



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

**PLAN ESTRATÉGICO DE ENEL GENERACIÓN PARA ENFRENTAR NUEVO  
REGLAMENTO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN GESTIÓN Y  
DIRECCIÓN DE EMPRESAS**

**MILKO JONATHAN PADILLA MUÑOZ**

**PROFESOR GUÍA:  
ANDREA VICTORIA NIETO EYZAGUIRRE**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
ANTONIO AGUSTÍN HOLGADO SAN MARTÍN  
MIGUEL ÁNGEL BUZUNÁRIZ RAMOS**

**SANTIAGO DE CHILE  
2019**

## RESUMEN

### PLAN ESTRATÉGICO DE ENEL GENERACIÓN PARA ENFRENTAR NUEVO REGLAMENTO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

La Comisión Nacional de Energía por medio de la Ley 20936 introdujo cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos en materia de los SSCC. Principales modificaciones indican que los SSCC se prestarán en base a Licitaciones o Subastas y en caso de que estas no sean posibles se instruirá el servicio. Estos mecanismos de subastas y licitaciones, además de la posibilidad de definición de nuevos servicios, implicarán oportunidades para las empresas para competir en estos mercados con el fin incrementar sus ingresos o mantener lo que actualmente ya recibían.

En esta tesis se analiza un plan estratégico para que Enel Generación Chile enfrente los cambios de la normativa en materia de SSCC. Para evaluar este plan estratégico inicialmente se realiza análisis de PEST y cinco fuerzas de Porter y se concluye que el sector Eléctrico está sometido a muchos cambios y a diversas fuerzas desde distintos frentes, lo cual hace que los márgenes que se obtengan en este mercado sean cada vez menores.

Con el fin de poder evaluar la participación de Enel Generación en la entrega de servicios de regulación de frecuencia, se logró implementar un modelo en Excel que permitía estimar los costos e ingresos asociados a distintos niveles de reserva entregada y precios. El modelo fue utilizado para estimar los precios a ofertar en subastas de modo que permitiera cubrir todos los costos incurridos. De este modelo se concluyó que para que centrales como Taltal 1 y San Isidro 2 en ciclo abierto sean competitivas en las subastas, deben reducir sus mínimos técnicos ambientales al mismo nivel que sus mínimos técnicos operativos. Sin embargo, los resultados obtenidos son poco prometedores pues se espera que las reducciones a las que se puede aspirar con montos de inversión del orden de 1 millón de euros, apenas lograrían hacerlas competitivas.

En consideración al principal objetivo de la tesis, se logró entregar una propuesta de Plan Estratégico para Enel Generación para enfrentar la nueva normativa de SSCC la cual consiste en estudiar el realizar las inversiones necesarias para reducir los mínimos técnicos de sus centrales Taltal y San Isidro con el fin de que tengan menores costos operacionales que cubrir y así puedan ofertar a un precio menor en las subastas por servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia. Junto con esto se propone reducir el aporte a los servicios de regulación de frecuencia desde unidades hidroeléctricas. Adicionalmente, respecto de otros servicios como regulación de tensión o plan de recuperación de servicio, no se aprecia oportunidad de obtener mayores márgenes pues ellos no consideran subastas, por lo tanto solo se propone mantener en ellos la misma participación que se tiene actualmente.

En evaluación económica de las propuestas, se evaluaron tres escenarios, uno en donde tendrían éxito la participación en la entrega de regulación de frecuencia desde turbinas a gas y centrales hidráulicas con un VAN de 8,86 millones de USD, un segundo escenario en donde solo se entrega regulación primaria desde centrales hidráulicas con un VAN de 6,5 millones de USD y un escenario pesimista en donde se hacen inversiones en centrales térmicas pero no se gana en subastas, quedando este con un VAN nulo.

# Dedicatoria

*Dedicada a mi esposa Daniela Lajara*

# Agradecimientos

Quiero agradecer al equipo de Product Optimización de Enel Generación por su apoyo y consejos y por permitirme realizar este tema de Tesis en mi lugar de trabajo.

También destaco los consejos y guía entregados por los profesores Andrea y Francisco que permitieron mantener un trabajo constante durante el desarrollo de este documento.

Agradezco a todos mis compañeros del MBA y en particular al equipo de Lost6 con quienes compartí horas de trabajo, risas y amistad durante este proceso de Magister.

Finalmente, el principal agradecimiento se lo doy a mi esposa Daniela por su apoyo, escucha, respeto y comprensión durante el desarrollo de este Magister y Tesis.

# Tabla de Contenido

Capítulo 1. ....	1
Introducción.....	1
1.1 Alcance del tema a abordar.....	3
1.2 Objetivos.....	3
1.3 Resultados esperados .....	4
1.4 Metodología.....	4
1.5 Descripción de la Organización.....	6
Capítulo 2. ....	9
Antecedentes del mercado de los Servicios Complementarios (SSCC).....	9
2.1 Descripción del Mercado Eléctrico.....	9
2.2 Antecedentes Regulatorios de los Servicios Complementarios.....	17
2.3 Análisis Estratégico del Mercado de los Servicios Complementarios .....	30
Capítulo 3. ....	38
Implementación de Modelo de Mercado de SSCC con nueva Normativa .....	38
3.1 Descripción del Modelo.....	38
3.2 Aplicación del modelo, definición de distintas Estrategias de Participación de Enel	43
3.3 Análisis de Resultados .....	53
Capítulo 4. ....	71
Plan Estratégico.....	71

4.1	Modelo de Negocio.....	71
4.2	Listado de Objetivos .....	71
4.3	Plan de Acción .....	72
4.4	Indicadores Clave .....	72
4.5	Recursos requeridos.....	73
4.6	Plan de comunicación .....	74
4.7	Plan de implementación con Gantt .....	75
4.8	Flujo de Caja.....	76
	Capítulo 5.....	81
	Conclusiones.....	81
	Bibliografía.....	84
	Anexo 1 .....	86
	Anexo 2 .....	87

# Índice de Ilustraciones

ILUSTRACIÓN 1: ENEL CHILE, FUENTE (ENEL GENERACIÓN CHILE, JUNIO 2018) .....	6
ILUSTRACIÓN 2: ORGANIGRAMA ENEL GENERACIÓN CHILE, FUENTE (ENEL_GENERACIÓN_CHILE, 2017) .....	7
ILUSTRACIÓN 3: ORGANIGRAMA GERENCIA TRADING Y COMERCIALIZACIÓN, FUENTE (ENEL_GENERACIÓN_CHILE, 2017) .....	7
ILUSTRACIÓN 4: VALOR EN CLP\$ DE LA ACCIÓN DE ENEL GENERACIÓN, FUENTE BOLSA DE SANTIAGO.....	8
ILUSTRACIÓN 5: ESQUEMA DE LA DESREGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO, A LA IZQUIERDA SE MUESTRA UN SISTEMA INTEGRADO Y A LA DERECHA LUEGO DE LA INCORPORACIÓN DE COMPETENCIA UN SISTEMA DESREGULADO EN DONDE APARECEN NUEVOS ACTORES COMO LOS PRODUCTORES INDEPENDIENTES (IPP) Y LOS INTERMEDIARIOS (BROKERS) QUE FACILITAN FORMACIÓN DE CONTRATOS. FUENTE (WALTER BROKERING, RODRIGO PALMA, LUÍS VARGAS, ENERO 2006).....	10
ILUSTRACIÓN 6: EMPRESAS GENERADORAS Y SU PARTICIPACIÓN EN MERCADO DE CONTRATOS Y MERCADOS SPOT DE ENERGÍA Y DE POTENCIA. SE MUESTRA COMO EN MERCADO SPOT SE TRANSAN DÉFICIT Y EXCEDENTES ENTRE LO PRODUCIDO Y CONTRATO.....	16
ILUSTRACIÓN 7: EMPRESAS GENERADORAS Y SU PARTICIPACIÓN EN MERCADO DE SSCC. SE MUESTRA QUE EN NORMATIVA VIGENTE ES DIFÍCIL TRASPASAR COSTOS A CONTRATOS. A LA DERECHA SE MUESTRAN TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS DE 2017 DE MERCADO SPOT DE ENERGÍA, CAPACIDAD Y DE SSCC .....	16
ILUSTRACIÓN 8: PAGOS MENSUALES DE SSCC 2017-2018. FUENTE SITIO WEB DE COORDINADOR ELÉCTRICO (NACIONAL C. E., 2018) .....	18
ILUSTRACIÓN 9: SSCC ENE-2017 A SEPT-2018. FUENTE SITIO WEB DE COORDINADOR ELÉCTRICO (NACIONAL C. E., 2018).....	19
ILUSTRACIÓN 10: PROCESO REGULATORIO DE LOS SSCC .....	22
ILUSTRACIÓN 11: CURVA DE OFERTA CPF+CSF DE RESERVA EN ZONA NORTE.....	45
ILUSTRACIÓN 12: DISPONIBILIDAD PROMEDIO DIARIA DE RESERVA PARA CPF Y CSF DURANTE 2018 EN ZONA NORTE .....	46
ILUSTRACIÓN 13: DISPONIBILIDAD PROMEDIO DIARIA DE RESERVA PARA CPF Y CSF DURANTE 2018 EN ZONA CENTRO SUR .....	50
ILUSTRACIÓN 14: DISPONIBILIDAD PROMEDIO DIARIA DE RESERVA PARA CPF Y CSF DURANTE 2018 EN ZONA CENTRO SUR.....	51

# Índice de Tablas

TABLA 1: PRINCIPALES GENERADORES 2017, FUENTE (GENERADORAS DE CHILE, 2018) .....	15
TABLA 2: SSCC CON SU ESQUEMA DE REMUNERACIÓN Y PAGO. FUENTE (CNE, MESAS DE TRABAJO NUEVO REGLAMENTO SSCC, 2017) .....	17
TABLA 3: PARTICIPACIÓN DE ENEL GENERACIÓN EN SSCC SEGÚN DS130 .....	19
TABLA 4: ASIGNACIONES Y OBLIGACIONES PROMEDIO MENSUALES EN USD DE ENEL GENERACIÓN EN REGULACIÓN DE FRECUENCIA ..	21
TABLA 5: ASIGNACIONES Y OBLIGACIONES PROMEDIO MENSUALES EN USD DE ENEL GENERACIÓN EN REGULACIÓN DE TENSIÓN SEGÚN DS130 .....	21
TABLA 6: ASIGNACIONES Y OBLIGACIONES PROMEDIO MENSUALES EN USD DE ENEL GENERACIÓN EN PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO SEGÚN DS130 .....	21
TABLA 7: ASIGNACIONES Y OBLIGACIONES PROMEDIO MENSUALES EN USD DE ENEL GENERACIÓN EN DESPRENDIMIENTO DE CARGA SEGÚN DS130.....	22
TABLA 8: FICHA INFORME CDEC SING .....	23
TABLA 9: FICHA INFORME SYNEX ICAI ESTUDIOS ENERGÉTICOS.....	24
TABLA 10: FICHA MORAY PSR.....	25
TABLA 11: FICHA SYSTEP.....	26
TABLA 12: CATEGORÍAS DEFINIDAS POR LA CNE EN INFORME PRELIMINAR.....	28
TABLA 13: INTERÉS DE ENEL EN CADA CATEGORÍA DEFINIDAS POR LA CNE EN INFORME PRELIMINAR .....	29
TABLA 14:ANÁLISIS PEST .....	31
TABLA 15:ANÁLISIS AMENAZAS DE NUEVOS COMPETIDORES .....	32
TABLA 16:ANÁLISIS AMENAZAS DE PODER DE NEGOCIADOR DE PROVEEDORES .....	33
TABLA 17:ANÁLISIS AMENAZAS DE SUSTITUTOS.....	34
TABLA 18:ANÁLISIS PODER NEGOCIADOR COMPRADORES .....	34
TABLA 19:ANÁLISIS COMPETENCIA ENTRE RIVALES .....	35
TABLA 20:ANÁLISIS FODA.....	36
TABLA 21: RESERVA EN MW REQUERIDA PARA 2020-2023 .....	39
TABLA 22: SALIDA DEL MODELO.....	43



TABLA 23: RESERVA EN MW APORTADA POR TECNOLOGÍA DURANTE 2018. (VALORES MÁXIMOS).....	44
TABLA 24: RESUMEN RESERVA EN MW APORTADA POR TECNOLOGÍA DURANTE 2018. (VALORES MÁXIMOS).....	45
TABLA 25: RESUMEN REQUERIMIENTOS PARA CONTROL DE FRECUENCIA. FUENTE (NACIONAL C. E., ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS, 2018).....	46
TABLA 26: FACTOR DE PLANTA UNIDADES ENEL EN ZONA NORTE, FUENTE PLAN DE NEGOCIOS ENEL 2019-2023. ....	47
TABLA 27: ESTRATEGIAS DE OFERTAS A ANALIZAR EN ZONA NORTE .....	48
TABLA 28.....	49
TABLA 29: RESERVA EN MW APORTADA POR TECNOLOGÍA DURANTE 2018. (VALORES MÁXIMOS).....	50
TABLA 30: RESUMEN REQUERIMIENTOS PARA CONTROL DE FRECUENCIA (VALORE EN MW). FUENTE (NACIONAL C. E., ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS, 2018).....	51
TABLA 31: FACTOR DE PLANTA UNIDADES ENEL EN ZONA CENTRO SUR, FUENTE PLAN DE NEGOCIOS ENEL 2019-2023. ....	52
TABLA 32: ESTRATEGIAS DE OFERTAS A ANALIZAR EN ZONA CENTRO SUR.....	53
TABLA 33: RESULTADOS ZONA NORTE CASO2 (VALORES EN USD).....	54
TABLA 34: RESULTADOS ZONA NORTE CASO3 (VALORES EN USD).....	55
TABLA 35: RESULTADOS ZONA NORTE CASO4 (VALORES EN USD).....	55
TABLA 36: RESULTADOS ZONA NORTE CASO5 (VALORES EN USD).....	57
TABLA 37: RESULTADOS ZONA NORTE CASO6 (VALORES EN USD).....	58
TABLA 38: RESULTADOS ZONA NORTE CASO7 (VALORES EN USD).....	59
TABLA 39: RESULTADOS ZONA CENTRO SUR CASO2 (VALORES EN USD) .....	61
TABLA 40: RESULTADOS ZONA CENTRO SUR CASO2 (VALORES EN USD) .....	61
TABLA 41: RESULTADOS ZONA CENTRO SUR CASO3 (VALORES EN USD) .....	62
TABLA 42: RESULTADOS ZONA CENTRO SUR CASO4 (VALORES EN USD) .....	63
TABLA 43: RESULTADOS ZONA CENTRO SUR CASO 5 (VALORES EN USD) .....	64
TABLA 44: RESULTADOS ZONA CENTRO SUR CASO 6 (VALORES EN USD) .....	65
TABLA 45: EVALUACIÓN CRF CON BESS (VALORES EN USD).....	67
TABLA 46: RESULTADOS ESTRATEGIAS DE OFERTAS PARA SUBASTAS ANALIZADAS EN ZONA NORTE .....	67
TABLA 47: RESULTADOS ESTRATEGIAS DE OFERTAS PARA SUBASTAS ANALIZADAS EN ZONA SUR .....	68
TABLA 48: CARTA GANTT AÑO 2019 .....	75
TABLA 49: CARTA GANTT AÑO 2020-2023 .....	76
TABLA 50: FLUJO DE CAJA ESCENARIO OPTIMISTA (VALORES EN USD) .....	77
TABLA 51: FLUJO DE CAJA ESCENARIO INTERMEDIO (VALORES EN USD).....	78
TABLA 52: FLUJO DE CAJA ESCENARIO PESIMISTA (VALORES EN USD).....	79

# Capítulo 1.

## Introducción

En un sistema eléctrico de potencia en cada momento el operador del sistema debe mantener un balance entre la generación y consumos garantizando la operación de acuerdo con estándares de suficiencia, calidad y seguridad definidos y regulados por la normativa. Para cumplir con la suficiencia existe un mercado primario en donde se transa energía y potencia asociado a satisfacer la demanda en todo instante. Por otro lado, para satisfacer la seguridad y calidad surgen los llamados Servicios Complementarios (SSCC). Estos últimos representan del orden del 5% del mercado primario de energía y potencia (CNE, Mesas de Trabajo Nuevo Reglamento SSCC, 2017).

Los SSCC son herramientas que permiten al operador del sistema enfrentar las incertidumbres asociadas al suministro eléctrico. De esta forma se distinguen básicamente servicios asociados a:

- Control de la frecuencia, cuyo objetivo es poder responder a variaciones de demanda y generación.
- Control de tensión, su propósito es responder ante variaciones de tensión en los distintos nodos del sistema.
- Recuperación de servicio, cuya meta es responder ante contingencias mayores como salida de grandes volúmenes de generación o iniciar el servicio desde cero.

Los SSCC fueron introducidos al marco regulatorio de la normativa eléctrica nacional en la Ley 19940 (Ministerio de Energía, 2004) ; en tal documento en el Art 150 se señalaba:

“Todo propietario de instalaciones de eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean estos generación, transmisión, distribución o clientes no sometidos a regulación de precios,

deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los SSCC de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 137, conforme las normas de S y CS en dicho sistema.”

Posteriormente, recién en el año 2012, mediante el decreto N°130 (Ministerio de Energía, 2012) se estableció un reglamento más detallado en donde se definió el rol de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) para la definición, administración, operación de los SSCC necesarios para garantizar que la operación del sistema cumpliera con las exigencias de la Norma técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS y CS). También estableció el mecanismo de remuneración el cual también debía ser calculado por los CDEC. En este reglamento se definieron los servicios relacionados con la Regulación de Frecuencia (control primario y secundario), servicios de Control de Tensión, servicio de operación de unidades a un costo variable superior al costo marginal del sistema, instalación y operación de equipos para Plan de Recuperación de Servicio y servicios de Desprendimiento Automático o Manual de Carga.

La normativa del Decreto N° 130 inició su aplicación en el 2016. Bajo su aplicación los SSCC han significado un costo anual para el sistema eléctrico del orden de \$ 30 millones de USD (CNE, Mesas de Trabajo Nuevo Reglamento SSCC, 2017). Sin embargo, cuando esta normativa fue concebida no se consideraban aún los altos índices de penetración de energía renovable variable (eólica y solar), de más del 10% en la actualidad los cuales introducen mayores incertidumbres a la operación diaria (Moray, 2018). Luego, el decreto N°130, no contó con la suficiente flexibilidad para la definición periódica y necesaria de los servicios.

Debido a lo anterior, la Comisión Nacional de Energía por medio de la Ley 20936 (Ministerio de Energía, 2016) introdujo cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) en materia de los SSCC. Principales modificaciones indican que los SSCC se prestarán en base a Licitaciones o Subastas y en caso de que estas no sean posibles se instruirá el servicio (CNE, Mesas de Trabajo Nuevo Reglamento SSCC, 2017). También se estableció la elaboración de un nuevo reglamento el cual actualmente fue enviado a contraloría. Este reglamento entrará en vigencia en el año 2020 según lo dispuesto en la ley.

Mecanismos de subastas y licitaciones, además de la posibilidad de definición de nuevos servicios implicarán oportunidades para las empresas para competir en estos mercados con el fin incrementar sus ingresos o mantener lo que actualmente ya recibían.

En esta tesis se analizará un plan estratégico para que Enel Generación Chile enfrente los cambios de la normativa en materia de SSCC. Enel Generación Chile es una de las principales empresas generadoras de energía eléctrica del país y actualmente es una de las principales proveedoras de SSCC para el Sistema Eléctrico Nacional (Nacional C. E., 2018).

En particular el trabajo será realizado en la gerencia de Energy Management Chile, la cual se preocupa de la comercialización de la energía, la optimización de la producción de corto y mediano plazo, análisis del mercado de largo plazo, estudio de cambios regulatorios con relación a generación de electricidad, comunicación con el Coordinador Eléctrico y compra de combustibles.

## **1.1 Alcance del tema a abordar**

El tema estudiado tomará en cuenta las publicaciones asociadas a la nueva normativa de SSCC hechas hasta octubre de 2018, por lo tanto, quedarán fuera del alcance materias que puedan definir con posterioridad a esa fecha.

Para efectos de las evaluaciones a realizar se considera que el inicio de aplicación de nueva normativa es a partir de año 2020 y el horizonte de evaluación será de 4 años.

De igual forma, respecto de antecedentes asociados a proyecciones de demanda, de planes de obras de nuevas instalaciones en construcción, instalaciones existentes, proyecciones de precios, entre otros, será utilizada la información disponible y conocida a octubre de 2018.

Conforme a lo recién señalado, el alcance del tema a abordar considerará toda la información disponible hasta octubre de 2018 y a partir de ella se propondrá el Plan Estratégico para Enel Generación respecto de cómo enfrentar el mercado de los SSCC desde el año 2020.

## **1.2 Objetivos**

Desarrollar plan estratégico para Enel Generación para enfrentar la nueva normativa de SSCC que entrará en vigencia en 2020.

### **1.2.1 Objetivos específicos**

Los objetivos específicos que se persiguen con este trabajo son:

- Analizar la nueva normativa de SSCC y los estudios que ya se han realizado al respecto.
- Generar modelo de análisis que considere lo establecido en el nuevo reglamento de SSCC que permita estimar los ingresos esperados de Enel ante distintos escenarios y estrategias.
- Realizar evaluación económica de cada escenario y estrategia revisada.
- Definir plan estratégico que permita aumentar el margen por las subastas de reserva en giro, a través de propuestas de cambios tecnológicos en las plantas, cambios regulatorios u otros.
- Definir plan estratégico que permita aumentar el margen por participación en servicios que sean licitados.

### **1.3 Resultados esperados**

Los resultados esperados para este trabajo son el obtener un plan de acción para Enel Generación que le permita enfrentar la nueva normativa de SSCC que iniciará en el año 2020. El plan debería recomendar en cuales servicios es más conveniente participar, qué centrales deberían entregarlo, y que mejoras pueden recomendarse implementar en las centrales.

Se espera que este plan estratégico pueda ser presentado a áreas técnicas de la compañía (Gerencias de Generación, y Desarrollo de Negocios) con el fin de que estas puedan apoyarse en él para su toma de decisiones.

### **1.4 Metodología**

La metodología de trabajo a aplicar consistirá en primera instancia en investigar el mercado de los SSCC. Para hacer esto se analizará el estado actual de la normativa existente y en desarrollo en esta materia. Adicionalmente se revisarán los informes y estudios ya realizados a la fecha por otros entes de la industria eléctrica (Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico, Asociaciones Gremiales, Centros de Estudios, Universidades).

Luego de la investigación se realizará un análisis estratégico del mercado de los SSCC. Se considerará un análisis FODA, de cinco fuerzas de Porter y PEST.

Adicionalmente se generará un modelo que permita aterrizar como operaria esta nueva normativa en la práctica. El objetivo de este modelo es que permita obtener los ingresos que tendría Enel ante distintos escenarios y estrategias de participación en el mercado de los SSCC. Para hacer lo anterior el modelo deberá considerar estimaciones de los ingresos que se tendrían, de los costos de operación de las centrales que prestan el servicio, y de posibles costos de inversión que se demandarían.

Posteriormente, utilizando el modelo desarrollado se deberá definir cuáles son los SSCC en los que es más interesante participar, que centrales deberían prestarlo, que estrategia usar al participar en mercado de subastas y licitaciones, que posibles mejoras se pueden en las centrales para ser más competitivos, proponer indicaciones a considerar en la normativa en desarrollo. Por cada recomendación realizada se deberá entregar la evaluación económica con sus ingresos y costos proyectados.

Luego de los análisis realizados y resultados del modelo se implementará plan estratégico para la compañía para enfrentar el mercado de los SSCC. El plan estratégico por realizar considerará la siguiente estructura, la cual fue obtenida de apuntes del curso Comportamiento Organizacional (Conde, 2017):

- Modelo de Negocio
- Declaración de Visión, Misión y Valores
- Estado del Clima de negocios, estatus de la industria y la competencia
- Listado de oportunidades y amenazas para el negocio
- Listado de Objetivos
- Plan de Acción
- Indicadores Clave
- Recursos requeridos
- Plan de implementación con Gantt
- Plan de comunicación
- Procedimiento de seguimiento

## 1.5 Descripción de la Organización

Enel Generación Chile es una de las principales compañías generadoras de electricidad en Chile y una de las empresas más grandes del país, que opera 111 unidades con un total de 6.351 MW de potencia conectadas al Sistema Interconectado Nacional, lo que representa el 28% de la capacidad instalada en el mercado local. El 55% de la capacidad instalada de Enel Generación Chile, filiales y sociedades de control conjunto en Chile es hidroeléctrica, 44% termoeléctrica y 1%, eólica (ENEL\_GENERACIÓN\_CHILE, 2017).

Enel Generación Chile S.A (Enel Generación, ex Endesa Chile) es parte de Enel Chile S.A. (Enel Chile), sociedad que depende de ENEL SPA.

ENEL SPA es una empresa multinacional productora y distribuidora de energía eléctrica y gas que opera en más de 34 países. Actualmente controla el 60,62% del total de las acciones de la empresa Enel Chile.

Durante fines de 2017 y el primer trimestre de 2018 el grupo Enel realizó una reestructuración societaria mediante la cual Enel Chile aumentó su participación en Enel Generación Chile desde 59,98% a un 93,55% (Enel Generación Chile, junio 2018). También como parte de esta reestructuración la filial de generación renovable Enel Green Power Chile fue fusionada por absorción a Enel Chile. Por otra parte, Enel Chile es propietaria de Enel Distribución (ex Chilectra, empresa distribuidora)

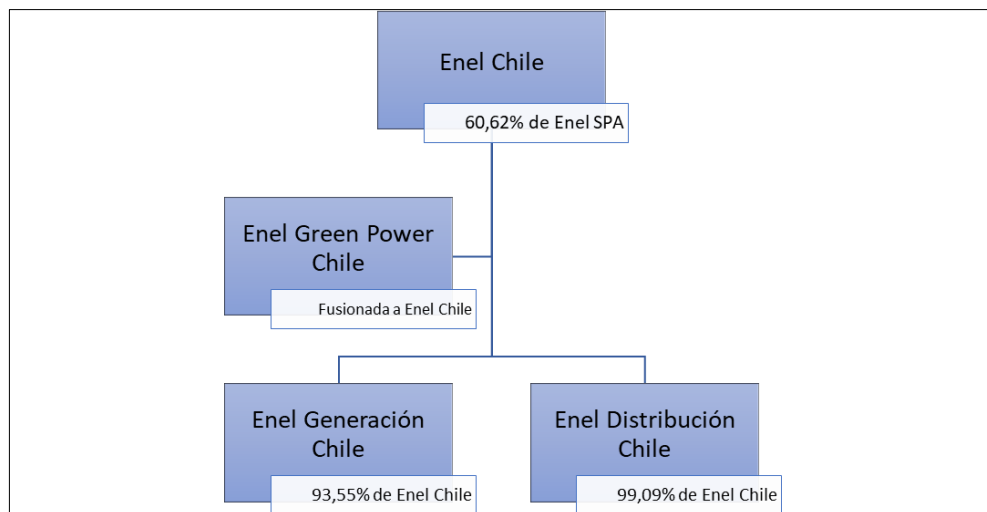
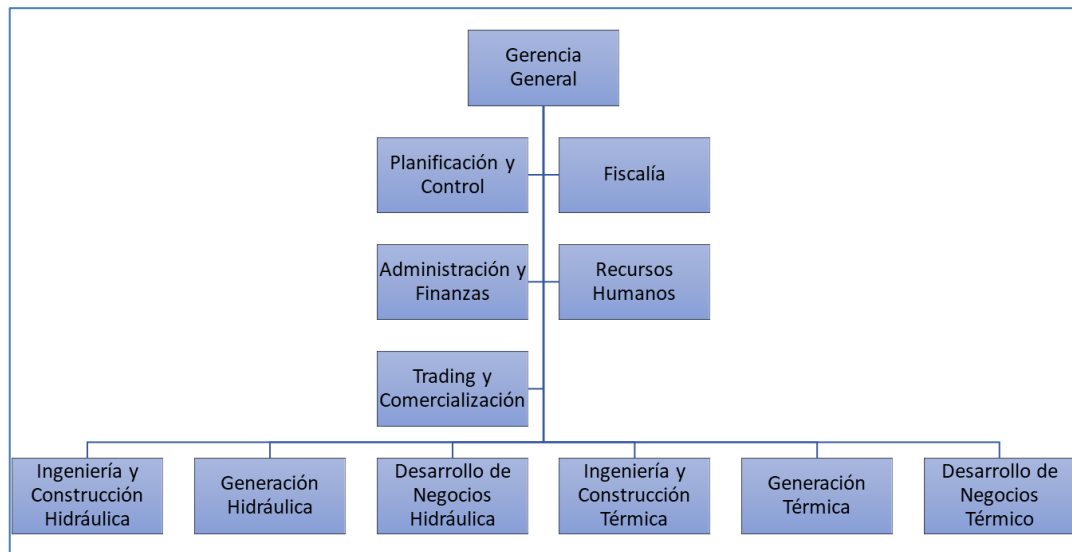


Ilustración 1: Enel Chile, fuente (Enel Generación Chile, junio 2018)

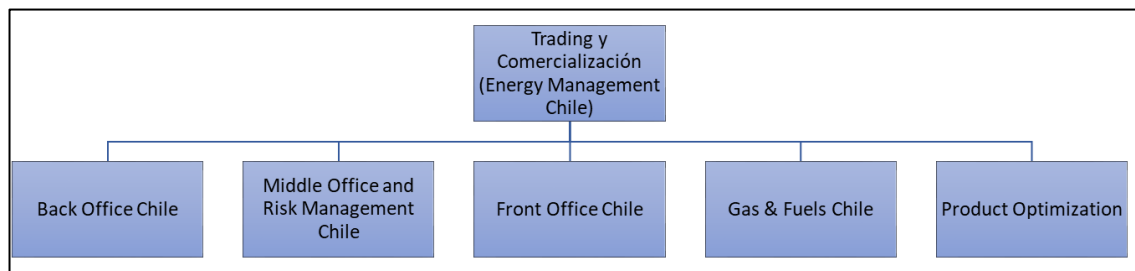
## 1.5.1 Organigrama

El organigrama de Enel Generación Chile vigente se muestra en Ilustración 2:



**Ilustración 2: Organigrama Enel Generación Chile, fuente (ENEL\_GENERACIÓN\_CHILE, 2017)**

El presente trabajo es realizado desde la Gerencia de Trading y Comercialización (denominada también como Energy Management Chile). Objetivos de esta gerencia son la comercialización de la energía, la optimización de la producción de corto y mediano plazo, análisis del mercado de largo plazo, gestión de riesgos, estudio de cambios regulatorios con relación a generación de electricidad, comunicación con el Coordinador Eléctrico y compra de combustibles. En Ilustración 3 se muestra la estructura de la Gerencia de Trading y Comercialización, la cual cuenta con cinco gerencias.



**Ilustración 3: Organigrama Gerencia Trading y Comercialización, fuente (ENEL\_GENERACIÓN\_CHILE, 2017)**



### 1.5.2 Misión, visión y Valores

Como parte de Enel, Enel Generación tiene como visión ser “Open Power”, para hacer frente a algunos de los mayores desafíos del mundo”.

La misión de la compañía es abrir la energía a más personas, a nuevos usos, nuevas tecnologías, nuevas formas de gestionarla para el consumidor y abrirse a más colaboradores.

Los valores de Enel Generación son la confianza, proactividad, responsabilidad e innovación.

### 1.5.3 Resultados Financieros

En la siguiente Ilustración 4 se muestra el valor de la acción de Enel Generación en los últimos meses. Aumentos y descensos se explican en parte por las condiciones hidrológicas que se tuvieron en ese periodo y por movimientos societarios explicados anteriormente.

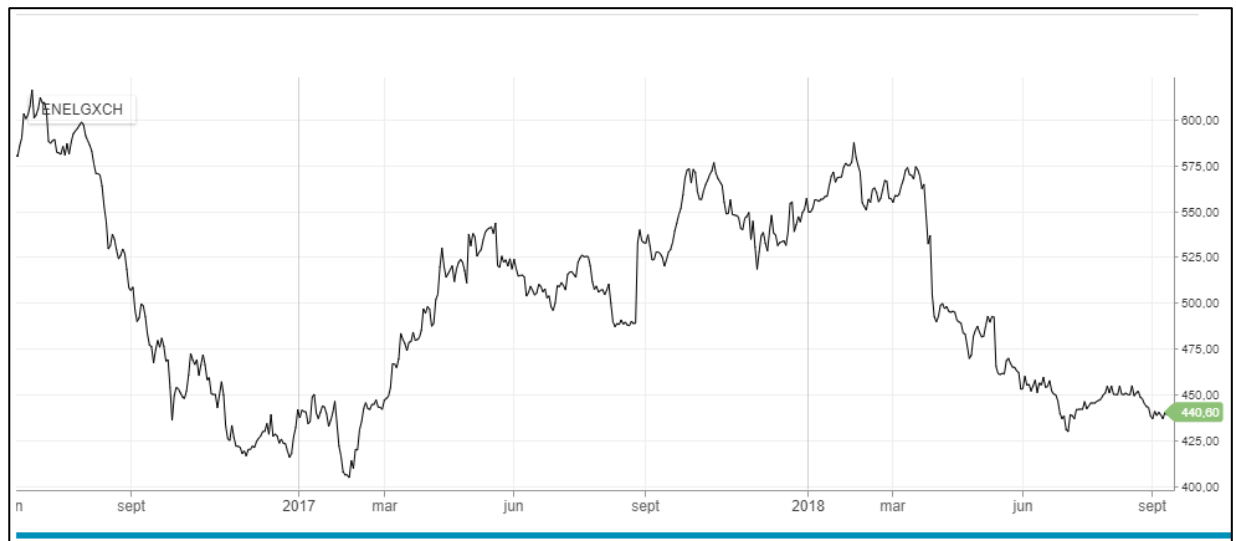


Ilustración 4: Valor en CLP\$ de la Acción de Enel Generación, fuente Bolsa de Santiago

## Capítulo 2.

# Antecedentes del mercado de los Servicios Complementarios (SSCC)

En el presente capítulo se da una descripción del mercado de los Servicios Complementarios en Chile, partiendo de lo general en donde se explicará cómo se organizan los mercados eléctricos, luego se describirá como se estructura el mercado eléctrico chileno y finalmente se explicará y analizará cómo está evolucionando el mercado de los Servicios Complementarios.

### **2.1 Descripción del Mercado Eléctrico**

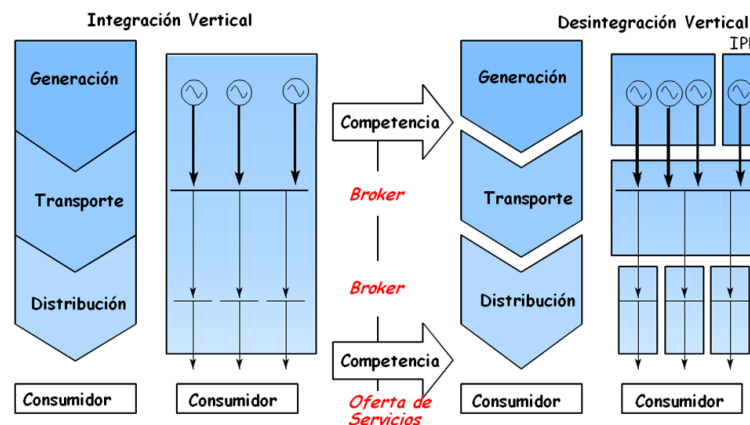
A comienzos del siglo XX la iniciativa privada apoya fuertemente al desarrollo del sector eléctrico para su uso en la industria, así comienzan a emerger sistemas eléctricos aislados que abastecen a estos consumos industriales. La aparición de estos múltiples sistemas, más la necesidad de mejorar la seguridad del suministro eléctrico, propició la creación de sistemas interconectados que integran los sectores de generación, transmisión y distribución, esto es lo que se conoce como integración vertical.

Ya en la segunda mitad del siglo XX estas empresas integradas verticalmente comenzaron a mostrar ciertas ineficiencias de servicio y económicas producto de la carencia de incentivos que las obliguen a operar de forma eficaz, aparece también una tendencia global hacia la liberalización de la economía, lo anterior produce un cambio a nivel mundial a partir de los años 80' en la organización del sector eléctrico cambiándose a un nuevo paradigma en donde el sector eléctrico se desintegra en generación, transmisión y distribución, quedando cada una en manos de varias empresas privadas que compiten entre sí y que son reguladas por el estado. Ver Ilustración 5.

No existe una solución única para la organización del mercado eléctrico, así cada país ha implementado un camino distinto para coordinar el mercado competitivo, regular las actividades monopólicas de la Transmisión y Distribución, fijar los precios a pagar por cada servicio y establecer los niveles aceptables de integración vertical.

Los actores de este mercado presentan las siguientes características

- La Generación es un sector que se caracteriza por la existencia de una amplia diversidad de fuentes de generación, que requieren de inversiones intensivas de capital y de largo plazo, esto nos lleva a que sea un sector en donde no hay presencia de economías de escala significativas y donde es viable la privatización.
- En la Transmisión las tecnologías empleadas para la construcción de líneas presentan marcadas economías de escala las cuales hacen que los sistemas de transmisión se caractericen por ser monopolios naturales. Por lo anterior este sector debe ser regulado con el fin de permitir la existencia de mercados competitivos.
- La Distribución también presenta la característica de ser un monopolio natural, pero no por tener economías de escala sino más bien por presentar economías de ámbito, por esta razón este sector también debe ser regulado.



**Ilustración 5: Esquema de la Desregulación del sector eléctrico, a la izquierda se muestra un sistema integrado y a la derecha luego de la incorporación de competencia un sistema desregulado en donde aparecen nuevos actores como los productores independientes (IPP) y los intermediarios (brokers) que facilitan formación de contratos. Fuente (Walter Brokering, Rodrigo Palma, Luís Vargas, Enero 2006)**

Para poder controlar los aspectos monopólicos que se presentan en transmisión y distribución e incentivar la competencia, algunos países han optado por una coordinación centralizada de la operación del sistema con el fin de simular una competencia perfecta en el

sector de generación y donde la transmisión y distribución aparecen como recursos comunes a los cuales se tiene libre acceso. La coordinación es llevada a cabo por un ente independiente conocido como operador del sistema o ISO (de sus siglas en Inglés Independent System Operator). Este tipo de esquema es conocido como Pool, y es el que predomina a nivel sudamericano y que el que opera en Chile. El operador es el que establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad. Este precio es resultado de la realización de un despacho económico centralizado, por parte del operador de mercado basado en la entrega de costos o de ofertas de compra y venta por parte de los agentes involucrados.

Otros países han optado por esquemas de tipo bolsa de energía en donde una entidad centralizada recibe ofertas por la compra y venta de energía y realiza la casación entre ellas (en Sudamérica Colombia tiene un mercado de tipo bolsa). También se tienen esquemas de tipo descentralizados, por ejemplo, mercado de contratos bilaterales físicos donde suministradores y consumidores establecen libremente relaciones de tipo comercial de forma directa o mediante un intermediario conocido como comercializador. La duración, condiciones de entrega y precios son negociados libremente por ambas partes. En este tipo de esquemas también se necesita de un operador centralizado de la red que implemente técnicamente los resultados de la bolsa o contratos.

### **2.1.1 Mercado Eléctrico Chileno**

En la actualidad el sector eléctrico chileno es formado exclusivamente por empresas privadas distinguiéndose las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad. Se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).

Actualmente el sector eléctrico chileno es conformado por tres sistemas independientes, estos son (Generadoras de Chile, 2018):



- **Sistema Interconectado Nacional (SEN):** compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande. A diciembre de 2017 cuenta con una capacidad instalada neta de 22.369 MW. El 46% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables (30% hidráulica, 8% solar, 6% eólico, 2% biomasa y 0,2% geotérmica) mientras que el 54% corresponde a fuentes térmicas (21% carbón, 20% gas natural y 13% petróleo). El aumento de la generación renovable ha sido importante en los últimos años, pasando de un 35% en 2011 a 42% en 2017. De igual forma, la penetración de las tecnologías solar y eólica ha aumentado drásticamente pasando de un 1% en 2011 a un 10% en 2017. Demanda máxima de año 2017 fue de 10.363MW y se estima una tasa de crecimiento de 2,9% anual.
- **Sistema de Aysén (SEA):** sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo. A diciembre de 2017 posee una capacidad instalada neta de 62 MW, con un 57% diésel, 37% hidráulica y 6% eólica.
- **Sistema de Magallanes (SEM):** sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. A diciembre de 2017 posee una capacidad instalada neta de 104 MW, con un 82% gas natural, 15% diésel, y 3% eólica.

Conforme a la LGSE, el Estado se encarga de las funciones de normar y regular el sector. Las instituciones encargadas de hacer esto pueden ser clasificadas en dos grupos. En el primero se encuentran los entes que participan en la regulación, los principales organismos son el Ministerio de Energía; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC); la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN); en el segundo grupo

se encuentran instituciones que tienen cierta relación con el sector como lo son la Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), la Comisión para el Mercado Financiero y organismos de defensa de la competencia.

A continuación, se presentan las funciones que cumplen los principales organismos encargados de la regulación:

- **Ministerio de Energía:** institución de Gobierno responsable de elaborar y coordinar, de manera transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país, y así asegurar que todos los chilenos y chilenas puedan acceder a la energía de forma segura y a precios razonables. Su función es la dictación de normas sobre electricidad y fijación de precios regulados a proposición de la CNE. (Energía, 2018)
- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. (CNE, Anuario CNE 2017, 2017)
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** Su principal función es la fiscalización de las empresas eléctricas y el control de seguridad de las instalaciones y productos eléctricos.
- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):** desde el 1 de enero de 2017 inició su funcionamiento el Coordinador Eléctrico Nacional, tras producirse la integración de los dos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC SIC y CDEC SING) del país. El Coordinador Eléctrico es un organismo técnico e independiente, su misión es coordinar la operación del sistema eléctrico nacional preservando el suministro eléctrico con la seguridad requerida, de la manera más económica posible, garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión. (Nacional C. E., 2018)

- **Panel de Expertos:** conformado por profesionales especializados, cuya función primordial es pronunciarse sobre las discrepancias que se produzcan en relación con materias establecidas en la Ley Eléctrica y en la aplicación de otras leyes en materia energética, mediante dictámenes de efecto vinculante.

En el mercado eléctrico se transan dos productos (energía y potencia) y se prestan diversos servicios (como los SSCC). En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de efectuar los balances, determinar las transferencias correspondientes entre generadores y calcular el costo marginal horario, precio al cual se valorizan las transferencias de energía. Por otra parte, la CNE determina los precios de la potencia.

Los consumidores finales se clasifican de acuerdo con el tamaño de su demanda, en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquéllos que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW, en general se abastecen desde empresas distribuidoras. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

### **2.1.2 Mercado de Generación en Chile**

Las empresas de generación deben operar de forma coordinada al plan de operación del Coordinador. Pese a esto, cada compañía puede decidir libremente si vender su energía y potencia a clientes regulados o no regulados por medio de contratos bilaterales. Cualquier excedente o déficit entre sus ventas a clientes y su producción es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot el cual es controlado por el Coordinador.

Actualmente, más de 250 empresas generadoras participan en el mercado. Principales competidores son Enel Generación, AES Gener, Colbún y Engie. Durante el año 2017, la generación eléctrica bruta de electricidad fue de 74.647 GWh, estas cuatro empresas aportaron con 82% de esta generación. Tabla 1 muestra participaciones de 2017.

**Tabla 1: Principales Generadores 2017, Fuente (Generadoras de Chile, 2018)**

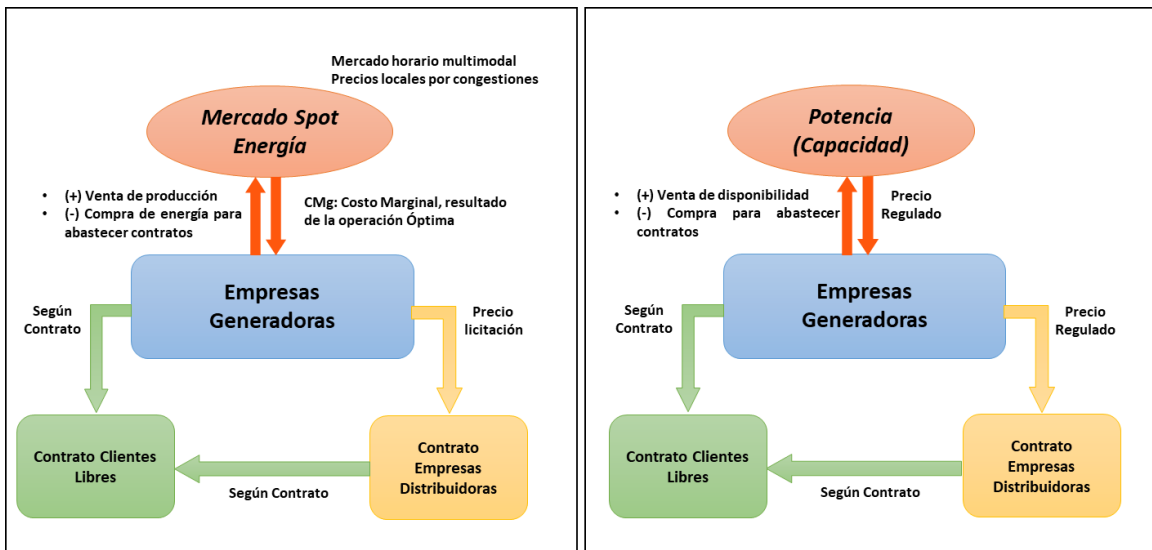
Empresa	Capacidad Instalada 2017 [MW]	Energía Generada 2017 [GWh]	Energía Generada 2017 [%]
Enel Generación	6.351	17.073	23%
AES GENER	4.148	21.336	29%
COLBUN	3.884	16.710	22%
ENGIE	1.971	5.797	8%
TOTAL 4 principales generadores	16.354	60.916	82%
% SEN de 4 principales generadores	73%	82%	82%
<b>TOTAL SEN</b>	<b>22.369</b>	<b>74.647</b>	<b>100%</b>

En el mercado de contratos las empresas compiten por lograr acuerdos de suministro para abastecer a empresas distribuidoras, clientes libres u otros generadores. En el caso de empresas distribuidoras, para el suministro de sus consumidores regulados las empresas distribuidoras compran energía por medio de procesos de licitaciones públicas reguladas por la CNE. En el caso de clientes libres, quienes corresponden principalmente a industriales o mineros, estos pueden negociar libremente sus contratos de suministro con empresas generadoras o distribuidoras. En el año 2017 de los consumos de energía, un 44% correspondió a clientes regulados y un 56% a clientes libres. Proyecciones de demanda estiman un crecimiento del orden de 3% anual durante los próximos 10 años.

El mercado spot corresponde a un mercado de corto plazo operado por el Coordinador Eléctrico en el cual participan los generadores con sus excedentes o déficits de energía respecto de lo producido y lo comprometido en sus contratos. Otros servicios como la potencia de suficiencia y los servicios complementarios también son operados y determinados centralizadamente por el Coordinador Eléctrico.

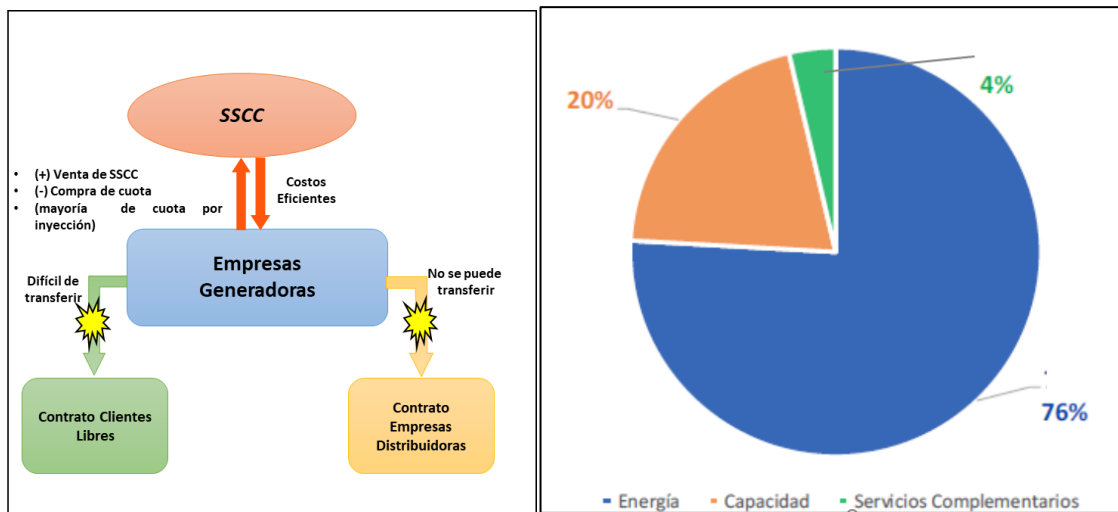
Ilustración 6 muestra la interacción entre los mercados de contratos y mercados spot de energía, de potencia.





**Ilustración 6:** Empresas Generadoras y su participación en mercado de contratos y mercados spot de energía y de potencia. Se muestra como en mercado spot se transan déficit y excedentes entre lo producido y contrato.

Ilustración 7 muestra a la izquierda la interacción entre los mercados de contratos y mercados de SSCC. A la derecha se muestra cómo se distribuyen porcentualmente estos mercados.



**Ilustración 7:** Empresas Generadoras y su participación en mercado de SSCC. Se muestra que en normativa vigente es difícil traspasar costos a contratos. A la derecha se muestran Transferencias económicas de 2017 de mercado spot de energía, Capacidad y de SSCC

## 2.2 Antecedentes Regulatorios de los Servicios Complementarios

### 2.2.1 Esquema Actual

En la actualidad el mercado de los SSCC en Chile es regulado por Reglamento de SSCC establecido en el decreto N°130 (Ministerio de Energía, 2012). Bajo esta normativa es el Coordinador Eléctrico quien define, administra y opera los SSCC minimizando el costo de operación del sistema.

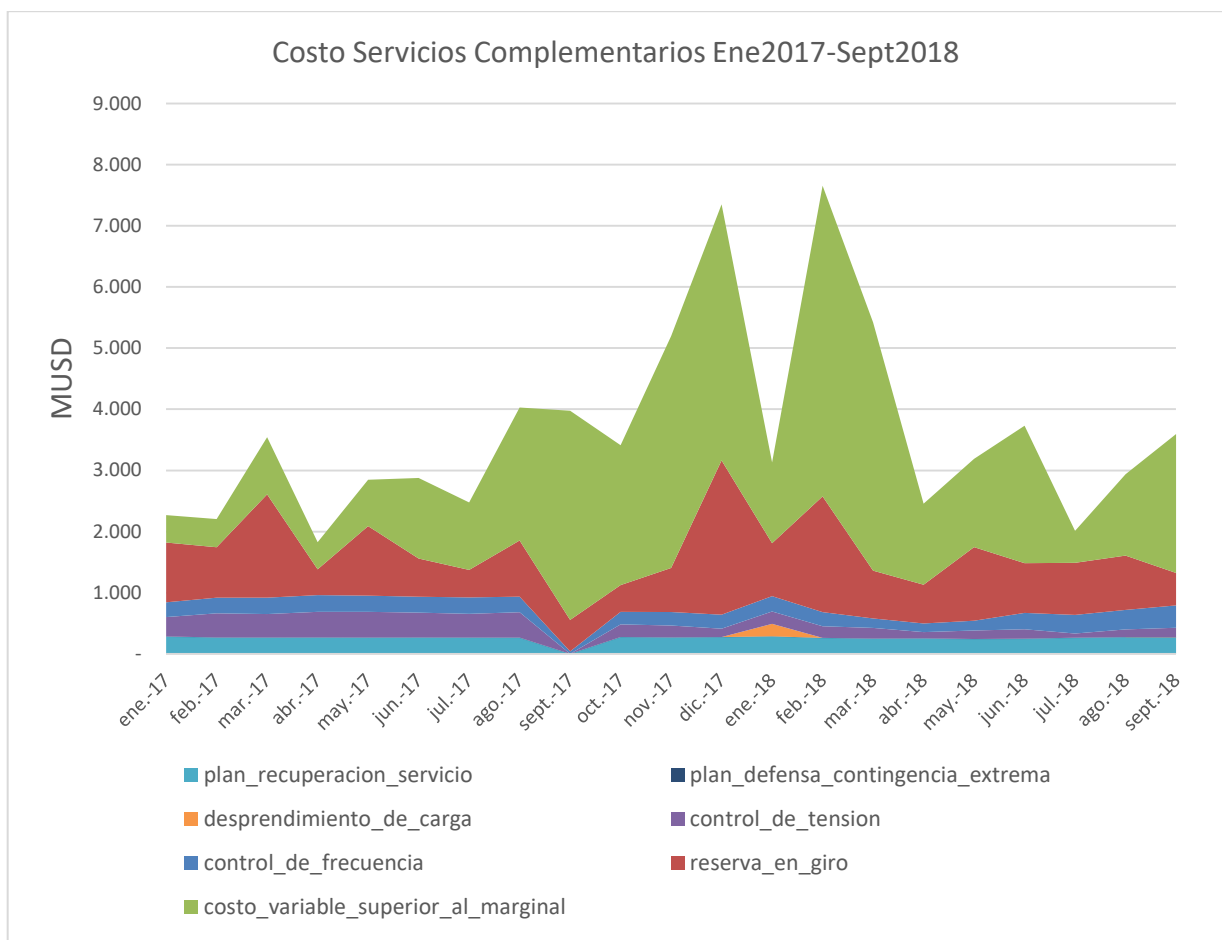
- Anualmente el Coordinador debe elaborar un informe en donde define y programa los SSCC y debe ser aprobado por la CNE.
- Con periodicidad bianual debe desarrollar un estudio de costos estándares y eficientes, los cuales permiten valorizar las instalaciones usadas para la prestación de SSCC.

En la Tabla 2 se resumen los servicios considerados por el Coordinador durante 2017, así como sus esquemas de remuneración y responsables de pago:

**Tabla 2: SSCC con su esquema de remuneración y pago. Fuente (CNE, Mesas de Trabajo Nuevo Reglamento SSCC, 2017)**

Categoría	SSCC	¿Como se Remunera?				¿Quién Paga?
Control de Frecuencia	CPF	Cinv	Cmant	-	Ccad	Inyecciones Físicas de Energía (Sistema)
	CSF					
	Reserva en Giro					
Control de Tensión		Cinv	Cmant	-	-	Inyecciones Físicas de Energía (Sistema)
	CV>Cmg		R=CVd x Ei - IngCMg			Retiros Físicos de Energía (Sistema)
	PRS	Cinv	Cmant	Cop	-	Cinv y Cmant: Potencia de Suficiencia Operación: Inyecciones Físicas de Energía (Sistema)
EDAC	EDACxSubfrecuencia	R=CFCD x Kwh desconectado Solo si se supera: • SIC: 12 desconexiones o 5 horas. • SING: 25 desconexiones u 8 horas.				Inyecciones Físicas de Energía (Sistema)
	DMC					Inyecciones Físicas de Energía (Zona Afectada)
	EDACxCE					
	EDACxSubtensión					
Cinv	Costo de inversión y/o habilitación estandar y eficiente					
Cmant	Costo de mantenimiento adicional estándar y eficiente					
Cop	Costo de operación del PRS estándar y eficiente					
Ccad	Costo del combustible adicional por Control de Frecuencia					
CFCD	Costo de Falla de Corta Duración					

En la Ilustración 8 se muestran los pagos mensuales por SSCC de año 2017:



**Ilustración 8: Pagos Mensuales de SSCC 2017-2018. Fuente Sitio web de Coordinador Eléctrico (Nacional C. E., 2018)**

Se aprecia en Ilustración 8 que durante el año 2017 los SSCC significaron pagos del orden de los \$ 42 millones USD y de enero a septiembre de 2018 de \$ 34 millones USD. De Ilustración 9 se tiene que pagos se concentraron principalmente en servicios de operación fuera de orden económico, reserva en giro y regulación de frecuencia.

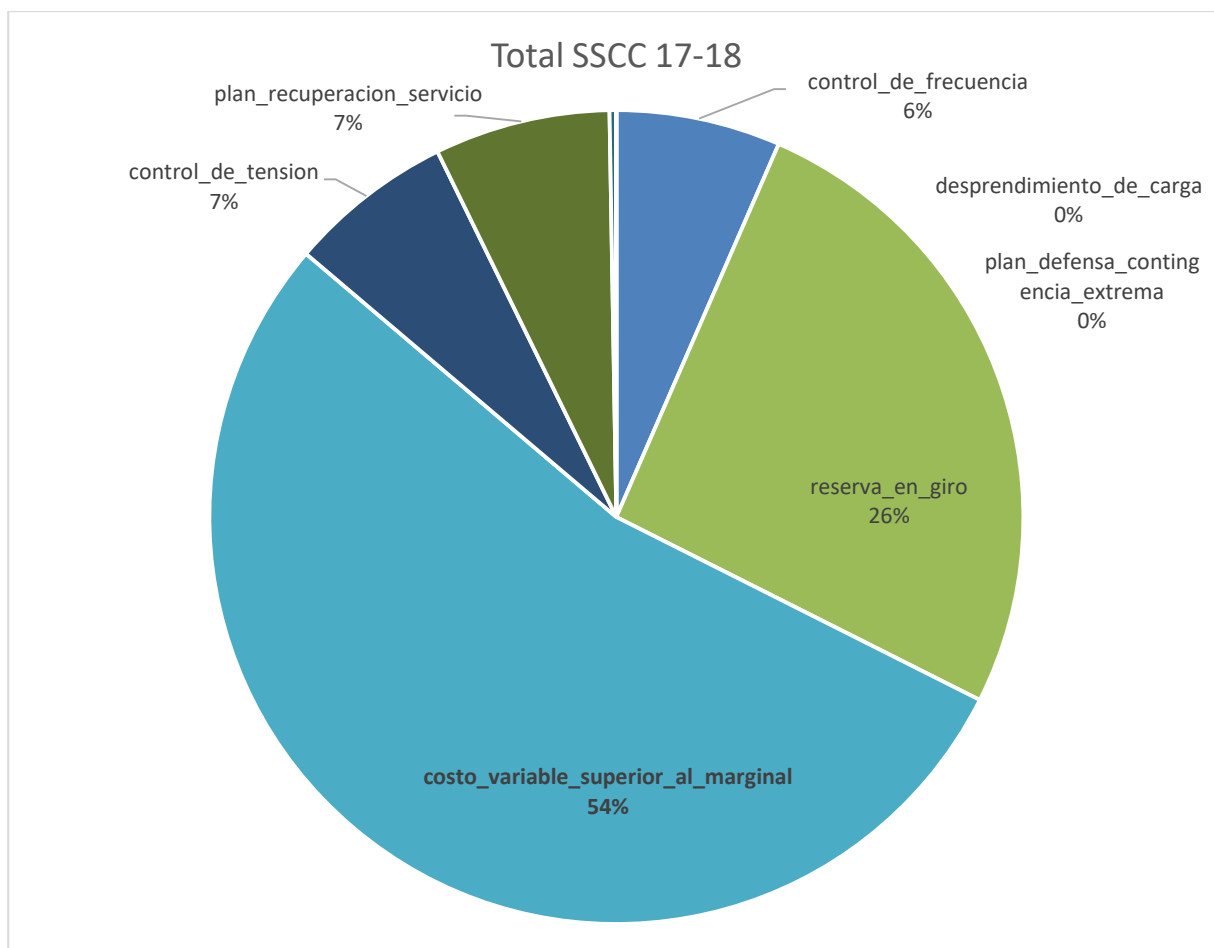


Ilustración 9: SSCC Ene-2017 a Sept-2018. Fuente Sitio web de Coordinador Eléctrico (Nacional C. E., 2018)

### 2.2.1.1 Resultados de Enel Generación con Normativa Actual

Con la normativa actual el Coordinador considera las siguientes centrales de Enel para prestar los SSCC

Tabla 3: Participación de Enel Generación en SSCC según DS130

zona	Unidad Generación	Unidad Generación	Tecnología	Tecnología	CPF	CSF	CSF	CT	PA	AR
Norte Grande	Atacama	TG1A	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Norte Grande	Atacama	TG1A+0,5TV1C	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Norte Grande	Atacama	TG1A+TG1B+TV1C	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Norte Grande	Atacama	TG1B	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Norte Grande	Atacama	TG1B+0,5TV1C	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Norte Grande	Atacama	TG2A	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Norte Grande	Atacama	TG2A+0,5TV1C	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Norte Grande	Atacama	TG2A+TG2B+TV1C	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Norte Grande	Atacama	TG2B	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	SI	SI	NO	NO

Norte Grande	Atacama	TG2B+0,5TV1C	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Norte Grande	Tarapacá	CTTAR	Térmica	Carbón	SI	NO	NO	SI	NO	NO
Norte Grande	Tarapacá	TGTAR	Térmica	Diesel	SI	NO	NO	SI	NO	NO
Norte	Canela I	Canela I	Eólica	Eólica	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Norte	Canela II	Canela II	Eólica	Eólica	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Norte	Los Molles U1	Los Molles U1	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Norte	Los Molles U2	Los Molles U2	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Norte	Diego de Almagro	Diego de Almagro U1	Térmica	Diesel	NO	NO	NO	NO	SI	NO
Norte	Huasco U1 (TG)	Huasco U1 (TG)	Térmica	Diesel	NO	NO	NO	NO	SI	NO
Norte	Huasco U2 (TG)	Huasco U2 (TG)	Térmica	Diesel	NO	NO	NO	NO	SI	NO
Norte	Huasco U3 (TG)	Huasco U3 (TG)	Térmica	Diesel	NO	NO	NO	NO	SI	NO
Norte	Taltal U1	Taltal U1	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	NO	SI	NO	NO
Norte	Taltal U2	Taltal U2	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	NO	SI	NO	NO
Centro	Curillinque	Curillinque	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Centro	Pehuenche U1	Pehuenche U1	Hidráulica	Embalse	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Centro	Pehuenche U2	Pehuenche U2	Hidráulica	Embalse	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Centro	Rapel U1	Rapel U1	Hidráulica	Embalse	SI	SI	NO	SI	SI	NO
Centro	Rapel U2	Rapel U2	Hidráulica	Embalse	SI	SI	NO	SI	SI	NO
Centro	Rapel U3	Rapel U3	Hidráulica	Embalse	SI	SI	NO	SI	SI	NO
Centro	Rapel U4	Rapel U4	Hidráulica	Embalse	SI	SI	NO	SI	SI	NO
Centro	Rapel U5	Rapel U5	Hidráulica	Embalse	SI	SI	NO	SI	SI	NO
Centro	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	NO	NO	SI	NO
Centro	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Térmica	Gas/Diesel	SI	SI	NO	NO	SI	NO
Centro	San Isidro U1 TG	San Isidro U1 TG	Térmica	Gas/Diesel	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Centro	San Isidro U1 TV	San Isidro U1 TV	Térmica	Gas/Diesel	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Centro	San Isidro U2 TG	San Isidro U2 TG	Térmica	Gas/Diesel	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Centro	San Isidro U2 TV	San Isidro U2 TV	Térmica	Gas/Diesel	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Centro	Cipreses U1	Cipreses U1	Hidráulica	Embalse	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Centro	Cipreses U2	Cipreses U2	Hidráulica	Embalse	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Centro	Cipreses U3	Cipreses U3	Hidráulica	Embalse	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Centro	Isla U1	Isla U1	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Centro	Isla U2	Isla U2	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Centro	Loma Alta	Loma Alta	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Centro	Ojos de Agua	Ojos de Agua	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Centro	Sauzal U1	Sauzal U1	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Centro	Sauzal U2	Sauzal U2	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Centro	Sauzal U3	Sauzal U3	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Centro	Sauzalito	Sauzalito	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Sur	Abanico U1	Abanico U1	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Sur	Abanico U2	Abanico U2	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Sur	Abanico U3	Abanico U3	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Sur	Abanico U4	Abanico U4	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Sur	Abanico U5	Abanico U5	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	SI	NO	NO

Sur	Abanico U6	Abanico U6	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Sur	Antuco U1	Antuco U1	Hidráulica	Embalse	SI	SI	NO	SI	NO	NO
Sur	Antuco U2	Antuco U2	Hidráulica	Embalse	SI	SI	NO	SI	NO	NO
Sur	El Toro U1	El Toro U1	Hidráulica	Embalse	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Sur	El Toro U2	El Toro U2	Hidráulica	Embalse	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Sur	El Toro U3	El Toro U3	Hidráulica	Embalse	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Sur	El Toro U4	El Toro U4	Hidráulica	Embalse	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Sur	Palmucho	Palmucho	Hidráulica	Pasada	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Sur	Pangue U1	Pangue U1	Hidráulica	Embalse	SI	SI	NO	SI	NO	NO
Sur	Pangue U2	Pangue U2	Hidráulica	Embalse	SI	SI	NO	SI	NO	NO
Sur	Ralco U1	Ralco U1	Hidráulica	Embalse	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Sur	Ralco U2	Ralco U2	Hidráulica	Embalse	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Sur	Bocamina U1	Bocamina U1	Térmica	Carbón	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Sur	Bocamina U2	Bocamina U2	Térmica	Carbón	NO	NO	NO	SI	NO	NO

De la Tabla 3 se aprecia que la mayoría de las centrales de embalse y gas de Enel Generación son consideradas en prestación de los servicios de control primario y secundario de frecuencia. Gran parte de ellas participa también en el servicio de control de tensión.

Durante el año 2018, los ingresos percibidos por SSCC y pagos que Enel Generación ha debido hacer al resto del sistema han sido los siguientes:

**Tabla 4: Asignaciones y obligaciones promedio mensuales en USD de Enel Generación en Regulación de frecuencia**

	Enel Generación			Sistema	Prorrata	
	Asignación	Obligación	Total		Asignación	Obligación
Regulación de Frecuencia	159.833	121.016	38.817	227.366	70%	53%
Reserva en Giro	396.470	229.701	166.769	974.337	41%	24%
Sobrecostos	418.549	621.040	-202.491	2.108.786	20%	29%

**Tabla 5: Asignaciones y obligaciones promedio mensuales en USD de Enel Generación en Regulación de tensión según DS130**

	Enel Generación			Sistema	Prorrata	
	Asignación	Obligación	Total		Asignación	Obligación
Regulación de Tensión	58.069	36.291	21.778	141.742	41%	26%

**Tabla 6: Asignaciones y obligaciones promedio mensuales en USD de Enel Generación en Plan de Recuperación de Servicio según DS130**

	Enel Generación			Sistema	Prorrata	
	Asignación	Obligación	Total		Asignación	Obligación
PRS	56.777	62.234	-5.457	221.757	26%	28%

**Tabla 7: Asignaciones y obligaciones promedio mensuales en USD de Enel Generación en Desprendimiento de Carga según DS130**

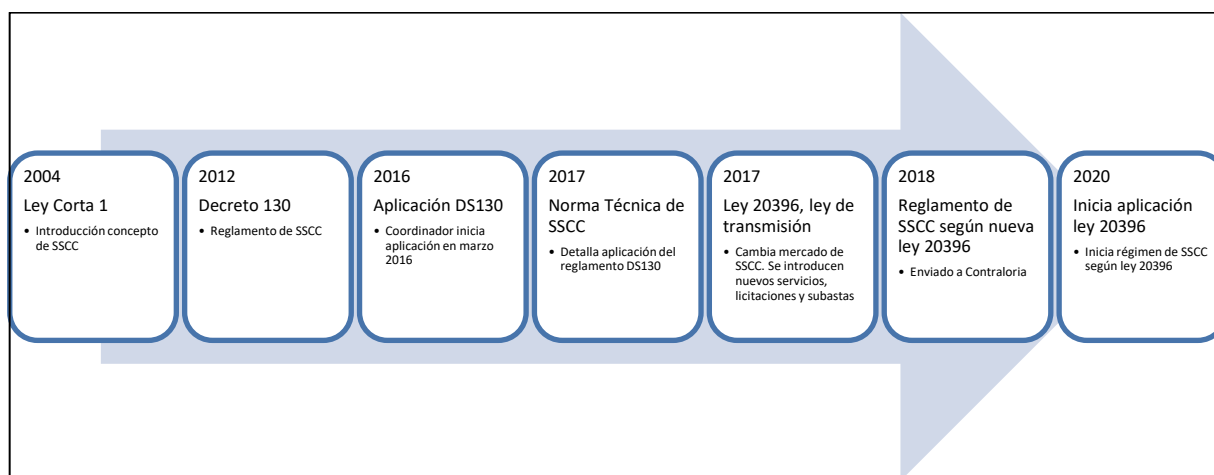
Desprendimiento Carga	Enel Generación			Sistema	Prorrata	
	Asignación	Obligación	Total		Asignación	Obligación
	-	58.778	-58.778	196.073	0%	30%

Asignaciones corresponden a los ingresos percibidos por Enel Generación, mientras que las obligaciones corresponden a pagos que debe hacer por recibir los servicios desde el sistema.

De tablas 4 a la 7 se desprende que los servicios relacionados con la entrega de reserva para la regulación de frecuencia (Sobrecostos, Regulación de Frecuencia y Reserva en Giro) son los que otorgan los mayores ingresos a Enel.

### 2.2.2 Cambios con la Ley 20936

Como ya ha sido indicado, debido a que la normativa presente en el decreto N°130 no entrega la suficiente flexibilidad para la definición periódica y necesaria de los SSCC, por medio de la Ley 20936 (Ministerio de Energía, 2016) se introdujeron cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) en materia de los SSCC. Principales modificaciones indican que los SSCC se prestarán en base a Licitaciones o Subastas y en caso de que estas no sean posibles se instruirá el servicio (CNE, Mesas de Trabajo Nuevo Reglamento SSCC, 2017). También se estableció la elaboración de un nuevo reglamento el cual actualmente fue enviado a contraloría. Este reglamento entrará en vigencia en el año 2020 según lo dispuesto en la ley. En Ilustración 10 se resume el proceso.



**Ilustración 10: Proceso regulatorio de los SSCC**

Otro cambio importante introducido es que la remuneración de los recursos técnicos existentes será de cargo de los generadores que efectúen retiros destinados a usuarios finales a prorrata de sus retiros físicos. Las Remuneración de licitaciones de SSCC o de instrucción de nuevos recursos serán de cargo de usuarios finales

Con la introducción de subastas y licitaciones se espera un incremento en la competencia por ofrecer estos servicios. En particular se espera que las subastas apliquen a los servicios de corto plazo asociados a regulación de frecuencia y de tensión.

### **2.2.2.1 Mesas de Trabajo CNE por nuevo Reglamento de SSCC**

Asociado a este cambio legal debió realizarse un nuevo reglamento para los SSCC. Para su implementación la CNE realizó mesas de trabajo en las que se hizo una revisión internacional y se discutió junto a las empresas del sector eléctrico los servicios a definir y su forma de pago.

Los principales resultados de estos trabajos se plasmaron en el reglamento de SSCC ingresado a Contraloría y en el informe de definición de SSCC.

### **2.2.2.2 Estudios realizados por actores del sector eléctrico para enfrentar mayor penetración de energía renovable variable y cambios normativos.**

Para efectos de estudiar que sucede en la industria respecto de los cambios que se tendrán con esta nueva normativa de SSCC se revisaron estudios que han encargado las diversas asociaciones.

A continuación, se resumen sus principales conclusiones.

#### **2.2.2.2.1 Estudios realizados por Coordinador Eléctrico**

**Tabla 8: Ficha Informe CDEC SING**

Ficha Resumen	
Consultor a Cargo del Estudio	CDEC-SING, Departamento Investigación y Desarrollo
Título del estudio	ESTUDIO ERNC, Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021
Fecha Publicación	Dic-2016



Objetivos del Estudio	Evaluar la flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional para gestionar niveles de ERNC, principalmente generación eólica y solar FV, de un 13,5 % (cuota exigida por la Ley N° 20.698, en adelante Ley 20/25) y un 17,6% de energía anual (30% por sobre la cuota de la Ley 20/25) al año 2021, determinando beneficios y oportunidades de sistemas de almacenamiento de energía, tales como: hidro-embalse, hidro-bombeo y sistemas de baterías.
Principales Conclusiones	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La flexibilidad operacional proporcionada por las centrales de hidro-embalse es imprescindible para gestionar la variabilidad intra-diaria y horaria de la demanda neta, reduciendo el impacto sobre el parque generador térmico.</li> <li>• Para un escenario de integración ERNC, principalmente solar FV, se recomienda estudiar la factibilidad técnica y costos asociados de disminuir los tiempos mínimos de operación y detención del parque generador a carbón a valores por debajo de referencias internacionales.</li> <li>• Respecto de las centrales a base de GNL, se concluye que en la medida que no exista un precio de GNL competitivo y una mayor disponibilidad de este combustible, su contribución a la flexibilidad operativa del Sistema Eléctrico Nacional no será significativa</li> </ul>

#### 2.2.2.2.2 Estudios realizados por asociación de generadoras.

Tabla 9: Ficha Informe Synex ICAI Estudios Energéticos

Ficha Resumen	
Consultor a Cargo del Estudio	Synex, ICAI, Estudios Energéticos
Título del estudio	Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile
Fecha Publicación	Febrero 2018
Objetivos del Estudio	El objetivo del estudio es el desarrollo de una propuesta regulatoria en vista del alto nivel de penetración de generación basada en energías

	renovables variables (ERV) en el SEN. La propuesta debe considerar soluciones que proporcionen al sistema señales de mercado para conseguir un equilibrio adecuado vinculado con la cuota de mercado óptima de (ERV) en el sistema eléctrico chileno.
Principales Conclusiones	<p>Se efectúa una propuesta regulatoria destinada a integrar eficientemente a las tecnologías en base a ERV, la que se compone de los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Despacho vinculante</li> <li>• Recuperación de costos fijos de operación</li> <li>• Optimización de los costos de reserva, Co-optimizar energía y reservas, despejando así simultáneamente y mediante el mismo algoritmo el uso de ambos recursos considerando los costos declarados.</li> <li>• Causalidad en la asignación de costos de reserva</li> </ul>

**Tabla 10: Ficha Moray PSR**

Ficha Resumen	
Consultor a Cargo del Estudio	Moray PSR
Título del estudio	Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes
Fecha Publicación	Marzo 2018
Objetivos del Estudio	El Estudio tiene por finalidad establecer una cuantificación de los costos más relevantes asociados a la prestación de servicios de flexibilidad por parte del sector generación, necesarios para la correcta y eficiente operación del sistema eléctrico bajo 81 escenarios proyectados, los que contemplan distinto grado de penetración de fuentes de energía variable (“ERV”) en el tiempo (hasta 2030), entre otras variables

Principales Conclusiones	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los requerimientos de reserva se incrementan sostenidamente por mayor penetración ERV, y la estimación probabilística y dinámica pasa a ser un tema de gran importancia para el manejo eficiente de la incertidumbre en el pronóstico de generación ERV</li> <li>• Esta reducción del aporte térmico pasa por una transición desde un perfil de generación relativamente constante hacia uno flexible con bajos factores de planta. Dado lo anterior, se observa un aumento relevante en el número de arranques y en patrón de ciclaje de las plantas térmica en la medida que aumenta la penetración de las ERV, generando costos de flexibilidad crecientes</li> </ul>
--------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### 2.2.2.2.3 Estudios realizados por Enel

**Tabla 11: Ficha Systep.**

Ficha Resumen	
Consultor a Cargo del Estudio	Systep
Título del estudio	Estudio técnico para desarrollar servicios complementarios en el mercado eléctrico chileno
Fecha Publicación	Noviembre 2017
Objetivos del Estudio	El objetivo general de la presente asesoría es desarrollar un estudio técnico-económico que identifique las necesidades de SSCC y de flexibilidad operativa horaria que requeriría el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a partir del año 2018 (considerando planes de obra, alta penetración renovable e interconexión SING-SIC).
Principales Conclusiones	<p>Sistema es capaz de acomodar hasta al menos un 32% de capacidad instalada desde generación variable sin tener problemas de seguridad y calidad de servicio.</p> <p>Se verifica un cambio importante en régimen de operación flexible de las unidades a carbón y GNL, las cuales son progresivamente desplazadas fuera de la operación.</p>

	<p>Informe incorpora estimación de costos de inversiones a realizar en plantas térmicas asociadas a proyectos de flexibilización. Se señalan sus impactos en el desempeño y parámetros técnicos de cada tipo de unidad. Estos se muestran en Anexo 1. del presente documento.</p>
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### 2.2.3 Informe de Categorías Preliminar

En el borrador de reglamento se establecía que en 2° semestre 2018 la Comisión debería publicar mediante una resolución exenta un primer informe con la definición de las categorías de servicios complementarios.

Si bien a octubre de 2018 aún no se publicó oficialmente el reglamento de SSCC, la Comisión si cumplió con emitir resolución exenta con informe preliminar de categorías de SSCC. En siguiente tabla se presentan los SSCC que se definieron la Resolución Exenta N°683 (CNE, Resolución Exenta 683, Informe de definición de SSCC, 2018)

Se definieron las siguientes categorías:

- **Control de Frecuencia:** Acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.
  - Se distinguen:
    - Control rápido (CRF), primario (CPF), secundario (CSF) y terciario (CTF).
    - Cargas Interrumpibles (CI) asociado a reducciones de demanda.
- **Control de Tensión:** Corresponde a acciones de control que permite mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa.
- **Plan de Recuperación de Servicio:** Servicios que, una vez ocurrido un apagón parcial o total del sistema eléctrico, permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible:

- Partida Autónoma (PA): capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse.
  - Aislamiento Rápido (AR): Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un apagón total o parcial.
  - Elementos de Vinculación (EV) prestación que dan los equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que se hayan mantenido operando en forma de islas independientes.
- **Control de Contingencias**: Corresponde a acciones de control que permite mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa.
    - EDAC por Subfrecuencia (sistémico), Subtensión y Contingencia Específica (local) y DMC (sistémico). Corresponde al desprendimiento automático o manual de carga con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.
    - EDAG por Sobrefrecuencia (sistémico), y Contingencia Específica (local) Corresponde al desprendimiento automático de generación o inyección con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

En siguiente tabla se resumen si son de naturaleza sistémica o local y las componentes de costos que se remunerarán por cada uno (disponibilidad, activación y anualidad de inversión más costos de operación y mantenimiento).

**Tabla 12: Categorías definidas por la CNE en informe preliminar**

SSCC	Categoría	Subcategoría	Naturaleza	Componentes a Remunerar		
				Disp	Act.	AVI+ COyM
<b>Control de Frecuencia</b>	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)	Sistémica	X	X	

	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)	Sistémica	X	X	
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF +)	Sistémica	X	X	
		Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF -)	Sistémica		X	
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia CTF+	Sistémica	X	X	
		Control Terciario por Sobrefrecuencia CTF-	Sistémica		X	
	Cargas Interrumpibles	Cargas Interrumpibles	Sistémica	X	X	
<b>Control de Tensión (CT)</b>	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)	Local			X
<b>Control de Contingencias</b>	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia y DMC)	Sistémica		X	
		EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica	Local			X
	Desconexión de Generación	EDAG por Sobrefrecuencia	Sistémica		X	
		EDAG Contingencia Específica	Local			X
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) Plan de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)	Sistémica			X
			Local			X
<b>Plan de Recuperación de Servicio</b>	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)	Sistémica			X
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)	Sistémica			X
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)	Sistémica			X

Conforme a la participación que actualmente se tiene en los SSCC, en siguiente tabla se resume el nivel de interés que tendría cada servicio para Enel Generación.

**Tabla 13: Interés de Enel en Cada Categoría definidas por la CNE en informe preliminar**

SSCC	Categoría	Subcategoría	Interés para Enel Generación	
			Nivel	Instalaciones para darlo
<b>Control de Frecuencia</b>	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)	Alto	Nuevas Baterías
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)	Alto	TG y unidades Hidro
		Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF +) Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF -)	Alto
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia CTF+	Alto	TG
		Control Terciario por Sobrefrecuencia CTF-	Ninguno	

	Cargas Interrumpibles	Cargas Interrumpibles	Ninguno	
<b>Control de Tensión (CT)</b>	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)	Medio	Las mismas que lo hacen actualmente
<b>Control de Contingencias</b>	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia y DMC)	Ninguno	
		EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica	Ninguno	
	Desconexión de Generación	EDAG por Sobrefrecuencia		
		EDAG Contingencia Específica		
Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)	Plan de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)	Medio	Las mismas que lo hacen actualmente
			Medio	Las mismas que lo hacen actualmente
<b>Plan de Recuperación de Servicio</b>	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)	Medio	Las mismas que lo hacen actualmente
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)	Medio	Las mismas que lo hacen actualmente
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)	Ninguno	

Categorías de regulación de frecuencia son en las que se tiene mayor interés pues ahora serán proporcionadas a través de subastas. Esto podría permitir definir cuándo ofrecer o no la reserva por medio de centrales hidroeléctricas de Enel o podría permitir ofrecer con turbinas a gas (TG) que tendrían poca colocación en el despacho económico normal de próximos años.

En capítulo siguiente se estudiará económicamente que tan beneficioso es para Enel la participación en servicios de regulación de frecuencia.

En servicios que sean provistos a través de licitaciones o por prestación directa, como la regulación de tensión o el plan de recuperación, se propone que Enel mantenga su participación actual. Luego, no serán analizados en profundidad pues no se espera poder incrementar los márgenes obtenidos desde ellos. Solo se espera poder recuperar los costos más un pequeño margen ajustado a que se gane la licitación.

## 2.3 Análisis Estratégico del Mercado de los Servicios Complementarios

Luego de la revisión de antecedentes regulatorios, y estudios que analizan el futuro del mercado eléctrico y de los SSCC, se realiza un análisis de la industria y mercado utilizando como herramientas un análisis PEST de Cinco Fuerzas y FODA.

### 2.3.1 PEST

Para evaluar el contexto en donde se desenvuelve la industria se realiza un análisis PEST.

**Tabla 14:Análisis PEST**

<p><b><u>POLÍTICOS</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio en directivos de la CNE y de Coordinador Eléctrico Nacional durante 2018.</li> <li>• Fomento a la interconexión regional de sistemas eléctricos.</li> <li>• Fomento a la generación en base a energías renovables y a generación distribuida renovable de pequeña escala.</li> <li>• Fomento a la descarbonización de la matriz energética.</li> <li>• Fomento a la eficiencia energética.</li> <li>• Fomento a la flexibilidad del sistema, para lo cual aplicará nuevo mercado de SSCC.</li> </ul>	<p><b><u>ECONÓMICOS</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Crecimiento del PIB del orden del 3,3%.</li> </ul>
<p><b><u>SOCIALES</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor participación ciudadana en la evaluación de nuevos proyectos.</li> <li>• Mayor participación ciudadana en la fiscalización de tarifas eléctricas percibidas.</li> <li>• Mayor empoderamiento de clientes finales en negociaciones por suministro de electricidad.</li> </ul>	<p><b><u>TECNOLÓGICOS</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de costos de tecnologías de generación de tipo renovables implican una mayor penetración en la matriz energética nacional.</li> <li>• Desarrollo de tecnología de baterías que podrían abaratar sus costos y que favorecerían su uso en mercado de SSCC</li> <li>• Desarrollo de mejoras a tecnologías térmicas.</li> <li>• Desarrollo de electro movilidad que incrementaría demanda eléctrica para su uso en carga de transporte vehicular.</li> </ul>
<p><b><u>LEGALES</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Judicialización de proyectos de generación y transmisión de electricidad.</li> <li>• Procedimientos asociados al reglamento de SSCC aun en desarrollo.</li> </ul>	<p><b><u>AMBIENTALES</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Endurecimiento de requisitos ambientales para el desarrollo de nuevos proyectos.</li> <li>• Endurecimiento de requisitos ambientales para proyectos existentes.</li> </ul>



<ul style="list-style-type: none"> <li>• En desarrollo normativa técnica asociada a transferencias económicas, declaración de costos variables, cálculo de costos marginales, programación de la operación, norma técnica de GNL.</li> <li>• En estudio modificaciones a la Ley Eléctrica.</li> <li>• Actualización de normativa para termoeléctricas</li> </ul>	
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Del análisis PEST se concluye que la industria de generación está inmersa en un contexto que está cambiando fuertemente en todos sus ejes. En general los cambios apuntan a una mayor regulación y foco de parte de autoridades y de la sociedad. En lo que pasa en la industria de generación. Los cambios motivan a que las empresas eléctricas no pueden tener una actitud pasiva y deban adaptarse a estos integrando las nuevas tecnologías y haciéndose cargo de las inquietudes de la sociedad y gobierno.

### 2.3.2 Cinco fuerzas de Porter

Para analizar las interacciones con los actores de la industria se realiza un análisis de cinco fuerzas de Porter:

**Tabla 15: Análisis Amenazas de nuevos competidores**

AMENAZAS DE NUEVOS COMPETIDORES		
Id	Factor	Evaluación
1	Economías de escala	Existente pues a mayor escala los costos de producción de electricidad se reducen
2	Beneficios de escala por el lado de la demanda	Demanda percibe el producto como un commodity, por lo que preferirá al de menor costo que satisfaga sus requerimientos.
3	Costo de cambiar proveedor (para el cliente)	Clientes libres y regulados deben tener contratos de suministro con sus proveedores, una vez que finalizan pueden licitar o negociar libremente con nuevos proveedores
4	Requerimientos de capital	Se requiere de altas inversiones de capital

5	Ventajas de compañías establecidas	Compañías establecidas tienen ventaja de ya tener proyectos desarrollados lo cual les permite ofrecer su energía sin el riesgo de tener que comprometer la construcción nuevos proyectos.
6	Acceso a canales de distribución	Canal de distribución serían los sistemas de transporte de electricidad. La Ley Eléctrica garantiza el acceso a estos cuando exista capacidad disponible.
7	Políticas gubernamentales	Políticas favorecen el ingreso de nuevos participantes ya que en licitaciones a clientes regulados son abiertas e internacionales.
8	Diferenciación de productos	Baja, producto es commodity. Existe diferenciación si se considera que fuente es limpia lo cual puede ser premiado por los clientes.
9	Innovación	Constante revisión de optimización de generación tecnologías existentes.
	<b>Suma de Factores</b>	<b>Fuerza intermedia a baja</b>

**Tabla 16: Análisis Amenazas de poder de negociador de proveedores**

PODER NEGOCIADOR DE LOS PROVEEDORES		
I	Factor	Evaluación
1	Concentración de los proveedores	Proveedores de empresas generadoras son quienes suministran los insumos asociados a la construcción de nuevos proyectos, quienes proveen de mantenimiento a instalaciones existentes y proveedores de combustibles e insumos asociados a su operación. Todos estos proveedores en general presentan alto nivel de concentración.
2	Costos de cambiar al proveedor	Costos altos, pues en general quedan ligados a cada proyecto que se desarrolla. Entre proyectos distintos si se pueden cambiar.
3	Existencia de insumos sustitutos	Prácticamente no se tienen debido a pocos proveedores por cada tipo de insumo los cuales son muy específicos, como repuestos para un tipo de central en particular.
4	Tasa de compra sobre la producción del proveedor	En caso de combustibles, empresas generadoras de electricidad pueden demandar grandes cantidades en corto plazo, sin embargo, tienen incertidumbre de cuando requerirán del combustible. En relación con repuestos, estos en general se compran solo cuando se necesitan asociados a una falla.

<b>5</b>	Integración de la propia industria al proveedor	Existe en algunos casos integración vertical, ya que empresas generadoras pueden tener sus propios servicios de construcción, o suministro de combustible.
	<b>Suma de Factores</b>	<b>Fuerza Alta</b>

**Tabla 17: Análisis Amenazas de sustitutos**

<b>AMENAZAS DE LOS PRODUCTOS SUSTITUTOS</b>		
<b>Id</b>	<b>Factor</b>	<b>Evaluación</b>
<b>1</b>	Existencia de productos sustitutos	Bajo, sustituto a la electricidad sería utilizar otras fuentes energéticas como el gas o carbón. Sin embargo, productos que utilizan electricidad prácticamente no pueden reconvertirse otra fuente.
<b>2</b>	Relación costo/desempeño de los sustitutos	Es mejor pues el uso energético es directo, ya que en general la electricidad es producida con los sustitutos.
<b>3</b>	Costo de implementación de los sustitutos (para el cliente)	Alto, pues implicaría reconvertir sus instalaciones.
	<b>Suma de Factores</b>	<b>Fuerza Baja</b>

**Tabla 18: Análisis poder negociador compradores**

<b>PODER NEGOCIADOR DE LOS COMPRADORES</b>		
<b>Id</b>	<b>Factor</b>	<b>Evaluación</b>
<b>1</b>	Concentración de los clientes	Intermedia. Clientes regulados son representados por la CNE y clientes libres negocian en forma individual o a través de agrupadores de demanda. Esto les permite tener mayor poder y presionar a menores precios.
<b>2</b>	Costos de cambiar al proveedor (para el cliente)	Luego de finalizado un contrato de suministro, costo es bajo pues solo involucraría costos asociados a gestión de nueva licitación/negociación y contrato.

<b>3</b>	Diferenciación del producto	Baja diferenciación si se considera solo como suministro de electricidad. Existe diferenciación si se considera fuente de origen como producto desde energías renovables.
<b>4</b>	Existencia de productos sustitutos	En algunos clientes industriales un sustituto puede ser utilizar combustibles fósiles.
<b>5</b>	Tasa de costo del insumo en el total del producto (para el cliente)	Electricidad es un insumo de importancia para todos sus clientes. Puede representar entre 20% y 60% del total de consumo energético de un cliente.
<b>6</b>	Integración de la propia industria al cliente	Baja. Se da en caso de plantas cogeneradoras o empresas que financian sus propias centrales.
<b>Suma de Factores</b>		<b>Fuerza Intermedia.</b>

**Tabla 19: Análisis competencia entre rivales**

<b>LA INTENSIDAD DE LA COMPETENCIA ENTRE RIVALES</b>		
<b>I</b>	<b>Factor</b>	<b>Evaluación</b>
<b>1</b>	Cantidad y tamaño de los proveedores	Más de 250 proveedores, aunque $\frac{3}{4}$ de la industria se concentra en cuatro grandes empresas. Sin embargo, existe alta competencia.
<b>2</b>	Crecimiento de la industria	Asociado al PIB del país. Del orden de 3% anual.
<b>3</b>	Barreras de salida (altas)	Altas, debido a altas inversiones realizadas y a contratos comprometidos.
<b>4</b>	Existencia de guerra de precios	Si, en últimas licitaciones de suministro se han reducido precios ofertados debido a competencia debido a ingreso de más empresas de tipo renovables.
<b>5</b>	Rentabilidad de la industria	Tendiendo a la baja debido a mayor competencia e ingreso de renovables.
<b>6</b>	Tecnologías de producción (innovación)	En constante desarrollo investigación para optimizar
<b>7</b>	Perecibilidad de los productos	Productos de consumo instantáneo
<b>8</b>	Identificación de marca	Baja.
<b>Suma de Factores</b>		<b>Fuerza Alta.</b>

Se tiene una alta fuerza desde rivales y proveedores, una fuerza intermedia desde compradores y nuevos competidores. Todas estas fuerzas apuntan a que cada vez la competencia en el mercado de generación será mayor lo cual debería presionar los precios hacia la baja. Conforme a esto toma relevancia el participar en nuevas oportunidades de negocios como los SSCC que permitan obtener ganancias que actualmente no se tienen.

### 2.3.3 FODA

Para evaluar el Desempeño de Enel Generación en el mercado de los SSCC se realiza un análisis FODA.

Tabla 20: Análisis FODA

<p><b><u>FORTALEZAS</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor empresa del sector Generación del país.</li> <li>• Principal proveedor de SSCC en últimos años.</li> <li>• Interés de la compañía en participar de mercado de los SSCC asociados a subastas y baterías puesto que implicaría obtener nuevos ingresos</li> </ul>	<p><b><u>DEBILIDADES</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta burocracia interna de la compañía.</li> <li>• Dificultad de traspasar costos a clientes con los cuales ya hay contratos</li> </ul>
<p><b><u>OPORTUNIDADES</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor penetración de recursos renovables incrementará necesidad de SSCC, por lo que crecerá su mercado.</li> <li>• Menor utilización de tecnologías térmicas las deja disponibles para ofrecerlas para prestar SSCC.</li> <li>• Expectativa de madurez de tecnologías BESS.</li> </ul>	<p><b><u>AMENAZAS</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor penetración de recursos renovables podría incrementar costos a pagar por los SSCC, en donde Enel Generación es también uno de los principales pagadores.</li> <li>• Incertidumbre ante cambios de la normativa.</li> <li>• Mayor competencia por ofrecer SSCC en servicios que requerirán licitaciones y subastas.</li> <li>• Sobrecostos asociados a mayor número de partidas y detenciones de unidades térmicas podría no ser recuperado totalmente.</li> </ul>

Del análisis FODA se concluye el mercado de los SSCC es un mercado en el que Enel Generación tiene ventajas por ya ser uno de los principales proveedores. Luego al cambiar servicios a modalidad de subastas debería aprovecharse esta ventaja para ganar las subastas y tratar de obtener márgenes superiores a los actuales.

En servicios que sean provistos a través de licitaciones o por prestación directa, se propone que Enel mantenga su participación actual siempre y cuando se verifique que serán remunerados adecuadamente todos los costos en que se incurre, de lo contrario deberá evaluarse el no participar de ellos.

## Capítulo 3.

# Implementación de Modelo de Mercado de SSCC con nueva Normativa

### 3.1 Descripción del Modelo

El modelo de análisis a implementar se preocupa principalmente de identificar todos los costos en que se incurre al prestar el SSCC de regulación de frecuencia de modo que al participar en una subasta los montos ofertados permitan cubrirlos.

Para evaluar la competitividad de Enel Generación frente a otros oferentes se determinan también los costos en que incurren centrales de otras compañías.

#### 3.1.1 Recursos y supuestos utilizados para la construcción del modelo

Para la construcción del modelo se consideran las siguientes fuentes de información:

1. **Resolución con Informe de Categorías de SSCC** (CNE, Resolución Exenta 683, Informe de definición de SSCC, 2018): de él se toma el listado de SSCC a considerar y la forma en que serán remunerados.
2. **Plan de Negocios Enel 2019-2023**: De aquí se obtienen datos de proyección de demanda, precios de commodities, proyecciones de precios marginales del sistema, proyectos que entran en servicio, operación esperada del sistema.
3. **Estudio de Control de Frecuencias y Determinación de Reservas 2018** (Nacional C. E., Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, 2018): Estudio realizado por el Coordinador Eléctrico en donde se cuantifican los

requerimientos del sistema para el control primario y secundario de frecuencia. También se determina información estadística de variación de la demanda.

4. **Estudio de Costos de SSCC 2018** (Nacional C. E., 2018): Estudio realizado por el Coordinador Eléctrico en donde se cuantifican los costos de inversión, operación y mantenimiento de prestar los SSCC.

A partir de los resultados de este estudio, se considera un crecimiento de la reserva requerida para próximos años similar al del crecimiento de la demanda. En siguiente tabla se muestra la reserva proyectada que se requeriría para el periodo 2020-2023.

**Tabla 21: Reserva en MW requerida para 2020-2023**

	2020	2021	2022	2023
CPF				
Norte +	120,0	123,7	127,3	130,9
Norte-	-64,8	-66,8	-68,8	-70,7
Sur+	260,3	268,4	276,1	284,0
Sur-	-153,3	-158,1	-162,6	-167,2
CSF				
Norte + bloque 01-18hrs	120,0	123,7	127,3	130,9
Norte- bloque 01-18hrs	-61,7	-63,6	-65,5	-67,3
Norte + bloque 18-01hrs	140,0	144,3	148,5	152,7
Norte + bloque 18-01hrs	-90,5	-93,4	-96,0	-98,8
Sur + bloque 01-18hrs	144,0	148,5	152,8	157,1
Sur- bloque 01-18hrs	-144,0	-148,5	-152,8	-157,1
Sur + bloque 18-01hrs	211,9	218,5	224,8	231,2
Sur - bloque 18-01hrs	-211,9	-218,5	-224,8	-231,2

5. **Programas diarios de operación del Coordinador** (Nacional C. E., 2018): Programas diarios publicados por el Coordinador Eléctrico en donde se cuantifican las reservas que prestará cada central para control primario y secundario.

6. **Estudio Systep para Enel para desarrollar servicios complementarios en el mercado eléctrico chileno** (Systep, 2017). De aquí se toma el dato estimado de inversión requerida para reducir los mínimos técnicos de turbinas a gas. Conforme a este estudio, para reducir mínimos técnicos se requieren inversiones del orden de \$1 Millón de Euros.

Para la evaluación de los resultados se definieron los siguientes parámetros:



1. Periodo de análisis: enero 2020 a diciembre 2023. Se utiliza este horizonte ya que se espera que la aplicación de la normativa estará sujeta a cambios en el mediano plazo, luego se evalúa que la participación sea rentable al menos en los primeros 4 años.
2. Tasa de descuento: 9%. Tasa considerada por áreas de evaluación de nuevos negocios de Enel Generación.
3. Costo de HH E&C Chile 60,4 Euros/hora, valor considerado por áreas de evaluación. de nuevos negocios de Enel Generación.

### 3.1.2 Proceso de cálculos del Modelo.

El proceso de cálculo para estimar los ingresos de una determinada reserva ofrecida para control de frecuencia primario, secundario y terciario se muestra a continuación:

1. **Definir una estrategia de centrales a ofrecer en subasta.** Estrategia consiste en definir que centrales de Enel participarían y cuáles serían los montos de reservas ofrecidos para control primario, secundario y terciario.
2. **Calculo de costos asociados a entregar la reserva:**
  - a) **Por disponibilidad.** Costo asociado a mayores mantenimientos, costos por tener que operar a mínimo técnico, costos de implementación. Estos se obtienen desde Estudio de Costos SSCC 2018.

$$\text{Costo Disponibilidad} = MW \text{ MinTec} \cdot \text{CostoVar MinT} + \text{Costos CPF} + \text{Costos CSF}$$

- b) **Por activación.** Costo de entregar efectivamente una cierta reserva. Costo asociado a operación de la máquina que entrega la reserva se obtiene desde las proyecciones presentadas en el plan de Negocios Enel 2019-2023. Como costo de partida se utilizan los valores actualmente declarados al coordinador.

$$\text{Costo Activación} = \text{ReservaActivada} \cdot \text{CVT} + \text{CostoPartida}$$

3. **Definir cuál debería ser el precio “P” a ofrecer que permita cubrir los costos.**

Para esto, se consideran cuáles serían los ingresos asociados a la activación y al mínimo técnico. Conforme al informe de definición de SSCC, estos ingresos corresponden a la reserva efectivamente entregada valorizada al costo marginal de operación del sistema y a la energía entregada por estar a mínimo técnico también valorizada al costo marginal de operación del sistema:

$$\text{Ingreso MinTec} = \text{MinTec} \cdot \text{CMG}$$

$$\text{Ingreso Activación} = \text{ReservaActivada} \cdot \text{CMG}$$

Si la disponibilidad de reserva “R” se ofrece en la subasta a un precio “P”, entonces

$$\text{Ingreso Reserva} = R \cdot P$$

Luego, para que se cubran los costos debe cumplirse que:

$$\text{Ingreso Reserva} + \text{Ingreso MinTec} + \text{Ingreso Activación} = \text{Costo Activación} + \text{Costo Disponibilidad}$$

Luego

$$P = \frac{\text{Costo Disponibilidad} - \text{Ingreso MinTec} + \text{Costo Activación} - \text{Ingreso Activación}}{R}$$

Ingresos y costos asociados a la activación dependen de si hubo variaciones en la demanda o generación que hicieran que se usara la reserva.

En un caso en donde nunca se activa la reserva, el precio que permite cubrir los costos es tal que:

$$P = \frac{\text{Costo Disponibilidad} - \text{Ingreso MinTec}}{R}$$

Reemplazando términos y despejando “P” se llega a que el precio mínimo a ofrecer sin considerar sobrecostos por activación:

$$P = \frac{\text{MinTec} \cdot (\text{CostoVar MT} - \text{CMG}) + \text{Costos CPF} + \text{Costos CSF}}{R}$$

4. **Para estimar la componente asociada a la activación**, por cada hora se utilizará una variación aleatoria de la desviación de demanda con el fin de simular las activaciones de la reserva. En total por cada hora se simulan 100 posibles variaciones de demanda.

Variaciones de demanda se modelan como una distribución normal de media 0 y desviación estándar 100MW conforme a resultados que obtuvo el Coordinador en su estudio de Control de Frecuencias y Determinación de Reservas 2018 (Nacional C. E., Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, 2018).

En función de los resultados de costos e ingresos asociados a todos los escenarios de activación simulados, se seleccionará el máximo sobrecosto para con él calcular el precio “P” que permita cubrirlo.

5. **Evaluar si el precio obtenido es competitivo.** Esto se hará comparando el precio con los precios que ofrecerían otras empresas que participarían entregando reservas.

Para estimar los precios y reservas ofrecidas por otras empresas se considerará el estudio de costos realizado por el Coordinador Eléctrico para año 2018 y las reservas que actualmente asigna el Coordinador junto con los costos marginales y costos variables actuales.

6. **En caso de que el precio a ofertar sea competitivo,** evaluar posible incremento en el precio que permita obtener mayores márgenes.
7. **Calculo de valor presente de margen obtenido,** suponiendo que con el precio ofrecido se gana la subasta.

El modelo recién descrito fue implementado en una planilla Excel. Como salida, por cada estrategia analizada entrega una tabla resumen con los ingresos y costos anuales entre 2020 y 2023, junto el valor presente del margen de cada año y el VAN total calculado con tasa del 9%.

**Tabla 22: Salida del Modelo**

Concepto	Ingreso/Costo	2020	2021	2022	2023
<b>Ingresos</b>					
CPF	Ingresos disponibilidad	-	-	-	-
	Ingresos Activación	-	-	-	-
CSF	Ingresos disponibilidad	-	-	-	-
	Ingresos Activación	-	-	-	-
CTF	Ingresos disponibilidad	-	-	-	-
	Ingresos Activación	-	-	-	-
MT	Ingresos MT	-	-	-	-
	Total Ingresos	-	-	-	-
<b>Costos</b>					
CPF	Costo OyM	-	-	-	-
	Costo Activación	-	-	-	-
CSF AGC	Costo OyM	-	-	-	-
	Costo Activación	-	-	-	-
CTF	Costo OyM	-	-	-	-
	Costo Activación	-	-	-	-
MT	Costo MT	-	-	-	-
	Costo Partida	-	-	-	-
	Total Costos	-	-	-	-
	Margen	-	-	-	-
	Factor Actualización	-	-	-	-
<b>Margen Act</b>					
		-	-	-	-
<b>VAN</b>		<b>-0</b>	<b>1</b>	<b>1.01</b>	<b>1.01</b>

## 3.2 Aplicación del modelo, definición de distintas Estrategias de Participación de Enel

Para definir la estrategia de participación de Enel en los SSCC Se analizaron las reservas para el control de frecuencia determinadas por el Coordinador durante el año 2018.

### 3.2.1 Reservas para regulación de frecuencia en zona norte

En siguiente tabla se muestran reservas para CPF y CSF consideradas por el Coordinador durante 2018 en la zona norte y las centrales que la aportan. Se indican porcentaje de participación promedio del periodo.

**Tabla 23: Reserva en MW aportada por tecnología durante 2018. (Valores máximos).**

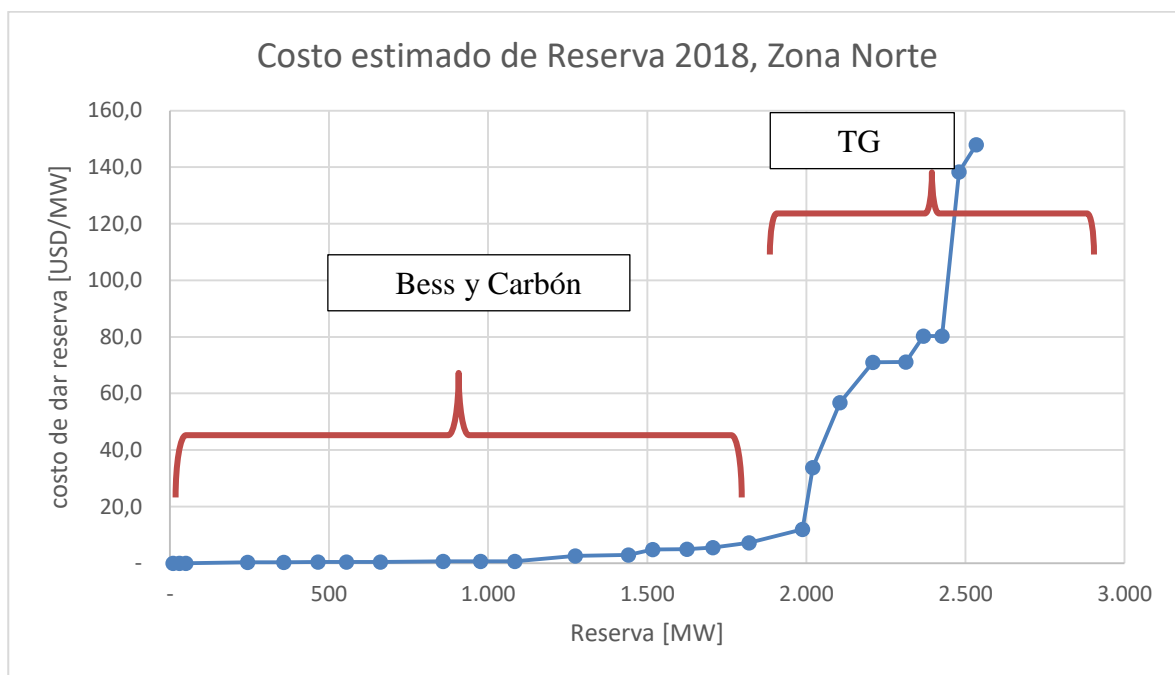
Central	Tipo	CPF	0 a 8	8 a 20	16 a 24	CSF	0 a 8	8 a 20	16 a 24
ANDINA	Carbón	5,0	3%	3%	3%	107	1,5%	5,0%	3,6%
ANGAMOS_1	Carbón	7,0	4%	5%	4%	196,9	1,6%	5,6%	5,4%
ANGAMOS_2	Carbón	7,0	4%	5%	5%	194,3	2,7%	5,5%	5,2%
ATA_TG1A	TG	16,0	1%	0%	1%	53,7537	0,6%	0,1%	0,2%
ATA_TG1B	TG	16,0	0%	0%	0%	53,7537	0,0%	0,0%	0,0%
ATA_TG2A	TG	16,0	0%	0%	0%	0	0,0%	0,0%	0,0%
ATA_TG2B	TG	16,0	0%	0%	0%	0	0,1%	0,0%	0,0%
BESS_ANGAMOS	BESS	20,0	13%	15%	13%	0	0,0%	0,0%	0,0%
BESS_COCHRANE	BESS	20,0	9%	11%	10%	0	0,0%	0,0%	0,0%
BESS_NUEVA_TOCOPILLA	BESS	11,2	6%	7%	6%	0	0,0%	0,0%	0,0%
COCHRANE_1	Carbón	19,0	7%	8%	7%	189,92	2,6%	8,6%	6,3%
COCHRANE_2	Carbón	19,0	7%	8%	7%	166,8	5,7%	13,4%	10,7%
GUACOLDA_1	Carbón	7,6	0%	0%	0%	106,215	0,3%	4,6%	2,9%
GUACOLDA_2	Carbón	7,6	0%	0%	0%	90	0,3%	4,7%	2,7%
GUACOLDA_3	Carbón	7,6	0%	0%	0%	107	0,1%	2,3%	1,3%
GUACOLDA_4	Carbón	7,6	0%	0%	0%	114	0,2%	3,9%	2,5%
GUACOLDA_5	Carbón	7,6	0%	0%	0%	118,215	1,1%	5,2%	3,8%
HORNITOS	Carbón	5,0	3%	3%	3%	107,54	0,9%	4,7%	3,0%
KELAR_TG1	TG	15,0	0%	0%	0%	103,38	5,6%	1,5%	2,7%
KELAR_TG2	TG	22,0	3%	2%	3%	103,38	5,9%	1,5%	2,8%
MEJILLONES_1	Carbón	5,0	3%	2%	3%	0	4,6%	4,8%	4,9%
MEJILLONES_2	Carbón	12,0	1%	1%	1%	113,84	2,8%	5,5%	4,5%
MEJILLONES_3_TG	TG	11,0	4%	2%	4%	85,6133	6,1%	0,1%	3,3%
NUEVA_TOCOPILLA_1	Carbón	8,5	2%	0%	2%	81,3524	0,5%	6,9%	4,5%
NUEVA_TOCOPILLA_2	Carbón	8,1	3%	3%	3%	76,9	0,2%	3,2%	1,9%
TALTAL_1	TG	11,6	3%	3%	3%	55,428	0,4%	0,0%	0,3%
TALTAL_2	TG	11,6	0%	0%	0%	58	0,3%	0,0%	0,3%
TARAPACA	Carbón	-	0%	0%	0%	0	0,0%	0,0%	0,0%
TARAPACA_TG	TG	5,0	0%	0%	0%	17,044	0,2%	0,1%	0,2%
TOCOPILLA_TG1	TG	8,0	0%	0%	0%	0	0,1%	0,1%	0,1%
TOCOPILLA_TG2	TG	8,0	0%	1%	0%	0	0,1%	0,0%	0,0%
TOCOPILLA_TG3	TG	10,0	0%	0%	0%	32,4	2,4%	0,7%	1,6%
TOCOPILLA_U12	0	8,0	2%	3%	2%	0	2,5%	1,1%	1,9%
TOCOPILLA_U13	0	6,0	2%	2%	2%	0	1,8%	0,6%	1,2%
TOCOPILLA_U14	0	10,0	1%	1%	1%	61	12,0%	3,4%	6,3%
TOCOPILLA_U15	0	10,0	4%	5%	4%	40	3,2%	3,6%	3,6%
TOCOPILLA_U16_TG	TG	14,0	5%	6%	5%	168,198	33,6%	3,1%	12,2%

En Tabla 24 se resumen los aportes según tecnología de la central que lo da:

**Tabla 24: Resumen reserva en MW aportada por tecnología durante 2018. (Valores máximos).**

Tipo	CPF	CSF
Carbón	134	1770
BESS	51	0
TG	180	731
Hidro	0	0

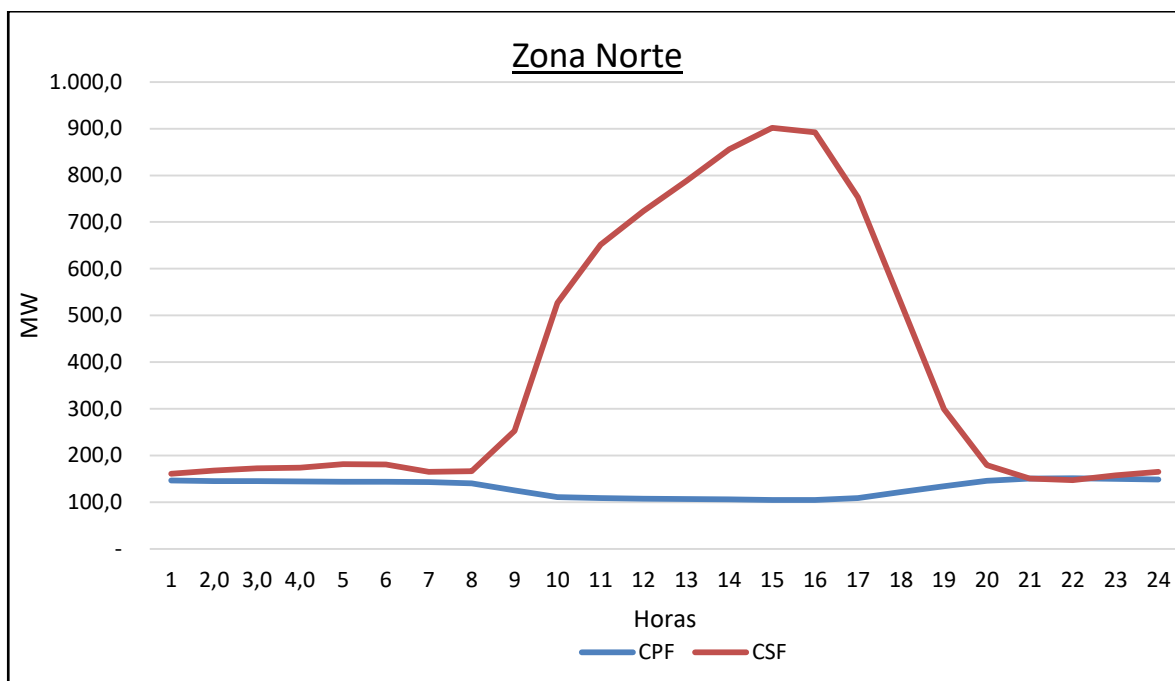
En Ilustración 11 se muestra esta reserva ordenada según costos de darla.



**Ilustración 11: curva de oferta CPF+CSF de reserva en zona norte.**

Se aprecia que las principales centrales que aportan consideradas para CPF y CSF son las centrales a carbón y los BESS.

En Ilustración 12 se muestran los requerimientos horarios promedio programados, se tiene que para CPF son del orden de 100MW en cada hora y de CSF en noche son del orden de 150MW y en día de más de 400MW cada hora.



**Ilustración 12: Disponibilidad promedio diaria de reserva para CPF y CSF durante 2018 en zona norte**

Por otro lado, los requerimientos mínimos de reserva determinados por el Coordinador en su informe “Estudio de Control de Frecuencias y Determinación de reservas” versión 2018 fueron los siguientes:

**Tabla 25: Resumen requerimientos para control de frecuencia. Fuente (Nacional C. E., Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, 2018)**

Resumen Requerimientos para Control de Frecuencia			
I.- Reservas [MW]	Norte <sup>1</sup>	Sur	Total <sup>2</sup>
1.- Control Primario Frecuencia	+108/-63	+253/-149	+361/-212
1.1.- Variaciones Instantáneas Consumos	+/-24	+/-57	+/-81
1.2.- Contingencias	+84/-39	+196/-92	+280/-131
1.2.1.- Generación	+84	+196	+280
1.2.2.- Consumos	-39	-92	-131
2.- Control Secundario Frecuencia	+/-70	+/-162	+/-232
2.1.- Bloque 01:00 - 18:00 hrs	+/-60	+/-140	+/-200
2.2.- Bloque 18:00 - 01:00 hrs	+/-88	+/-206	+/-294
II.- Rampa Toma Carga para CSF [MW/min]	-	-	+/-34

Se tiene que los niveles de reserva CPF y CSF necesarios para la zona norte podrían ser aportados casi exclusivamente por unidades de tecnología carbón, quedando poco espacio para las TG de Enel Generación debido a que además tienen un costo mayor. En bloques diurnos

debido a mayor participación de renovables las centrales a carbón reducen su generación y tienen amplia reserva que aportar y a bajo costo en comparación a centrales TG.

Respecto del nuevo servicio de CRF, por cómo fue definido, es de esperar que este sea entregado por equipos BESS existentes u otros nuevos que se instalen a través de procesos de licitaciones.

Por otro lado, donde se espera que surja una oportunidad es en el bloque nocturno, ya que es en donde es menor la participación de las centrales a carbón debido a que se retira aporte solar y por lo tanto podría existir una posibilidad de que haya espacio para participación de centrales TG de Enel. Si cuando llegue el momento de participar en subastas las carboneras optan por mantener esta tendencia y no participar en regulación de frecuencia en bloque nocturno entonces existe opción de que puedan subastarse aportes para TG de Enel. Notar que las TG con que debe competir Enel serán Kelar, CTM3, TG3 y U16.

Se espera que estas centrales de Taltal de Enel Generación en zona norte tengan poco despacho en próximos años. Conforme a esto, su costo de oportunidad de entregar los servicios de CPF y CSF son prácticamente despreciables.

**Tabla 26: factor de Planta Unidades Enel en zona Norte, fuente Plan de Negocios Enel 2019-2023.**

GWh	2020	2021	2022	2023	2024
Taltal 1	0%	0%	0%	0%	0%
Taltal 2	0%	0%	0%	0%	0%
Atacama cc1-d	0%	0%	0%	0%	0%
Atacama cc2-d	0%	0%	0%	0%	0%

Por otra parte, resulta interesante el caso de las unidades de Taltal, ya que acuerdo al informe de Mínimo Técnico de año 2018 (Enel, Informe Minimo técnico Unidades 1 y 2 Central Taltal, 2018), las unidades 1 y 2 de Taltal tienen un mínimo un mínimo ambiental de 63MW, utilizado por el Coordinador para su programación, pero tienen un mínimo técnico operacional de 5MW el cual no es considerado pues antes está el ambiental. Si se logra rebajar el mínimo ambiental y acercarlo algo al operacional, mejora sin duda la competitividad de la central ya que se reducen los costos asociados a operar a mínimo técnico. Respecto de cómo se lograría esto, en el informe (Systep, 2017) se describen proyectos de inversión rápidos a realizar en plantas térmicas para darles mayor flexibilidad. En Anexo 1 se muestran los proyectos ordenados por magnitudes de



inversión requeridas. En particular se destacan proyectos de inversiones menores a 1 millón de Euros (1.13 Millones de USD) que permiten lograr reducción de mínimo técnico en torno a un 66% del valor inicial. A continuación, se mencionan cuáles son estos:

- Pruebas y auditorías a la planta
- Mejorar equipamiento de monitoreo
- Mejora en logística de control
- Retuning de turbina a gas para operación a menor carga. Apunta a ajustar la planta para que al reducir la carga no se incrementen las emisiones de CO y NOx.

Para reducir el mínimo a valores del orden del 55% del inicial se tienen proyectos de valores menores a 5 millones de Euros (5,65 millones de USD).

Conforme a lo recién analizado, se propone evaluar participación de Enel Generación en subastas ofreciendo sus TG de Taltal en las siguientes alternativas.

**Tabla 27: Estrategias de ofertas a analizar en zona norte**

Id alternativa	Centrales Para Ofrecer			
	CRF	CPF	CSF	CTF
1	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
2	Ninguna	Taltal1 en bloque 0 a 8 hrs	Taltal1 en bloque 0 a 8 hrs	Ninguna
3	Ninguna	Taltal1 en bloque 0 a 8 hrs	Taltal1 en bloque 0 a 8 hrs	Taltal2 en bloque 0 a 8 hrs
4	Ninguna	Taltal1, con reducción Min ambiental a 40MW	Taltal1, con reducción Min ambiental a 40MW	Ninguna
5	Ninguna	Taltal1, con reducción Min ambiental a 30MW	Taltal1, con reducción Min ambiental a 30MW	Ninguna
6	Ninguna	Taltal1, con reducción Min ambiental a 20MW	Taltal1, con reducción Min ambiental a 20MW	Ninguna
7	Ninguna	Taltal1, con reducción Min ambiental a 10MW	Taltal1, con reducción Min ambiental a 10MW	Ninguna

### 3.2.2 Reservas para regulación de frecuencia en zona centro sur

En zona centro sur, durante 2018 se ha tenido lo siguiente participación de centrales en la programación de reserva primaria y secundaria:

Tabla 28

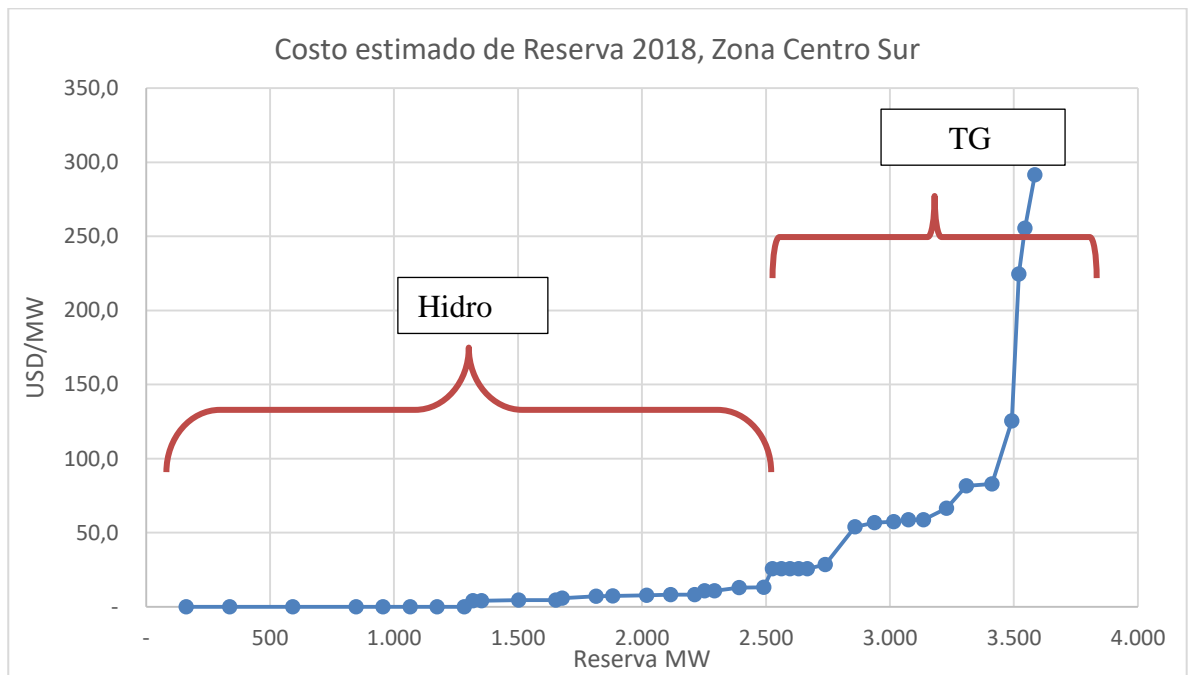
central	Tipo	CPF	0 a 8	8 a 20	20 a 24	CSF	0 a 8	8 a 20	20 a 24
ANGOSTURA_U1	Hidro	64,9	6,5%	6,7%	7,0%	96,7	3,5%	3,7%	3,8%
ANGOSTURA_U2	Hidro	64,9	5,7%	5,5%	6,3%	96,7	3,2%	2,8%	3,1%
ANGOSTURA_U3	Hidro	19,0	0,2%	0,1%	0,1%	67,0	0,9%	0,6%	0,6%
ANTILHUE_U1	TG	11,9	0,0%	0,0%	0,0%	28,0	0,0%	0,0%	0,0%
ANTILHUE_U2	TG	11,9	0,0%	0,0%	0,0%	24,6	0,0%	0,0%	0,0%
ANTUCO_U1	Hidro	99,6	0,0%	0,1%	0,1%	99,6	0,0%	0,0%	0,1%
ANTUCO_U2	Hidro	80,1	8,5%	8,9%	8,5%	100,0	12,0%	9,1%	10,2%
CANDELARIA_1	TG	41,0	0,0%	0,0%	0,0%	60,0	0,0%	0,0%	0,0%
CANDELARIA_2	TG	41,0	0,0%	0,0%	0,0%	60,0	0,0%	0,0%	0,0%
CANUTILLAR_U1	Hidro	37,3	0,2%	0,3%	0,4%	40,0	1,1%	0,6%	0,8%
CANUTILLAR_U2	Hidro	37,3	1,6%	1,3%	1,7%	40,0	0,9%	0,6%	0,8%
CIPRESES_U1	Hidro	15,0	0,9%	0,9%	1,0%	35,0	1,6%	1,4%	1,4%
CIPRESES_U2	Hidro	8,0	0,2%	0,2%	0,3%	25,0	0,6%	0,5%	0,5%
CIPRESES_U3	Hidro	14,0	0,9%	0,8%	1,0%	35,0	1,6%	1,4%	1,4%
COLBUN_U1	Hidro	112,0	2,1%	4,6%	4,0%	137,0	3,8%	6,8%	6,7%
COLBUN_U2	Hidro	112,0	0,3%	0,2%	0,2%	137,0	3,4%	6,8%	6,4%
EL_TORO_U1	Hidro	53,1	1,3%	1,2%	1,2%	109,0	1,4%	1,1%	1,1%
EL_TORO_U2	Hidro	53,1	1,4%	0,9%	1,1%	109,0	1,3%	1,2%	1,0%
EL_TORO_U3	Hidro	53,1	0,6%	0,9%	0,8%	109,0	0,7%	1,0%	0,8%
EL_TORO_U4	Hidro	53,1	0,6%	0,8%	0,8%	109,0	0,8%	1,2%	0,9%
LOS_VIENTOS	TG	42,0	0,2%	0,0%	0,1%	103,6	0,9%	0,1%	0,3%
NEHUENCO_1_TG	TG	40,0	5,6%	2,7%	2,3%	40,0	0,8%	0,9%	0,8%
NEHUENCO_2_TG	TG	59,1	9,9%	3,5%	2,4%	80,0	3,5%	1,4%	1,0%
NEHUENCO_9B	TG	-	0,0%	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	0,0%
NUEVA_RENCA_TG	TG	37,0	1,2%	0,5%	0,4%	80,0	1,3%	0,5%	0,3%
PANGUE_U1	Hidro	46,0	5,2%	4,5%	5,3%	175,0	12,2%	8,7%	9,3%
PANGUE_U2	Hidro	46,0	3,9%	3,5%	4,5%	161,9	7,1%	6,2%	7,3%
PEHUENCHE_U1	Hidro	130,7	6,9%	12,6%	11,3%	150,0	4,8%	6,5%	6,4%
PEHUENCHE_U2	Hidro	130,7	6,3%	12,4%	12,8%	150,0	4,4%	6,8%	6,5%
QUINTERO_1A	TG	42,0	0,2%	0,1%	0,3%	77,7	0,1%	0,1%	0,3%
QUINTERO_1B	TG	42,0	0,2%	0,0%	0,3%	78,6	0,1%	0,1%	0,2%
RALCO_U1	Hidro	163,3	7,9%	8,0%	6,7%	255,0	10,2%	10,5%	10,8%
RALCO_U2	Hidro	163,3	8,7%	7,6%	8,5%	255,0	9,8%	11,9%	11,0%
RAPEL_U1	Hidro	35,0	0,6%	1,2%	1,3%	35,0	0,6%	1,0%	0,8%
RAPEL_U2	Hidro	35,0	0,7%	1,2%	1,5%	35,0	0,6%	1,0%	1,0%
RAPEL_U3	Hidro	35,0	0,8%	1,5%	1,6%	35,0	0,5%	1,0%	0,8%
RAPEL_U4	Hidro	35,0	0,6%	1,2%	1,5%	35,0	0,5%	1,0%	1,0%
RAPEL_U5	Hidro	35,0	0,7%	1,4%	1,6%	35,0	0,6%	1,0%	0,9%
SAN_ISIDRO_2_TG	TG	88,7	5,8%	3,4%	2,1%	120,0	3,7%	1,7%	1,0%
SAN_ISIDRO_TG	TG	79,3	3,4%	1,4%	1,2%	93,4	1,3%	0,7%	0,6%

Resumen de aportes por tecnología es el siguiente:

**Tabla 29: Reserva en MW aportada por tecnología durante 2018. (Valores máximos).**

Tipo	CPF	CSF
Carbón	0	0
BESS	0	0
TG	536	846
Hidro	1732	2667

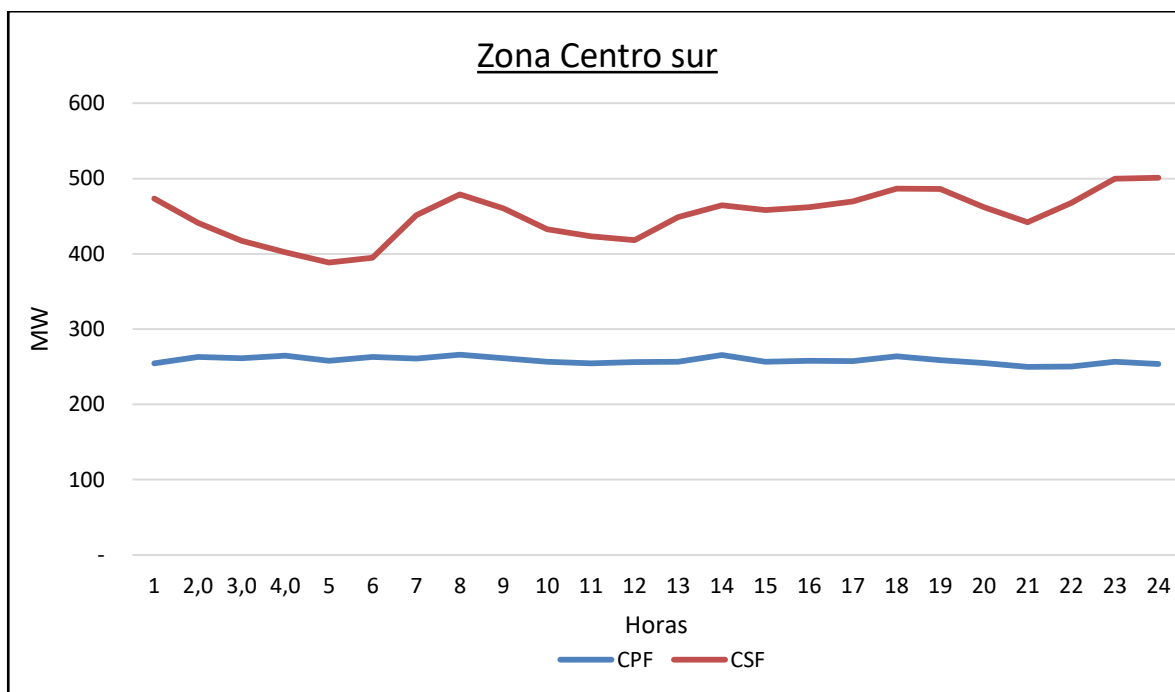
En Ilustración 13 se muestra esta reserva ordenada según costos de suministrarla.



**Ilustración 13: disponibilidad promedio diaria de reserva para CPF y CSF durante 2018 en zona centro sur**

Se aprecia que las principales centrales consideradas para CPF y CSF son las centrales Hidroeléctricas y las TG. De las centrales hidroeléctricas la mayoría son de propiedad de Enel Generación y Colbún.

En siguiente gráfico se muestran los requerimientos horarios promedio programados durante 2018.



**Ilustración 14: Disponibilidad promedio diaria de reserva para CPF y CSF durante 2018 en zona centro sur**

Los requerimientos mínimos de reserva determinados por el Coordinador en su informe “Estudio de Control de Frecuencias y Determinación de reservas” versión 2018 fueron los siguientes:

**Tabla 30: Resumen requerimientos para control de frecuencia (valore en MW). Fuente (Nacional C. E., Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, 2018)**

Resumen Requerimientos para Control de Frecuencia			
I.- Reservas [MW]	Norte <sup>1</sup>	Sur	Total <sup>2</sup>
1.- Control Primario Frecuencia	+108/-63	+253/-149	+361/-212
1.1.- Variaciones Instantáneas Consumos	+/-24	+/-57	+/-81
1.2.- Contingencias	+84/-39	+196/-92	+280/-131
1.2.1.- Generación	+84	+196	+280
1.2.2.- Consumos	-39	-92	-131
2.- Control Secundario Frecuencia	+/-70	+/-162	+/-232
2.1.- Bloque 01:00 - 18:00 hrs	+/-60	+/-140	+/-200
2.2.- Bloque 18:00 - 01:00 hrs	+/-88	+/-206	+/-294
II.- Rampa Toma Carga para CSF [MW/min]	-	-	+/-34

Se tiene que los niveles de reserva necesarios para la zona centro sur (CPF+CSF del orden de 400MW) podrían ser aportados casi exclusivamente por centrales hidroeléctricas, quedando poco espacio también para las TG. En esta zona debido a menor aporte de energía solar no se

tiene una gran variación intradiaria de las reservas que se consideraban aportadas por unidades hidroeléctricas

Por otra parte, si se analiza un año, se tiene que en periodos en donde hay más presencia del recurso hidro, en meses de octubre a marzo, en la operación se prefiere utilizar el agua directamente en generación y por lo tanto se reduce su aporte a la reserva para control de frecuencia. Por lo tanto, es en este periodo también en donde se espera se puedan ofrecer las TG para participar en subastas, liberando el recurso hidro para su uso en generación de energía.

Centrales térmicas de zona centro también tienen un bajo factor de planta en próximos años. Por el contrario, las centrales hidroeléctricas si tienen participación en despachos futuros y por lo tanto el usarlas en el servicio de regulación de frecuencia tiene un costo de oportunidad que debe ser considerado.

**Tabla 31: factor de Planta Unidades Enel en zona Centro Sur, fuente Plan de Negocios Enel 2019-2023.**

GWh	2020	2021	2022	2023	2024
Rapel	25%	25%	25%	25%	25%
Cipreses	46%	46%	46%	45%	44%
Antuco	51%	50%	53%	61%	62%
El toro	32%	30%	37%	52%	57%
Ralco	46%	45%	45%	45%	46%
Pehuenche	59%	59%	59%	59%	59%
Pangue	48%	47%	47%	47%	47%
Quintero 1	0%	0%	0%	0%	0%
Quintero 2	0%	0%	0%	0%	0%
San Isidro 2	3%	1%	2%	2%	6%
San isidro 1	1%	0%	0%	0%	2%

Para considerar el costo de oportunidad del agua, se le asignará un costo al agua equivalente a su valor futuro. En meses húmedos este es similar al costo marginal de operación del sistema y en meses secos se le asigna un costo similar al de un ciclo combinado.

Por otra parte, resulta interesante el caso de las unidades de San Isidro 1 y 2, ya que acuerdo a informes de Mínimo Técnico del 2018 (Enel, informe Minimo Técnico Unidad 2 Central San Isidro, 2018) y (Enel, informe Minimo Técnico Unidad 1 Central San Isidro, 2018), las unidades 1 y 2 de San Isidro tienen un mínimo ambiental de 113 y 105MW respectivamente, utilizado

por el Coordinador para su programación, pero tienen un mínimo técnico operacional de 14 MW el cual no es considerado pues antes está el ambiental. Si se logra rebajar el mínimo ambiental y acercarlo algo al operacional, mejora sin duda la competitividad de la central ya que se reducen los costos asociados a operar a mínimo técnico.

Conforme a esto se propone evaluar participación de Enel Generación en subastas ofreciendo sus unidades hidro y TG de la siguiente forma:

**Tabla 32: Estrategias de ofertas a analizar en zona centro sur**

Id alternativa	Centrales Para Ofrecer			
	CRF	CPF	CSF	CTF
1	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
2	Ninguna	Hidro actuales cubriendo 50% de reserva	Hidro actuales cubriendo 50% de reserva	Ninguna
3	Ninguna	Ninguna	San Isidro 2 con 120 MW	Ninguna
4	Ninguna	Ninguna	San Isidro 2 con 120 MW y reducción de MT a 50MW	Ninguna
5	Ninguna	Ninguna	San Isidro 2 con 120 MW y reducción de MT a 50MW	Ninguna
6	Ninguna	Ninguna	San Isidro 2 con 120 MW y reducción de MT a 20MW	Ninguna
7	Ninguna	Hidro actuales cubriendo 50% de reserva	San Isidro 2 con 120 MW y reducción de MT a 20MW	Ninguna

### 3.3 Análisis de Resultados

Se evaluaron las alternativas propuestas y se obtuvieron los siguientes resultados:

#### 3.3.1 Zona Norte

##### 3.3.1.1 -Caso 1: sin participación en SSCC

Se asumen como costos hundidos las inversiones que se hayan realizado asociadas participación de centrales de zona norte. No se tendrían costos ni ingresos asociados.

##### 3.3.1.2 -Caso 2: CPF y CSF desde una unidad de Taltal. (12MW CPF y 43MW CSF, con MT de 63MW)

Se tiene que el precio al que se debe ofrecer la reserva para obtener márgenes positivos y cubrir los posibles sobrecostos por activación debe ser del orden de \$ 92,2USD/MW. Este precio considera un incremento de 0,1% de los costos fijos para cubrir costos de activación. Este resultado obtenido permite concluir que para este caso el precio es poco competitivo, pues

conforme a como se aprecia en la Ilustración 11, centrales carboneras fácilmente pueden ofrecer precios bajo los \$ 30USD/MW.

**Tabla 33: Resultados zona norte Caso2 (valores en USD)**

		2020	2021	2022	2023
<u>Ingresos</u>		-			
CPF	Ingresos disponibilidad	3.644.137	3.506.476	3.446.983	3.389.996
	Ingresos Activación	22.252	23.717	21.829	23.727
CSF	Ingresos disponibilidad	13.058.157	12.564.872	12.351.690	12.147.487
	Ingresos Activación	7.059	7.587	6.948	7.382
CTF	Ingresos disponibilidad				
	Ingresos Activación				
MT	Ingresos MT	9.393.691	9.760.619	8.994.885	9.502.960
	Total Ingresos	26.125.296	25.863.270	24.822.335	25.071.553
<u>Costos</u>		-			
CPF	Costo OyM	39.454	39.346	39.346	39.346
	Costo Activación	42.268	42.880	40.888	42.543
CSF AGC	Costo OyM	83.375	83.147	83.147	83.147
	Costo Activación	13.409	13.717	13.015	13.237
CTF	Costo OyM				
	Costo Activación				
MT	Costo MT	23.196.608	22.941.438	21.903.461	22.150.759
	Costo Partida	2.750.124	2.742.610	2.742.610	2.742.610
	Total Costos	26.125.237	25.863.138	24.822.467	25.071.642
	Margen	58	132	132	89
	Factor Actualización	0,84	0,77	0,71	0,65
	<u>Margen Act</u>	49	102	94	58
<b>VAN</b>		<b>-0</b>	<b>1</b>	<b>1,01</b>	<b>1,02</b>

No tiene sentido ofrecer este servicio pues difícilmente se ganaría en la subasta. Si se quisiera obtener un VAN de 1,13 millones USD debe subirse el precio de oferta a 94,4USD/MW lo cual lo hace menos competitivo aún.

### 3.3.1.3 -Caso 3: CPF y CSF desde una unidad de Taltal. (12MW CPF y 43MW CSF, con MT de 63MW) CTF de Taltal2 (120MW)

Similar al caso anterior, pero se agrega el servicio de CTF. Si se entrega el servicio de CTF, podrían obtenerse nuevos ingresos. Para compensar el efecto de posibles sobrecostos debería ofrecerse en al menos \$ 3USD/MW lo cual si puede llegar a ser competitivo contra otras empresas que participen del servicio CTF.

**Tabla 34: Resultados zona norte Caso3 (valores en USD)**

		2020	2021	2022	2023
<u>Ingresos</u>					
	-				
CPF	Ingresos disponibilidad	3.644.137	3.506.476	3.446.983	3.389.996
	Ingresos Activación	22.252	23.717	21.829	23.727
CSF	Ingresos disponibilidad	13.058.157	12.564.872	12.351.690	12.147.487
	Ingresos Activación	7.059	7.587	6.948	7.382
CTF	Ingresos disponibilidad	2.960.324	3.175.802	3.676.374	3.894.481
	Ingresos Activación	790.100	902.261	993.069	1.121.497
MT	Ingresos MT	9.393.691	9.760.619	8.994.885	9.502.960
	Total Ingresos	29.875.720	29.941.333	29.491.777	30.087.530
<u>Costos</u>					
	-				
CPF	Costo OyM	39.454	39.346	39.346	39.346
	Costo Activación	42.268	42.880	40.888	42.543
CSF AGC	Costo OyM	83.375	83.147	83.147	83.147
	Costo Activación	13.409	13.717	13.015	13.237
CTF	Costo OyM	43.921	43.801	43.801	43.801
	Costo Activación	3.701.820	4.029.238	4.619.825	4.966.015
MT	Costo MT	23.196.608	22.941.438	21.903.461	22.150.759
	Costo Partida	2.750.124	2.742.610	2.742.610	2.742.610
	Total Costos	29.870.978	29.936.177	29.486.093	30.081.458
	Margen	4.742	5.157	5.684	6.072
	FA	0,84	0,77	0,71	0,65
	<u>Margen Act</u>	3.991	3.982	4.027	3.947
	<b>VAN</b>	<b>15.947</b>	<b>1</b>	<b>1.01</b>	<b>1.02</b>

### 3.3.1.4 -Caso 4: Reducción de MT de Taltal, oferta de CPF y CSF desde una unidad de Taltal. (12MW CPF y 68MW CSF, con MT de 40MW)

Si se logra reducir el mínimo ambiental de Taltal 40MW, entonces el precio al que se podría ofertar para cubrir los costos sería de \$ 44,4USD/MW.

**Tabla 35: Resultados zona norte Caso4 (valores en USD)**

2020	2021	2022	2023
------	------	------	------



<u>Ingresos</u>		-			
CPF	Ingresos disponibilidad	1.755.072	1.694.316	1.668.246	1.643.274
	Ingresos Activación	22.784	23.931	22.006	24.283
CSF	Ingresos disponibilidad	9.945.408	9.601.124	9.453.394	9.311.886
	Ingresos Activación	61.693	56.021	39.786	35.661
CTF	Ingresos disponibilidad				
	Ingresos Activación				
MT	Ingresos MT	5.964.248	6.197.218	5.711.038	6.033.625
	Total Ingresos	17.749.206	17.572.610	16.894.470	17.048.730
<u>Costos</u>		-			
CPF	Costo OyM	39.454	39.346	39.346	39.346
	Costo Activación	43.279	43.267	41.221	43.541
CSF AGC	Costo OyM	83.375	83.147	83.147	83.147
	Costo Activación	117.187	101.286	74.525	63.941
CTF	Costo OyM				
	Costo Activación				
MT	Costo MT	14.728.005	14.565.992	13.906.959	14.063.974
	Costo Partida	2.750.124	2.742.610	2.742.610	2.742.610
	Total Costos	17.761.424	17.575.648	16.887.808	17.036.559
	Margen	-12.218	-3.038	6.662	12.171
	FA	0,84	0,77	0,71	0,65
	<u>Margen Act</u>	-10.284	-2.346	4.720	7.910
<b>VAN</b>		<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1,01</b>	<b>1,02</b>

Si el precio ofertado se incrementa a 45,9USD/MW, entonces podría obtenerse un VAN de \$ 1,13 millones de USD el cual podría cubrir parte de los costos de reducir el mínimo ambiental. Sin embargo, el precio obtenido aún es poco competitivo contra el resto de las centrales que tendrían valores bajo a 30 USD/MW.

### 3.3.1.5 Caso 5: Reducción de MT de Taltal, oferta de CPF y CSF desde una unidad de Taltal. (12MW CPF y 68MW CSF, con MT de 30MW)

Si se logra reducir el mínimo ambiental de Taltal al mismo mínimo técnico de 30 MW, entonces el precio al que se podría ofertar para cubrir los costos sería de \$36,1USD/MW.

**Tabla 36: Resultados zona norte Caso5 (valores en USD)**

		2020	2021	2022	2023
<u>Ingresos</u>					
	-				
CPF	Ingresos disponibilidad	1.426.407	1.380.486	1.360.909	1.342.157
	Ingresos Activación	22.784	23.931	22.006	24.283
CSF	Ingresos disponibilidad	8.082.970	7.822.756	7.711.820	7.605.557
	Ingresos Activación	61.693	56.021	39.786	35.661
CTF	Ingresos disponibilidad				
	Ingresos Activación				
MT	Ingresos MT	4.473.186	4.647.914	4.283.279	4.525.219
	Total Ingresos	14.067.040	13.931.108	13.417.800	13.532.878
<u>Costos</u>					
	-				
CPF	Costo OyM	39.454	39.346	39.346	39.346
	Costo Activación	43.279	43.267	41.221	43.541
CSF AGC	Costo OyM	83.375	83.147	83.147	83.147
	Costo Activación	117.187	101.286	74.525	63.941
CTF	Costo OyM				
	Costo Activación				
MT	Costo MT	11.046.004	10.924.494	10.430.219	10.547.981
	Costo Partida	2.750.124	2.742.610	2.742.610	2.742.610
	Total Costos	14.079.423	13.934.150	13.411.068	13.520.566
	Margen	-12.383	-3.042	6.732	12.312
	FA	0,84	0,77	0,71	0,65
	<u>Margen Act</u>	-10.422	-2.349	4.769	8.002
		1.426.407	1.380.486	1.360.909	1.342.157
		-			

Si el precio ofertado se incrementa a 37,5 USD/MW, entonces podría obtenerse un VAN de \$1,13 millones de USD el cual podría cubrir parte de los costos de reducir el mínimo ambiental los cuales son de ese orden de magnitud. Este precio ya resultaría competitivo pues ya es similar al costo que podrían tener centrales a carbón.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que las emisiones de CO y NOx al reducir aún más el mínimo técnico son cada vez mayores y por lo tanto podrían requerir de una inversión mayor para poder cumplir con la normativa ambiental. Conforme al anexo 1, el siguiente nivel de inversiones para reducir los mínimos técnicos es del orden de 5,65 millones de USD. Para lograr un VAN que permita cubrir esta inversión debería subirse el precio a unos 43,5USD/MW.

### 3.3.1.6 -Caso 6: Reducción de MT de Taltal, oferta de CPF y CSF desde una unidad de Taltal. (12MW CPF y 78MW CSF, con MT de 20MW)

Si se logra reducir el mínimo ambiental de Taltal al mismo mínimo técnico de 20 MW, entonces el precio al que se podría ofertar para cubrir los costos sería de \$24,8 USD/MW.

**Tabla 37: Resultados zona norte Caso6 (valores en USD)**

		2020	2021	2022	2023
<u>Ingresos</u>					
	-				
CPF	Ingresos disponibilidad	889.185	864.017	853.425	843.278
	Ingresos Activación	22.078	23.213	21.487	23.224
CSF	Ingresos disponibilidad	6.520.690	6.336.128	6.258.448	6.184.039
	Ingresos Activación	183.547	166.096	131.683	130.587
CTF	Ingresos disponibilidad				
	Ingresos Activación				
MT	Ingresos MT	2.982.124	3.098.609	2.855.519	3.016.813
	Total Ingresos	10.597.624	10.488.064	10.120.561	10.197.941
<u>Costos</u>					
	-				
CPF	Costo OyM	39.454	39.346	39.346	39.346
	Costo Activación	41.937	41.969	40.248	41.642
CSF AGC	Costo OyM	83.375	83.147	83.147	83.147
	Costo Activación	348.652	300.303	246.662	234.146
CTF	Costo OyM				
	Costo Activación				
MT	Costo MT	7.364.003	7.282.996	6.953.480	7.031.987
	Costo Partida	2.750.124	2.742.610	2.742.610	2.742.610
	Total Costos	10.627.544	10.490.370	10.105.493	10.172.877
	Margen	-29.920	-2.307	15.068	25.063
	FA	0,84	0,77	0,71	0,65
	<u>Margen Act</u>	-25.183	-1.781	10.675	16.290
		-			

Si el precio ofertado se incrementa a 26,1 USD/MW, entonces podría obtenerse un VAN de \$1,13 millones de USD el cual podría cubrir parte de los costos de reducir el mínimo ambiental los cuales son de ese orden de magnitud. Este precio resultaría mucho más competitivo.

Para cubrir el siguiente nivel de inversiones para reducir los mínimos técnicos, de 5,65 millones de USD, debería subirse el precio a unos 31,4USD/MW.

Como una sensibilidad adicional, debe considerarse que también empeora el rendimiento de la turbina al reducir aún más su mínimo técnico. Si las inversiones antes señaladas no mejoran el rendimiento, se supondrá que este empeora al doble respecto de su rendimiento nominal. Esto trae como consecuencia que el precio para lograr un VAN de unos 5,65 millones de USD debe incrementarse a 44,8 USD/MW. Notar que este precio es similar al del caso 6.

### 3.3.1.7 -Caso 7: Reducción de MT de Taltal, oferta de CPF y CSF desde una unidad de Taltal. (12MW CPF y 88MW CSF, con MT de 10MW)

Si se logra reducir el mínimo ambiental de Taltal al mismo mínimo técnico de 10MW, entonces el precio al que se podría ofertar para cubrir los costos sería de 15,9USD/MW.

**Tabla 38: Resultados zona norte Caso7 (valores en USD)**

		2020	2021	2022	2023
<u>Ingresos</u>					
	-				
CPF	Ingresos disponibilidad	628.468	615.239	609.876	604.739
	Ingresos Activación	22.784	23.931	22.006	24.283
CSF	Ingresos disponibilidad	4.608.768	4.511.753	4.472.423	4.434.750
	Ingresos Activación	206.316	197.387	144.499	150.291
CTF	Ingresos disponibilidad				
	Ingresos Activación				
MT	Ingresos MT	1.491.062	1.549.305	1.427.760	1.508.406
	Total Ingresos	6.957.398	6.897.614	6.676.564	6.722.469
<u>Costos</u>					
	-				
CPF	Costo OyM	39.454	39.346	39.346	39.346
	Costo Activación	43.279	43.267	41.221	43.541
CSF AGC	Costo OyM	83.375	83.147	83.147	83.147
	Costo Activación	391.902	356.877	270.669	269.475
CTF	Costo OyM				
	Costo Activación				
MT	Costo MT	3.682.001	3.641.498	3.476.740	3.515.994
	Costo Partida	2.750.124	2.742.610	2.742.610	2.742.610
	Total Costos	6.990.134	6.906.745	6.653.732	6.694.112
	%				
	Margen	-32.737	-9.131	22.831	28.357
	FA	0,84	0,77	0,71	0,65
<u>Margen Act</u>		-27.554	-7.051	16.174	18.430
<b>VAN</b>		<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1,03</b>	<b>1,05</b>

Si el precio ofertado se incrementa a 17USD/MW, entonces podría obtenerse un VAN de 1,13 millones USD para cubrir parte de los costos de reducir el mínimo ambiental. Para lograr un VAN que permita cubrir inversión de 5,65 millones de USD debería subirse el precio a unos 21,8USD/MW. Este precio resulta bastante competitivo contra tecnología a carbón.

Al igual que en caso anterior, si se castiga el rendimiento a mínimo técnico al doble, entonces para obtener el mismo VAN el precio debe incrementarse a 23,1USD/MW. Si se quiere llegar a un VAN de 5,65 millones de USD, el precio debe ser del orden de 27,8USD/MW.

Sin embargo, se ve poco probable que esto se llegara a producir debido a que implica reducir el mínimo en más de 80%. Valores a este nivel están asociados a altas emisiones que están lejos de cumplir normativa ambiental y no se podrían reducir con los proyectos considerados hasta 5,65 millones de USD.

### **3.3.2 Zona Centro Sur**

#### **3.3.2.1 -Caso 1: sin participación en SSCC**

Se ve poco probable que pueda darse este caso ya que Enel es el principal proveedor de SSCC en la actualidad. Se esperaría que subastas queden desiertas y que Enel sea instruido a prestar obligatoriamente la reserva.

#### **3.3.2.2 -Caso 2: oferta de CPF y CSF desde unidades hidroeléctricas para cubrir 50% de reserva.**

Para considerar el costo de oportunidad del recurso hídrico, se considera se le asigna un costo para el cálculo del precio a ofrecer por la reserva.

En meses en donde hay más presencia del recurso hídrico se supone un costo inferior al CMG del sistema. Esto hace que el precio para ofrecer la reserva y cubrir costos sea cercano a 0,2 USD/MW.

En meses secos se supone un costo del agua similar al de un Ciclo Combinado a Gas. En este caso el precio de la reserva para cubrir los costos es del orden de 40USD/MW.

Si se ofrece a un precio medio único, este debe ser del orden de 21,7USD/MW

**Tabla 39: Resultados zona centro sur Caso2 (valores en USD)**

		2020	2021	2022	2023
<u>Ingresos</u>					
	-				
CPF	Ingresos disponibilidad	22.957.089	21.999.497	26.266.509	24.146.420
	Ingresos Activación	939.002	995.223	900.490	944.536
CSF	Ingresos disponibilidad	14.477.025	13.873.156	16.563.987	15.227.032
	Ingresos Activación	2.858.991	3.030.097	2.742.018	2.876.154
CTF	Ingresos disponibilidad				
	Ingresos Activación				
MT	Ingresos MT	157.132.101	163.535.841	148.571.221	157.589.728
	Total Ingresos	198.364.209	203.433.814	195.044.224	200.783.869
<u>Costos</u>					
	-				
CPF	Costo OyM	108.607	108.310	108.310	108.310
	Costo Activación	1.163.947	1.216.910	1.153.237	1.174.907
CSF AGC	Costo OyM	198.591	198.048	198.048	198.048
	Costo Activación	3.543.909	3.705.102	3.511.617	3.577.747
CTF	Costo OyM				
	Costo Activación				
MT	Costo MT	193.352.526	198.233.455	190.058.189	195.703.367
	Costo Partida	-	-	-	-
	Total Costos	198.367.580	203.461.825	195.029.401	200.762.379
	Margen	-3.372	-28.012	14.822	21.490
	FA	0,84	0,77	0,71	0,65
	<u>Margen Act</u>	-2.838	-21.630	10.501	13.967
<b>VAN</b>		<b>-0</b>	<b>1</b>	<b>1,04</b>	<b>1,06</b>

Para obtener un margen del orden de los 3 millones de USD anuales que espera tener Enel, el precio medio anual debería incrementarse a 23,6USD/MW

**Tabla 40: Resultados zona centro sur Caso2 (valores en USD)**

		2020	2021	2022	2023
<u>Ingresos</u>					
	-				
CPF	Ingresos disponibilidad	24.751.546	23.719.103	28.319.649	26.033.841
	Ingresos Activación	939.002	995.223	900.490	944.536
CSF	Ingresos disponibilidad	15.608.632	14.957.560	17.858.722	16.417.263
	Ingresos Activación	2.858.991	3.030.097	2.742.018	2.876.154
CTF	Ingresos disponibilidad				
	Ingresos Activación				
MT	Ingresos MT	157.132.101	163.535.841	148.571.221	157.589.728

	Total Ingresos	201.290.271	206.237.824	198.392.098	203.861.522
<u>Costos</u>	-				
CPF	Costo OyM	108.607	108.310	108.310	108.310
	Costo Activación	1.163.947	1.216.910	1.153.237	1.174.907
CSF AGC	Costo OyM	198.591	198.048	198.048	198.048
	Costo Activación	3.543.909	3.705.102	3.511.617	3.577.747
CTF	Costo OyM				
	Costo Activación				
MT	Costo MT	193.352.526	198.233.455	190.058.189	195.703.367
	Costo Partida	-	-	-	-
	Total Costos	198.367.580	203.461.825	195.029.401	200.762.379
	Margen	0,09			
	FA	2.922.691	2.775.998	3.362.697	3.099.143
	Margen Act	0,84	0,77	0,71	0,65
		2.459.971	2.143.580	2.382.219	2.014.230
	<b>VAN</b>	<b>9.000.000</b>	<b>1</b>	<b>1,04</b>	<b>1,06</b>

### 3.3.2.3 –Caso 3: oferta de 120MW CSF desde unidad San Isidro 2 para de reserva en meses húmedos. MT de 105MW

Para cubrir los costos de SI2 debe ofrecerse la reserva al menos a 60,6 USD/MW. Estos consideran que se tiene un MT de la central de 105MW.

**Tabla 41: Resultados zona centro sur Caso3 (valores en USD)**

		2020	2021	2022	2023
<u>Ingresos</u>	-				
CPF	Ingresos disponibilidad	-	-	-	-
	Ingresos Activación	-	-	-	-
CSF	Ingresos disponibilidad	31.912.480	31.660.462	33.364.397	32.616.186
	Ingresos Activación	2.213.357	2.305.740	2.146.499	2.349.408
CTF	Ingresos disponibilidad				
	Ingresos Activación				
MT	Ingresos MT	20.368.976	21.141.011	19.206.467	20.372.330
	Total Ingresos	54.494.813	55.107.213	54.717.363	55.337.924
<u>Costos</u>	-				
CPF	Costo OyM	-	-	-	-
	Costo Activación	-	-	-	-
CSF AGC	Costo OyM	95.738	95.215	95.215	95.215
	Costo Activación	4.512.295	4.577.975	4.657.881	4.851.878
CTF	Costo OyM				

	Costo Activación				
MT	Costo MT	49.830.638	50.369.777	50.013.421	50.486.289
	Costo Partida	-	-	-	-
	Total Costos	54.438.671	55.042.966	54.766.517	55.433.382
		0,09			
	Margen	56.142	64.247	-49.154	-95.458
	FA	0,84	0,77	0,71	0,65
	<u>Margen Act</u>	47.253	49.610	-34.822	-62.041
	<b>VAN</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1,05</b>	<b>1,08</b>

El precio obtenido aun resultaría poco competitivo si debe participar en subastas ante otras unidades hidroeléctricas que pueden dar precios bajo \$ 40USD/MW.

### 3.3.2.4 –Caso 4: oferta de 120MW CSF desde unidad San Isidro 2 para de reserva en meses húmedos con reducción de MT ambiental a 70MW.

El VAN por obtener debe permitir cubrir las inversiones que deben hacerse para lograr esta reducción en el MT las cuales son del orden de 1,13 millones USD. Para lograr esto el precio a ofrecer debe ser del orden de 40USD/MW el cual ya resulta competitivo

**Tabla 42: Resultados zona centro sur Caso4 (valores en USD)**

		2020	2021	2022	2023
<u>Ingresos</u>	-				
CPF	Ingresos disponibilidad	-	-	-	-
	Ingresos Activación	-	-	-	-
CSF	Ingresos disponibilidad	22.133.488	21.958.783	23.138.668	22.620.571
	Ingresos Activación	2.286.033	2.324.599	2.176.092	2.382.049
CTF	Ingresos disponibilidad				
	Ingresos Activación				
MT	Ingresos MT	13.579.317	14.094.007	12.804.312	13.581.553
	Total Ingresos	37.998.837	38.377.389	38.119.071	38.584.174
<u>Costos</u>	-				
CPF	Costo OyM	-	-	-	-
	Costo Activación	-	-	-	-
CSF AGC	Costo OyM	95.738	95.215	95.215	95.215
	Costo Activación	4.660.456	4.615.418	4.722.098	4.919.287
CTF	Costo OyM				
	Costo Activación				
MT	Costo MT	33.220.425	33.579.851	33.342.281	33.657.526
	Costo Partida	-	-	-	-



Total Costos	37.976.619	38.290.484	38.159.594	38.672.028
	9%			
Margen	22.218	86.905	-40.523	-87.855
FA	0,84	0,77	0,71	0,65
<u>Margen Act</u>	18.700	67.107	-28.707	-57.100
<b>VAN</b>	<b>0</b>			

### 3.3.2.5 –Caso 5: oferta de 120MW CSF desde unidad San Isidro 2 para de reserva en meses húmedos con reducción de MT ambiental a 50MW.

El VAN por obtener debe permitir cubrir las inversiones que deben hacerse para lograr esta reducción en el MT las cuales son del orden de 1,13 millones de USD. Para lograr esto el precio a ofrecer debe ser del orden de 32USD/MW

**Tabla 43: Resultados zona centro sur Caso 5 (valores en USD)**

		2020	2021	2022	2023
<u>Ingresos</u>	-				
CPF	Ingresos disponibilidad	-	-	-	-
	Ingresos Activación	-	-	-	-
CSF	Ingresos disponibilidad	16.904.177	16.770.828	17.670.205	17.275.281
	Ingresos Activación	2.213.357	2.305.740	2.146.499	2.349.408
CTF	Ingresos disponibilidad				
	Ingresos Activación				
MT	Ingresos MT	9.699.512	10.067.148	9.145.937	9.701.110
	Total Ingresos	28.817.046	29.143.716	28.962.641	29.325.799
<u>Costos</u>	-				
CPF	Costo OyM	-	-	-	-
	Costo Activación	-	-	-	-
CSF AGC	Costo OyM	95.738	95.215	95.215	95.215
	Costo Activación	4.512.295	4.577.975	4.657.881	4.851.878
CTF	Costo OyM				
	Costo Activación				
MT	Costo MT	23.728.875	23.985.608	23.815.915	24.041.090
	Costo Partida	49.408	49.408	49.408	49.408
	Total Costos	28.386.317	28.708.206	28.618.419	29.037.591
	Margen	430.730	435.510	344.221	288.207
	FA	0,84	0,77	0,71	0,65
<u>Margen Act</u>		362.536	336.294	243.855	187.315
<b>VAN</b>		<b>1.130.000</b>			

Para cubrir una inversión de unos 5,65 millones de USD, el precio debe subirse a 35USD/MW.

Por otro lado, si se castiga el rendimiento a mínimo técnico al doble, entonces para poder cubrir inversión de 1,13 millones de USD el precio debe subirse a 62USD/MW. Y para cubrir inversión de 5.65 millones de USD el precio debe subirse a 65USD/MW.

### 3.3.2.6 –Caso 6: oferta de 120MW CSF desde unidad San Isidro 2 para de reserva en meses húmedos con reducción de MT ambiental a 20MW

El VAN por obtener debe permitir cubrir las inversiones que deben hacerse para lograr esta reducción en el MT las cuales son del orden de 1,13 millones USD. Para lograr esto el precio a ofrecer debe ser del orden de 16.1USD/MW.

**Tabla 44: Resultados zona centro sur Caso 6 (valores en USD)**

		2020	2021	2022	2023
<u>Ingresos</u>					
CPF	Ingresos disponibilidad	-	-	-	-
	Ingresos Activación	-	-	-	-
CSF	Ingresos disponibilidad	8.487.041	8.420.298	8.867.302	8.671.019
	Ingresos Activación	2.213.357	2.305.740	2.146.499	2.349.408
CTF	Ingresos disponibilidad				
	Ingresos Activación				
MT	Ingresos MT	3.879.805	4.026.859	3.658.375	3.880.444
	Total Ingresos	14.580.203	14.752.898	14.672.175	14.900.870
<u>Costos</u>					
CPF	Costo OyM	-	-	-	-
	Costo Activación	-	-	-	-
CSF AGC	Costo OyM	95.738	95.215	95.215	95.215
	Costo Activación	4.512.295	4.577.975	4.657.881	4.851.878
CTF	Costo OyM				
	Costo Activación				
MT	Costo MT	9.491.550	9.594.243	9.526.366	9.616.436
	Costo Partida	49.408	49.408	49.408	49.408
	Total Costos	14.148.992	14.316.841	14.328.871	14.612.937
		0,09			
	Margen	431.212	436.056	343.305	287.933

FA	0,84	0,77	0,71	0,65
<u>Margen Act</u>	362.942	336.715	243.206	187.137
<b>VAN</b>	<b>1.130.000</b>	1	1.4	1.5

Para cubrir una inversión de unos 5,65 millones de USD, el precio debe subirse a 19 USD/MW.

Por otro lado, si se castiga el rendimiento a mínimo técnico al doble, entonces para poder cubrir inversión de 1,13 millones de USD el precio debe subirse a 28USD/MW. Y para cubrir inversión de 5.65 millones de USD el precio debe subirse a 31USD/MW. Sin embargo, se ve poco probable que esto se llegara a producir debido a que implica reducir el mínimo en más de 80%. Valores a este nivel están asociados a altas emisiones que están lejos de cumplir normativa ambiental y no se podrían reducir con los proyectos considerados hasta 5.65 millones de USD.

### 3.3.3 Análisis precio BESS para servicio CRF.

Se considera la evaluación de inversión en un equipo BESS para ofrecer el servicio de CRF. Por cómo fue definido el servicio de CRF, este debe ofertarse para una banda simétrica, es decir, si se ofrecen 10 MW estos deben estar disponibles para entregar como para consumir 10 MW. Luego debería tenerse un equipo de capacidad máxima de 20 MW, operando en torno a 10 MW de modo que pueda consumir 10MW para completar su capacidad o entregar los 10MW que ya tiene.

Considerando costos de inversión de BESS de 550USD/kWh tomados desde informe (Systep, 2017) y una vida útil de unos 10 años se obtiene que para recuperar la inversión de 5,5 millones de USD de un BESS de 20 MW para entrega en 30 minutos( es decir de 10MWh) deberían tenerse ingresos anuales en torno a 1 millón de USD anuales.

**Tabla 45: Evaluación CRF con BESS (valores en USD)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Ingresos</b>											
CRF	Ingresos disponibilidad	957.010	957.010	957.010	957.010	957.010	957.010	957.010	957.010	957.010	957.010
	<b>Total Ingresos</b>	<b>957.010</b>	<b>957.010</b>	<b>957.010</b>	<b>957.010</b>	<b>957.010</b>	<b>957.010</b>	<b>957.010</b>	<b>957.010</b>	<b>957.010</b>	<b>957.010</b>
<b>Costos</b>											
	Inversion	- 5.500.000									
	OyM	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000
	<b>Total Costos</b>	<b>-5.500.000</b>	<b>-100.000</b>	<b>-100.000</b>	<b>-100.000</b>	<b>-100.000</b>	<b>-100.000</b>	<b>-100.000</b>	<b>-100.000</b>	<b>-100.000</b>	<b>-100.000</b>
	<b>Margen</b>	<b>-5.500.000</b>	<b>857.010</b>	<b>857.010</b>	<b>857.010</b>	<b>857.010</b>	<b>857.010</b>	<b>857.010</b>	<b>857.010</b>	<b>857.010</b>	<b>857.010</b>
	FA	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4
	<b>Margen Act</b>	<b>-5.045.872</b>	<b>721.329</b>	<b>661.769</b>	<b>607.128</b>	<b>556.998</b>	<b>511.007</b>	<b>468.814</b>	<b>430.105</b>	<b>394.591</b>	<b>362.120</b>
	<b>VAN</b>	<b>0</b>									

Respecto de participación en el servicio de CRF a través de BESS, la principal variable a considerar es el costo de inversión del equipo, luego quienes tengan acceso a tecnologías de menores costos serán los que tendrán la ventaja.

### 3.3.4 Resumen Resultados

Siguientes tablas resumen los resultados de análisis hechos para zona norte y centro sur.

**Tabla 46: Resultados Estrategias de ofertas para subastas analizadas en zona norte**

Id alternativa	Centrales Para Ofrecer			Resultado	Precio reserva [USD/MW]
	CPF	CSF	CTF		
1	Ninguna	Ninguna	Ninguna	No competitivo	-
2	Taltal1 con 12MW en bloque 0 a 8 hrs	Taltal1 con 43MW en bloque 0 a 8 hrs	Ninguna	No competitivo	94,4
3	Taltal1 con 12MW en bloque 0 a 8 hrs	Taltal1 con 43MW en bloque 0 a 8 hrs	Taltal2 con 120MW en bloque 0 a 8 hrs	Participación en CTF seria competitiva	3 en caso de CTF
4	Taltal1 con 12MW, con reducción Min ambiental a 40MW, en bloque 0 a 8 hrs	Taltal1 con 58MW, con reducción Min ambiental a 40MW, en bloque 0 a 8 hrs	Ninguna	Poco competitivo	45,9 que considera cubrir inversión de 1,13MMUSD
5	Taltal1 con 12MW, con reducción Min ambiental a 30MW, en bloque 0 a 8 hrs	Taltal1 con 68MW, con reducción Min ambiental a 30MW, en bloque 0 a 8 hrs	Ninguna	Poco competitivo	37,5 que considera cubrir inversión de 1,13MMUSD
6	Taltal1 con 12 MW, con reducción Min ambiental a 20MW, en bloque 0 a 8 hrs	Taltal1 con 78MW, con reducción Min ambiental a 20MW, en bloque 0 a 8 hrs	Ninguna	Competitivo, pero baja probabilidad de lograrse la reducción.	44,8, que considera cubrir inversión de 5,65MMUSD para reducción y peor rendimiento

7	Taltal1 con 12 MW, con reducción Min ambiental a 10MW, en bloque 0 a 8 hrs	Taltal1 con 88MW, con reducción Min ambiental a 10MW, en bloque 0 a 8 hrs	Ninguna	Muy competitivo, pero baja probabilidad de lograrse la reducción.	27,8, que considera cubrir inversión de 5,65MMUSD para reducción y peor rendimiento
---	----------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------	---------	-------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------

**Tabla 47: Resultados Estrategias de ofertas para subastas analizadas en zona sur**

Id alternativa	Centrales Para Ofrecer			Resultado	Precio Reserva [USD/MW]
	CPF	CSF	CTF		
1	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Poco probable	
2	Hidro actuales cubriendo 50% de reserva	Hidro actuales cubriendo 50% de reserva	Ninguna	Competitiva	21,7
3	Ninguna	San Isidro 2 con 120 MW	Ninguna	no competitiva	60,6
4	Ninguna	San Isidro 2 con 120 MW y reducción de MT a 70MW	Ninguna	Poco competitiva	40 que considera cubrir inversión de 1,13MMUSD para lograr reducción MT
5	Ninguna	San Isidro 2 con 120 MW y reducción de MT a 50MW	Ninguna	competitiva	32 que considera cubrir inversión de 1,13MMUSD para lograr reducción MT
6	Ninguna	San Isidro 2 con 120 MW y reducción de MT a 20MW	Ninguna	Muy Competitiva, pero baja probabilidad de lograrse la reducción.	31, que considera cubrir inversión de 5,65 MMUSD para reducción y peor rendimiento

Se tiene que si no hay una inversión para reducir los mínimos técnicos de las centrales térmicas de tipo Turbina a Gas entonces los precios a los que se puede ofertar la reserva para control primario y secundario serían demasiado elevados y difícilmente podrían competir en una subasta.

Si se realizan las inversiones menores del orden de 1 millón de euros recomendadas en el estudio (Systep, 2017) para reducir los mínimos técnicos ambientales, entonces se llega a un precio más competitivo, de orden de los 40 USD/MW. Sin embargo, este precio aún resulta elevado y el que pueda ganar en una subasta dependerá de cómo será la participación de terceros en las subastas.

Si se quiere obtener un precio aún más competitivo desde las Turbinas a Gas, se requeriría de inversiones mucho mayores las cuales ya no resultaría interesante de realizar pues de todas formas los ingresos a percibir son riesgosos pues dependerán del nivel de competencia de terceros en las subastas.

Principal ventaja provendrá desde ofertas que se hagan desde centrales hidráulicas. Luego, si es que resultan poco competitivas las térmicas, la estrategia de Enel deberá centrarse en administrar óptimamente su recurso hidráulico y ofrecerlo como servicio complementario si perjudicar su posición en mercados de energía y potencia.

### **3.3.5 Propuesta de estrategia de oferta a realizar**

En función de resultados obtenidos, la estrategia propuesta para servicios de regulación de frecuencia consiste en:

- **En zona norte,**
  - Se recomienda ofrecer una unidad de Taltal para servicio de regulación terciaria.
  - Se recomienda evaluar el realizar inversiones necesarias para al menos reducir el mínimo técnico ambiental de una unidad de central Taltal al menos a unos 40MW. Esto permite ofrecer en subastas por regulación primaria y secundaria con un precio desde los 45,9 USD/MW.
- **En zona centro sur**
  - En regulación primaria y secundaria de frecuencia se recomienda ofrecerla con unidades hidráulicas.
  - En regulación terciaria se recomienda participar con unidades térmicas de Enel que estén sin despacho como San Isidro 1 o Central Quintero.
  - Se recomienda evaluar realizar inversiones necesarias para al menos reducir el mínimo técnico ambiental de central San Isidro 2 al menos a unos 70MW. Esto permite ofrecer en subastas por regulación secundaria con un precio desde los 40 USD/MW. Se propone ofrecerla en meses de octubre a marzo con el fin de liberar el recurso hidráulico para generación de energía.

- **Participación en CRF**

- Se recomienda participar en licitaciones que se pudieran realizar para instalación de baterías BESS, con el fin de marcar presencia y se tenga acceso a mejores costos en la adquisición de estos equipos.

## Capítulo 4.

# Plan Estratégico

### 4.1 Modelo de Negocio

Se plantea el modelo de negocios considerando el modelo Canvas:

<p><b><u>Socios Clave</u></b></p> <p>-Al interior de la compañía se requiere coordinación de áreas de Energy Management, con las de Generación Térmica (turbinas a gas), Hidráulica y Desarrollo de Negocios</p> <p>-Proveedores de Combustible</p>	<p><b><u>Actividades Clave</u></b></p> <p>Supervisar el mercado de los SSCC cotidianamente para realizar mejor oferta en subasta.</p>	<p><b><u>Propuesta de Valor</u></b></p> <p>Entrega de servicio de regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia desde centrales hidroeléctricas y desde turbinas a gas a precio competitivo.</p> <p>Ventaja competitiva de Enel vendrá de su experiencia en entrega de SSCC y de sus menores costos</p>	<p><b><u>Relación Clientes.</u></b></p> <p>Principal contraparte será el Coordinador Eléctrico, quien supervisará las subastas por el servicio de regulación de frecuencia</p>	<p><b><u>Segmentos de Clientes</u></b></p> <p>-Se distingue sectorización hecha por el Coordinador de segmentos norte y sur</p>
<p><b><u>Estructura de Costos.</u></b></p> <p>-Costos asociados a la operación de la central generación eléctrica, es decir sus costos variables de combustible y no combustible, costos de partida, costos asociados a mantenimientos e inversiones necesarias para entregar el servicio de regulación de frecuencia.</p>		<p><b><u>Fuente de Ingresos</u></b></p> <p>-Participantes del mercado eléctrico que hagan uso de los SSCC y que paguen por ellos conforme a lo indicado por la normativa.</p> <p>-Pagos son determinados por el Coordinador eléctrico.</p>		

### 4.2 Listado de Objetivos

Principales objetivos de la participación de Enel Generación en el negocio de los SSCC son:

- Proponer que se realicen las inversiones que permitan mejorar la competitividad de centrales.



- Mantener un equipo humano dedicado al seguimiento de las subastas, a los resultados e informes que publique el Coordinador asociados a esta materia y al comportamiento de los competidores.
- Eficiencia en costos. Tener costos de operación menores que permitan ganar las subastas. Para esto se debe ser eficiente en los costos asociados a mantenimientos y administración de las centrales y de tener menores costos asociados a combustibles y partidas.
- Realizar ofertas en las subastas que permitan maximizar el beneficio para Enel, desde el punto de vista de obtención de mayores ingresos como del aprovechamiento de la infraestructura existente que pueda estar ociosa.

### **4.3 Plan de Acción**

El plan de acción asociado a la participación de Enel en el negocio de los SSCC bajo esta nueva normativa es el siguiente:

- i. Difundir durante inicios de 2019 los resultados y propuestas planteados en esta Tesis. Debe comunicarse los resultados a gerencia de Energy Management para que esta los planteé a otras gerencias de Desarrollo de Negocios para que evalúen en detalle la factibilidad de implementación de las reducciones a los mínimos técnicos que se requerirían.
- ii. De tener respuesta positiva, realizar seguimiento a plazos e hitos asociados.
- iii. Definición de equipo de trabajo para la implementación del plan de acción y seguimiento de publicaciones y normativas asociados a los SSCC.
- iv. Definir listado de informes que debe publicar la CNE y Coordinador Eléctrico para efectos de hacerle seguimiento y preparar observaciones y reclamos.
- v. Luego de conocidos los informes definitivos de CNE y Coordinador, reevaluar las estrategias de participación de Enel en subastas y licitaciones de SSCC.

### **4.4 Indicadores Clave**

Se propone llevar los siguientes indicadores:

- Previo a la entrada en vigencia del nuevo régimen deben considerarse los siguientes indicadores:
  - i. Listado de informes que debe publicar la CNE y Coordinador Eléctrico. Es de vital importancia conocerlos todos para así poder realizar las observaciones y reclamos correspondientes.
  - ii. De aprobarse inversión para reducciones de mínimos técnicos, llevar un índice asociado al estado de avance.
  
- Luego de 2020, una vez que ya haya entrado en vigencia el nuevo régimen de SSCC se propone llevar seguimiento de los siguientes indicadores:
  - i. Listado de Empresas Participantes en Subastas.
  - ii. Niveles de reserva requeridos por el Coordinador.
  - iii. Precios de adjudicación.
  - iv. Margen obtenido por Enel en subastas ganadas.
  - v. Estado de cumplimiento de certificaciones y verificaciones que requieran las centrales de Enel que participen.

## **4.5 Recursos requeridos**

Dado que ya se participaba en el negocio de los SSCC, la mayoría de los recursos ya están presentes en la compañía y no implican costos o inversiones adicionales.

Principal recurso extra que se requerirá será el financiamiento para inversiones necesarias para reducir los mínimos técnicos ambientales.

### **4.5.1 Recursos Humanos**

Debe conformarse un equipo de trabajo, principalmente de personal de la gerencia de Product Optimización de Energy Management para que realice seguimiento a todas las tareas asociadas a los SSCC.

Por lo menos una persona de área de Análisis de la Operación y otra de Operaciones deben considerar dentro de sus labores el seguimiento diario de lo que ocurre con las subastas y licitaciones de los SSCC en la programación de la operación y en los informes de pagos mensuales.

Durante año 2019 se estiman las siguientes actividades a realizar previas al inicio del régimen de subastas por SSCC:

- i. Participar en plan de comunicación de nueva normativa de los SSCC
- ii. Seguimiento de informes que deben ser publicado por Coordinador y CNE en materia de SSCC.
- iii. Revisión de estrategia de oferta de Enel en subasta considerando últimos cambios que se hayan introducido.

Durante año 2020 a 2023, se estiman las siguientes actividades periódicas a realizar:

- i. Seguimiento diario de subastas y licitaciones asociadas a SSCC.
- ii. Elaborar las ofertas de Enel para las Subastas y licitaciones.
- iii. Seguimiento de informes de pagos mensuales por SSCC.
- iv. Revisión de informes asociados a definición y normativa de los SSCC.
- v. Evaluación de nuevas estrategias de Enel en las subastas.
- vi. Seguimiento de cambios normativos.

Como costos de personal asociado a la implementación del plan estratégico solo se considera como costo incremental alrededor de 3 horas semanales. En un año, utilizando el costo de HH de Enel unas \$ 68.25 USD, estas horas son un costo de alrededor de \$ 9828 USD.

#### **4.5.2 Recursos de Infraestructura**

Con relación a infraestructura requerida, los servicios serán entregados desde centrales generadoras ya existentes. En particular se propone que sean utilizadas:

- centrales térmicas de San Isidro 2, y Taltal 1 y 2
- centrales hidráulicas como Ralco, Pangue o Cipreses.

#### **4.6 Plan de comunicación**

Como plan de comunicación se plantean las siguientes actividades:

- Durante primer trimestre de 2019 divulgar recomendación de propuesta de reservas hecha en esta tesis en área de Enel Generación de Desarrollo de Negocios con el fin de

que consideren implementar las mejoras en centrales Taltal y San Isidro 2 que permitan reducir su mínimo técnico.

- Comunicaciones internas dentro de Gerencia de Energy Management con áreas de Análisis de la Operación, Operaciones y Despacho. El objetivo será explicar cómo ha cambiado la normativa y de la estrategia que se plantea utilizar.
- Comunicación con áreas de Desarrollo de Negocios para plantearles que existe una oportunidad de mejorar nuestra participación en los SSCC y de darle uso a centrales TG si es que se realizan inversiones que permitan reducir los mínimos técnicos ambientales.
- Divulgar a áreas de operaciones de centrales que participarán en los SSCC los cambios normativos que se están aplicando y los nuevos requerimientos que se podrían tener.

#### 4.7 Plan de implementación con Gantt

Etapas previas al inicio de vigencia de nuevo reglamento:

Tabla 48: Carta Gantt año 2019

Tarea	2019			
	Ene-Mar	Abr-Jun	Jul-Sep	Oct-Dic
<b>1. Implementación Plan Comunicacional</b>				
Comunicar a áreas internas de Energy Managment resultados de esta Tesis con estrategia para enfrentar los SSCC				
Comunicar a áreas externas la estrategia para enfrentar los SSCC				
De haber respuesta positiva a la realización de inversiones de reducción de Mínimos técnicos, seguimiento a plan de implementación.				
<b>2. Revisión Informes previos al inicio de Nuevo régimen SSCC</b>				
Revisión Resolución de Definición SSCC Definitivo que emitirá CNE				
Revisión Informe de Definición SSCC Definitivo que emitirá Coordinador Eléctrico				
Revisión Estudio de Costos SSCC (cuatrianual)				
Revisión nueva Norma Técnica de SSCC				

## Etapas posteriores a inicio de vigencia de nuevo reglamento

Tabla 49: Carta Gantt año 2020-2023

Tarea	2020	2021	2022	2023
<u>3, Inicio nuevo régimen de SSCC</u>				
Verificación de Centrales que prestaran SSCC				
Preparación Ofertas para Subastas				
Revisión de resultados subastas y activación				
Revisión de pagos mensuales				
Revisión de estrategia de Competidores				

### 4.8 Flujo de Caja

El flujo de caja que se presenta corresponde a uno de tipo incremental pues se trata de la evaluación de la participación en un nuevo negocio de una empresa que ya está en marcha.

Conforme a esto, solo se consideran variaciones en los ingresos y costos que tendría Enel Generación al participar en el negocio de los SSCC relacionado con subastas.

Si bien se señala que Enel debe seguir participando en servicios de regulación de tensión y de plan de recuperación de servicio, se ha supuesto que estos recibirían ingresos y tendrían costos similares a los actuales. Conforme a esto, se ha supuesto que no existiría variación y por lo tanto no deben considerarse en este flujo de caja incremental.

Se considera tasa impositiva del 27%, la cual estará vigente de 2019 en adelante según SII.

Como tasa de descuento se ha utilizado 9%, la cual corresponde a tasa considerada por áreas de evaluación de nuevos negocios de Enel Generación para este tipo de proyectos.

Dado que los resultados del flujo de caja están muy ligados al precio que se ofrezca en la subasta y que depende de si esta será o no exitosa para Enel, se proponen 3 escenarios de resultados de las subastas.

#### 4.8.1 Escenario optimista, con inversiones en reducciones de mínimos técnicos y triunfo en proceso de subastas

Se considera escenario optimista en donde se tienen márgenes del orden de 3MMUSD al año.

Para esto se ofrece reserva de

- En zona norte Taltal 1 a 48USD/MW en control primario y secundario
- En zona centro sur, San Isidro 2 a 41USD/MW entre octubre y marzo
- En zona centro sur, unidades hidro para regulación primaria a 23.6USD/MW

**Tabla 50: Flujo de caja escenario optimista (valores en USD)**

		2.019	2.020	2.021	2.022	2.023
<b><u>Ingresos por servicio Reg. Frec.</u></b>						
CPF	Ingresos disponibilidad		41.390.503	39.669.163	47.018.722	43.325.737
	Ingresos Activación		961.786	1.019.154	922.496	968.820
CSF	Ingresos disponibilidad		34.098.652	33.539.968	34.619.209	33.920.486
	Ingresos Activación		2.441.052	2.534.691	2.347.272	2.561.274
CTF	Ingresos disponibilidad		2.960.324	3.175.802	3.676.374	3.894.481
	Ingresos Activación		790.100	902.261	993.069	1.121.497
MT	Ingresos MT		176.675.666	183.827.066	167.086.570	177.204.907
-	<b><u>Total Ingresos</u></b>		<b><u>259.318.083</u></b>	<b><u>264.668.106</u></b>	<b><u>256.663.712</u></b>	<b><u>262.997.201</u></b>
<b><u>Costos por Reg. Frec.</u></b>						
CPF	Costo OyM		148.061	147.656	147.656	147.656
	Costo Activación		1.207.226	1.260.177	1.194.458	1.218.448
CSF AGC	Costo OyM		179.113	178.362	178.362	178.362
	Costo Activación		4.967.905	5.022.608	5.081.748	5.279.710
CTF	Costo OyM		43.921	43.801	43.801	43.801
	Costo Activación		3.701.820	4.029.238	4.619.825	4.966.015
MT	Costo MT		241.300.956	246.379.299	237.307.429	243.424.867
	Costo Partida		2.750.124	2.742.610	2.742.610	2.742.610
<b><u>Costos por implementación plan estratégico</u></b>						
	Mayor costo de HH	<b>9.828</b>	<b>9.828</b>	<b>9.828</b>	<b>9.828</b>	<b>9.828</b>
-	<b><u>Total Costos</u></b>	<b><u>9.828</u></b>	<b><u>254.308.954</u></b>	<b><u>259.813.579</u></b>	<b><u>251.325.717</u></b>	<b><u>258.011.297</u></b>
<b><u>Utilidad antes de impuestos</u></b>		<b><u>-</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>5.009.129</u></b>	<b><u>4.854.527</u></b>	<b><u>5.337.995</u></b>

Impuestos (27%)		1.352.465	1.310.722	1.441.259	1.346.194
<b>Utilidad después de impuestos</b>	<u>-</u> <b>9.828</b>	<u>-</u> <b>9.828</b>	<b>3.656.664</b>	<b>3.543.805</b>	<u><b>3.896.736</b></u>
<b>Inversión</b>	<b>2.260.000</b>				
<b>Flujo de Caja Operacional</b>	<u>-2.269.828</u>	<u>2.269.828</u>	<b>3.656.664</b>	<b>3.543.805</b>	<u><b>3.896.736</b></u>
Factor actualización	0,92	0,84	0,77	0,71	0,65
<b>Flujo de Caja Operacional Actualizado</b>	<b>-2.082.411</b>	<b>2.082.411</b>	<b>3.077.741</b>	<b>2.736.467</b>	<b>2.760.546</b>
<b>VAN</b>	<b>8.857.905</b>				

Como resultados posts impuestos se obtiene un VAN de 8,8 millones de USD.

#### 4.8.2 Escenario intermedio

En escenario intermedio se considera que no se logró ofrecer los servicios de regulación primaria, secundaria ni terciaria a través de las turbinas de Taltal y San Isidro 2 ( no se hizo ninguna inversión) y que solo se tuvo éxito en la entrega de reserva primaria con centrales hidro.

Tabla 51: Flujo de caja escenario intermedio (valores en USD)

		2.019	2.020	2.021	2.022	2.023
<b>Ingresos por servicio Reg. Frec.</b>						
CPF	Ingresos disponibilidad		39.478.584	37.823.430	45.201.389	41.535.607
	Ingresos Activación		939.002	995.223	900.490	944.536
CSF	Ingresos disponibilidad		-	-	-	-
	Ingresos Activación		-	-	-	-
CTF	Ingresos disponibilidad		-	-	-	-
	Ingresos Activación		-	-	-	-
MT	Ingresos MT		157.132.101	163.535.841	148.571.221	157.589.728
-	<b>Total Ingresos</b>		<b>197.549.686</b>	<b>202.354.494</b>	<b>194.673.099</b>	<b>200.069.872</b>
<b>Costos por Reg. Frec.</b>						
CPF	Costo OyM		108.607	108.310	108.310	108.310
	Costo Activación		1.163.947	1.216.910	1.153.237	1.174.907
CSF AGC	Costo OyM		-	-	-	-
	Costo Activación		-	-	-	-
CTF	Costo OyM		-	-	-	-

	Costo Activación		-	-	-	-
MT	Costo MT		193.352.526	198.233.455	190.058.189	195.703.367
	Costo Partida		-	-	-	-
	<b>Costos por implementación plan estratégico</b>					
	Mayor costo de HH	9.828	9.828	9.828	9.828	9.828
	<b>Total Costos</b>	<b>9.828</b>	<b>194.634.908</b>	<b>199.568.503</b>	<b>191.329.565</b>	<b>196.996.412</b>
	<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>9.828</b>	<b>2.914.778</b>	<b>2.785.990</b>	<b>3.343.534</b>	<b>3.073.460</b>
	Impuestos (27%)		786.990	752.217	902.754	829.834
	<b>Utilidad después de impuestos</b>	<b>9.828</b>	<b>2.127.788</b>	<b>2.033.773</b>	<b>2.440.780</b>	<b>2.243.626</b>
	<b>Inversión</b>					
	<b>Flujo de Caja Operacional</b>	<b>9.828</b>	<b>2.127.788</b>	<b>2.033.773</b>	<b>2.440.780</b>	<b>2.243.626</b>
	Factor actualización	0,92	0,84	0,77	0,71	0,65
	<b>Flujo de Caja Operacional Actualizado</b>	<b>9.017</b>	<b>1.790.917</b>	<b>1.570.446</b>	<b>1.729.110</b>	<b>1.458.203</b>
	<b>VAN</b>	<b>6.539.659</b>				

Como resultados posts impuestos se obtiene un VAN de 6,5 MMUSD

#### 4.8.3 Escenario pesimista

Se propone como escenario pesimista uno en que se realizan las inversiones para reducción de los mínimos técnicos de Taltal y San Isidro, pero que no logran que ganen en las subastas. Además se supone también que las subastas por CPF deben reducir su precio en un 5%. Con esto el VAN es casi nulo.

Tabla 52: Flujo de caja escenario pesimista (valores en USD)

	2.019	2.020	2.021	2.022	2.023
<b>Ingresos por servicio Reg. Frec.</b>					
CPF Ingresos disponibilidad		37.504.655	35.932.259	42.941.319	39.458.827
Ingresos Activación		939.002	995.223	900.490	944.536
CSF Ingresos disponibilidad		-	-	-	-



	Ingresos Activación		-	-	-	-
CTF	Ingresos disponibilidad		-	-	-	-
	Ingresos Activación		-	-	-	-
MT	Ingresos MT	157.132.101	163.535.841	148.571.221	157.589.728	
-	<b>Total Ingresos</b>	<b>195.575.757</b>	<b>200.463.322</b>	<b>192.413.030</b>	<b>197.993.091</b>	
	<b>Costos por Reg. Frec.</b>					
CPF	Costo OyM	108.607	108.310	108.310	108.310	
	Costo Activación	1.163.947	1.216.910	1.153.237	1.174.907	
CSF AGC	Costo OyM	-	-	-	-	
	Costo Activación	-	-	-	-	
CTF	Costo OyM	-	-	-	-	
	Costo Activación	-	-	-	-	
MT	Costo MT	193.352.526	198.233.455	190.058.189	195.703.367	
	Costo Partida	-	-	-	-	
	<b>Costos por implementación plan estratégico</b>					
	Mayor costo de HH	9.828	9.828	9.828	9.828	9.828
-	<b>Total Costos</b>	<b>9.828</b>	<b>194.634.908</b>	<b>199.568.503</b>	<b>191.329.565</b>	<b>196.996.412</b>
	<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>9.828</b>	<b>940.849</b>	<b>894.819</b>	<b>1.083.465</b>	<b>996.679</b>
	Impuestos (27%)		254.029	241.601	292.536	269.103
	<b>Utilidad después de impuestos</b>	<b>9.828</b>	<b>686.820</b>	<b>653.218</b>	<b>790.929</b>	<b>727.576</b>
	<b>Inversión</b>	<b>2.260.000</b>				
	<b>Flujo de Caja Operacional</b>	<b>-2.269.828</b>	<b>686.820</b>	<b>653.218</b>	<b>790.929</b>	<b>727.576</b>
	Factor actualización	0,92	0,84	0,77	0,71	0,65
	<b>Flujo de Caja Operacional Actualizado</b>	<b>-2.082.411</b>	<b>578.082</b>	<b>504.404</b>	<b>560.314</b>	<b>472.874</b>
	<b>VAN</b>	<b>33.264</b>				

## Capítulo 5.

# Conclusiones

El presente documento ha estudiado la nueva normativa que se está proponiendo en materia de SSCC y como esta debería ser enfrentada por Enel Generación para obtener mayores márgenes desde los servicios que se asignarían a través de subastas.

Luego de realizar los análisis de PEST y cinco fuerzas de Porter se concluye que el sector Eléctrico está sometido a muchos cambios y a muchas fuerzas desde distintos frentes, lo cual hace que los márgenes que se obtengan en este mercado sean cada vez menores. Conforme a esto, al aparecer esta nueva forma de asignar la reserva de frecuencia a través de subastas resultará tentador para muchos el tratar de participar de este mercado.

De la revisión de informes elaborados por actores de la industria, se toma que existe mucha preocupación por el impacto que podría tener en la calidad del servicio esta mayor penetración de las energías renovables de tipo intermitente. Estudios han concluido que centrales térmicas son necesarias para complementar su operación pero se verán cada vez más exigidas debido al aumento en sus ciclajes.

Con el fin de poder evaluar la participación de Enel Generación en la entrega de servicios de regulación de frecuencia, se logró implementar modelo en Excel que permitía estimar los costos e ingresos asociados a distintos niveles de reserva entregada y precio. El modelo fue utilizado para estimar los precios a ofertar en subastas de modo permitiera cubrir todos los costos incurridos.

En consideración al principal objetivo planteado, se logró entregar una propuesta de Plan Estratégico para Enel Generación para enfrentar la nueva normativa de SSCC. Se propone estudiar el realizar inversiones necesarias para reducir los mínimos técnicos de sus centrales

Taltal y San Isidro con el fin de que tengan menores costos operacionales que cubrir y así puedan ofertar a un precio menor en las subastas por servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia. De ser exitoso lo anterior se propone reducir el aporte a los servicios de regulación de frecuencia desde unidades hidroeléctricas. Sin embargo, los resultados aproximados obtenidos en este estudio no son muy prometedores pues se ve que las reducciones de mínimos técnicos a las que se podría acceder con pocas inversiones apenas y podrían hacer competitivas a estas Centrales.

Adicionalmente, respecto de otros servicios como regulación de tensión o plan de recuperación de servicio, no se aprecia oportunidad de obtener mayores márgenes pues ellos no consideran subastas, por lo tanto solo se propone mantener en ellos la misma participación que se tiene actualmente.

El plan estratégico propuesto permitiría dar uso a centrales que en próximos años quedarían con niveles de despacho prácticamente nulos. Sin embargo para que tenga éxito es indispensable hacer que la compañía realice inversiones necesarias para mejorar la competitividad de estas centrales. Para que esto ocurra, el plan estratégico propuesto considera como esencial en sus primeras etapas el comunicar a la compañía los beneficios que se podrían obtener al realizar estas inversiones.

En relación con la evaluación económica del plan, se han planteado 3 escenarios dependientes del éxito de la acogida de inversiones para mejorar la competitividad de las centrales Taltal1 y San Isidro 2. En primer escenario, catalogado como optimista se considera que se realizan las mejoras indicadas con una inversión del orden de \$2 millones de USD. Si la mejora de competitividad de las centrales es efectiva, se espera un valor presente neto del negocio del orden de \$ 8,86 millones de USD.

Otros escenarios planteados, toman en cuenta la posibilidad de que no sean ofrecidos los servicios por Taltal y San Isidro2. En escenario intermedio se considera que no se hicieron las mejoras y en escenario pesimista se considera que se hicieron mejoras pero que no lograron que se ganaran las subastas. Para que estos escenarios no se den, es importante reevaluar durante 2019 todas las variables teniendo información más certera de como operaría el mercado de las subastas luego de que se conozcan informes de definición y normativas pendientes.

En relación a trabajo futuro por realizar, el análisis aquí presentado solo se enfocó en la utilización de recursos ya existentes en Enel Generación y como utilizarlos en el negocio de la regulación de frecuencia. Quedó fuera de análisis ofrecimiento de reserva desde otras fuentes como baterías de tipo BESS o desde las baterías de automóviles eléctricos.

# Bibliografía

- CNE. (2017). *Anuario CNE 2017*. Santiago, Chile.
- CNE. (2017). *Mesas de Trabajo Nuevo Reglamento SSCC*. Obtenido de <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/12735-2/reglamento-de-servicios-complementarios/>
- CNE. (2018). *Resolución Exenta 683, Informe de definición de SSCC*.
- Comillas, S. /. (2018). *Estudios energéticos consultores. Diseño de mercado para una alta penetración de energía renovable variable en el mercado eléctrico chileno*.
- Conde, S. (2017). *Apuntes del Curso Comportamiento Organizacional*. Santiago, Chile.
- Enel. (2018). *informe Minimo Técnico Unidad 1 Central San Isidro*.
- Enel. (2018). *informe Minimo Técnico Unidad 2 Central San Isidro*.
- Enel. (2018). *Informe Minimo técnico Unidades 1 y 2 Central Taltal*.
- Enel Generación Chile. (junio 2018). *Estados Financieros Consolidados Intermedios*.
- ENEL\_GENERACIÓN\_CHILE. (2017). *Memoria Anual*. Santiago, Chile.
- Energía, M. d. (Agosto de 2018). *Ministerio de Energía*. Obtenido de <http://www.energia.gob.cl/>
- Generadoras de Chile. (agosto de 2018). *Generadoras de Chile*. Obtenido de <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- Ministerio de Energía. (2004). *Ley 19940 (Ley Corta 1)*. Santiago, Chile.

- Ministerio de Energía. (2012). *Decreto N° 130*. Santiago, Chile.
- Ministerio de Energía. (2016). *Ley 20396*. Santiago, Chile.
- Ministerio de Energía. (2018). *Ruta Energética 2018-2022*. Santiago, Chile.
- Moray, P. /. (2018). *Análisis de largo plazo para el sistema eléctrico nacional de Chile considerando fuentes de energía variables e intermitentes*.
- Nacional, C. E. (2018). Obtenido de <https://www.coordinador.cl>
- Nacional, C. E. (2018). *Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas*. Santiago.
- Nacional, C. E. (2018). *Estudio de Costos de los SSCC*.
- Rodrigo Palma. (s.f.). Apuntes del Curso EM735 ‘Mercados Internacionales de la Energía’, Capítulo 1. Universidad de Chile.
- System. (2017). *Estudio técnico para desarrollar SSCC en el mercado eléctrico Chileno*.
- Walter Brokering, Rodrigo Palma, Luis Vargas. (Enero 2006). *Sistemas Eléctricos de Potencia, Capítulo 21*.

# Anexo 1

## Proyectos para mejorar flexibilidad de plantas térmicas y órdenes de costos según informe (Systep, 2017).

Investment	Flexibility Projects	Project impact on the performance of the unit					
		Turndown	Ramp rates	Minimum upline	Minimum downtime	Stabilization time	Startup times and costs
Range of Investment (M€)	Technical description of the flexibility projects						
0 M€	Business-as-usual						
< 1 M€	<b>Power plant tests and audits</b> Audits and tests campaign are a common first step to improve the operational flexibility of a power plant. They address major equipments and process issues in flexible operating mode that are normally not problematic during nominal steady-state. These studies aim to determine the technical and/or process bottlenecks which limit flexible operation and the eventual solutions or project to improve the situation. These exercises are typically lead by a multi-disciplinary team of specialists to cover the main field of expertise which are related to power plant flexibility.						
	<b>Better monitoring equipment</b> Additional measurement points or better analysers for chemistry parameters, additional temperature measurements on metal and water/steam can help to better assess the completion of ramp-up/ramp-down phases, and as such, be able to go from standardised time-based release conditions to measured condition-based decisions. Besides, more measurements better feed the control loops with new process data, and improve the monitoring on process steady state stability as well as follow-up of load variations.						
	<b>Improvement of the controls logics</b> Rapid load changes or fast start-ups induce quick variations of the main process parameters, which can be limited by their associated controls. The most sensitive ones are related to the HRSG: - Drum level controls: Excessively low level in the drums has a direct impact on the lifetime of the evaporator tubes. Excessively high level can cause damages on the superheater tubes and even on the steam turbine. Most of the time, if the drum levels exceed thresholds, the unit is tripped - Pressure controls: Excessive pressure in the boiler causes the opening of safety valves, and in some circumstances, can be followed by a trip of the unit. Too low pressure reduces the lifetime of the boiler (steaming in some valves and circulation in the economiser tubes) - Temperature controls: Excessively low steam temperature causes a risk for the integrity of the steam turbine. Too high temperature causes accelerated degradation of the materials of the superheaters (creep). Here also, trips can be initiated if unacceptable thresholds are exceeded.						
	<b>Improvement measures to reduce the start-up time and consumption</b> When the steam turbine takes time to be reloaded, significant time and costs can be saved during start-ups by studying possible corrective actions on the last permissive to arrive. Apart from this, another successful strategy to reduce start-up times and costs can be to maintain pressure and temperature as long as possible during standstill mode by changing some setpoints during shutdown, or the closure logics of the vents and drains.						
	<b>Upgrade of the analysers, data acquisition and monitoring system, chemistry audit and expert support chemistry</b> Obsolete chemistry monitoring and dosing systems can lead to prolonged time to treat and condition the boiler water during a start-up or a load change. With a mature chemistry monitoring and management system, it is normally possible to overcome these bottlenecks.						
	<b>Challenge of the pressure and temperature rates set by the manufacturer</b> The loading ramps are limited by the maximum temperature and pressure gradients that can be sustained by the HRSG, the rotor of the steam turbine or of the gas turbine. These gradients are set by the manufacturers, and are often conservative. A unit can challenge these limitations with a stress calculator for the HRSG, or for the rotor of the steam / gas turbine depending on which of these components is limiting the load ramp. These software estimate the stress during a start-up or at low load, and help to push the load ramps without exceeding the stress limits of the materials. Sometimes, maximum load ramps are limited by securities installed in the control software. These securities can be unlocked by the manufacturer, upon payment of a certain fee.						
	<b>Retuning of the gas turbine for low load operation</b> Fine tuning of the combustion in the all range of operating conditions and operating loads helps to improve the operational flexibility. These exercises are typically performed by specialists from the gas turbine manufacturer. They aim to lower the GT load while maintaining the flame stability and keeping the emissions (NOx and CO) under the environmental limits.						
	<b>Optimization / modifications to the live steam attenuation</b> Installation of extra attenuators can strongly improve the flexibility of a plant. Two examples: - The installation of final attenuators (outlet HRSG) allows to reduce further the steam temperature and enables faster cold start-ups for the steam turbine (less stress on the rotor) - The installation of intermediate attenuators (between two banks of superheaters) allows to reduce the minimum load of the unit by protecting the HRSG against the high temperatures caused by this operational mode. Of course some investments are needed for the installation of these equipment and their proper integration into the control system.						
	<b>CO catalyst</b> When restrictions are applied on CO emission (due to a strict RCA), CO can be a bottleneck for the reduction of the Pmin. To run at lower loads while staying under the CO limits, a platinum-based catalytic layer can be installed within the HRSG banks to trigger the oxidation of CO into CO2 before the outlet chimney. Enough space must be available between HRSG banks to accommodate the catalytic layer.						
	< 5 M€	<b>Air inlet heating</b> Inlet air heating can be evaluated to run at higher efficiency at part-load operation. The project consists in using a heat source to warm the GT incoming air at minimum load. The heat source can be for example from a low enthalpy heat source from the steam cycle, or from the cooling system of the gas turbine. Depending on configuration of the unit, the project can require significant piping and heat exchangers to be put in place. <b>Smaller upgrade packages from the manufacturers</b> Depending on the technology, gas turbine manufacturers usually offer upgrade packages which aim to enhance the operational flexibility of the GT (ramps, Pmin) by adapting some components from the original. Among others upgrades, on can mention the hydraulic clearance optimisation (SIEMENS-ANSALDO V94.3), Burner Switch-off or Low Partial Load (GE-ALSTOM GT26), cooling valve optimization (Ansaldo – Siemens – GE), ramp increase... <b>Installation of additional drain lines</b> The conditioning time of the boiler during start-up can be limited by the drainage capacity of the superheater stages. With more drainage, the superheated steam reach faster the steam turbine release conditions, resulting in shorter start-up time and costs. To install new drain lines and depending on the existing, some re-engineering works are usually necessary. <b>Installation of additional steam turbine bypasses</b> In some designs, bypasses are not foreseen for all the stages of the steam turbine. This is affecting the conditioning time of the HRSG since the absence of these bypasses directly impacts the rate of steam temperature changes in the superheaters. To install new bypasses and depending on the existing, some re-engineering works are usually necessary.					
> 10 M€	<b>Gas Turbine refurbishment</b> An upgrade of the Gas Turbine (GT) can have a positive impact on cycle efficiency at low load, ramp rates, extended maintenance extensions with cyclic loads, etc. but these projects are usually costly and require important time for the overhaul. Among the most common upgrades, one can mention compressor upgrades (increase of Pmax) or the upgrade of the combustion hardware (for ex. DLN 2.0 to 2.6 for GE machines) <b>Installation of an auxiliary boiler</b> Steam is needed during the early phase of a start-up to seal the steam turbine, and to make the vacuum ready in the condenser through the steam ejectors. If auxiliary steam is not available, this steam can only be produced after GT ignition. If so, a long time is lost between the GT start and the ST start meaning a long period in open cycle with degraded efficiency. This time can be significantly reduced by using an auxiliary steam boiler to provide steam to the seals (labyrinths) and to the ejectors. This also allows to shift these operations (vacuum and sealing) during the preparation phase of the start-up, before the GT ignition.						

# Anexo 2

## SSCC definidos por la CNE en su informe emitido con la Res Ex °683

### **1.1 CATEGORÍAS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

#### **1.1.1 SERVICIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA**

Los servicios de Control de Frecuencia corresponden a aquellos servicios que permiten mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema eléctrico, y, por lo tanto, la frecuencia de éste, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

#### **1.1.2 SERVICIOS DE CONTROL DE TENSIÓN**

Los servicios de Control de Tensión corresponden a aquellos servicios que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico dentro de una banda predeterminada, establecida en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

#### **1.1.3 SERVICIOS DE CONTROL DE CONTINGENCIAS**

Los servicios de Control de Contingencias corresponden a aquellos servicios que tienen por objetivo evitar la ocurrencia de apagón parcial o total del sistema ante contingencias. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica o local según será definido para cada categoría o subcategoría.

#### **1.1.4 SERVICIOS DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO**

Los servicios de Plan de Recuperación de Servicio corresponden a aquellos servicios que, una vez ocurrido un apagón parcial o total del sistema eléctrico, permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica o local según será definido para cada categoría o subcategoría.



## **2.2 DEFINICIÓN Y CONSIDERACIONES ESPECÍFICAS APLICABLES A CADA SERVICIO COMPLEMENTARIO Y SUS CATEGORÍAS**

### **2.2.1 SERVICIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA**

#### **2.2.1.1. CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)**

##### **a. Definición del Control Rápido de Frecuencia**

Corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

Los coordinados que participen del CRF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 1 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 10 [s].

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

##### **b. Remuneración del Control Rápido de Frecuencia**

Los componentes que se considerarán para efectos de la remuneración del servicio de CRF corresponden a la disponibilidad y activación.

El componente de disponibilidad del CRF, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, corresponderá al intervalo de la banda de subfrecuencia por el valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

El componente de activación del CRF, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, dependerá si el servicio está actuando por subfrecuencia o sobrefrecuencia. En el primer caso, corresponderá a la inyección de energía valorizada al costo marginal de la barra de inyección, mientras que en el segundo se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

##### **c. Consideraciones específicas para el Control Rápido de Frecuencia**

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, banda muerta y estatismo.

La lógica de control de las instalaciones que participen en el CRF deberá definirse de manera de contribuir con la recuperación de frecuencia y no provocar perturbaciones adicionales.

La oferta deberá realizarse para la mitad de la banda simétrica, entendiéndose que el total de la reserva para la prestación del servicio será el doble de dicho valor.

#### **2.2.1.2. CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)**

##### **a. Definición del Control Primario de Frecuencia**

Corresponde a acciones de control orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

El CPF deberá activarse de forma automática frente a desviaciones instantáneas de la frecuencia del sistema eléctrico. Las instalaciones que participen del CPF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 10 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 [min].

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

## **b. Remuneración del Control Primario de Frecuencia**

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CPF corresponden a la disponibilidad y activación.

El componente de disponibilidad del CPF, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, corresponderá al intervalo de la banda de subfrecuencia por el valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

El componente de activación del CPF, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, dependerá si el servicio está actuando por subfrecuencia o sobrefrecuencia. En el primer caso, corresponderá a la inyección de energía valorizada al costo marginal de la barra de inyección, mientras que en el segundo se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

## **c. Consideraciones específicas para el Control Primario de Frecuencia**

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, banda muerta, estatismo y velocidad de respuesta.

La oferta deberá realizarse para la mitad de la banda simétrica, entendiéndose que el total de la reserva para la prestación del servicio será el doble de dicho valor.

## **2.2.1.3. CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)**

### **a. Definición del Control Secundario de Frecuencia**

Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y de Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-).

El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 10 [s], luego de la instrucción desde el esquema de control. Los coordinados que participen del CSF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 [min].

### **b. Remuneración del Control Secundario de Frecuencia**

#### **i. Remuneración CSF+**

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CSF+ corresponden a la disponibilidad y activación de dicho servicio.

El componente de disponibilidad de CSF+, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

El componente de activación de CSF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección.

#### **ii. Remuneración CSF-**

El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de CSF- corresponde al de activación de dicho servicio.

El componente de activación de CSF-, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al

valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

### **c. Consideraciones específicas para el Control Secundario de Frecuencia**

La activación del servicio CSF+ se realizará en orden creciente de costos variables de las instalaciones que resultaron adjudicadas.

La activación del servicio CSF- se realizará en orden creciente de costos de activación de las instalaciones que resultaron adjudicadas.

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, y los requerimientos de tasas de toma o bajada de carga.

## **2.2.1.4. CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)**

### **a. Definición del Control Terciario de Frecuencia**

Corresponde a acciones de control destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia con el objeto de preparar al sistema eléctrico para responder a desequilibrios adicionales. Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-).

El CTF operará de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 5 [min], luego de la instrucción del Coordinador y el tiempo máximo de entrega del servicio será de 2 [hr] medido desde la activación.

### **b. Remuneración del Control Terciario de Frecuencia**

#### **i. Remuneración CTF+**

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CTF+ corresponden a la disponibilidad y activación de dicho servicio.

El componente de disponibilidad de CTF+, asociado a la remuneración por mantener dicha reserva disponible en el periodo requerido, se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

El componente de activación de CTF+, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, corresponderá a la inyección de energía por subfrecuencia valorizada al costo marginal de la barra de inyección.

#### **ii. Remuneración CTF-**

El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de CTF- corresponde a la activación de dicho servicio.

El componente de activación de CTF-, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta.

### **c. Consideraciones específicas para Control Terciario de Frecuencia**

La activación del servicio CTF+ se realizará en orden creciente de costos variables de las instalaciones que resultaron adjudicadas.

La activación del servicio CTF- se realizará en orden creciente de costos de activación de las instalaciones que resultaron adjudicadas.

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido

por oferente, requerimientos de rampas de subida y de bajada y tiempo mínimo para la entrega del 100% de la reserva comprometida. Lo anterior podrá ser requerido en atención a proveer de reserva adicional para el control de sobrefrecuencia y subfrecuencia debido a requerimientos sistémicos como desvíos de demanda o generación, entre otros.

### **2.2.1.5. CARGAS INTERRUMPIBLES (CI)**

#### **a. Definición de Cargas Interrumpibles**

Se entenderá por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta del Usuario Final, medida desde el punto de conexión de éstos al sistema eléctrico, bajo instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

Dicha prestación deberá desconectar el total del monto de carga comprometido dentro de un tiempo máximo de 30 [min] luego de la instrucción del Coordinador, y deberá ser capaz de mantener su aporte por un periodo de al menos 2 [hrs].

#### **b. Remuneración de Cargas Interrumpibles**

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CI corresponden a la disponibilidad y activación de dicho servicio.

El componente de disponibilidad, asociado a la remuneración por mantener la reserva disponible en el periodo requerido, y el componente de activación, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerarán al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

#### **c. Consideraciones específicas para Cargas Interrumpibles**

Las reducciones de demanda eléctrica, podrán ofrecerse por los Consumidores Finales, individual o agrupadamente.

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el número máximo de veces que podrá ser requerido el servicio en el periodo en que se encuentre disponible y la duración de la indisponibilidad entre activaciones del servicio.

## **2.2.2 SERVICIOS DE CONTROL DE TENSIÓN**

### **2.2.2.1 SERVICIO DE CONTROL DE TENSIÓN (CT)**

#### **a. Definición del Control de Tensión**

Corresponde a acciones de control que permite mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

#### **b. Remuneración del Control de Tensión**

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CT serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

#### **c. Consideraciones generales para el Control de Tensión**

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente y el requerimiento de controladores de tensión automáticos.

El Coordinador podrá requerir a un conjunto de instalaciones la implementación de un controlador conjunto de tensión, con el fin de mantener la tensión en una barra en un valor definido.

## **2.2.3 SERVICIO DE CONTROL DE CONTINGENCIAS**

### **2.2.3.1 DESCONEXIÓN DE CARGA**

#### **a. Definición de Desconexión de Carga**

Corresponde al desprendimiento automático o manual de carga con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

Los Esquemas de Desconexión Automático de Carga (EDAC) son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores asociados a consumos, en condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAC se produce frente a: límites o umbrales de subfrecuencia, gradientes de disminución de frecuencia, límites de subtensión o señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen los siguientes tipos de EDAC: EDAC por subfrecuencia, EDAC por subtensión y EDAC por contingencia específica.

Se entenderá por Desconexión Manual de Carga (DMC) a aquellas acciones o instrucciones del Coordinador, necesarias para que los usuarios finales desconecten carga manualmente frente a situaciones de riesgo de la seguridad del sistema eléctrico.

La naturaleza de la prestación de los servicios EDAC por subfrecuencia y DMC se considera sistémica y los EDAC por subtensión y EDAC por contingencia específica se consideran de naturaleza local.

#### **b. Remuneración de Desconexión de Carga**

El componente que se considerará para efecto de la remuneración de los servicios de EDAC por subfrecuencia y el DMC corresponde a la activación de dichos servicios.

El componente de activación, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración de los servicios de EDAC por subtensión o EDAC por contingencia específica serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación, según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

#### **c. Consideraciones específicas para Desconexión de Carga**

La activación de los EDAC deberá realizarse después de la operación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia. En cuanto a la activación de los DMC, ésta debe ser instruida por el Coordinador como un último recurso para preservar la seguridad y calidad del sistema eléctrico.

Los montos de carga asociado a escalones, umbrales o gradientes, deberán adjudicarse de manera que las ofertas más económicas que verifiquen los requisitos técnicos del servicio se otorguen a los escalones que supongan mayor número de operaciones.

### **2.2.3.2 DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN**

#### **a. Definición de Desconexión de Generación**

Corresponde al desprendimiento automático de generación o inyección con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

Los Esquemas de Desconexión Automático de Generación (EDAG) son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento, frente a condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAG se produce frente a: límites o umbrales de sobrefrecuencia, y señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen EDAG del tipo EDAG por sobrefrecuencia y EDAG por contingencia específica. La naturaleza de la prestación del servicio EDAG por sobrefrecuencia se considera sistémica, en el caso del servicio EDAG por Contingencia Específica su naturaleza se considera local.

#### **b. Remuneración de Desconexión de Generación**

El componente que se considerará para efecto de la remuneración del servicio de EDAG por sobrefrecuencia corresponde a la activación de dicho servicio.

El componente de activación, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de EDAG por contingencia específica serán los de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

#### **c. Consideraciones generales para Desconexión de Generación**

Los EDAG que se utilicen con el objetivo de aumentar el flujo a través de instalaciones de transmisión no serán considerados como servicios complementarios.

### **2.2.3.3 SERVICIO DE PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS**

#### **a. Definición de Plan de Defensa Contra Contingencias**

Corresponde al conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar un apagón total o parcial del sistema eléctrico ante la ocurrencia de una contingencia extrema o crítica según corresponda.

Esta categoría de servicio considera las subcategorías de Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) y de Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC). La primera tiene por objetivo evitar un apagón total y la segunda un apagón parcial.

La naturaleza de la prestación del servicio de PDCE se considera sistémica, mientras que en el caso del PDCC su naturaleza se considera local.

#### **b. Remuneración de Plan de Defensa Contra Contingencias**

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración de los servicios de PDCE y PDCC serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

### **2.2.4 SERVICIOS DE PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO**

Corresponden a los servicios que, una vez ocurrido un apagón parcial o total del sistema eléctrico, permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible.

La naturaleza de este Servicio Complementario puede ser local o sistémica, dependiendo del rol que las distintas instalaciones cumplen en el respectivo Plan de Recuperación de Servicio (PRS) elaborado por el Coordinador.

#### **2.2.4.1 SERVICIO DE PARTIDA AUTÓNOMA (PA)**

##### **a. Definición de Partida Autónoma**

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

##### **b. Remuneración de Partida Autónoma**

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de Partida Autónoma serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

##### **c. Consideraciones específicas para Partida Autónoma**

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el tiempo máximo en el cual la unidad o sistema de almacenamiento deberá partir/sincronizar; tiempo máximo en que la unidad o sistema de almacenamiento deberá alcanzar su plena carga o máxima inyección, tiempo mínimo en el cual deberá mantenerse operando a plena carga o a inyección máxima, y las exigencias para la operación en modo control de carga.

#### **2.2.4.2 SERVICIO DE AISLAMIENTO RÁPIDO (AR)**

##### **a. Definición de Aislamiento Rápido**

Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un apagón total o parcial. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

##### **b. Remuneración de Aislamiento Rápido**

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de Aislamiento Rápido serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

##### **c. Consideraciones específicas para Aislamiento Rápido**

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el tiempo mínimo en el cual la instalación deberá operar en forma estable alimentado solo sus servicios auxiliares, como también aquellos referidos a la coordinación de protecciones y automatismos para la operación en isla.

#### **2.2.4.3 SERVICIO DE EQUIPOS DE VINCULACIÓN (EV)**

##### **a. Definición de Equipos de Vinculación**

Corresponde a la prestación que dan los equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que se hayan mantenido operando en forma de islas independientes. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

##### **b. Remuneración de Equipos de Vinculación**

Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de Equipos de Vinculación serán los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento, al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.

### **c. Consideraciones generales para Equipos de Vinculación**

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el tiempo mínimo en el cual se deberá concretar el cierre del vínculo o sincronización de los sistemas, una vez que se presenten las condiciones sistémicas que permitan realizar la acción.