la red de distribución de baja tensión que abastece al cliente es subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, estando además esta red completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente, todo lo anterior, en virtud de una disposición municipal.
2. El transformador de distribución asociado al cliente es subterráneo; la red de distribución de baja tensión que abastece al cliente es subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, estando además esta red completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente.

Si ninguna de estas dos condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de baja tensión aéreas.

Se entenderá para los efectos señalados, que el transformador de distribución asociado al cliente es el que se encuentra más próximo a su punto de suministro considerando la distancia medida a través de la red de baja tensión.

Se considerarán tres casos de aplicación de la tarifa subterránea según la clasificación del cliente BT:

Caso 1: Red de Baja Tensión Aérea y Red de Alta Tensión Subterránea.

Caso 2: Red de Baja Tensión Subterránea y Red de Alta Tensión Aérea.

Caso 3: Red de Baja Tensión Subterránea y Red de Alta Tensión Subterránea.

A los nuevos clientes que con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto, se conecten a las redes que alimentan a los clientes que cumplen las condiciones a) y b) señaladas en el presente punto 5.6.1, y que a su vez cumplan las condiciones de suministro descritas en este punto, se les aplicará la tarifa que corresponda de acuerdo a las mismas condiciones anteriores.

#### **5.6.2 Condición de aplicación para clientes con suministro subterráneo provisto por nuevos desarrollos**

Se aplicará a los clientes con suministro subterráneo conforme a las condiciones físicas de suministro establecidas en el punto 5.6.1 precedente, que adquirieran la condición de tales en virtud del desarrollo de redes subterráneas habilitadas con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto, por efecto de disposiciones municipales o de nuevos desarrollos inmobiliarios, independiente- mente del Área Típica en que los clientes se ubiquen.

La tarifa para estos clientes se estructurará de la misma forma que para el resto de los clientes conforme a las condiciones de clasificación definidas en el punto 5.6.1.

Con treinta días de anticipación a la aplicación de las tarifas asociadas a los nuevos desarrollos, los concesionarios deberán enviar a la Superintendencia el listado de las obras ejecutadas, una copia de la disposición municipal que les dio origen cuando corresponda, y la nómina de los clientes a los que se les aplicará la tarifa.

La Superintendencia, mediante resolución, establecerá el formato a que deberán ceñirse los concesionarios para registrar los antecedentes de que da cuenta este artículo.

### 10.3 Descripción detallada. Algoritmo para Modelo de gestión Energía

A continuación se documenta con un Paso a Paso de mayor detalle el algoritmo presentado en el Diagrama de Procesos para el Modelo de gestión de Potencia (ver Ilustración 5.2-1).

*Entrada:*

#### Inicio

##### A. Perfil Eléctrico Cliente: Perfil Consumo

1. Inicio
2. Revisar la cantidad de meses “m” con datos de consumo de potencia horaria del usuario
3. Crear “m” matrices de *Perfil de Consumo* de dimensión 24 filas (horas) por 7 columnas (días de la semana) por cada mes “m” de datos que se tengan
4. Definir el dato de consumo como  $c_h^{d,m}$  para una hora h, día d y mes m. Este se calcula como el promedio de los consumos generados en esa hora, y en esos días dentro del mismo mes. Ejemplo. Si Enero tiene cuatro días lunes donde sus consumos entre las 00:00:01 a.m. y las 01:00:00 a.m. fueron 4 [kW], 5 [kW], 8 [kW] y 7 [kW], entonces  $c_1^{1,1} = \frac{4+5+8+7}{4} = 6 [kW]$
5. Rellenar las “m” matrices *Perfil de Consumo* con datos de consumo  $c_h^{d,m}$  que se tengan. Ejemplo: Si se tienen los datos para el mes de Enero, entonces m = 1

**Tabla 10.3-1 Perfil de Consumo horario días del mes**

Hora h /Día d	1 (Lunes)	... d, ...	7 (Domingo)
1	$c_h^{1,1}$		$c_1^{7,1}$
... h, ...		$c_h^{d,m}$	
24	$c_{24}^{1,1}$		$c_{24}^{7,1}$

6. Verificar que los datos están en unidad kilowatt [kW]
7. Fin

Comentario: Se recomienda ingresar la mayor cantidad de meses con datos para el año, sin embargo es requisito para el Modelo ingresar un mínimo de data representante de una semana de un mes, es decir 24 consumos horarios por los 7 días de la semana (720 datos). Si existe el caso que todos los días se tiene el mismo consumo, entonces se ingresa 24 veces el mismo consumo por 7 días.

##### B. Perfil Eléctrico Cliente: Perfil Generación

1. Revisar la cantidad de meses “m” con datos de generación solar fotovoltaica del usuario
2. Crear “m” vectores de *Perfil de Generación*. Dimensión 24 filas (a diferencia del consumo, no existe diferencia entre un día de la semana y otro)

3. Definir el dato de consumo como  $g_h^m$  para una hora  $h$  y mes  $m$ . Este se calcula como el promedio de generaciones producidas en esa hora dentro del mismo mes.
4. Rellenar los “ $m$ ” vectores de *Perfil de Generación* con los datos de generación  $g_h^m$  que se tengan.

**Tabla 10.3-2 Perfil de Generación horaria del mes**

hora	Día típico mes $m=1$
1	$g_h^1$
... $h$ , ...	$g_h^m$
24	$g_{24}^1$

5. Verificar que los datos están en unidad kilowatt [kW].
6. Fin

Comentario: Se recomienda ingresar la mayor cantidad de meses con datos para el año, sin embargo es requisito para el Modelo ingresar un mínimo de data representante de un día tipo, es decir un perfil de generación de 24 horas. Para que esto tenga sentido, lo recomendable sería elegir un día promedio anual, o si se desea, es recomendable igualmente ingresar data para un día tipo de invierno y otro de verano.

### C. Batería

1. Inicio
2. Elegir la tecnología de la Batería (Litio, Plomo ácido, Ni-Mh, etc.)
3. Fin

### D. Restricciones y parámetros técnicos

1. Inicio.
2. Dada la tecnología elegida en el paso anterior (C.), recopilar la información de restricciones y parámetros técnicos necesarios para el Modelo. Estos datos son entregados por el fabricante, e igualmente pueden ser encontrados en la red o en el Anexo 11.9 adjunto más adelante.
  - i. Vida útil. Unidad años. (dada por el fabricante)
  - ii. Ciclabilidad. Unidad #[Ciclos] (dada por el fabricante).
  - iii. Profundidad de descarga DoD máximo recomendado. Porcentaje.
  - iv. Profundidad de carga mín. para descarga DoC (Depth of Charge). Porcentaje
  - v. Sobredimensión superior. Por defecto se define en 20% (véase Capítulo 4.1.1.4), sin embargo puede modificarse en este paso.
  - vi. Potencia carga máxima (dada por el fabricante). Unidad [kW]
  - vii. Potencia descarga máxima (dada por el fabricante). Unidad [kW]
  - viii. Ineficiencia energética en la carga del BESS
3. Crear vector *Restricciones técnicas* de 8 filas
4. Ingresar datos en vector anteriormente creado.

5. Fin

#### **E. Costo**

1. Inicio
2. Dada la tecnología elegida en el paso C., recopilar la información de costo por capacidad de carga de la tecnología en la actualidad.
  - i. Costo por capacidad carga. Unidad [CLP\$/kWh]
3. Fin

#### **F. Distribuidor eléctrico. Costos del servicio**

1. Inicio
2. Verificar el tipo de Tarificación del usuario. Ver en boleta del distribuidor.
3. Buscar el costo por consumo unidad de Energía [kWh] que el distribuidor cobra al usuario. Se puede encontrar en la boleta o en registro oficial en la página web del mismo distribuidor para la Tarificación y sector del usuario
4. Guardar el costo antes descrito como *Costo Energía* definido como parámetro  $\left[ \frac{\$c}{kWh} \right]_{t,m}$  en el Modelo matemático. Este se define como el costo de energía según la tarifa t (descubierto en paso 2) y el mes m (misma boleta paso 3)
5. Definir los costos para todos los meses restantes del año en los que no se haya tenido data. Ejemplo: Si solo se tiene la data del costo para un mes, se puede asignar este valor como constante promedio para todos los meses. En la práctica, y favoreciendo la simpleza del Modelo, puede asumirse esto sin comprometer el resultado final.
6. Fin

*Proceso:*

#### **G. Estimación de datos**

1. Inicio
2. ¿Se logró obtener toda la data real horaria para cada semana tipo de cada mes del año en el Proceso A. *Perfil de Consumo*? Es decir los 2016 datos de consumo.
3. Si,
  - i. Perfecto, no se necesita estimar ningún consumo. La data pasa al Modelo matemático. Fin, saltar a Proceso H →
4. No, y tampoco se tiene registro histórico exacto, solo el gráfico de barras incluido en la última boleta
  - i. Buscar perfil de consumo mensual histórico de los 12 meses anteriores. Esto se encuentra en la boleta de cada mes, y está expresado como un gráfico de barras.
  - ii. A través de este gráfico, estimar visualmente los consumos en unidad de kWh para cada mes del año

- iii. Guardar los valores anteriores como *Consumo Histórico Mensual\_mes* ( $CHM_m$ ). Seguir con el siguiente paso.
5. No, pero existe registro histórico exacto o estimado del consumo mensual para los últimos 13 meses. Con los datos de *Consumo Histórico Mensual\_mes* ( $CHM_m$ ) y con los datos de  $c_h^{d,m}$  medidos se estiman los  $c_h^{d,m}$  para los meses que no se tiene data. Para ello se realiza una estimación porcentual respecto al mes de data. Para ello:

- i. Se define un multiplicador que se llamará *factor de consumo* ( $fc_m$ ) para cada mes del año. Este no es nada mas que una relación del consumo del mes con data con la de los consumos históricos (sin data real). Luego si su consumo fue igual, mayor o menor en comparación con el mes con data real se tiene un  $fc_m$  igual, mayor o menor a “1” respectivamente. Ejemplo: Si el mes con data (Enero) arroja un consumo total de 100 kWh y Marzo tiene un Consumo Histórico de 120kWh, entonces  $fc_{Marzo}=1,2$ . Finalmente la formula es:

$$fc_m = \frac{CHM_m}{Consumo Mes Data} = \frac{CHM_m}{4 \cdot (\sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} c_h^{d,m})} \quad \forall mes m$$

- ii. Calcular el  $fc_m$  para todos los meses del año y guardarlos en un vector de 12 filas en orden de Enero a Diciembre
  - iii. Estimar los  $\tilde{c}_h^{d,m}$  para los m meses sin data. Para ello se multiplica cada  $c_h^{d,m}$  del mes con data, con el  $fc_m$  del mes correspondiente. Así, cada consumo horario del resto de los meses, será una proporción del consumo mensual del dato original ajustado al consumo total del mes en cuestión. Ejemplo: Si los datos originales corresponden al mes de Enero (1) y se quiere estimar/calcular el consumo para la primera hora del día de un lunes de Marzo, sabiendo que el mes de marzo tiene un  $fc_{Marzo}=1,2$ . Entonces  $\tilde{c}_1^{1,3} = fc_3 \cdot c_1^{1,1} = 1,2 \cdot 0,23 kW = 0,276 kW$ . (El valor de consumo utilizado es referencial para el ejemplo)
  - iv. Guardar todos los datos en las 12 matrices de *Perfil de Consumo* correspondientes a cada mes
  - v. Fin
6. Fin

## H. Modelo matemático. Simulación dimensión.

1. Inicio.
2. Generar la *Matriz de Simulación*, en ella se deben ordenar todos los datos horarios tanto de consumo como de generación obtenidos y/o estimados en los pasos anteriores y con ellos calcular nuevos valores necesarios para el Modelo. Tiene 2016 filas que corresponden a las 2016 horas de datos representantes del año. Se ordenan de marzo a Diciembre, de Lunes a Domingo, de hora 1 a 24. Las columnas contienen datos y valores calculados a partir de los datos. A continuación se detalla el contenido de las columnas (izq. a derecha):
  - i. Columna A: *Mes* (1 al 12)
  - ii. Columna B: *Día* (1 al 7)

- iii. Columna C: *Hora* (1 al 24)
- iv. Columna D: *Consumo horario*. Son los  $c_h^{d,m}$  correspondientes al mes, día y hora de las columnas A,B y C
- v. Columna E: *Generación horaria*. Son los  $g_h^m$  correspondientes al mes y hora de las columnas A y C. Se repiten estos valores para cada día dentro de un mismo mes (Recordar que la generación es la misma para los días dentro de una semana)
- vi. Columna F: *Energía Sobrante*. Se define como la Energía generada que en esa hora, ya cubriendo el consumo, sobra. Luego podría acumularse y no venderse a la red o “perderse”. Se define como la resta entre la Columna E y D. Si algún valor de la Columna D es mayor que el valor de la columna E, entonces significa que en esa hora no queda energía sobrante, por lo tanto no tiene sentido un valor negativo, luego el valor es 0. Vectorialmente y matemáticamente se puede definir como:

$$\vec{F} = \text{máx}\{\vec{0}, (\vec{E} - \vec{D})\} = \text{máx}\{0, c_h^{d,m} - g_h^m\}, \forall h, d \text{ y } m$$

- vii. Columna G: *Energía Acumulable*. Es la Energía Sobrante a la cual se le aplica un porcentaje de ineficiencia por efecto de acumulación en el BESS.  $\beta_b$  se define como la eficiencia del BESS de tecnología tipo b. Vectorialmente se puede definir como:

$$\vec{G} = (1 - \beta_b) \cdot \vec{F}$$

- viii. Columna H: *E. Acumulable agregada diaria*. Es la suma de la Energía Acumulable de cada hora. Con ello se pretende tener al final del día, el valor de energía acumulable potencial. Matemáticamente cada valor dentro del vector queda definido diariamente como:

$$H_h = H_{h-1} + G_h, \forall h$$

Ssi  $g_h^m$  (Col. E) es superior a 0 (hay generación), sino  $H_h$  vuelve a 0.

Comentario: La variable de decisión del Modelo matemático por Energía  $\lambda_e$ , se define igual a 1 con el valor máximo que esta columna arroje, i.e.  $\lambda_e = 1$ , indica que se está decidiendo una batería que logra acumular la máxima cantidad de energía acumulable diaria del año.

- ix. Columna I: *Consumo después del Sol*. Se define como el consumo horario existente en las horas donde no hay radiación solar. Es decir, los consumos que consumirían energía de una posible acumulación. Matemáticamente cada fila (hora) del vector I se define como:

$$I_h = \begin{cases} c_h^{d,m}, & g_h^m > 0 \\ 0, & g_h^m \leq 0 \end{cases}, \forall h$$

- x. Columna J: *Estado Carga/Descarga BESS*. Cada dato de esta columna representa la energía acumulada dentro de la batería en esa hora. Está en unidad kilowatt-hora [kWh]. Cada valor horario dentro del vector se define

como el *Estado Carga/descarga* de la hora anterior más la suma del valor de la *Energía Acumulable* (columna G) en esa hora menos el *Consumo después del sol* (columna I). Vectorialmente cada valor queda definido de forma general como:

$$J_h = J_{h-1} + G_h - I_h, \forall h$$

Restricciones (véase Capítulo 5.4.1.3 Restricciones 6 a la 9.):

- El BESS Parte su actividad cargado en  $h=0$
- La resta de carga  $I_h$  solo se realiza si en las últimas 24 horas el estado de carga a superado el nivel de carga mínima para descarga DoC (Proceso D, Paso 2-iv.). La información del estado de carga porcentual de la batería se encuentra en la Columna M (ver más adelante).
- La carga de *E. Acumulable*  $G_h$  solo se suma al estado de carga si el resultado de la suma no supera la capacidad del batería (resultado de la variable aleatoria). En caso de superarse, se suma solo lo necesario para llegar a completar la carga.

- xi. Columna K: *Energía Sustituída*. Es la energía acumulada en el *Estado de CD* del BESS que es usada para proveer de energía al *Consumo después del sol*. Se define como la resta entre un *Estado CD* en hora  $h-1$  y *Estado CD* en hora  $h$ , siempre y cuando el valor de *Consumo después del sol* para  $h$  sea mayor que cero

Comentario: La suma de esta columna completa multiplicada por cuatro (recordar que estamos en una representación de 1 semana por mes y no 4) entrega finalmente la cantidad de energía ahorrada en el año. Valor utilizado luego para calcular el ahorro anual en dinero por efecto de la acumulación del BESS.

- xii. Columna L: *Energía Vendida*. Es la *Energía Acumulable* que no logra sumarse al *Estado CD* (energía que no se logra acumular en el BESS) debido a que el BESS está completamente cargado, i.e *Estado CD* en la hora  $h$  es igual a la Dimensión del BESS elegido (más adelante se explica como se calcula la Dimensión del BESS)

Comentario: La suma de esta columna completa multiplicada por cuatro (recordar que estamos en una representación de 1 semana por mes y no 4) entrega la cantidad de energía con capacidad de venderse por Netbilling en el año. Valor utilizado luego para calcular el ingreso anual en dinero por efecto de la venta de esta energía (en el caso que exista venta).

- xiii. Columna M: *Porcentaje de Carga*. Los valores en esta columna reflejan el *Estado CD* en forma porcentual con respecto a la Dimensión de la BESS. 100% indica que está completamente cargada y 0% indica completamente descargada. Cada valor de este vector, se define como la relación del *Estado CD* en la hora  $h$  sobre la Dimensión del BESS elegido por cien

- xiv. Columna N: *Nivel descarga máxima*. Esta columna reconoce el menor *Porcentaje de Carga* en el día y lo guarda como porcentaje de DoD en la hora correspondiente. El resto de las horas se le asigna un valor “false”

Comentario: Un contador de valores numéricos de esta columna multiplicada por cuatro arroja la cantidad de ciclos efectuadas en el año. Además sacando el promedio de esta columna se obtiene el DoD promedio en el cual la BESS trabaja. Con ambos datos anteriores se puede tener una simple estimación de la vida útil del BESS. Esto es de utilidad para el proveedor del servicio de acumulación, dado que con ello puede verificar si efectivamente se está cumpliendo con los años Vida Útil prometidos al usuario o si necesita aumentar la restricción DoD máxima ingresada en Proceso D, Paso 2-iii.

- xv. Fin creación de *Matriz de Simulación*
3. ¿Se tiene creada ya la *Matriz para cálculo de Dimensionamiento*?
    - i. No, entonces crear una matriz donde se guarden y pueda referenciar los siguientes parámetros y variable:
      1. Máximo valor Energía Acumulable agregada. Rescata el máximo valor de Energía Acumulable agregada encontrada en la *Matriz de Simulación*. Este valor indica la mayor cantidad de Energía diaria disponible para ahorrar en todo el año. Esto indica que si se tiene un BESS que supere esta capacidad de carga, significa que no habrá día en el año en que el BESS no pueda cargar esta energía acumulable
      2.  $\lambda_e$  (factor de integración). Define el nivel de integración del BESS con respecto a la máxima energía acumulable diaria del año. Igual a 1 significa que el BESS tiene la capacidad de acumular la máxima energía acumulable diaria anual. Mayor que 1 significa que el BESS tiene una “sobredimensión” con respecto a lo que el perfil eléctrico del cliente le exigirá en el año. Es decir, si se descarga completamente, el BESS no podrá cargarse completamente en un solo día (faltará energía acumulable dado que la capacidad de carga será mayor que este valor)
      3. Dimensión. Es finalmente el valor en capacidad de carga efectiva que necesita el BESS para cumplir con el factor de integración elegido. Se define matemáticamente como la multiplicación entre el Máximo valor Acumulable diario y  $\lambda_e$  (factor de integración).

**Tabla 10.3-3 Matriz para cálculo de Dimensionamiento**

Máx. E. Acumulable agregada	a
$\lambda_e$ (factor de integración)	b (Variable Libre)
Dimensión	c = a*b

Comentario: Como se puede observar, si  $\lambda_e$  es igual a 1, entonces la Dimensión será idéntica a la Máxima Energía Acumulable agregada diaria.

- ii. Si, siguiente paso
4. Probar una nueva dimensión de BESS a través de cambiar la variable libre factor de integración. Criterio: Probar todas los factores de integración de 0 a 5. De 5 a 2

con intervalos de 0,5. De 2 a 1 con intervalos de 0,25. De 1 a 0 con intervalos de 0,1. Esto se recomienda realizar de esta manera dada la experiencia que los resultados óptimos se dan con factores de integración entre 0 y 2. Igualmente se puede decidir probar mayor cantidad de puntos con objetivo de obtener resultados más claros.

5. ¿Se cumplen todas las restricciones?
  - i. No, revisar parámetros utilizados
  - ii. Si, paso siguiente
6. ¿Se tiene creada ya la *Matriz de Resultados*?
  - i. No. Entonces crear una matriz donde se guardan tanto los resultados de dimensionamiento técnico, económicos y ciertas interpretaciones de los resultados. Para su mejor comprensión se subdivide en tres submatrices: *Sub-matriz de Resultados de Dimensión*, *Submatriz Resultados Económicos*, *Submatriz de Interpretaciones*. Detalle de los valores a guardar y generar en esta matriz se detallan a continuación:
    1. *Submatriz de Resultados de Dimensión*
      - a. Columna A:  $\lambda_e$  (factor de integración)
      - b. Columna B: Dimensión
      - c. Columna C: Dimensión Real. Se define como la Dimensión (columna B) más el porcentaje de sobredimensión del 20%
    2. *Submatriz de Resultados Económicos* (Definición de los conceptos en Proceso I, siguiente.)
      - a. Columna D: Utilidad con Netbilling
      - b. Columna E: Utilidad sin Netbilling
      - c. Columna F: Utilidad menos Costo Oportunidad Netbilling
      - d. Columna G: Ahorro con Netbilling (anual)
      - e. Columna H: Energía Sustituida (anual)
      - f. Columna I: Energía Vendida (anual)
      - g. Columna J: Inversión Inicial
    3. *Submatriz Interpretaciones*
      - a. Columna K: Utilidad por kWh BESS. Se define como la división entre la Utilidad sin Netbilling y la Dimensión. Así se genera una relación donde se puede evidenciar cual dimensión entrega mayor relación de utilidad por unidad de kWh de capacidad, i.e. que batería es económicamente más eficiente.
      - b. Columna L: Costo Beneficio. Se define como el Ahorro en toda la Vida Útil por concepto de Energía Sustituida menos la Inversión Inicial, i.e. si la batería es capaz de generar (sin efecto de intereses ni tasas) mayores ingresos en su vida útil que lo que costó comprarla.
      - c. Columna M: Años de Recuperación de capital. Indica la cantidad de años que bajo el ahorro estimado es capaz de pagarse la inversión inicial. Se define como la división entre la Inversión Inicial y el Ahorro anual por conceptos de Energía Sustituida. El resultado de esta división entrega la cantidad de años que este Ahorro debe darse para superar a la Inversión (sin efecto de intereses ni tasas)

4. Fin *Matriz de Resultados*
- ii. Si, siguiente paso
7. Guardar los resultados necesarios del cálculo de Dimensión y rellenar *Submatriz de Resultados de Dimensión* de la *Matriz de Resultados*
8. Fin

## I. Resultado Económico. Utilidad

1. Inicio
2. Cálculo resultado económico, definición de conceptos y detalle (cada uno de los siguientes conceptos y definiciones son calculadas para cada dimensión o *factor de integración* probados en el Proceso H):
  - i. Vida Útil BESS. En este parámetro se guarda el valor designado para este efecto (entregado por el proveedor de la tecnología BESS)
  - ii. Inversión Inicial. En este parámetro se rescata el costo de mercado del BESS según la dimensión resultante en el proceso H. Se define como la Dimensión real (Dimensión más 20%) multiplicado por el parámetro de Costo por unidad de kWh de capacidad del BESS
  - iii. Energía Sustituida Anual. Se define como la suma de la Energía Sustituida en la *Matriz de Simulación* por cuatro (recordar que se trabaja con una semana al mes y no cuatro. Debido a eso la multiplicación)
  - iv. Energía Vendida Anual. Se define como la suma de la Energía Vendida en la *Matriz de Simulación* por cuatro (recordar que se trabaja con una semana al mes y no cuatro. Debido a eso la multiplicación)
  - v. Energía Vendida sin BESS. Este valor es el que alimenta al Costo de Oportunidad de Venta de la Energía Sobrante en el caso de no utilizar BESS. Se define como la suma de la Energía Sobrante en la *Matriz de Simulación* multiplicada por cuatro (recordar que se trabaja con una semana al mes y no cuatro. Debido a eso la multiplicación)
  - vi. Los siguientes conceptos son cálculos que se aplican a cada una de las Energías anteriormente definidas
  - vii. Ahorro Anual. Se define como la Energía Sustituida/Vendida/Vendida sin BESS Anual multiplicada por el precio de compra/venta unitario de [kWh] correspondiente
  - viii. Ahorro Total. Se define como el Ahorro Anual multiplicado por los años de Vida Útil del BESS
  - ix. Utilidad sin Netbilling. Se define como la resta entre Ahorro Total de la Energía Sustituida menos la Inversión Inicial
  - x. Utilidad con Netbilling. Se define como la suma entre Ahorro Total de la Energía Sustituida más la Energía Vendida menos la Inversión Inicial
  - xi. Utilidad menos Costo Oportunidad. Se define como la Utilidad con Netbilling menos el Ahorro Total por concepto de Energía Vendida sin BESS
3. ¿Se tiene creada la *Matriz para cálculo económico*?
  - i. No. Crear matriz en donde se ordenan y calculan los conceptos explicados anteriormente. Se postula la siguiente matriz en donde igualmente se vuelve a explicar como calcular cada uno de los resultados necesarios. Los

valores  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a$ ,  $b$ ,  $c$  son obtenidos como se explica en el paso anterior. Valores  $d$ ,  $e$ ,  $f$  son los correspondientes a los entregados por el distribuidor y registrados en el Proceso F ( $e$  y  $f$  son numéricamente el mismo valor)

**Tabla 10.3-4 Matriz para cálculo económico (Modelo gestión Energía)**

Años vida Util	a0		
Inv. Inicial	a1		
	c/Bess		s/Bess
	E. Sustituida	E.Vendida	E.Vendida sin BESS
Energía Anual	a	b	c
Costo Energía	d	e	f
Ahorro Anual	$g=a*d$	$h=b*e$	$i=f*c$
Ahorro Total	$j=g*a_0$	$k=h*a_0$	$L=i*a_0$
Utilidad s/Netbilling	$j-a_1$		
Utilidad c/Netbilling	$(j+k)-a_1$		
Utilidad – Costo Oportunidad	$((j+k)-a_1)- L$		

- ii. Si, siguiente paso.
4. Se registran los resultados obtenidos en la *Matriz de resultados*, *Submatriz de resultados económicos* para cada factor de integración probado.
5. Fin

**J. ¿Rango dimensión cubierto?**

1. Inicio
2. ¿Se encuentra la matriz de resultados con suficientes escenarios de integración para dar una respuesta? Criterio: Probar todas los factores de integración de 0 a 5. De 5 a 2 con intervalos de 0,5. De 2 a 1 con intervalos de 0,25. De 1 a 0 con intervalos de 0,1. Esto se recomienda realizar de esta manera dada la experiencia que los resultados óptimos se dan con factores de integración entre 0 y 2. Igualmente se puede decidir probar mayor cantidad de puntos con objetivo de obtener resultados más claros.
  - i. No, Fin → volver a Proceso H
  - ii. Si
3. Fin

Salida:

### **K. Reporte económico soluciones candidatas**

1. Inicio
2. Reportar la *Matriz de Resultados* completa con todos los  $\lambda_e$  probados y los resultados correspondientes a estos valores.
3. Generar y reportar los siguientes gráficos con los resultados de la *Matriz de Resultados*:
  - i. *Gráfico 1: Utilidad vs Dimensión*. Se grafica para cada *Dimensión* simulada la *Utilidad c/Netbilling* asociada a ella. En este gráfico se puede ver gráficamente cual de las dimensiones simuladas y probadas entrega mejor resultado
  - ii. *Gráfico 2: Flujo ingresos*.
    1. Se debe crear primero una tabla con los datos de los flujos anuales para cada dimensión probada. Año cero corresponde a la Inversión Inicial. Y a cada año transcurrido se le suma el Ahorro Anual obtenido. Hacer esto en un horizonte temporal superior al de la Vida Útil definida para la tecnología elegida.
    2. Tomar los datos de flujos anuales antes generados y graficar. Eje Y representa la unidad económica CLP\$ y eje X representa los años transcurridos, donde cada año representa lo acumulado en Ahorro hasta la fecha. Para cada dimensión o  $\lambda_e$  probado existirá una curva con su flujo característico (véase ejemplo con horizonte 5 años en Capítulo 6.1.1 el gráfico 6.1-3)
4. Fin, siguiente paso

### **L. Cliente elige solución**

1. Inicio
2. El cliente observa los gráficos 1 y 2 antes generados y elige cual de las Dimensiones de BESS es la que más se acomoda a sus necesidades.
3. Fin

### **M. Generar Perfil de actividad interna**

1. Inicio
2. Fijar ahora en la *Matriz para cálculo de dimensionamiento* la dimensión elegida en el paso anterior y calcular nuevamente los valores para la *Matriz de Simulación* respecto a la dimensión elegida.
3. Generar y reportar los siguientes gráficos con los resultados de la *Matriz de Simulación* correspondientes a la dimensión elegida por el Cliente:.
  - i. *Gráfico 3: Perfil Consumo semana más activa con y sin BESS contrastado con el Estado de Carga/Descarga BESS*. Sobre un horizonte temporal horario de una semana (o un ciclo de carga claro en caso de todos los días tener el mismo perfil dentro de una semana) se grafican los valores de potencia del *Perfil de Consumo*, *Perfil de Generación*, *Estado CD*, *Energía Vendida* (véase ejemplo en Capítulo 6.1.1 el gráfico 6.1-4). Se

recomienda graficar la semana con mayor actividad del BESS en el año, ya que habrán semanas donde no hay actividad alguna, por lo que no tiene mayor sentido graficar aquello

- ii. *Gráfico 4: Perfil actividad horaria para las 12 semanas tipo del año.* Se trata del mismo gráfico anterior pero con el horizonte completo de los 2016 horas simuladas en la *Matriz de Simulación* (véase ejemplo en Capítulo 6.1.1 el gráfico 6.1-5)
4. Traspasar la información anual graficada en el Gráfico 4 a una tabla de datos en formato legible para el controlador de la batería (se recomienda formato .txt). Esta tabla de datos, dado que va a alimentar el controlador de la batería consta con una fila por cada hora de año. Luego la matriz tiene 8760 horas. En sus columnas puede tener cualquier información que el controlador necesite y pueda obtenerse de la *Matriz de Simulación*. Ejemplo: Columna 1: Hora del año(numérico), Columna 2: Carga/Descarga ( Binario)

**Tabla 10.3-5 Ejemplo Matriz de Actividad interna**

Hora del año	Carga/Descarga
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	1
8	1
9	1
10	1
11	1
12	1
...	...
18	1
19	0
20	0
21	0
22	0
...	...
8760	0

**Fin**

## 10.4 Descripción detallada. Algoritmo para Modelo de gestión Potencia

A continuación se documenta con un Paso a Paso de mayor detalle el algoritmo presentado en el Diagrama de Procesos para el Modelo de gestión de Energía (ver Ilustración 5.3-1).

*Entrada:*

### Inicio

#### A. Perfil Eléctrico Cliente: Potencia Contratada o máxima leída

1. Inicio
2. Verificar en la Boleta de servicios eléctricos si el cargo por Potencia se genera por la máxima lectura mensual o por contrato fijo anual. De generarse el cargo por contrato, se debe guardar el valor como parámetro *Contrato Potencia*.
3. Fin

#### B. Perfil Eléctrico Cliente: Perfil de Consumo

1. Inicio
2. Revisar la cantidad de meses “m” con datos de consumo de potencia horaria del usuario
3. Crear “m” matrices de *Perfil de Consumo* de dimensión 24 filas (horas) por 7 columnas (días de la semana) por cada mes “m” de datos que se tengan
4. Definir el dato de consumo como  $c_h^{d,m}$  para una hora h, día d y mes m. Este se calcula como el máximo<sup>26</sup> de los consumos generados en esa hora, y en esos días dentro del mismo mes. Ejemplo. Si Enero tiene cuatro días lunes donde sus consumos entre las 00:00:01 a.m. y las 01:00:00 a.m. fueron 4 [kW], 5 [kW], 8 [kW] y 7 [kW], entonces  $c_1^{1,1} = 8 [kW]$
5. Rellenar las “m” matrices *Perfil de Consumo* con datos de consumo  $c_h^{d,m}$  que se tengan. Ejemplo: Si se tienen los datos para el mes de Enero, entonces  $m = 1$

**Tabla 10.4-1 Perfil de Consumo horario días del mes**

Hora h /Día d	1 (Lunes)	... d, ...	7 (Domingo)
1	$c_h^{1,1}$		$c_1^{7,1}$
... h, ...		$c_h^{d,m}$	
24	$c_{24}^{1,1}$		$c_{24}^{7,1}$

6. Verificar que los datos están en unidad kilowatt [kW]
7. Fin

<sup>26</sup> A diferencia de cómo se calcula el consumo horario en el Modelo para Gestión de Energía que representa el promedio de los consumos horarios de esos días en el mes.

Comentario: Se recomienda ingresar la mayor cantidad de meses con datos para el año, sin embargo es requisito para el Modelo ingresar un mínimo de data representante de una semana de un mes, es decir 24 consumos horarios por los 7 días de la semana (720 datos). Si existe el caso que todos los días se tiene el mismo consumo, entonces se ingresa 24 veces el mismo consumo por 7 días.

### **C. Batería**

1. Inicio
2. Elegir la tecnología de la Batería (Litio, Plomo ácido, Ni-Mh, etc.)
3. Fin

### **D. Restricciones y parámetros técnicos**

1. Inicio.
2. Dada la tecnología elegida en el paso anterior (C.), recopilar la información de restricciones y parámetros técnicos necesarios para el Modelo. Estos datos son entregados por el fabricante, e igualmente pueden ser encontrados en la red o en el Anexo 11.9 adjunto más adelante.
  - i. Vida útil. Unidad años. (dada por el fabricante)
  - ii. Ciclabilidad. Unidad #[Ciclos] (dada por el fabricante).
  - iii. Profundidad de descarga DoD máximo recomendado. Porcentaje.
  - iv. Profundidad de carga mín. para descarga DoC (Depth of Charge). Porcentaje
  - v. Sobredimensión superior. Por defecto se define en 20% (véase Capítulo 4.1.1.4), sin embargo puede modificarse en este paso.
  - vi. Potencia carga máxima (dada por el fabricante). Unidad [kW]
  - vii. Potencia descarga máxima (dada por el fabricante). Unidad [kW]
  - viii. Ineficiencia energética en la carga del BESS
3. Crear vector *Restricciones técnicas* de 8 filas
4. Ingresar datos en vector anteriormente creado.
5. Fin

### **E. Costo**

1. Inicio
2. Dada la tecnología elegida en el paso C., recopilar la información de costo por capacidad de carga de la tecnología en la actualidad.
  - i. Costo por capacidad carga. Unidad [CLP\$/kWh]
3. Fin

### **F. Tarificación**

1. Inicio
2. Verificar el tipo de Tarificación del usuario y guardar como Tarificación *t*. Ver en boleta del distribuidor.
3. Fin

## G. Distribuidor eléctrico. Costos del servicio

1. Inicio
2. Buscar el costo por consumo unidad de Energía [kWh] que el distribuidor cobra al usuario. Se puede encontrar en la boleta o en registro oficial en la página web del mismo distribuidor para la Tarificación y sector del usuario
3. Guardar el costo antes descrito como *Costo Energía* definido como parámetro  $\left[\frac{\$c}{kWh}\right]_{t,m}$  en el Modelo matemático. Este se define como el costo de energía según la tarifa t y el mes m
4. Guardar el costo antes descrito como *Costo Potencia* definido como parámetro  $\left[\frac{\$c}{kW}\right]_{t,m}$  en el Modelo matemático. Este se define como el costo por unidad de Potencia según la tarifa t y el mes m.
5. Definir los costos para todos los meses restantes del año en los que no se haya tenido data. Ejemplo: Si solo se tiene la data del costo para un mes, se puede asignar este valor como constante promedio para todos los meses. En la práctica, y favoreciendo la simpleza del Modelo, puede asumirse esto sin comprometer la calidad del resultado final
6. Fin

*Proceso:*

## H. Estimación de datos

1. Inicio
2. ¿Se logró obtener toda la data real horaria para cada semana tipo de cada mes del año en el Proceso B. *Perfil de Consumo*? Es decir los 2016 datos de consumo.
3. Si,
  - i. Perfecto, no se necesita estimar ningún consumo. La data pasa al Modelo matemático. Fin, saltar a Proceso I →
4. No, y tampoco se tiene registro histórico exacto, solo el gráfico de barras incluido en la última boleta
  - i. Buscar perfil de consumo mensual histórico de los 12 meses anteriores. Esto se encuentra en la boleta de cada mes, y está expresado como un gráfico de barras.
  - ii. A través de este gráfico, estimar visualmente los consumos en unidad de kWh para cada mes del año
  - iii. Guardar los valores anteriores como *Consumo Histórico Mensual\_mes* ( $CHM_m$ ). Seguir con el siguiente paso.
5. No, pero existe registro histórico exacto o estimado del consumo mensual para los últimos 13 meses. Con los datos de *Consumo Histórico Mensual\_mes* ( $CHM_m$ ) y con los datos de  $c_h^{d,m}$  medidos se estiman los  $c_h^{d,m}$  para los meses que no se tiene data. Para ello se realiza una estimación porcentual respecto al mes de data. Para ello:
  - i. Se define un multiplicador que se llamará *factor de consumo* ( $fc_m$ ) para cada mes del año. Este no es nada más que una relación del consumo del mes con data con la de los consumos históricos (sin data real). Luego si su consumo fue igual, mayor o menor en comparación con el mes con data

real se tiene un  $fc_m$  igual , mayor o menor a “1” respectivamente. Ejemplo: Si el mes con data (Enero) arroja un consumo total de 100 kWh y Marzo tiene un Consumo Histórico de 120kWh, entonces  $fc_{\text{Marzo}}=1,2$  . Finalmente la formula es:

$$fc_m = \frac{CHM_m}{\text{Consumo Mes Data}} = \frac{CHM_m}{4 \cdot (\sum_{d=1}^7 \sum_{h=1}^{24} c_h^{d,m})} \quad \forall \text{ mes } m$$

- ii. Calcular el  $fc_m$  para todos los meses del año y guardarlos en un vector de 12 filas en orden de Enero a Diciembre
  - iii. Estimar los  $\tilde{c}_h^{d,m}$  para los m meses sin data. Para ello se multiplica cada  $c_h^{d,m}$  del mes con data, con el  $fc_m$  del mes correspondiente. Así, cada consumo horario del resto de los meses, será una proporción del consumo mensual del dato original ajustado al consumo total del mes en cuestión. Ejemplo: Si los datos originales corresponden al mes de Enero (1) y se quiere estimar/calcular el consumo para la primera hora del día de un lunes de Marzo, sabiendo que el mes de marzo tiene un  $fc_{\text{Marzo}}=1,2$ . Entonces  $\tilde{c}_1^{1,3} = fc_3 \cdot c_1^{1,1} = 1,2 \cdot 0,23 \text{ kW} = 0,276 \text{ kW}$ . (El valor de consumo utilizado es referencial para el ejemplo)
  - iv. Guardar todos los datos en las 12 matrices de *Perfil de Consumo* correspondientes a cada mes
  - v. Fin
6. Fin

## I. Modelo matemático. Simulación dimensión

1. Inicio.
2. Generar la *Matriz de Simulación*, en ella se deben ordenar todos los datos horarios tanto de consumo como de generación obtenidos y/o estimados en los pasos anteriores y con ellos calcular nuevos valores necesarios para el Modelo. Tiene 2016 filas que corresponden a las 2016 horas de datos representantes del año. Se ordenan de marzo a Diciembre, de Lunes a Domingo, de hora 1 a 24. Las columnas contienen datos y valores calculados a partir de los datos. A continuación se detalla el contenido de las columnas (izq. a derecha):
  - i. Columna A: *Mes* (1 al 12)
  - ii. Columna B: *Día* (1 al 7)
  - iii. Columna C: *Hora* (1 al 24)
  - iv. Columna D: *Consumo horario*. Son los  $c_h^{d,m}$  correspondientes al mes, día y hora de las columnas A,B y C
  - v. Columna E: *Potencia máxima Disponible* . Cada celda de la columna lleva el valor de máxima potencia que el distribuidor puede entregar al cliente. Este va a depender de si el cliente tiene ya un contrato de Potencia máxima o si el servicio es “ilimitado”. En el último caso se debe colocar un valor suficientemente alto para que el sistema detecte que tiene suficiente energía para cargar la batería sin problemas en ninguna hora. Se define como Potencia disponible  $d$ .

- vi. Columna F: *Energía Sobrante*. Se define como la máxima Potencia disponible menos el consumo en esa hora.. Se define como la resta entre la Columna E y D. Si algún valor de la Columna D es mayor que el valor de la columna E, entonces significa que en esa hora no queda energía sobrante, por lo tanto no tiene sentido un valor negativo, luego el valor es 0. Vectorialmente y matemáticamente se puede definir como:

$$\vec{F} = \text{máx}\{\vec{0}, (\vec{E} - \vec{D})\} = \text{máx}\{0, c_h^{d,m} - d\}, \forall h, d \text{ y } m$$

- vii. Columna G: *Energía Acumulable*. Es la Energía Sobrante a la cual se le aplica un porcentaje de ineficiencia por efecto de acumulación en el BESS.  $\beta_b$  se define como la eficiencia del BESS de tecnología tipo b. Vectorialmente se puede definir como:

$$\vec{G} = (1 - \beta_b) \cdot \vec{F}$$

- viii. Columna H: *Consumo Horas Punta*. Se define como el consumo horario existente en las horas punta del día (entre 18 y 23hrs según la norma vigente).

$$H_h = \begin{cases} c_h^{d,m}, & 18 < h \leq 23 \\ 0, & \sim \end{cases}, \forall h$$

- ix. Columna I: *Potencia cortada Hora Punta*. Se define como la Potencia que supera el punto de corte que el BESS define con su actividad. Este Punto de corte se define mas adelante como una de las variables libres del problema. Luego esta columna irá cambiando de valor según esta variable. Ejemplo. Si el consumidor en una hora h tiene un consumo de 27[kW] y la variable de corte de potencia se define en 25[kW], entonces la potencia a cortar en esa hora será de 2[kW]. Esta energía luego será la que se demandará al BESS (específicamente restando esta energía a la columna de Estado de Carga/Descarga). Dado que es Potencia cortada en Hora Punta, este valor sigue la misma restricción que la columna anterior, por lo que toma los valores de la columna H y los resta por el Punto de Corte definido.
- x. Columna J: *Potencia cortada día*. Al igual que la columna anterior se define como la Potencia que supera el punto de corte de Potencia pero en toda hora del día. Luego los valores de consumo correspondientes a la hora, día y mes los toma directamente de la columna D *Consumo horario*.

Comentario: La suma completa de estas columnas (I/J) multiplicada por cuatro (recordar que estamos en una representación de 1 semana por mes y no 4) entrega finalmente la cantidad de energía ahorrada en el año. Valor utilizado luego para calcular el ahorro anual en dinero por efecto de la acumulación del BESS.

- xi. Columna K: *Estado Carga/Descarga BESS*. Cada dato de esta columna representa la energía acumulada dentro de la batería en esa hora. Está en unidad kilowatt-hora [kWh]. Cada valor horario dentro del vector se define como el *Estado Carga/descarga* de la hora anterior más la suma del valor

de la *Energía Acumulable* (columna G) en esa hora menos el *Potencia cortada Hora Punta/día* (columna I/J). Vectorialmente cada valor queda definido de forma general como (se utilizará los datos de la columna J, sin embargo se pueden cambiar a los de la columna I. Ver comentario):

$$K_h = K_{h-1} + G_h - J_h, \forall h$$

Restricciones (véase Capítulo 5.4.2.3 Restricciones 7 a la 10):

- El BESS Parte su actividad cargado en  $h=0$
- La resta de carga o *Potencia cortada*  $J_h$  en este caso no sigue la restricción de respetar un porcentaje de DoD. Esto debido a que la descarga de la batería en el caso de desplazamiento de puntas es variable en las horas del día y el hecho de respetar esta condición puede generar que en alguna hora el BESS no pueda entrar. Este implica perdida completa del trabajo realizado, ya que basta con una vez que la Potencia se pase del punto designado y el cargo se realizará (caso cargo por máxima lectura) o simplemente no habrá Potencia debido al limitador instalado (caso de contrato de Potencia)
- La carga de *E. Acumulable*  $G_h$  solo se suma al estado de carga si el resultado de la suma no supera la capacidad del batería (resultado de la variable aleatoria). En caso de superarse, se suma solo lo necesario para llegar a completar la carga.
- La carga de *E. Acumulable*  $G_h$  solo se suma al estado de carga si el nuevo perfil de consumo (que incluye la potencia necesaria para la carga del BESS, Columna L) no supera en esa hora al Punto de Corte de Potencia (variable libre del problema) asignado.

Comentario: La columna a utilizar de *Potencia cortada* va a depender de cual es la Tarificación y lo que se desee realizar. Si el cliente está caracterizado como Presente Punta, entonces querrá bajar su consumo en esas horas para pasar a Parcialmente Presente Punta. En aquel caso la columna utilizada para restar la Energía al estado de carga/descarga es la correspondiente a la columna I, en caso diferente, se usa la columna J y en caso que sea Tarificación diferenciada horaria (BT4) se debe hacer un estudio para cada tipo de hora, i.e. una para cada cargo de potencia.

- xii. Columna L: *Nuevo Perfil de Consumo*. Es la demanda de potencia horaria tras ejercer la carga/descarga del BESS. Matemáticamente es el *Consumo horario* más la potencia utilizada en la carga del BESS menos la *Potencia cortada* en esa hora.

$$L_h = D_h - (K_{h-1} - K_h), \forall h$$

- xiii. Columna M: *Porcentaje de Carga*. Los valores en esta columna reflejan el *Estado CD* en forma porcentual con respecto a la Dimensión de la BESS. 100% indica que está completamente cargada y 0% indica completamente descargada. Cada valor de este vector, se define como la relación del *Estado CD* en la hora  $h$  sobre la Dimensión del BESS elegido por cien
- xiv. Columna N: *Nivel descarga máxima*. Esta columna reconoce el menor *Porcentaje de Carga* por descarga continua y lo guarda como porcentaje de DoD en la hora correspondiente. El resto de las horas se le asigna un valor “false”

Comentario: Un contador de valores numéricos de esta columna multiplicada por cuatro arroja la cantidad de ciclos efectuadas en el año. Además sacando el promedio de esta columna se obtiene el DoD promedio en el cual la BESS trabaja. Con ambos datos anteriores se puede tener una simple estimación de la vida útil del BESS. Esto es de utilidad para el proveedor del servicio de acumulación, dado que con ello puede verificar si efectivamente se está cumpliendo con los años Vida Útil prometidos al usuario o si necesita aumentar la restricción DoD máxima ingresada en Proceso D, Paso 2-iii.

- xv. Columna O: *Condición Tarifaria 0,85*. Esta columna rescata y permite verificar si se generan cambios en las opciones tarifarias (Presente Punta y Parcial Punta de las tarificaciones BT2 y BT3). Se calcula, para todas las horas punta de los meses de invierno (Abril – Septiembre), la relación entre *Nuevo Perfil de Consumo* en esa hora y el valor fijo de *Nueva Potencia contratada*. En el proceso M de verificación se utilizará el máximo de estos valores y se comparara con el valor 0,85. Si está sobre este valor corresponde a un perfil Presente punta y si está bajo, es necesario verificar que la *Condición Tarifaria 0,5* también indique parcial punta para que sea parcial punta.
  - xvi. Columna P: *Condición Tarifaria 0,5*. Esta columna rescata y permite verificar si se generan cambios en las opciones tarifarias (Presente Punta y Parcial Punta de las tarificaciones BT2 y BT3). Se calcula, para todos los conjuntos de horas punta de los meses de invierno (Abril – Septiembre), la suma de los consumos en horas punta diarios del *Nuevo Perfil de Consumo* y se muestran dentro de la columna solo al final de cada hora punta del día (habiendo luego solo un valor numérico diario en esta columna). En el proceso M de verificación se utilizará el máximo de estos valores, lo dividirá por el valor fijo de *Nueva Potencia Contratada* y su resultado se comparara con el valor 0,5. Si está sobre este valor corresponde a un perfil Presente punta y si está bajo, es necesario verificar que la *Condición Tarifaria 0,85* también indique parcial punta para que sea parcial punta.
  - xvii. Fin creación de *Matriz de Simulación*
3. ¿Se tiene creada ya la *Matriz para cálculo de Dimensionamiento*?
- i. No, entonces crear una matriz donde se guarden y pueda referenciar los siguientes parámetros y variable:
    1.  $\lambda_e$  (factor de integración). Define el nivel de integración del BESS con respecto a la máxima demanda/consumo de potencia horaria del año. Igual a “1” significa que el Modelo matemático buscará un BESS para cubrir el todas las Potencias demandadas hasta la Máxima Potencia. Igual a 0,5 significa que se cubrirán todas aquellas potencias que superen la mitad de la máxima potencia anual. En este caso, el factor de integración no puede ser mayor que 1, ya que no se puede entregar más energía que la que se consume (sin fuente de energía alternativa, es imposible lograr un factor de integración 1, dado que la batería necesita cargarse en algún momento, generando esto un consumo de potencia).
    2. Dimensión. Es valor en capacidad de carga en kWh que necesita el BESS para cumplir con el factor de integración elegido cumpliendo todas las restricciones del Modelo. A diferencia del Modelo por

Energía, la dimensión en este Modelo se define como variable libre ya que no está ligada a la acumulación de energía generada, sino que está ligada a la descarga de energía la cual depende de corte definido y por ello mismo, en un mismo día pueden haber varias descargas no continuas, lo que implica que la dimensión del BESS sea independiente y solo se rija por cumplir restricciones del Modelo y buscando cumplir el objetivo de maximizar la utilidad.

3. Corte. Es la potencia que se decide como punto de corte. Esto significa que el BESS se hará cargo de todo consumo que supere este punto de corte desde ese punto hasta el valor consumido. Se define como una fracción, definida por el factor de integración  $\lambda_p$ , del consumo máximo detectado en el año. Ejemplo: Si en el año se detecto que la demanda máxima de potencia horaria fue de 50 [kW] y se define un  $\lambda_p = 0,5$ , entonces *Corte* es igual a 25 [kW]. Esto implica que cada vez que el consumo supere los 25 [kW] la batería debe hacerse cargo de esa demanda. Si la demanda en alguna hora es de 32 [kW] entonces en esa hora la batería deberá entregar 7 [kW] de potencia por el tiempo que esa demanda se genere. Como la unidad funcional es horaria, entonces en esa hora la batería debe tener 7 [kWh] de energía acumulada como mínimo para satisfacer el *Corte* y *factor de integración* definido.

**Tabla 10.4-2 Matriz para cálculo de Dimensionamiento**

$\lambda_p$ (factor de integración)	a (variable libre)
Dimensión	b (Variable libre)
Corte	$c = \max(c_h^{d,m}) * (1-a)$

- ii. Si, siguiente paso
4. Probar un nuevo *Corte* cambiando las variables libres de dimensión de BESS y factor de integración. Criterio: Probar todas los factores de integración positivos inferiores a 1. La dimensión del BESS se debe dejar completamente libre y solo debe cumplir que sea un valor positivo.
5. ¿Se cumplen todas las restricciones?
  - i. No, revisar parámetros utilizados
  - ii. Si, paso siguiente
6. ¿Se tiene creada ya la *Matriz de Resultados*?
  - i. No. Entonces crear una matriz donde se guardan tanto los resultados de dimensionamiento técnico, económicos y ciertas interpretaciones de los resultados. Para su mejor comprensión se subdivide en tres submatrices: *Sub-matriz de Resultados de Dimensión*, *Submatriz Resultados Económicos*, *Submatriz de Interpretaciones*. Detalle de los valores a guardar y generar en esta matriz se detallan a continuación:
    1. *Submatriz de Resultados de Dimensión*
      - a. Columna A:  $\lambda_p$  (factor de integración)
      - b. Columna B: Dimensión
      - c. Columna C: Dimensión Real. Se define como la Dimensión (columna B) más el porcentaje de sobredimensión del 20%

- d. Columna D: Potencia Cortada. Se define como la potencia contratada o máx. lectura actual menos el Corte. Es decir la cantidad de potencia máxima en el año que ese BESS está aportando
- 2. *Submatriz de Resultados Económicos* (Definición de los conceptos en Proceso J, siguiente.)
  - a. Columna E: Utilidad
  - b. Columna F: Ahorro (anual)
  - c. Columna G: Inversión Inicial
  - d. Columna H: Nuevo Contrato de Potencia (recomendado)
- 3. *Submatriz Interpretaciones*
  - a. Columna I: Utilidad por kWh BESS. Se define como la división entre la Utilidad y la Dimensión real. Así se genera una relación donde se puede evidenciar cual dimensión entrega mayor relación de utilidad por unidad de kWh de capacidad, i.e. que batería es económicamente más eficiente
  - b. Columna J: Años de Recuperación de capital. Se define como la división entre la Inversión Inicial y el Ahorro anual. El resultado de esta división entrega la cantidad de años que este Ahorro debe darse para superar a la Inversión (sin efecto de intereses ni tasas)
- 4. Fin *Matriz de Resultados*
  - ii. Si, siguiente paso
- 7. Guardar los resultados necesarios del cálculo de Corte y rellenar *Submatriz de Resultados de Dimensión* de la *Matriz de Resultados*
- 8. Fin

## **J. Resultado Económico. Utilidad**

- 1. Inicio
- 2. Cálculo resultado económico, definición de conceptos y detalle. Cada uno de los siguientes conceptos y definiciones son calculados para cada Dimensionamiento, *factor de integración* probados en el Proceso y sirven tanto para dimensiones que se rigen por contrato o por máxima lectura:
  - i. Vida Útil BESS. En este parámetro se guarda el valor designado para este efecto (entregado por el proveedor de la tecnología BESS)
  - ii. Inversión Inicial. En este parámetro se rescata el costo de mercado del BESS según la dimensión resultante en el proceso H. Se define como la Dimensión real (Dimensión más 20%) multiplicado por el parámetro de Costo por unidad de kWh de capacidad del BESS
  - iii. Los siguientes conceptos son cálculos que se aplican para el caso con BESS y sin BESS. En la práctica, se diferencia en la toma de datos. Caso sin BESS calcula desde el *Perfil de consumo* y el caso con BESS calcula del *Nuevo perfil de consumo*. Además se calcula para cada mes simulado.
  - iv. Máxima lectura del mes. Corresponde a la máxima lectura de potencia del perfil de consumo correspondiente. Se calcula para cada mes.

- v. Nuevo Contrato de Potencia (NCP). En el caso que se esté calculando para un cliente con potencia contratada. Este valor tiene como valor inicial el máximo valor de las máximas lecturas del mes (columna anterior). En el proceso de Verificación de opción tarifaria (Proceso L) se verifica si con este valor inicial no hay cambio que modifique los costos por potencia (debido a pasar de Presente Punta a Parcial Punta y viceversa). Como se detalla más adelante, si se detecta cambio que perjudica, entonces se aumenta este valor hasta que se cumplir con las condiciones deseadas. Solo se calcula para el escenario con BESS
- vi. Contrato/Máx. lectura facturada. Rescata el valor por el cual se le esta generando el cargo de potencia al cliente. Dependerá si este tiene contrato o no. En el caso que lo tenga este valor se fija al contrato correspondiente. En el caso que no, el valor corresponde a la máxima lectura facturada en el mes (dato en boleta de servicios eléctricos)
- vii. Costo kW Potencia. Es el valor por kilowatt de potencia según la tarifa contratada y opción tarifaria. Este costo puede cambiar en el caso con BESS, por lo que se debe verificar si no hay cambios. Para lo mejor es que el valor tome automáticamente el valor correspondiente. Esto se determina a través del NCP y su relación con los valores obtenidos en las columnas O y P de la *Matriz de Simulación*. Ver la descripción de las condiciones en estas columnas
- viii. Cargo Potencia Contratada/Máx. lectura facturada. Es la multiplicación del NCP (caso con BESS) o del Contrato/Máx. lectura facturada (caso sin BESS) por el Costo kW de Potencia correspondiente
- ix. Gasto Anual. Corresponde a la suma de los Cargos Potencia Contratada/Máx. Lectura facturada de cada mes. Así se tendrá un resultado de gasto anual con y sin BESS de cuya resta resulta el Ahorro Anual.
- x. Ahorro Anual. Es la diferencia entre los Gastos anuales antes explicados. Recordar que este ahorro es por concepto de una baja en la potencia demandada o contratada. En el caso que sea un contrato, solo habrá ahorro si se cambia el contrato con el distribuidor del servicio (ver en normativa vigente la duración del proceso y tiempo límites para su cambio). A esta diferencia se le suma al final el costo asignado por la ineficiencia de cargar las baterías. Al desplazar Potencia la energía se utiliza igual, en un horario u otro, sin embargo en el proceso se pierde Energía por ineficiencia en la carga/descarga. A pesar que los estudios demostraron que es un valor insignificante se puede incorporar igual. Para ello basta con sumar completamente la columna de *Potencia cortada* y multiplicarla por la porcentaje de ineficiencia (es uno de los parámetros técnicos requeridos, aprox. 5% para el Litio) y por el costo unitario de energía para esa Tarificación.
- xi. Ahorro Total. Se define como la multiplicación del Ahorro Anual por la cantidad de años de Vida Útil que declara el proveedor del BESS para esa tecnología
- xii. Utilidad. Es la simple resta entre el Ahorro Total calculado anteriormente y la Inversión Inicial estimada para la Dimensión real del BESS. Esta utilidad no considera traer precios a valores presentes ni tasas de descuento (ver Capítulo 2.1.3 Alcances)

3. ¿Se tiene creada la *Matriz para cálculo económico*?
  - i. No. Crear matriz en donde se ordenan y calculan los conceptos explicados anteriormente. Se postula la siguiente matriz en donde igualmente se vuelve a explicar como calcular cada uno de los resultados necesarios. Los Valores  $c_0$ ,  $c_1$ ,  $c_2$ ,  $c_3$  son los correspondientes a los entregados por el distribuidor y registrados en el Proceso F ( $c_2$  y  $c_3$  son numéricamente el mismo valor). El resto de los conceptos se explicaron en el paso anterior:

**Tabla 10.4-3 Matriz para calculo económico (Modelo gestión Potencia)**

					<table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr><td>NCP</td><td>b</td></tr> <tr><td>costo kW</td><td>c1</td></tr> <tr><td>costo kWh</td><td>c2</td></tr> </table>		NCP	b	costo kW	c1	costo kWh	c2	<table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr><td>c</td><td>f0</td></tr> <tr><td></td><td>c0</td></tr> <tr><td></td><td>c3</td></tr> </table>		c	f0		c0		c3					
NCP	b																								
costo kW	c1																								
costo kWh	c2																								
c	f0																								
	c0																								
	c3																								
					c/BESS		s/BESS																		
mes	max kW	NCP	Cargo Pot	Cargo max	Gasto anual	max kW	C o max lect	Cargo Pot	Gasto anual																
1	a	b	$c=b*c_1$	$d=a*c_1$	sum_c	e	f	$g=f*c_0$	sum_g																
2																									
...																									
12																									
Años vida Util		a0		Ahorro Anual		$h=(sum\_g - sum\_c)-c_2*suma(Pot. Cortada)*(%Ineficiencia)$																			
Inv. Ini		a1		Ahorro Total		i=h*a0																			
				Utilidad		j=i-a1																			

- ii. Si, siguiente paso.
4. Se registran los resultados obtenidos en la *Matriz de resultados*, *Submatriz de resultados económicos* para cada factor de integración probado.
5. Fin

**K. ¿Rango dimensión cubierto?**

1. Inicio
2. ¿Se encuentra la matriz de resultados con suficientes escenarios de integración para dar una respuesta? Criterio: Probar todas los factores de integración menores que 1. Dependerá de cada caso donde es necesario utilizar intervalos más finos. Se declara (por experiencia en estudios) que un intervalo fino puede ser de hasta 0,001 lo que es un 0,1% de la máxima potencia demanda anual.
  - i. No, Fin → volver a Proceso I
  - ii. Si
3. Fin

Salida:

#### **L. Verificar condiciones tarifarias del nuevo Perfil de Consumo c/Batería**

1. Inicio
2. Verificar si hay cambios en las condiciones tarifarias originales del cliente tras haber integrado el BESS. En adelante se define como el Divisor al valor del Nuevo Contrato de Potencia (NCP) para el caso que sean tarifas con contrato de Potencia fija o con el valor de la Máxima lectura de Potencia para las tarifas con aquella modalidad. Esta verificación se realiza para cada mes correspondiente. Para ello deben cumplirse las Condiciones a) y b). Si cualquiera de las siguientes condiciones no se cumplen para cada día dentro de los meses con horas punta, entonces el cliente se clasifica como Presente en Punta, en caso contrario es clasificado como Parcialmente Presente en Punta. Así las condiciones a cumplir esto son:
  - i. Condición a) La división entre el promedio diario de consumo en horas punta y el Divisor debe ser menor que 0,5. Los datos del numerador necesarios para este cálculo corresponden a los calculados en la Columna P de la *Matriz de Simulación*
  - ii. Condición b) La división entre la demanda registrada en cada hora punta y el Divisor debe ser menor que 0,85. Los datos del numerador necesarios para este cálculo corresponden a los calculados en la Columna O de la *Matriz de Simulación*
3. Guardar los resultados
4. Fin

Comentarios: Todo cálculo utilizado en este proceso se basa de la Norma vigente, Capítulo 5, el cual se encuentra adjunto en el Anexo 10.2, mencionándose específicamente la clasificación tarifaria en el subcapítulo 5.4. El cumplimiento de las condiciones antes mencionadas, son incluso más exigentes que las descritas en la norma. La decisión de incluir así el cálculo en el Modelo es para simplificar la verificación de las condiciones, así como también para asegurar que el cliente, una vez integrado al BESS elegido, no cambie de clasificación tarifaria, provocando el no cumplimiento de la estimación de Ahorro y Utilidad para el servicio de acumulación.

#### **M. ¿Hay cambios en la opción tarifaria del nuevo Perfil de Consumo?**

1. Inicio
2. Responder la pregunta del Proceso para cada una de las dimensiones probadas. Acción según respuesta:
  - i. Si. El Cliente pasa de una clasificación tarifaria Presente Punta a una Parcialmente Presente en Punta o viceversa y tiene una tarifa por máxima lectura de potencia
    1. Volver a calcular el resultado económico (proceso J) asignando correctamente el costo unitario por unidad de Potencia demandada para el escenario con BESS
  - ii. Si. El Cliente pasa de una clasificación tarifaria Presente Punta a una Parcialmente Presente en Punta y tiene una tarifa por Contrato de Potencia
    1. Perfecto, incluso ahora el BESS permite un cambio de clasificación beneficioso para el Cliente

2. Volver a calcular el resultado económico (proceso J) asignando correctamente el costo unitario por unidad de Potencia demandada para el escenario con BESS
  - 3.
  - iii. Si. El Cliente pasa de una clasificación tarifaria Parcialmente Presente Punta a una Presente en Punta y tiene una tarifa por Contrato de Potencia
    1. No tiene sentido integrar el BESS y terminar pagando más por unidad de Potencia.
    2. Cambiar el valor de NCP por una unidad más de Potencia y volver a verificar las Condiciones a) y b). Hacer esto hasta encontrar el valor de NCP que permite mantener al Cliente con clasificación Parcialmente Presente en Punta.
    3. Volver a calcular el resultado económico (proceso J) asignando correctamente el costo unitario por unidad de Potencia demandada para el escenario con BESS
  - iv. No. seguir con Proceso N
3. Fin

#### **N. Reporte económico soluciones candidatas**

1. Inicio
2. Reportar la *Matriz de Resultados* completa con todos los  $\lambda_p$  probados y los resultados correspondientes a estos valores.
3. Generar y reportar los siguientes gráficos con los resultados de la *Matriz de Resultados*:
  - i. *Gráfico 1: Utilidad vs Dimensión.* Se grafica para cada *Dimensión* simulada la *Utilidad c/Netbilling* asociada a ella. En este gráfico se puede ver gráficamente cual de las dimensiones simuladas y probadas entrega mejor resultado
  - ii. *Gráfico 2: Flujo ingresos.*
    1. Se debe crear primero una tabla con los datos de los flujos anuales para cada dimensión probada. Año cero corresponde a la Inversión Inicial. Y a cada año transcurrido se le suma el Ahorro Anual obtenido. Hacer esto en un horizonte temporal superior al de la Vida Útil definida para la tecnología elegida.
    2. Tomar los datos de flujos anuales antes generados y graficar. Eje Y representa la unidad económica CLP\$ y eje X representa los años transcurridos, donde cada año representa lo acumulado en Ahorro hasta la fecha. Para cada dimensión o  $\lambda_p$  probado existirá una curva con su flujo característico (véase ejemplo con horizonte 5 años en Capítulo 6.3.1 el gráfico 6.3-2)
4. Fin, siguiente paso

## O. Cliente elige solución

1. Inicio
2. El cliente observa los gráficos 1 y 2 antes generados y elige cual de las Dimensiones de BESS es la que más se acomoda a sus necesidades.
3. Fin

## P. Generar Perfil de actividad interna

1. Inicio
2. Fijar ahora en la *Matriz para cálculo de dimensionamiento* la dimensión elegida en el paso anterior y el factor de integración. Luego calcular nuevamente los valores para la *Matriz de Simulación* respecto a ambas variables.
3. Generar y reportar los siguientes gráficos con los resultados de la *Matriz de Simulación* correspondientes a la dimensión elegida por el Cliente:
  - i. *Gráfico 3: Perfil Consumo semana más activa con y sin BESS contrastado con el Estado de Carga/Descarga BESS.* Sobre un horizonte temporal horario de una semana (o un ciclo de carga claro en caso de todos los días tener el mismo perfil dentro de una semana) se grafican los valores de potencia del *Perfil de Consumo*, *Nuevo Perfil de Consumo*, *Estado CD*, *Corte* (véase ejemplo en Capítulo 6.3.1 el gráfico 6.3-3). Se recomienda graficar la semana con mayor actividad del BESS en el año, ya que habrán semanas donde no hay actividad alguna, por lo que no tiene mayor sentido graficar aquello
  - ii. *Gráfico 4: Perfil actividad horaria para las 12 semanas tipo del año.* Se trata del mismo gráfico anterior pero con el horizonte completo de los 2016 horas simuladas en la *Matriz de Simulación* (véase ejemplo en Capítulo 6.3.1 el gráfico 6.3-4)
4. Traspasar la información anual graficada en el Gráfico 4 a una tabla de datos en formato legible para el controlador de la batería (se recomienda formato .txt). Esta tabla de datos, dado que va a alimentar el controlador de la batería consta con una fila por cada hora de año. Luego la matriz tiene 8760 horas. En sus columnas puede tener cualquier información que el controlador necesite y pueda obtenerse de la *Matriz de Simulación*. Ejemplo: Columna 1: Hora del año(numérico), Columna 2: Carga/Descarga ( Binario)

**Tabla 10.4-4 Ejemplo Matriz de Actividad interna**

Hora del año	Carga/Descarga
1	0
2	0
...	...
7	1
...	...
8760	0

5. Fin

**Fin**

## 10.5 Manual de Operación Planilla Software Excel

A continuación se adjuntan las diferentes pantallas de cómo funciona y se ve la interfaz del Modelo Programado en una Planilla de Software Excel diseñada por el autor de este trabajo para la obtención de los resultados en el Capítulo 6. En particular, se presenta a continuación la interfaz para el Modelo de Gestión de Potencia por Contrato. Usado para el Caso 6.3.

### Ilustración 10.5-1 Hoja 0. Introducción e instrucciones

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following content:

- Row 2:** **Introducción e instrucciones a Planilla Modelo para Gestión de Potencia**
- Row 3:** (Versión MP-C 1.0)
- Row 5:** **Introducción**
- Row 6:** Esta planilla refleja el trabajo realizado por el Alumno Johann Blanc Barrenechea de la Universidad de Chile en su trabajo de Título para el grado de Ingeniero Civil Industrial. Junio 2015
- Row 7:** Titulo trabajo:
- Row 10:** **DESARROLLO DE MODELO ALGORÍTMICO PARA DIMENSIONAMIENTO Y GESTIÓN TÉCNICO-ECONÓMICO ÓPTIMOS DE BANCO DE BATERÍAS PARA CLIENTES ALIMENTADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO Y/O FUENTES DE ENERGÍA SOLARES**
- Row 11:** Además se podrá encontrar en Anexos Hojas adjuntas para quien desee revisar:
- Row 12:** **A. Estimación de Datos:** Corresponde a la estimación de los 2016 datos horarios por día de la semana para el año completo a partir de los datos entregados en Hoja 1.
- Row 13:** **B. Gráficos de actividad interna:** Corresponde a la presentación gráfica de la actividad anual del BESS previamente elegido en la Hoja 3.
- Row 14:** **C. Matriz de actividad exportable:** Corresponde a una matriz ordenada de Enero a Diciembre con la actividad del BESS en cada hora típica de la semana. La data acá presentada es que el proveedor del BESS pueda cargar la información de actividad al controlador del BESS. En un solo vector se encuentra la información de Carga, Descarga o StandBy.
- Row 15:** El objetivo de este trabajo es: Desarrollar un modelo matemático que defina un algoritmo determinístico que permita calcular de forma sencilla el dimensionamiento técnico-económico óptimo de un banco de baterías para clientes que se alimentan tanto del sistema eléctrico chileno como de paneles solares particulares.
- Row 16:** Esta planilla trae a la práctica el algoritmo y modelo diseñado para dimensionar acumuladores BESS de tecnología de Litio (u cualquier otra de tipo electroquímica) para clientes o usuarios que deseen utilizar la tecnología para gestionar su demanda eléctrica de POTENCIA, en particular clientes con Contrato fijo anual con el distribuidor del servicio eléctrico.
- Row 17:** **Legenda Hojas:**
- Row 18:** (letra) = Valores a ingresar
- Row 19:** (letra) = Variables libres o Valores a cambiar manualmente.
- Row 20:** = Valores de parámetros dados por Default. Puede cambiarse si se considera apropiado.
- Row 21:** = Valores que son directamente importados de la Hoja 1 o que utilizan directamente datos para calcularse.
- Row 24:** Johann Blanc Barrenechea
- Row 25:** [blanjb@googlemail.com](mailto:blanjb@googlemail.com)
- Row 28:** Las versiones para gestionar demandas eléctricas disponibles hasta el momento son (Junio 2015):
- Row 29:** ME-S 1.0 Modelo para Gestión de Energía Solar (v 1.0)
- Row 30:** MP-C 1.0 Modelo para Gestión de Potencia Contratada (v 1.0)
- Row 31:** MP-M 1.0 Modelo para Gestión de Potencia por Máxima lectura (v 1.0)
- Row 32:** Se agrega además que esta planilla necesita de la activación de Macros y Solver para su correcto funcionamiento. El formato de guardado es .xlsm (con Macros). Es además en esta planilla se encuentran varias columnas ocultas así como también una página completa. Esto se hace para mantener cálculos y valores auxiliares fuera de la visual del usuario, buscando con ello una interfaz más amigable.

The spreadsheet interface includes a ribbon with tabs: 0.Introducción e Instrucciones, 1.Entrada de Datos, 2.Simulación y Dimensionamiento, 3.Resultados, A. Estimación de Datos, B. Gráficos actividad interna, C. Matriz actividad exportable. The status bar shows 'Vista normal'.

*En esta hoja se encuentran todas las instrucciones necesarias para la correcta utilización de la planilla.*

A continuación se adjuntan las distintas Hojas para el cálculo del dimensionamiento. Cada una de ellas son auto explicativas. Antes de pasar de la Hoja 1 a la siguiente, se deben rellenar todos los campos necesarios (amarillo). Para pasar de la Hoja de Simulación (Hoja 2) a la Hoja de Resultados (Hoja 3) se debe ingresar diferentes valores en las variables libres de manera tal de rellenar con suficientes escenarios a la Matriz de Resultados. Tras haber probado suficientes dimensiones, es decir no encontrar resultados diferentes, se pasa a la siguiente Hoja. En una vez en ella se presentan gráficos de los resultados económicos de los diferentes escenarios o BESS candidatos probados en la hoja anterior. Además se presentan las tablas con alguno de los datos coloreados según su valor (interesantes en verde, no convenientes en rojo) para así ayudar a la comprensión visual de los valores. Una vez estudiados y vistos los resultados tanto en la tabla como en el gráfico, se debe elegir cual de los BESS candidatos es el que desea el cliente.

# Ilustración 10.5-2 Hoja 1. Entrada de Datos

### Perfil Eléctrico Energía y Potencia

Si tiene la data completa rellenar directo en Hoja A. Estimación de Datos

MES: 1 (1= Enero hasta 12= Diciembre)

Horas	1	2	3	4	5	6	7
1	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
2	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
3	10,63	10,63	10,63	10,63	10,63	10,63	10,63
4	14,61	14,61	14,61	14,61	14,61	14,61	14,61
5	21,53	21,53	21,53	21,53	21,53	21,53	21,53
6	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48
7	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48
8	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19	19,19
9	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94
10	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76
11	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
12	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
13	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
14	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
15	10,63	10,63	10,63	10,63	10,63	10,63	10,63
16	14,61	14,61	14,61	14,61	14,61	14,61	14,61
17	21,53	21,53	21,53	21,53	21,53	21,53	21,53
18	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48
19	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48	11,48
20	23,16	23,16	23,16	23,16	23,16	23,16	23,16
21	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94
22	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76
23	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
24	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58

Comentario: La hora 1 en el día 1 del MES ingresado indica la demanda promedio en kW de Potencia para esa hora para todos los días 1. del MES

Potencia Contratada: 32 [kW]  
Máxima lectura: ND [S/NO]

### Batería y restricciones

Tipo BESS: Litio Costo BESS: \$ 250.000 [CLP\$/KWH]

Opciones: (Elegir entre las opciones)

1 Vida Útil	5	Unidad	0-20
2 Ciclabilidad	1500	[ciclos]	300-5000
3 Profundidad de descarga DoD	90%	%	<= 100%
4 Profundidad de carga mínima DoC	20%	%	<= 90%
5 Sobredimensión Superior	20%	%	<= 30%
6 Potencia de carga	0,5	[kW]	> 0
7 Potencia de descarga máxima	1	[kW]	> 0
8 Ineficiencia energética de carga	5%	%	1%-10%

Comentarios:

1. Define el proveedor del BESS
2. Ciclos en condiciones de descarga hasta el 80% DoD
3. Hasta que punto de descarga máxima quieres que llegue el BESS?
4. Hasta que punto de carga quieres que llegue el BESS antes que se pida una descarga? (min 1%)
5. Litio: Se define 20% por pérdida de capacidad de carga de un 20% en la vida útil
6. Dependerá de la conexión a la red y lo que el productor del BESS indique
7. Dependerá de la tecnología y lo que el productor del BESS indique. Litio 5%
8. Dependerá de la tecnología y lo que el productor del BESS indique. Litio 5%

### Tarifación y distribuidor. Costos

Tipo Tarifación: BT2

Opciones: BT2, BT3, BT4.1, BT4.2, BT4.3

Clasificación tarifaria: PARCIAL PUNTA

Opciones: PRESENTE PUNTA, PARCIAL PUNTA

Cargo por Unidad de Energía: \$ 37 [CLP\$/KWH]

Cargo por Unidad de Potencia: PRESENTE PUNTA \$ 17.500 [CLP\$/KW], PARCIAL PUNTA \$ 12.500 [CLP\$/KW]

Comentario: Si BT4, entonces colocar valor correspondiente de HORA PUNTA en PRESENTE PUNTA y de HORA NO PUNTA en PARCIAL PUNTA

HORARIO DESCARGA: INICIO 0 hrs, FIN 24 hrs.

HORARIO PUNTA: INICIO 18 hrs, FIN 23 hrs.

Comentario: Si se desea solo cortar potencia en horas punta, entonces ingresar 18 en INICIO y 23 en FIN en HORARIO DE DESCARGA. Si se desea cortar hora en todo horario ingresar 0 en INICIO y 24 en FIN.

### Ingreso consumo mensual y cálculo Factor Consumo mensual

Mes	Consumo Energía kWh	Factor Consumo m
1 Enero	700	0,00
2 Febrero	6500	0,03
3 Marzo	7700	0,10
4 Abril	8000	0,14
5 Mayo	7500	0,07
6 Junio	7800	0,11
7 Julio	7800	0,11
8 Agosto	7900	0,13
9 Septiembre	7500	0,07
10 Octubre	8000	0,14
11 Noviembre	7900	0,13
12 Diciembre	9000	0,16

1 Enero: 7000

Comentario: En caso que no tenga los valores exactos de consumo mensual, usar el gráfico de consumo para comparar con el gráfico de consumo mensual que le entrega su ultima boleta de

0. Introducción e Instrucciones | 1. Entrada de Datos | 2. Simulación y Dimensionamiento | 3. Resultados | A. Estimación de Datos | B. Gráficos actividad Interna | C. Matriz actividad exportable

# Ilustración 10.5-3 Hoja 2. Simulación y Dimensionamiento

### Matriz de Simulación

Mes	Día	Hora	Consumo horario (k/BESS)	Potencia max disponible	Energía Sobrante	Energía Acumulada	Consumo HP/Día	SW cortado HP/Día	Estado CO	NPC (c/BESS)	% Carga	Punto descarga min(BESS)	Condición 0,85	Condición 0,5
1	1	1	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,00	FALSO	
1	1	2	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,00	FALSO	
1	1	3	10,63	32,00	21,38	20,31	10,63	0,00	0,00	100%	Falso	10,63	FALSO	
1	1	4	14,61	32,00	17,39	16,52	14,61	0,00	0,00	100%	Falso	14,61	FALSO	
1	1	5	21,53	32,00	10,47	9,94	21,53	0,00	0,00	100%	Falso	21,53	FALSO	
1	1	6	11,48	32,00	20,52	19,49	11,48	0,00	0,00	100%	Falso	11,48	FALSO	
1	1	7	11,48	32,00	20,52	19,49	11,48	0,00	0,00	100%	Falso	11,48	FALSO	
1	1	8	19,19	32,00	12,81	12,17	19,19	0,00	0,00	100%	Falso	19,19	FALSO	
1	1	9	16,94	32,00	15,07	14,31	16,94	0,00	0,00	100%	Falso	16,94	FALSO	
1	1	10	8,76	32,00	23,25	22,08	8,76	0,00	0,00	100%	Falso	8,76	FALSO	
1	1	11	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
1	1	12	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
1	1	13	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
1	1	14	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
1	1	15	10,63	32,00	21,38	20,31	10,63	0,00	0,00	100%	Falso	10,63	FALSO	
1	1	16	14,61	32,00	17,39	16,52	14,61	0,00	0,00	100%	Falso	14,61	FALSO	
1	1	17	21,53	32,00	10,47	9,94	21,53	0,00	0,00	100%	Falso	21,53	FALSO	
1	1	18	11,48	32,00	20,52	19,49	11,48	0,00	0,00	100%	Falso	11,48	FALSO	
1	1	19	11,48	32,00	20,52	19,49	11,48	0,00	0,00	100%	Falso	11,48	FALSO	
1	1	20	23,16	32,00	8,40	23,16	0,00	0,00	0,00	100%	Falso	23,16	FALSO	
1	1	21	16,94	32,00	15,07	14,31	16,94	0,00	0,00	100%	Falso	16,94	FALSO	
1	1	22	8,76	32,00	23,25	22,08	8,76	0,00	0,00	100%	Falso	8,76	FALSO	
1	1	23	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
1	1	24	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
2	1	1	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
2	1	2	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
2	1	3	10,63	32,00	21,38	20,31	10,63	0,00	0,00	100%	Falso	10,63	FALSO	
2	1	4	14,61	32,00	17,39	16,52	14,61	0,00	0,00	100%	Falso	14,61	FALSO	
2	1	5	21,53	32,00	10,47	9,94	21,53	0,00	0,00	100%	Falso	21,53	FALSO	
2	1	6	11,48	32,00	20,52	19,49	11,48	0,00	0,00	100%	Falso	11,48	FALSO	
2	1	7	11,48	32,00	20,52	19,49	11,48	0,00	0,00	100%	Falso	11,48	FALSO	
2	1	8	19,19	32,00	12,81	12,17	19,19	0,00	0,00	100%	Falso	19,19	FALSO	
2	1	9	16,94	32,00	15,07	14,31	16,94	0,00	0,00	100%	Falso	16,94	FALSO	
2	1	10	8,76	32,00	23,25	22,08	8,76	0,00	0,00	100%	Falso	8,76	FALSO	
2	1	11	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
2	1	12	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
2	1	13	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
2	1	14	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
2	1	15	10,63	32,00	21,38	20,31	10,63	0,00	0,00	100%	Falso	10,63	FALSO	
2	1	16	14,61	32,00	17,39	16,52	14,61	0,00	0,00	100%	Falso	14,61	FALSO	
2	1	17	21,53	32,00	10,47	9,94	21,53	0,00	0,00	100%	Falso	21,53	FALSO	
2	1	18	11,48	32,00	20,52	19,49	11,48	0,00	0,00	100%	Falso	11,48	FALSO	
2	1	19	11,48	32,00	20,52	19,49	11,48	0,00	0,00	100%	Falso	11,48	FALSO	
2	1	20	23,16	32,00	8,40	23,16	0,00	0,00	0,00	100%	Falso	23,16	FALSO	
2	1	21	16,94	32,00	15,07	14,31	16,94	0,00	0,00	100%	Falso	16,94	FALSO	
2	1	22	8,76	32,00	23,25	22,08	8,76	0,00	0,00	100%	Falso	8,76	FALSO	
2	1	23	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	
2	1	24	0,58	32,00	31,43	29,85	0,58	0,00	0,00	100%	Falso	0,58	FALSO	

### Matriz para cálculo de dimensionamiento

Lambda p: 10,79% (Rango 0-1)

Dimensión kWh: 2,96 (Rango 0)

Corte: 23,6

SOLVER

### Matriz para cálculo Económico

BT2 (La modalidad de cálculo siguiente solo es válida para Tarifas con Contrato)

NCP: 29 (Rango 0-Contrato)

Contrato: 32

mes	max kW	NCP	Cargo Pot	Cargo max	Gasto anual	max kW	C o max	Cargo Pot	Gasto anual
1	23,16	29	\$ 362.500	\$ 289.467	\$ 23,16	32	\$ 400.000	\$ 23,16	\$ 400.000
2	23,50	29	\$ 362.500	\$ 268.791	\$ 23,50	32	\$ 400.000	\$ 23,50	\$ 400.000
3	23,63	29	\$ 362.500	\$ 295.116	\$ 23,63	32	\$ 400.000	\$ 23,63	\$ 400.000
4	23,63	29	\$ 362.500	\$ 301.866	\$ 23,63	32	\$ 400.000	\$ 23,63	\$ 400.000
5	23,63	29	\$ 362.500	\$ 295.116	\$ 23,63	32	\$ 400.000	\$ 23,63	\$ 400.000
6	23,63	29	\$ 362.500	\$ 295.116	\$ 23,63	32	\$ 400.000	\$ 23,63	\$ 400.000
7	23,63	29	\$ 362.500	\$ 295.116	\$ 23,63	32	\$ 400.000	\$ 23,63	\$ 400.000
8	23,80	29	\$ 362.500	\$ 297.520	\$ 23,80	32	\$ 400.000	\$ 23,80	\$ 400.000
9	23,63	29	\$ 362.500	\$ 295.116	\$ 23,63	32	\$ 400.000	\$ 23,63	\$ 400.000
10	23,16	29	\$ 362.500	\$ 301.866	\$ 23,16	32	\$ 400.000	\$ 23,16	\$ 400.000
11	23,80	29	\$ 362.500	\$ 297.520	\$ 23,80	32	\$ 400.000	\$ 23,80	\$ 400.000
12	17,93	29	\$ 362.500	\$ 219.168	\$ 17,93	32	\$ 400.000	\$ 17,93	\$ 400.000

Altas vida Útl: \$ 5, Ahorro Anual: \$ 450.000  
Inv. In: \$ 886.896, Ahorro Total: \$ 2.250.000  
Dim. Real [kWh]: 3,95, Utilidad Contrato NCP: \$ 1.363.104

Utilidad máx lectura: \$ 5.839.218 (Función obj max)

### Matriz de Resultados actuales

Submatriz result dim: Lambda p: 10,79%, Dim real: 3,0, Corte: 3,5

Submatriz resultados económ: Dim real: 3,5, Inv In: \$ 886.896, NCP: 29

Submatriz interpretaciones y ratio: Dim real: 3,5, Utilidad: \$ 384.234, Ratio: 2,0

### Matriz de Resultados (histórico)

Submatriz result dim: Lambda p: 24,48%, Dim real: 30,20, Corte: 12,24

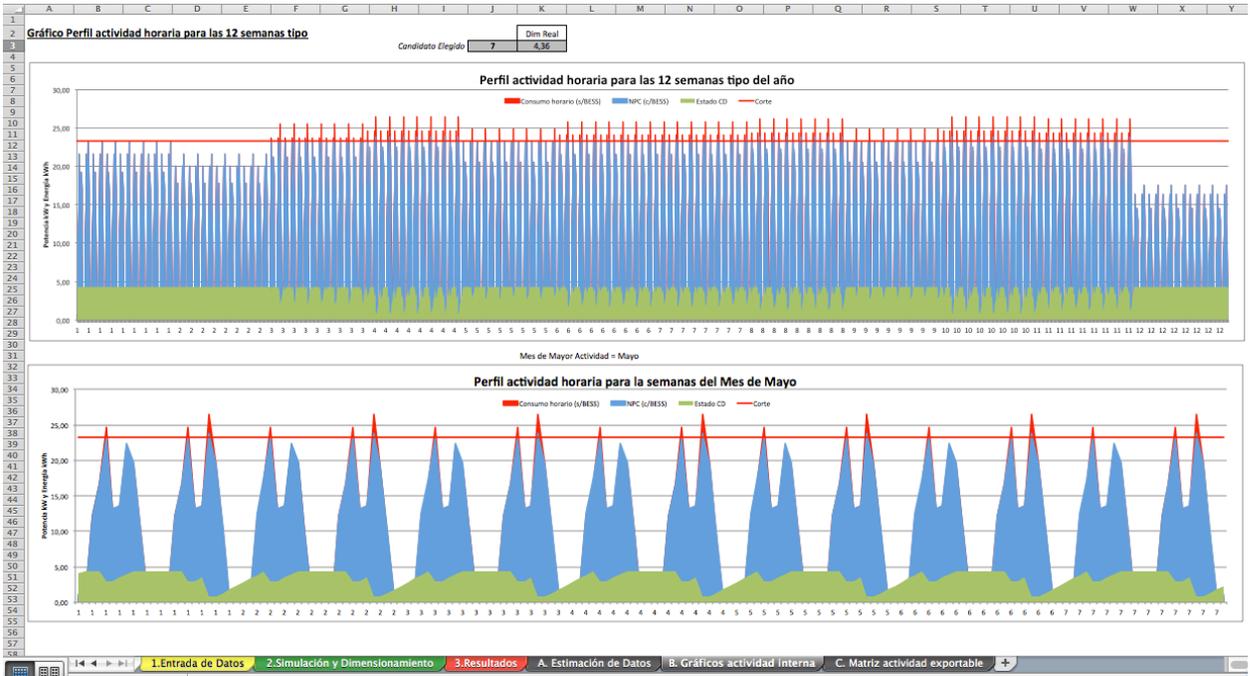
Submatriz resultados económ: Dim real: 19,4, Inv In: \$ 693.461, Ahorro Total: \$ 750.302

Submatriz interpretaciones y ratio: Dim real: 19,4, Utilidad: \$ 3.060.352, Ratio: 27

0. Introducción e Instrucciones | 1. Entrada de Datos | 2. Simulación y Dimensionamiento | 3. Resultados | A. Estimación de Datos | B. Gráficos actividad Interna | C. Matriz actividad exportable



### Ilustración 10.5-6 Hoja B. Gráfico actividad anual BESS elegido



### Ilustración 10.5-7 Hoja C. Vector de actividad anual BESS

Mes	Día	FILA	Hora	Estado CD	Vector 2016
1	1	1	2	1	2,956
1	1	1	3	2	2,956
1	1	1	4	3	2,956
1	1	1	5	4	2,956
1	1	1	6	5	2,956
1	1	1	7	6	2,956
1	1	1	8	7	2,956
1	1	1	9	8	2,956
1	1	1	10	9	2,956
1	1	1	11	10	2,956
1	1	1	12	11	2,956
1	1	1	13	12	2,956
1	1	1	14	13	2,956
1	1	1	15	14	2,956
1	1	1	16	15	2,956
1	1	1	17	16	2,956
1	1	1	18	17	2,956
1	1	1	19	18	2,956
1	1	1	20	19	2,956
1	1	1	21	20	2,956
1	1	1	22	21	2,956
1	1	1	23	22	2,956
1	1	1	24	23	2,956
1	1	1	25	24	2,956
1	2	2	2	1	2,956
1	2	2	3	2	2,956
1	2	2	4	3	2,956
1	2	2	5	4	2,956
1	2	2	6	5	2,956
1	2	2	7	6	2,956
1	2	2	8	7	2,956
1	2	2	9	8	2,956
1	2	2	10	9	2,956
1	2	2	11	10	2,956
1	2	2	12	11	2,956
1	2	2	13	12	2,956
1	2	2	14	13	2,956
1	2	2	15	14	2,956
1	2	2	16	15	2,956
1	2	2	17	16	2,956
1	2	2	18	17	2,956
1	2	2	19	18	2,956
1	2	2	20	19	2,956
1	2	2	21	20	2,956
1	2	2	22	21	2,956
1	2	2	23	22	2,956
1	2	2	24	23	2,956
1	2	2	25	24	2,956
1	3	3	2	1	2,956
1	3	3	3	2	2,956
1	3	3	4	3	2,956
1	3	3	5	4	2,956

## 10.6 Planilla tarifas de suministro eléctrico para clientes regulados. Noviembre 2014. Chilectra

### TARIFAS DE SUMINISTRO ELECTRICO PARA CLIENTES SUJETOS A REGULACIÓN DE PRECIOS

De acuerdo a lo establecido en el artículo N° 191 de DFL N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se detallan a continuación las tarifas que aplicará Chilectra a la regulación de precios, a partir del 01 de Noviembre de 2014. Las opciones tarifarias y condiciones de aplicación son las establecidas en el Decreto N° 1T de 2012, en el Decreto N° 1T de 2012 del Ministerio de Energía.

VALORES NETOS Y CIVA TARIFAS DE SUMINISTRO		ÁREA 1 A (a)		ÁREA 1 A (b)		ÁREA 1 A (c)		ÁREA 1S Caso 1(a) A.T. - SUBT. B.T. - ÁREA		ÁREA 1S A.T. - ÁREA
		VIGENCIA 1-11-2014		VIGENCIA 1-11-2014		VIGENCIA 1-11-2014		VIGENCIA 1-11-2014		VIGENCIA
		\$ NETO	\$ CIVA	\$ NETO	\$ CIVA	\$ NETO	\$ CIVA	\$ NETO	\$ CIVA	\$ NETO
BT-1	Cargo Fijo (\$/cliente)	593,2605	705,98	824,1176	980,70	939,9663	1.118,56	593,2605	705,98	593,2605
	Energía Base (\$/kWh)	70,6907	84,122	75,8857	90,304	86,0285	102,374	73,8689	87,904	73,3680
	E. Adicional de Invierno (\$/kWh)	95,1445	113,222	105,5336	125,585	125,8193	149,725	101,5008	120,786	100,4983
BT-2	Cargo Fijo (\$/cliente)	593,2605	705,98	824,1176	980,70	939,9663	1.118,56	593,2605	705,98	593,2605
	Cargo Fijo (\$/cliente)	941,3025	1.120,15	1.336,6806	1.590,65	1.543,9159	1.837,26	941,3025	1.120,15	941,3025
	Energía (\$/kWh)	46,2369	55,022	46,2369	55,022	46,2369	55,022	46,2369	55,022	46,2369
	Cons. Parc. Pte. Pta (\$/kW/mes)	4.808,4537	5.722,06	5.951,2773	7.082,02	8.182,6890	9.737,40	5.507,6302	6.554,08	5.397,4201
BT-3	Cons. Pte. Punta (\$/kW/mes)	7.674,1596	9.132,25	9.388,3865	11.172,18	12.735,5042	15.155,25	8.722,9075	10.380,26	8.557,5966
	Cargo Fijo BT - 4.1 (\$/cliente)	593,2605	705,98	824,1176	980,70	939,9663	1.118,56	593,2605	705,98	593,2605
	Cargo Fijo BT - 4.2 (\$/cliente)	941,3025	1.120,15	1.336,6806	1.590,65	1.543,9159	1.837,26	941,3025	1.120,15	941,3025
	Cargo Fijo BT - 4.3 (\$/cliente)	1.031,5714	1.227,57	1.663,4453	1.979,50	1.670,7815	1.988,23	1.031,5714	1.227,57	1.031,5714
BT-4	Energía (\$/kWh)	46,2369	55,022	46,2369	55,022	46,2369	55,022	46,2369	55,022	46,2369
	Pot Total Cont o Leída (\$/kW/mes)	1.698,8907	2.021,68	2.111,3445	2.512,50	3.380,9159	4.023,29	1.788,4033	2.128,20	2.170,0588
	Dem. Máx. de Punta (\$/kW/mes)	5.975,2689	7.110,57	7.277,0420	8.659,68	9.354,5882	11.131,96	6.934,5042	8.252,06	6.387,5378
	Cargo Fijo AT - 2 (\$/cliente)	593,2605	705,98	824,1176	980,70	939,9663	1.118,56	593,2605	705,98	593,2605
AT-2	Cargo Fijo AT - 3 (\$/cliente)	941,3025	1.120,15	1.336,6806	1.590,65	1.543,9159	1.837,26	941,3025	1.120,15	941,3025
	Energía (\$/kWh)	43,9470	52,297	43,9470	52,297	43,9470	52,297	43,9470	52,297	43,9470
	Cons. Parc. Pte. Pta (\$/kW/mes)	2.847,1092	3.388,06	3.539,3697	4.211,85	4.250,6302	5.058,25	3.495,2605	4.159,36	2.847,1092
	Cons. Pte. Punta (\$/kW/mes)	4.145,9243	4.933,65	5.011,2521	5.963,39	5.900,3193	7.021,38	4.956,1008	5.897,76	4.145,9243
AT-3	Cargo Fijo AT - 4.1 (\$/cliente)	593,2605	705,98	824,1176	980,70	939,9663	1.118,56	593,2605	705,98	593,2605
	Cargo Fijo AT - 4.2 (\$/cliente)	941,3025	1.120,15	1.336,6806	1.590,65	1.543,9159	1.837,26	941,3025	1.120,15	941,3025
	Cargo Fijo AT - 4.3 (\$/cliente)	1.031,5714	1.227,57	1.663,4453	1.979,50	1.670,7815	1.988,23	1.031,5714	1.227,57	1.031,5714
	Energía (\$/kWh)	43,9470	52,297	43,9470	52,297	43,9470	52,297	43,9470	52,297	43,9470
AT-4	Pot Total Cont o Leída (\$/kW/mes)	540,1176	642,74	943,9411	1.123,29	1.358,8403	1.617,02	918,2016	1.092,66	540,1176
	Dem. Máx. de Punta (\$/kW/mes)	3.605,8067	4.290,91	4.067,3109	4.840,10	4.541,4789	5.404,36	4.037,8991	4.805,10	3.605,8067
	Todas las Tarifas (\$/kWh)	0,58500	0,69615	0,58500	0,69615	0,58500	0,69615	0,58500	0,69615	0,58500
	Tarifas de Inyección	Energía inyectada (\$/kWh)	46,2369	-	46,2369	-	46,2369	-	46,2369	-

Las condiciones de aplicación de las Tarifas de Inyección son las establecidas en la Ley N° 20.571 de 2012, del Ministerio de Energía, que regula el pago de las Tarifas Eléctricas. LOS VALORES NO SON AFECTOS A IVA.

LAS COMUNAS PARA EL ÁREA 1A Y 1S SE DEFINEN SEGÚN DECRETO N° 1T/2012 (E):

(a) Comunas no indicadas en (b) y (c).

(b) Colina.

(c) Til Til.

## 10.7 Diagrama conceptual del Modelo algorítmico

Ilustración 10.7-1 Diagrama conceptual del Modelo



*Fuente: Elaboración propia. Se puede ver un diagrama ilustrativo de los macro procesos con las entradas y salidas esperadas del Algoritmo. Este fue el primer diagrama utilizado al principio del proyecto.*

## 10.8 Tabla comparación de costos según tipo de batería

Systems	Power rating and discharge time		Storage duration		Capital cost		
	Power rating	Discharge time	Self discharge per day	Suitable storage duration	\$/kW	\$/kWh	€/kWh-Per cycle
PHS	100–5000 MW	1–24 h+	Very small	Hours–months	600–2000	5–100	0.1–1.4
CAES	5–300 MW	1–24 h+	Small	Hours–months	400–800	2–50	2–4
Lead-acid	0–20 MW	Seconds–hours	0.1–0.3%	Minutes–days	300–600	200–400	20–100
NiCd	0–40 MW	Seconds–hours	0.2–0.6%	Minutes–days	500–1500	800–1500	20–100
NaS	50 kW–8 MW	Seconds–hours	~20%	Seconds–hours	1000–3000	300–500	8–20
ZEBRA	0–300 kW	Seconds–hours	~15%	Seconds–hours	150–300	100–200	5–10
Li-ion	0–100 kW	Minutes–hours	0.1–0.3%	Minutes–days	1200–4000	600–2500	15–100
Fuel cells	0–50 MW	Seconds–24 h+	Almost zero	Hours–months	10,000+		6000–20,000
Metal-Air	0–10 kW	Seconds–24 h+	Very small	Hours–months	100–250	10–60	
VRB	30 kW–3 MW	Seconds–10 h	Small	Hours–months	600–1500	150–1000	5–80
ZnBr	50 kW–2 MW	Seconds–10 h	Small	Hours–months	700–2500	150–1000	5–80
PSB	1–15 MW	Seconds–10 h	Small	Hours–months	700–2500	150–1000	5–80
Solar fuel	0–10 MW	1–24 h+	Almost zero	Hours–months	–	–	–
SMES	100 kW–10 MW	Milliseconds–8 s	10–15%	Minutes–hours	200–300	1000–10,000	
Flywheel	0–250 kW	Milliseconds–15 min	100%	Seconds–minutes	250–350	1000–5000	3–25
Capacitor	0–50 kW	Milliseconds–60 min	40%	Seconds–hours	200–400	500–1000	
Super-capacitor	0–300 kW	Milliseconds–60 min	20–40%	Seconds–hours	100–300	300–2000	2–20
AL-TES	0–5 MW	1–8 h	0.5%	Minutes–days		20–50	
CES	100 kW–300 MW	1–8 h	0.5–1.0%	Minutes–days	200–300	3–30	2–4
HT-TES	0–60 MW	1–24 h+	0.05–1.0%	Minutes–months		30–60	

Fuente: Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, Yulong Ding. Progress in electrical energy storage system: A critical review. Progress in Natural Science. July 2008. (Obtenido de Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies)

## 10.9 Tabla de comparación de características de Acumuladores de Energía

Systems	Energy and power density				Life time and cycle life		Influence on environment	
	Wh/kg	W/kg	Wh/L	W/L	Life time (years)	Cycle life (cycles)	Influence	Description
PHS	0.5–1.5		0.5–1.5		40–60		Negative	Destruction of trees and green land for building the reservoirs
CAES	30–60		3–6	0.5–2.0	20–40		Negative	Emissions from combustion of natural gas
Lead-acid	30–50	75–300	50–80	10–400	5–15	500–1000	Negative	Toxic remains
NiCd	50–75	150–300	60–150		10–20	2000–2500		
NaS	150–240	150–230	150–250		10–15	2500		
ZEBRA	100–120	150–200	150–180	220–300	10–14	2500+		
Li-ion	75–200	150–315	200–500		5–15	1000–10,000+		
Fuel cell	800–10,000	500+	500–3000	500+	5–15	1000+	Negative	Remains and/or combustion of fossil fuel
Metal-Air	150–3000		500–10,000			100–300	Small	Little amount of remains
VRB	10–30		16–33		5–10	12,000+	Negative	Toxic remains
ZnBr	30–50		30–60		5–10	2000+		
PSB	–	–	–	–	10–15			
Solar fuel	800–100,000		500–10,000		–	–	Benign	Usage and storage of solar energy
SMES	0.5–5	500–2000	0.2–2.5	1000–4000	20+	100,000+	Negative	Strong magnetic fields
Flywheel	10–30	400–1500	20–80	1000–2000	~15	20,000+	Almost none	
Capacitor Super-	0.05–5	~100,000	2–10 capacitor	100,000+ 2.5–15	~5 500–5000	50,000+	Small	Little amount of remains 100,000+
20+		100,000+	Small	Little amount of remains		10–30		
AL-TES	80–120		80–120		10–20		Small	
CES	150–250	10–30	120–200		20–40		Positive	Removing contaminates during air liquefaction (Charge)
HT-TES	80–200		120–500		5–15		Small	

Fuente: Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, Yulong Ding. Progress in electrical energy storage system: A critical review. Progress in Natural Science. July 2008. (Obtenido de Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies)