



UNIVERSIDAD DE LA FRONTERA
FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“ESTUDIO PERTINENTE AL MODO DE OPERACIÓN, PARA
CENTRALES DE GENERACIÓN DEL GRUPO SAESA”**

FERNANDO ANTONIO ARÉVALO RIVERA

2018



UNIVERSIDAD DE LA FRONTERA
FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“ESTUDIO PERTINENTE AL MODO DE OPERACIÓN, PARA
CENTRALES DE GENERACIÓN DEL GRUPO SAESA”**

**TRABAJO PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA.**

PROFESOR GUÍA: G. Ivonne Gutiérrez Montenegro

FERNANDO ANTONIO ARÉVALO RIVERA

2018

**“ESTUDIO PERTINENTE AL MODO DE OPERACIÓN, PARA CENTRALES DE
GENERACIÓN DEL GRUPO SAESA”**

FERNANDO ANTONIO ARÉVALO RIVERA

COMISIÓN EXAMINADORA

G. IVONNE GUTIÉRREZ MONTENEGRO

Profesor Guía

MANUEL J. VILLARROEL MORENO

Profesor examinador 1

ROBERTO H. MONCADA GATICA

Profesor examinador 2

Nota trabajo escrito :

Nota presentación :

Nota final :

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a mis padres Ana Rivera y Víctor Melo, por su amor, la confianza y el apoyo brindado durante toda mi vida, a mis hermanas Tania Melo y Noelia Melo, por darme la motivación para esforzarme y ser un ejemplo a seguir para ellas

Agradezco a Carolina Herrera, por su amor incondicional, sus consejos, su compañía y apoyo en las buenas, en las malas, y en las muy malas.

Agradezco a mis amigos Felipe González y Julio Olivares, porque independiente de la distancia por motivos de estudio siempre han estado presentes, a Ricardo Sáez, Álvaro Millaqueo y Darío Morales, por las salidas, el apoyo desinteresado tanto dentro como fuera de lo Universitario y las infinitas cervezas que pasaron para levantar el espíritu.

Agradecimientos a la profesora Ivonne, don Jesús Ruíz, don Manuel Villarroel y todo aquel que ha participado en mi formación como profesional, sin lugar a dudas las herramientas brindadas son las que me permiten disfrutar un buen pasar profesional.

Agradecimientos a mi jefe Harry Zapata y a mis colegas, por confiar en mí potencial y darme un espacio en la compañía, gracias al ambiente grato y de solidaridad me fue posible sacar adelante la doble función del informe de práctica controlada y a la vez cumplir los requerimientos de la empresa para el cargo que estoy desempeñando.

Para el que esté leyendo esto, si te dicen que no puedes, sólo sigue adelante con paso firme y sin dudar un segundo.

RESUMEN

El Área de “Clientes Empresa” pertenece a la Subgerencia de Clientes del Grupo SAESA, la cual tiene dentro de sus principales funciones tiene el control de la Energía libre que suministra la compañía y la venta de servicios, como Generadores de respaldo ante corte de suministro, suministro en hora punta y servicio de Telemedida, entre otros servicios adicionales.

En el servicio de Generación se posee un total de 38 centrales distribuidas en la zona de concesión, las cuales tienen diferentes características como potencia a suministrar, modo de conexión, cobro por concepto de arriendo, suministro de combustible, ubicación técnica de la central y modo de operación de esta.

El motivo que dio inicio a esta investigación fue si ante los cambios normativos, el dinamismo del mercado eléctrico y el nuevo rol que están desempeñando los PMGD en la red Eléctrica, las centrales del Área de Clientes Empresa se encontraban rentabilizando de la forma más adecuada. Por lo que el desafío de este trabajo consistió en realizar un levantamiento a las centrales dispuestas en terreno, analizar su modo de operación actual y evaluar un posible cambio del mismo para efectos de mayor rentabilidad.

Índice de contenidos.

1.1 Consideraciones Generales	1
1.2 Descripción del problema	1
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo general.	2
1.3.2 Objetivos específicos.	2
2.1 El mercado eléctrico chileno.....	4
2.2 Marco Regulatorio	5
2.3 Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones en media tensión.	10
2.3.1 Exigencias técnicas para conexión al sistema de distribución.....	10
2.3.2 Determinación de Impacto No Significativo (INS).....	10
2.3.3 Instalación de conexión	11
2.3.4 Operación en Isla	14
2.4 Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras (DS 62)	15
2.4.1 Antecedentes	16
2.4.2 Asignación de potencia de suficiencia	17
2.5 Antecedentes de la Empresa	22
2.6 Formularios del proceso de conexión	24
3.1 Software, plataformas y actores claves	28
3.2 Grupo de generadores de Área Clientes Empresa	30
3.3 Recopilación, validación y consolidación de información de centrales	32
3.3.1 Validación de ubicación de centrales.....	32
3.3.2 Ingresos por central	32
3.3.3 Suministro de combustible	33
3.3.4 Conexión y modalidad de conexión de las centrales	33
3.4 Pequeños Medios de Generación Distribuido como Impacto No Significativo (INS)	33
3.5 Criterios y riesgos de inversión en normalización de instalaciones para inyectar a la red....	36
3.6 Estudio al proceso de cálculo de la potencia de suficiencia y rentabilidad de comercialización de Energía y potencia.	40
3.7 Instalaciones dispuestas en terreno.	44
3.8 Cálculo de retorno al normalizar instalaciones, costo por formularios de PMGD y comercialización de potencia y Energía.	46
4.1 Consolidación de base de datos.....	53
4.2 Identificación de PMGD como Impacto No Significativo (INS).	53
4.3 Determinar criterios y riesgos.....	54
4.4 Potencia de Suficiencia.....	55
4.5 Proyección de ingresos	56
4.6 Cálculo de retorno por normalización de instalaciones.....	57

Índice de tablas

Tabla 2.1: Costo de estudios PMGD INS.....	25
Tabla 2.2: Costo de estudios por Grupo SAESA a PMGD no INS.....	25
Tabla 2.3: Costo de estudios por terceros a PMGD no INS.....	26
Tabla 3.1: Distribución por empresa del Grupo SAESA	30
Tabla 3.2: Distribución por zona	30
Tabla 3.3: Potencia estándar de generadores.....	31

Tabla 3.4: Centrales dispuestas en terreno	31
Tabla 3.5: Centrales como INS.	34
Tabla 3.6: Centrales como NO INS.....	35
Tabla 3.7: Suministrador de combustible.....	36
Tabla 3.8: Tipo de conexión de centrales.....	37
Tabla 3.9: Modos de operación de centrales conectadas en MT.....	38
Tabla 3.10: Centrales definidas como potencia de Suficiencia.	38
Tabla 3.11: Ingresos para centrales definidas como potencia de suficiencia.	39
Tabla 3.12: Ingresos proyectados por potencia de suficiencia.	42
Tabla 3.13: Ingresos proyectados por potencia de suficiencia.	43
Tabla 3.14: Costos de inversión.	47
Tabla 3.15: Costos de inversión.	48
Tabla 3.16: Costos de inversión.	48
Tabla 3.17: Diferencia de ingresos, con y sin ingreso adicional por concepto de respaldo a cliente.	49
Tabla 3.18: Rentabilidad	49
Tabla 4.1: Costos de estudios asociados a la conexión del PMGD.....	53
Tabla 4.2: Centrales como INS o NO INS.	53
Tabla 4.3: Criterios para ingresos por Potencia de Suficiencia.....	56
Tabla 4.4: Diferencia de Ingreso Proyectado vs Ingresos Actuales.	57
Tabla 4.5: Cálculo de retorno de inversión	58
Tabla 4.6: Cálculo de retorno de inversión	59

Índice de figuras

Figura 3.1: Plataforma Portal	28
Figura 3.2: Software GNAT	29
Figura 3.3: Conexión a la red de un PMGD.....	45
Figura 3.4: Diagrama de distribución de centrales.....	47

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Consideraciones Generales

En Chile el sector eléctrico se distingue de la estructura monopólica tradicional por estar dividido en tres segmentos separados: generación, transmisión y distribución. El segmento de generación es un mercado desregulado conformado por un lado por el mercado spot de venta física de electricidad, y por otro lado por el mercado de contratos comerciales entre generadores y clientes.

Los Pequeños Medios de Generación Distribuida o PMGD son unidades generadoras que pueden provenir de diversos tipos de tecnología, conectados a un Sistema de Distribución (SD) el cual utilice bienes nacionales de uso público y cuyos excedentes de potencia sean menores a 9 MW. Estos medios de generación han ido adquiriendo mayor relevancia en el mercado eléctrico chileno debido a incentivos liderados por la autoridad y los cambios normativos que se han llevado a cabo, con el objetivo de crear un cambio en la matriz energética y acercar los generadores al consumidor final.

En este escenario los generadores del Área de Clientes Empresa tienen una ventana a una alternativa diferente al modo de operación actual, inyectando a la red y entregando suficiencia al sistema.

1.2 Descripción del problema

El servicio de Generación del Grupo SAESA posee un total de 38 centrales distribuidas en la zona de concesión compuestas por uno o más generadores diésel, los cuales poseen diferentes características como potencia a suministrar, modo de conexión, cobro por concepto de arriendo, suministro de combustible, ubicación técnica de la central y modo de operación.

Debido a los incentivos de parte de la autoridad competente, los cambios normativos, el dinamismo del mercado eléctrico, el nuevo rol que están desempeñando los PMGD en la red Eléctrica y la proyección que tienen a futuro, surgió la incógnita si las centrales del Área de Clientes Empresa se encontraban rentabilizando de la forma más adecuada.

Bajo este contexto el objetivo de este trabajo es realizar un análisis para definición al modo de operación de las centrales que son propiedad del Grupo SAESA, determinando la rentabilidad al analizar las nuevas posibilidades que entrega la normativa vigente, y así cambiar su modo de

operación y rentabilización, de tal forma que permita compararlo con lo obtenido en su línea de negocio actual y así definir los lineamientos a seguir a futuro para la operación de las centrales.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general.

- Establecer pertinencia de inversión y definición al modo de operación de las centrales de generación del Grupo SAESA.

1.3.2 Objetivos específicos.

- Determinar riesgos de inversión en normalización de instalaciones para inyectar a la red.
- Realizar un análisis del proceso de cálculo de Potencia de Suficiencia para centrales de generación del Grupo SAESA, indicando requisitos y consideraciones.
- Identificar requisitos técnicos de normalización de las centrales del Grupo SAESA para conexión a la red de Distribución.
- Determinar rentabilidad de comercialización de Energía y Potencia de las centrales del Grupo SAESA al conectarse a la red.

CAPÍTULO 2

ANTECEDENTES GENERALES

2.1 El mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno tiene una estructura verticalmente desintegrada, dividido en los tres segmentos de Generación, Transmisión y Distribución. Estos segmentos corresponden a actividades diferentes en la cadena de valor de la energía eléctrica. En esta instancia se va describir solo uno de estos tres segmentos, en el cual se está enfocando esta investigación.

i) Generación

El segmento de Generación es donde se produce la energía a partir de distintas fuentes. En este segmento se encuentran las empresas generadoras de la electricidad que es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

En generación se aplica un modelo de mercado competitivo, con diversas empresas generadoras compitiendo en el mercado de contratos e interactuando entre sí a través del mercado spot basado en costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico.

ii) Mercado Spot a Costo Marginal

Este consiste en la compraventa de energía al costo marginal de corto plazo resultante de efectuar el despacho económico de las unidades generadoras disponibles para satisfacer la demanda de electricidad en un período dado. El costo marginal de corto plazo horario está determinado por el costo variable de la última unidad generadora despachada que esté en condiciones de satisfacer un incremento de demanda.

En las horas de mayor demanda del sistema eléctrico, también denominadas horas de punta, el costo marginal de la energía tiene, además del costo variable de energía, una componente determinada por el costo esperado de pérdida de carga, por insuficiente capacidad de generación ante una falla intempestiva de unidades generadoras. Este costo marginal de capacidad, o costo marginal de la potencia, es aplicado en la forma de un precio a la capacidad o potencia suficiencia que cada central puede poner a disposición del sistema en las horas de punta y con elevada probabilidad.

iii) **Mercado de Contratos:**

En principio, el mercado competitivo de generación podría funcionar con las reglas descritas en el punto anterior, vendiendo los generadores toda su energía y potencia en el mercado spot y los consumidores comprando todas sus necesidades de esos productos en ese mercado. No obstante, existe tanto para consumidores como para generadores la conveniencia de establecer contratos que, preservando la eficiencia económica del mercado spot, produzcan estabilización en los precios de las transacciones y aseguren la cobertura de los costos medios de las centrales de desarrollo.

Asimismo, la conveniencia de establecer contratos para los generadores viene dada, por una parte, por la reducción de la variabilidad de los ingresos derivada de un precio de energía más estable que el spot - este es el mismo beneficio ya descrito para consumidores - lo que les facilita la obtención del financiamiento, y por otra, les asegura la cobertura de los costos medios de las alternativas que estén desarrollando, en la medida que ellas sean competitivas.

En resumen, desde el punto de vista de las decisiones de los agentes productores, se verifica que una central que venda su capacidad y su energía despachada en el mercado spot, se instalará cuando prevea que los precios de energía sean del orden del precio que, complementado con el ingreso por ventas de potencia, permite la sustentación de la inversión asociada a la central.

2.2 Marco Regulatorio

La historia de los PMGD comienza oficialmente el año 2005, con la aprobación del reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación (D.S. N° 244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción), establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicho reglamento fue modificado en 2014, mediante el D.S. N°101, del Ministerio de Energía, conformando el marco regulatorio vigente en la actualidad.

Los pequeños medios de generación se encuentran definidos en el DS 244 en el que se indica: “Los medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en adelante pequeños medios de generación distribuidos o PMGD”. [1]

Esta definición permitió ampliar el concepto de los medios de generación de gran envergadura, los cuales al ejecutar sus proyectos e iniciar su operación, tenía un alto impacto para el medio ambiente como para las personas que se encontraban cercanas al punto de instalación de la central. Los pequeños medios de generación se convirtieron en una ventana al menor impacto focalizado en la instalación de centrales generadoras.

- **PMGD como usuario de la red de distribución**

Un PMGD conectado a las instalaciones de una empresa distribuidora, mediante una línea propia o de un tercero", adquiere la calidad de usuario de la red de distribución a la cual se conecta y le serán aplicables los derechos y obligaciones a que se refiere el presente reglamento y la normativa aplicable. [1]

- **Coordinación técnica**

La coordinación técnica a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución se efectuará entre el PMGD y la empresa distribuidora, en tanto que el coordinador deberá coordinar con el propietario de la subestación de distribución primaria el adecuado cumplimiento de las disposiciones técnicas señaladas en la normativa correspondiente.[1]

- **Auto despacho**

Todo PMGD operará con auto despacho, esto implica que el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado. Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador del PMGD podrá acordar con la empresa distribuidora la limitación horaria de sus inyecciones de energía. [1]

A más tardar el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, el propietario u operador de un PMGD, que participe de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC, deberá enviar un Informe de Operación Mensual, en adelante el "IOM", a la empresa distribuidora y a la DO del CDEC respectivo, en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente. La DO deberá incorporar la información del IOM en la planificación de la operación del sistema para el siguiente mes, refiriendo los aportes del PMGD a la subestación primaria de distribución más cercana al PMGD. [1]

- **Estudios y obras adicionales**

Los estudios deberán ser ejecutados por las empresas distribuidoras, a menos que el interesado opte por realizarlos por cuenta propia, en cuyo caso los estudios deberán contar con la aprobación de la empresa distribuidora.

Los estudios serán de costo del interesado y deberán contener todos los antecedentes y respaldos, necesarios y suficientes, para su completa revisión y reproducción en tiempo y forma, de acuerdo a lo señalado en la NTCO. [1]

Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de los PMGD deberán ser ejecutadas por las empresas distribuidoras correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los PMGD.

Para el cálculo de estos costos a nivel de distribución se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros y costos en el resto de la red de distribución producto de la operación de los PMGD. [1]

- **Comercialización de potencia y Energía**

Los propietarios u operadores de los medios de generación sincronizados a un sistema eléctrico en instalaciones pertenecientes a empresas distribuidoras, de transmisión troncal, sub transmisión o adicionales, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia establecidas en la Ley. [1]

El propietario u operador de un PMGD incluido en los balances de inyecciones y retiros podrá optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado, opción que deberá ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD. El período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses. [1]

El costo marginal instantáneo con el cual se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMGD que no opte por el régimen de precio estabilizado a que se refiere el artículo precedente, corresponderá el costo marginal horario calculado por el CDEC en la barra de la subestación de distribución primaria que corresponda. [1]

En cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios estabilizados con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de energía de cada PMGD que haya optado por dichos precios, corresponderán al precio de nudo de corto plazo de energía de la o las barras troncales asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria correspondiente a la inyección del PMGD, determinado semestralmente por la Comisión en el decreto de precio de nudo de corto plazo. [1]

Para representar la generación estimada del PMGD, el interesado deberá entregar a la Empresa Distribuidora una caracterización de la energía generada. Dicha caracterización dependerá del recurso primario utilizado, en este caso para un térmico se presenta lo siguiente:

- Térmico: se debe informar la operación esperada de la central térmica, indicando los meses en que operará y la generación de energía esperada con detalle horario (en MWh/h) [5]

- **Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica**

Los peajes a pagar serán determinados ponderando los peajes que correspondería pagar conforme a las normas generales de peajes por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9.000 kilowatts de los excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11.000 kilowatts. En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9.000 kilowatts, el factor será nulo. [2]

- **Costos de transmisión**

Los propietarios u operadores de los PMGD que participen en las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren coordinadas por un CDEC, deberán concurrir al pago de los costos de transmisión asociados al uso que sus medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicionales conforme a la legislación vigente. Sin perjuicio de lo anterior, los propietarios de los PMGD y que sean clasificados como MGNC estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el

uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal.

El uso que la inyección de los excedentes de potencia suministrables al sistema por un PMGD hace de las instalaciones de las empresas de distribución no da lugar al pago de peajes.

Los PMGD que hagan uso de las instalaciones de un concesionario de servicio público de distribución para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión del concesionario, deberán pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo a lo establecido en el Artículo 115 de la Ley. [1]

- **Responsabilidades de mantenimiento**

El propietario del PMGD deberá mantener en todo momento el buen estado de los empalmes correspondientes a la conexión de éste con las instalaciones de la empresa distribuidora. Dichos empalmes comprenden el conjunto de instalaciones y equipos eléctricos entre su punto de conexión a la red de distribución y sus unidades de generación, incluyendo el punto de conexión. [1]

- **Ventana ante problemas operacionales**

En el evento que durante el mes el propietario u operador advierta que no puede operar conforme a la previsión informada en el IOM, el propietario u operador de dicho PMGD deberá informar a la empresa distribuidora y la DO respectiva, a más tardar 48 horas después de constatada dicha situación, procediendo a actualizar el IOM consecuentemente con su nueva disponibilidad de excedentes para el resto del mes. Una vez finalizado cada mes, la DO o la empresa distribuidora que corresponda, podrán solicitar al propietario u operador del PMGD un informe en el cual se justifiquen las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real.

- **Planificación del Sistema Eléctrico**

Para efectos de la planificación del sistema eléctrico, los propietarios u operadores de los PMGD deberán suministrar al CDEC respectivo y a la Comisión un informe anual sobre sus estadísticas y proyecciones de operación mensual para los siguientes 12 meses, durante el mes de diciembre del año anterior a la proyección. [1]

2.3 Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones en media tensión.

La Norma Técnica establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (“PMGD”), en redes de media tensión de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad de aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

2.3.1 Exigencias técnicas para conexión al sistema de distribución

Un PMGD debe operar adecuadamente en el SD, y para que los efectos sobre la Red de Media Tensión del SD y sobre los clientes estén dentro de los límites establecidos en la normativa vigente, incluyendo que no se supere la potencia aparente de inyección máxima entregada por el PMGD al SD.

Las exigencias establecidas deben cumplirse en el Punto de Conexión, aunque los equipos mismos estén ubicados en otro lugar. Las exigencias se aplican tanto a la conexión de PMGD con solo una unidad generadora, en base a la capacidad de esa unidad, como a la de PMGD constituidos por varias unidades generadoras, en este caso, en base la capacidad agregada de las unidades.

Para la conexión de PMGD a redes de media tensión se deberán implementar esquemas de protecciones (transformadores de corriente y potencial, protecciones y equipos de interrupción de suministro), los cuales deben ser selectivos para detectar y despejar oportunamente fallas a tierra que ocurran en el lado de media tensión.

2.3.2 Determinación de Impacto No Significativo (INS)

Para determinar si un PMGD es de Impacto No Significativo el interesado deberá manifestar su interés a través del FORMULARIO 3. Dicha determinación deberá ser realizada por la Empresa Distribuidora e informada a través del FORMULARIO 4.

Un PMGD podrá ser evaluado como de INS solo si sus excedentes de potencia son menores o iguales a 1,5 MW. [5]

Adicionalmente a lo anterior, deberá cumplir con los siguientes criterios:

- Determinar que la potencia máxima a inyectar por el PMGD no sea mayor que la capacidad de diseño del Alimentador.
- Las variaciones de tensión que genere el PMGD no debe sobrepasar los rangos especificados por la Norma Técnica.
- Verificación del aporte del PMGD a la corriente de cortocircuito: Se considerará que los aportes del PMGD cumplen siempre y cuando el cálculo resulte en que ningún equipo de interrupción sobrepase en 85% su capacidad de ruptura.
- Determinar que el sistema de protecciones proyectado permita mantener una adecuada coordinación con el sistema de distribución.

2.3.3 Instalación de conexión

La Instalación de Conexión del PMGD se constituirá de los siguientes elementos mínimos, ordenados desde el SD hasta las unidades generadoras:

- Desconectador.
- Equipamiento de medida.
- Protección RI.
- Interruptor de Acoplamiento.

Este último deberá operar en MT, exceptuándose el caso de Instalaciones Compartidas y en los PMGD menores a 500 kW.

La Instalación de Conexión dispondrá de una alimentación de consumos propios desde el SD, así como de un abastecimiento de servicios auxiliares independiente del SD, normalmente baterías. La capacidad deberá estar dimensionada para operar toda la Instalación de Conexión con todos los elementos secundarios, protecciones y auxiliares, durante ocho horas cuando falte el apoyo desde la red de media tensión.

a) Desconectador

El desconectador deberá ser de apertura visible, estará ubicado en el punto de conexión al SD y será accesible en todo momento al personal de la Empresa Distribuidora. Además, en el Punto de Conexión con la red de distribución, deberá existir un letrero que indique “Peligro Generador Conectado”.

b) Instalaciones de control y medida

Los medidores destinados a facturación, y los aparatos de control correspondientes, deberán quedar ubicados cercanos al Punto de Conexión según lo acordado entre la Empresa Distribuidora y el propietario del PMGD.

En Instalaciones Compartidas, se podrá utilizar un equipo de medida bidireccional que cumpla con las exigencias establecidas tanto para la medición de las inyecciones de energía como de los consumos, conforme a la normativa vigente.

El sistema de medida deberá disponer de equipos de respaldo mediante baterías o un sistema de almacenamiento de energía equivalente, para operar por 2 horas luego de una interrupción de suministro.

Los medidores de energía y los Equipos Compactos de Medida podrán cumplir con una clase de precisión igual al 0,5% siempre que la potencia del PMGD sea menor o igual a 1 MW.

Para el canal de comunicación hacia la DP del Coordinador, el PMGD podrá implementar un canal GPRS o superior con la Empresa Distribuidora, este debe permitir a la Distribuidora acceso a las mediciones del PMGD.

c) Protección RI

Todos los PMGD deberán contar con una protección RI, la que deberá estar ubicada cercana al equipo de medida o en un punto a convenir entre el titular del PMGD y la Empresa Distribuidora. En caso que el Interruptor de Acoplamiento fuese un equipo reconectador, la protección RI podrá estar integrada a éste. Esta protección actuará sobre el interruptor de acoplamiento para la

desconexión del PMGD del SD, cuando se presenten valores inaceptables de tensión o frecuencia, intencionada o se detecte una condición de funcionamiento en isla no intencionada.

La pérdida de comunicación entre la Protección RI y el Interruptor de Acoplamiento, deberá producir la apertura inmediata de este último. En el caso que la protección RI esté integrada al Interruptor de Acoplamiento, esta desconexión no podrá ser retrasada por ninguna otra función de control.

Los PMGD cuya potencia instalada sea inferior a 500 kW podrán prescindir de las funciones de Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51N) y Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N), a menos que la Empresa Distribuidora las requiera justificadamente.

d) El interruptor de acoplamiento

El Interruptor de Acoplamiento debe permitir la desconexión automática del PMGD bajo corrientes de falla cuando actúen sobre él las protecciones del mismo. Por lo tanto, para la conexión del PMGD con el SD, este equipo de maniobras deberá contar con capacidad de interrupción ante las corrientes de falla previstas en el Punto de Conexión seleccionado. Lo anterior corresponde a un interruptor de poder, o reconectador, o interruptor de motor para PMGD. Este equipo, debe asegurar separación galvánica de todas las fases. Adicional al interruptor propio de la unidad generadora, la instalación de conexión deberá contar con este elemento de maniobra, sobre el que actuará la Protección RI.

La conexión de un PMGD no debe hacer que se sobrepase la capacidad de los equipos existentes en el SD, ni la capacidad de interrumpir cortocircuitos en ella. La conexión de un PMGD no debe causar la operación de interruptores o desconectores existentes en el SD, ni impedir su cierre o recierre.

En el caso de una Instalación Compartida, el Interruptor de Acoplamiento podrá ubicarse en un lugar distinto a la Instalación de Conexión, con el propósito de que la desconexión del PMGD no implique necesariamente la desconexión de las instalaciones de consumo. De manera análoga, en el caso de PMGD con capacidad instalada inferior a 500 kVA, el Interruptor de Acoplamiento también podrá ubicarse en un lugar distinto a la Instalación de Conexión. Para tal efecto, la

Protección RI deberá actuar sobre el Interruptor de Acoplamiento mediante un sistema de disparo transferido.

El sistema de disparo transferido deberá cumplir con las siguientes características mínimas:

- En caso de falla del enlace para la transferencia del disparo, el Interruptor de Acoplamiento deberá desacoplar al PMGD inmediatamente.
- Se deberá tomar resguardo contra interferencias que puedan afectar al sistema de disparo transferido.
- Las especificaciones técnicas del sistema de disparo transferido se realizarán conforme lo establecido en el Artículo 1-6 y deberán contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora.

En caso de que en una Instalación Compartida no se habilite el esquema descrito en el primer párrafo, la Protección RI deberá actuar sobre el Interruptor de Acoplamiento ubicado en el Punto de Conexión con el Alimentador, desconectando simultáneamente el PMGD y el consumo, frente a fallas en la red.

En caso de presencia de grupos de emergencia, se deberá tomar los resguardos necesarios para evitar el paralelismo no intencional entre éstos y el o los PMGD. En cualquier caso, la implementación de disparo transferido no reemplaza las protecciones propias del PMGD.

2.3.4 Operación en Isla

En las Instalaciones Compartidas, el PMGD podrá abastecer el consumo del respectivo cliente, siempre que dichas instalaciones permanezcan aisladas del SD, para lo cual, deberán implementar un esquema de protecciones que garantice que no se inyectará energía a la red mientras ésta permanezca desenergizada.

La Empresa Distribuidora puede convenir con el propietario u operador del PMGD una operación en isla del PMGD, bajo condiciones de interrupciones de suministro programados por la empresa correspondiente. Para ello, el propietario u operador del PMGD y la empresa respectiva deberán suscribir un acuerdo de operación en el que se aseguren condiciones apropiadas de calidad de suministro a usuarios y la suficiente seguridad de operación al PMGD.

2.4 Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras (DS 62)

Las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación, se determinarán a partir de la capacidad de generación compatible con la suficiencia (en adelante, "Potencia de Suficiencia") y los compromisos de demanda de punta existentes (en adelante, "Demanda de Punta"), que se asignen a cada generador.

La Potencia de Suficiencia es la potencia que una unidad generadora aporta a la suficiencia del sistema, en ese sentido, corresponde a la capacidad de un sistema de abastecer la demanda de punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad. Para su remuneración se considera el precio de nudo de la potencia, determinado semestralmente.

Cada propietario de medios de generación operados en sincronismo deberá estar en condiciones de satisfacer, en cada año, sus compromisos para la Demanda de Punta, considerando la Potencia de Suficiencia propia y la adquirida a otras empresas que posean medios de generación.

El balance de inyecciones y retiros de potencia constará de un cálculo preliminar, el cual se efectuará dentro del mes que precede al del inicio del año de cálculo, considerando las demandas previstas para cada propietario de medios de generación operados en sincronismo.

A cada unidad generadora se le asignará una Potencia de Suficiencia definitiva, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación que se utilice y la indisponibilidad forzada de la unidad generadora e instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, caracterizadas por la Potencia Inicial y Potencia de Suficiencia preliminar, respectivamente.

Aquellas empresas que posean medios de generación operados en sincronismo y que no estén sujetos a la coordinación del CEN respectivo, podrán solicitar a la DO ser incluidos en las transferencias de potencia, en cuyo caso deberán aportar todos los antecedentes e información que les solicite el CEN a efectos que la DO lleve a cabo los cálculos y balances de inyecciones y retiros pertinentes.

Para efectos del cálculo de la Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia preliminar y definitiva de los medios de generación no sujetos a la coordinación del CDEC, se deberá aplicar un tratamiento metodológico equivalente al que se aplica a las unidades generadoras sujetas a la coordinación del CDEC.

Las discrepancias que pudieren surgir en relación a la aplicación del presente reglamento y que se susciten al interior de un CDEC, serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos.

A más tardar 60 días corridos después de realizado el cálculo definitivo de cada año, la DO deberá hacer pública las bases de cálculo y antecedentes utilizados para determinar la Potencia de Suficiencia y el balance de inyecciones y retiros.

2.4.1 Antecedentes

Para efectos del cálculo preliminar, las empresas propietarias de medios de generación que participen de las transferencias de potencia deberán proporcionar a la DO, en la oportunidad y modalidad que ésta señale, sus proyecciones e información que a continuación se indica:

- a) Demandas de potencia horarias para cada cliente, con detalle mensual, indicando magnitud, fecha y hora.
- b) Punto de suministro y punto efectivo donde se realiza la transacción comercial entre cliente y suministrador.
- c) Cambios en los contratos de suministro a clientes, que alteren o modifiquen las transferencias de potencia a que se refiere el presente reglamento.
- d) Fecha de entrada, retiro y traslado de unidades generadoras e instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda.
- e) Períodos de puesta en servicio para las unidades en prueba.
- f) Mantenimiento mayor de unidades generadoras, e instalaciones del Sistema de Transmisión.
- g) Potencia contratada con otras empresas que participan de las transferencias de potencia.

En el caso de medios de generación operados en sincronismo que se incorporen o excluyan durante un año, en el cálculo de las transferencias de potencia se considerarán tantos Subperíodos como incorporaciones o exclusiones correspondan, a fin de promediarlos y obtener valores únicos para

cada unidad generadora durante todo el año. Se entenderá que una unidad generadora se incorpora o excluye, cuando tal situación es comunicada oficialmente al CDEC para efectos del despacho y demás labores de coordinación que debe realizar este organismo.

En caso que el propietario o titular de una unidad generadora decida ejercer la opción señalada anteriormente, el tratamiento para dicha unidad generadora o componente será el siguiente:

- La unidad generadora no acumula indisponibilidad forzada en todas las horas del período de falla.
- La unidad generadora no es remunerada durante el período de la falla, es decir, se excluye temporalmente de las transferencias de potencia.
- Para efectos del cálculo de la Potencia de Suficiencia del resto de las unidades generadoras del sistema, se reconocerá un Subperíodo durante el período de la falla.

2.4.2 Asignación de potencia de suficiencia

i) Potencia inicial

A cada unidad generadora se le asignará una Potencia Inicial, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar al sistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación. En caso que un Insumo Principal de generación presente incertidumbre respecto de su disponibilidad futura, la Potencia Inicial de cada unidad generadora deberá considerar los niveles de restricción observados para dicho insumo.

En caso de unidades generadoras térmicas, la Potencia Inicial se determinará en base a la menor disponibilidad media anual observada para el Insumo Principal, para los últimos 5 años anteriores al año de cálculo, para cada unidad generadora en forma independiente.

A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad a que se refieren los artículos precedentes, y que no posean capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial como la Potencia Máxima asociada al Insumo Principal, ponderada por la disponibilidad de dicho insumo.

A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad señalada, pero que posean

capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial, igual a la Potencia Máxima asociada al Insumo Principal ponderada por la disponibilidad de dicho insumo, más la Potencia Máxima asociada al Insumo Alternativo ponderada por uno menos la disponibilidad del Insumo Principal antes indicada.

Las unidades generadoras térmicas que se incorporen al sistema, serán representadas en el primer año de cálculo considerando una disponibilidad media anual para su Insumo Principal, igual al promedio de las disponibilidades medias anuales del Insumo Principal de las unidades existentes en el sistema, con características de abastecimiento similares a la unidad incorporada al sistema. Para los años siguientes, la disponibilidad media anual señalada se obtendrá reemplazando sucesivamente las referidas, por la información de la disponibilidad media anual efectiva del Insumo Principal de la unidad generadora incorporada al sistema, manteniendo siempre un período de control de 5 años. A partir del quinto año de ingreso de una unidad generadora, se le aplicará lo indicado en el Artículo 29 de este reglamento.

ii) Potencia de suficiencia preliminar

Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar el modelo probabilístico que determine cada CDEC, el cual deberá considerar para cada unidad generadora, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios.

En el caso de unidades que hayan acumulado información estadística de Estados Deteriorados, para determinar la Potencia de Suficiencia preliminar, éstas serán representadas por el mínimo valor entre la Potencia Inicial determinada, y la potencia equivalente obtenida a partir del promedio ponderado de los Estados Deteriorados y estado disponible que corresponda. El mínimo valor anterior, será la nueva Potencia Inicial de la unidad generadora correspondiente.

Para iniciar la determinación de la Potencia de Suficiencia preliminar, la Potencia Inicial determinada conforme al presente reglamento, será reducida en un factor proporcional a los consumos propios de cada unidad generadora.

Los consumos propios de una unidad generadora corresponden a la porción de su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares. El valor resultante conforme

a la reducción indicada en el artículo precedente, será reducido en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor, proyectado o realizado en cada unidad generadora, para efectos del cálculo preliminar o definitivo, según corresponda. Los mantenimientos mayores, sean éstos parciales o totales, podrán realizarse en cualquier período del año y no afectarán la indisponibilidad forzada de la unidad, siempre y cuando se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año. Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo mayor a lo programado, las diferencias serán acumuladas en el índice de indisponibilidad forzada. Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo menor a lo programado, el factor proporcional a que se refiere el inciso anterior sólo contabilizará el periodo efectivamente utilizado.

La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que la unidad generadora estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año.

La indisponibilidad forzada será determinada a partir del siguiente cociente:

$$I_{FOR} = \left[\frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}} \right] \quad (2.1)$$

I_{FOR} : Indisponibilidad forzada

T_{OFF} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible, ya sea por desconexión forzada o programada para una ventana móvil de 5 años. Considera el tiempo acumulado en los periodos de mantenimiento que excedan al periodo definido en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año.

T_{ON} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años.

Para el caso de unidades generadoras que sean consideradas por primera vez a las transferencias de potencia que debe determinar la respectiva DO, la indisponibilidad forzada de estas unidades será estimada en base estadísticas internacionales aplicables al tipo de tecnología que en cada caso

corresponda, o las que garantice el fabricante.

Entre el segundo y cuarto año de incorporada la unidad generadora respectiva, la indisponibilidad forzada se obtendrá como el promedio ponderado entre los valores observados para cada año transcurrido y el valor proveniente de las estadísticas internacionales. Luego del quinto año de incorporada la unidad generadora respectiva deberá aplicarse lo indicado en el Artículo 52 y siguientes del Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras [4].

La Potencia de Suficiencia preliminar de cada unidad generadora se obtendrá mediante un análisis probabilístico, evaluando en valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las unidades generadoras, su Potencia Inicial, afectada por las reducciones indicadas en el Artículo 50 y Artículo 51 del Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras [4], y la indisponibilidad forzada de cada unidad.

iii) Potencia de suficiencia definitiva

La Potencia de Suficiencia definitiva de una unidad generadora corresponderá a la Potencia de Suficiencia preliminar, escalada por un factor único para todas las unidades generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia definitiva de las unidades generadoras de cada sistema o subsistema sea igual a la Demanda de Punta de cada subsistema o sistema, según corresponda.

Se deberá verificar que la Potencia de Suficiencia definitiva resultante pueda transitar por las instalaciones del Sistema de Transmisión que corresponda. En caso que esta potencia no pueda transitar por alguna de dichas instalaciones, ésta será reducida tal que desaparezca la saturación o congestión identificada, aumentando de manera proporcional la Potencia de Suficiencia definitiva de las restantes unidades generadoras que participan del cálculo.

iv) Balance valorizado de inyecciones y retiros

A partir del balance físico a que se refiere el Artículo 66 del Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras [4] y siguientes del presente reglamento, se considerarán inyecciones de potencia, las provenientes de unidades generadoras y/o de líneas de transmisión. Del mismo modo, se considerarán retiros de potencia, los destinados a clientes o a ser transmitidos

por líneas de transmisión.

El precio al cual serán valorizadas todas las inyecciones y retiros de potencia corresponderá al precio de nudo de la potencia en cada Barra de Transferencia.

Tal valorización deberá considerar las variaciones que experimente el precio de nudo de la potencia mes a mes, según corresponda, conforme lo establezcan los decretos tarifarios pertinentes y sus indexaciones. Del mismo modo, en los casos que corresponda una aplicación retroactiva de dichos decretos tarifarios, las valorizaciones deberán sujetarse a tal condición.

El precio de nudo de la potencia en cada Barra de Transferencia deberá ser calculado conforme a los procedimientos y condiciones de aplicación que se establezcan en los decretos tarifarios pertinentes.

Las unidades generadoras que se conecten en el Sistema de Distribución deberán considerarse inyectando potencia en la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria asociada a dicha unidad.

La valorización de las transferencias de potencia será determinada conforme a las siguientes consideraciones:

- a) En cada Barra de Transferencia, se determinarán las inyecciones y retiros de potencia de cada generador, las que serán valorizadas de acuerdo a las disposiciones del presente reglamento.
- b) Para cada generador, se sumarán algebraicamente todas las inyecciones y retiros de potencia valorizados.
- c) La valorización de las inyecciones se considerará con signo positivo y la valorización de los retiros con signo negativo.
- d) El valor resultante, con su signo, constituirá el saldo neto de cada generador.
- e) Para los efectos del procedimiento anterior, se considerarán inyecciones las provenientes de centrales o de líneas de transporte, y retiros, los destinados a clientes o a ser transmitidos por otras líneas de transmisión.

2.5 Antecedentes de la Empresa

En la Gerencia Clientes del Grupo SAESA se encuentra el Área de Clientes Empresa, la cual cumple las siguientes funciones estratégicas con los Clientes Libres:

- Captación y seguimiento a la liberalización de Clientes Libres al mercado.
- Gestión de contratos de Suministro y/o Peaje.
- Revisión de proformas de facturación de suministro y cobros de peaje.
- Envío de información técnica solicitada por los Clientes Empresa.

Además, el Área de Cliente Empresa entrega servicios adicionales de medición y respaldo para los Clientes que lo soliciten:

- Generación
- Telemedida
- Bloque de Potencia de Invierno (BPI)
- Otros Servicios

En lo que respecta al servicio de Generación, el Área de Clientes Empresa posee un grupo de centrales de generación que son de propiedad de la empresa y cada uno se encuentra ubicado en distintos puntos de su zona de concesión, de los cuales en su totalidad cumplen con el límite de potencia para ser reconocido como PMGD.

El presente trabajo de título tiene como objetivo principal comparar los modelos de negocios en que se encuentran operando los generadores que son propiedad del Grupo SAESA, identificar nuevas oportunidades en las que se pueda rentabilizar con los generadores que permita la normativa vigente, calcular los posibles ingresos en las nuevas líneas de negocios identificadas y realizar un análisis comparativo para determinar decisiones de operación futuras de los generadores.

Los posibles modelos de negocio para operación de los generadores son:

- Generación de respaldo a clientes: Contrato bilateral que se realiza entre el cliente y la empresa que presta el servicio, en el cual ante una contingencia de corte de suministro eléctrico u otra eventualidad conjuntamente pactada, el generador o grupo de generadores suministrará total o parcialmente la demanda previamente declarada del cliente.

- Generación para clientes en hora punta: Contrato bilateral que se realiza entre el cliente y la empresa que presta el servicio, en cual se pacta el suministro total o parcial de la demanda previamente declarada en el periodo en que se define la hora punta (18:00 a 23:00 horas en los meses de Abril a Septiembre).
- PMGD: Medios de generación cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9 MW, conectados a redes de media tensión de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
- Potencia de suficiencia: Potencia que una unidad generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del sistema o subsistema. A partir de dicha potencia, se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada generador

En la actualidad los generadores del Área de Clientes Empresa se encuentran operando en los dos primeros modelos de comercialización, sin embargo, tales generadores pueden definirse en una línea de negocios diferente o elegir una combinación entre ellas mientras no se vean afectados los compromisos de generación y respaldo establecidos.

2.6 Formularios del proceso de conexión

Todo generador que cumpla con el criterio para ser reconocido como PMGD, es decir, que cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución [5], debe seguir el procedimiento regular de los formularios para que la distribuidora reconozca, identifique y permita su acceso a la red.

a) Paso inicial para comenzar con el proceso de conexión regulado.

Se debe enviar Formulario N°1 con todos los datos solicitados y firmado al mail conexion.centrales@saesa.cl, el cual será validado y devuelto timbrado con número de proceso de conexión por el Área Conexión de Centrales, Grupo SAESA.

b) Respuesta al Formulario N° 1

La respuesta al Formulario N° 1 será mediante el Formulario N° 2, con ello se obtiene la identificación de la empresa, información con antecedentes técnicos de la red en el punto de conexión, los antecedentes y documentación técnica a entregar para oficializar la conexión.

c) Solicitud de conexión a la red

El Formulario N°3 debe ser enviado con todos los datos completados, adjuntando:

- Cronograma de ejecución de los estudios
- Diagrama unilineal con datos de los equipos empleados y planos de la Central
- Proyección diaria de generación e inyección del PMGD diaria 12 meses
- Formulario N°3A y/o Formulario N°3B

Al mail conexion.centrales@saesa.cl, el cual será validado y devuelto timbrado por el Área Conexión de Centrales, Grupo SAESA.

d) Respuesta a la solicitud de conexión a la red

La respuesta mediante el Formulario N°4 será a más tardar 20 días corridos después de recibido el Formulario N°3. Si en el alimentador en consulta existen SCR precedentes, la respuesta en 20 días hábiles será a partir de resuelta la SCR anterior.

e) Respuesta ante el Formulario 5

El plazo para enviar a la distribuidora el Formulario N°5 son 5 días hábiles, contados desde la respuesta mediante Formulario N°4.

Costos asociados al proceso de Conexión de PMGD

a) Revisión para proyectos PMGD de Impacto No Significativo (INS)

Tabla 2.1: Costo de estudios PMGD INS.

Estudio	Costo (UF)
Elaboración Formulario N° 4	30
Elaboración Coordinación de Protecciones	70
Puesta en Servicio	50
Total	150

b) Elaboración de "Informe de Criterios de Conexión" (ICC) con estudios realizados por GRUPO SAESA, para PMGD de Impacto Significativo (NO INS)

Tabla 2.2: Costo de estudios por Grupo SAESA a PMGD no INS

Estudio	Costo (UF)
Elaboración Impacto Estático (Flujo de potencia)	200
Elaboración Estudio de Cortocircuito	100
Elaboración Coordinación de Protecciones	200
Puesta en Servicio	70
Total	570

- c) Elaboración de "informe de Criterios de Conexión" (ICC) con estudios realizados por el interesado con un TERCERO, para PMGD de Impacto Significativo (NO INS)

Tabla 2.3: Costo de estudios por terceros a PMGD no INS

Estudio	Costo (UF)
Elaboración Formulario N°4	30
Revisión Impacto Estático (Flujo de Potencia)	40
Revisión Estudio de Cortocircuito	25
Revisión Coordinación de Protecciones	25
Elaboración Formulario N°7 (ICC)	30
Puesta en Servicio	70
Total	220

** De acuerdo a lo mencionado en el Artículo 2-10 de la NTCO vigente: “si se presenta dos o más SCR en un mismo alimentador, la Empresa Distribuidora deberá resolverlas en función de la hora y fecha de presentación de las misma. Los plazos para la emisión del ICC serán contados desde la fecha en que se haya resuelto la SCR precedente”. Es por eso que en el caso que ya exista una SCR en proceso en un alimentador, el siguiente proyecto no podrá dar inicio a sus plazos regulados, hasta que el ICC del anterior se encuentre resuelta.

A los valores antes mencionados se debe incluir el IVA respectivo. La modalidad de pago utilizada es 50% al inicio del proceso y 50% al finalizar en el caso de los estudios. Los servicios por conceptos de revisión o elaboración de formularios 4 y 7, serán facturados una vez realizado el servicio.

d) Vigencia del ICC

El ICC tiene una vigencia de 9 meses, el cual puede ser renovado por 18 meses más, a menos que sea solar o eólico que puede ser por 9 meses más. Para dicha renovación es necesario cumplir lo establecido en el Artículo 18° del D.S. 101 y 244.

CAPÍTULO 3
DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES
REALIZADAS

3.1 Software, plataformas y actores claves

Para desarrollar y alcanzar los objetivos propuestos en esta investigación, fue necesario inicialmente realizar un levantamiento de la información que se encontraba en las diferentes plataformas de la empresa y las dudas generales fueron resueltas mediante reuniones con los actores claves que participan de alguna u otra forma en el negocio de generación. A continuación se describen las plataformas que fueron consultadas y los actores claves que participaron en el proceso de levantamiento:

- **PORTAL**

Plataforma online cuya función es actuar como “Intranet” de la empresa, para efectos de la investigación permitió identificar la ubicación geográfica de las centrales, la cual se puede identificar directamente con el número de servicio del cliente.



Figura 3.1: Plataforma Portal

Fuente: Grupo SAESA

- **GNAT**

Software de la empresa cuya base de datos recopila la ubicación de todos los empalmes, los alimentadores y las Subestaciones de la distribuidora.

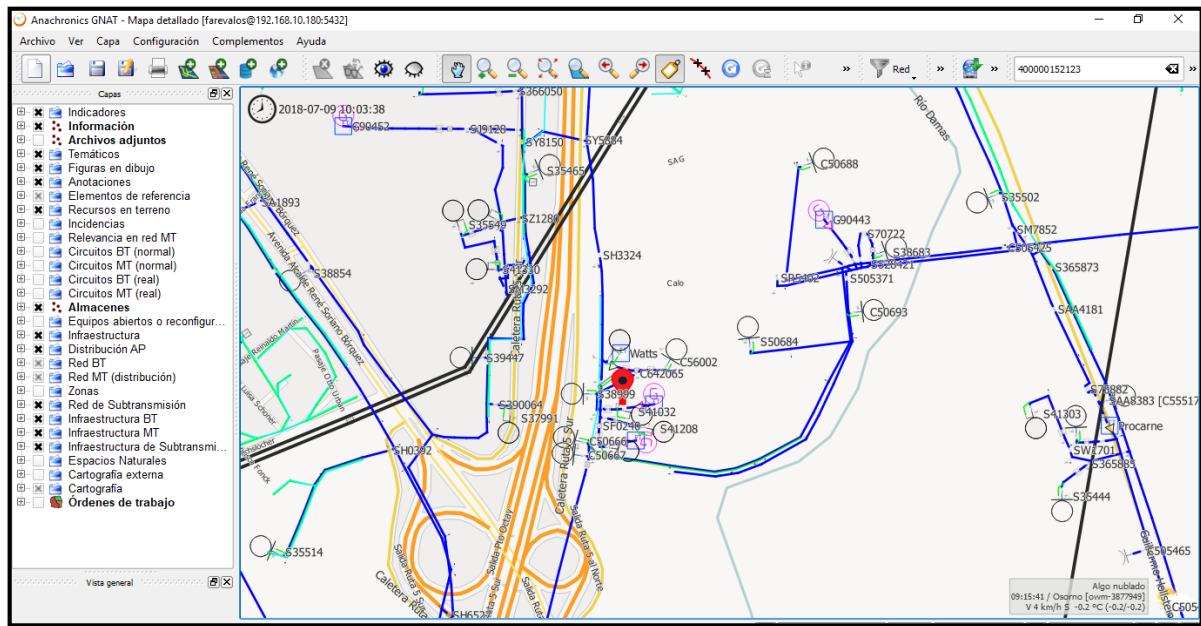


Figura 3.2: Software GNAT
Fuente: Grupo SAESA

- **UOG o “Unidad de Operaciones de Generación”**

Equipo encargado de todas las unidades de generación que se encuentran dispuestas en terreno de la empresa, dentro de sus principales funciones tiene la gestión de la instalación dispuesta para los generadores, normalización de instalaciones, mantenimientos mayores y menores, entre otras.

- **Generación Clientes Empresa**

Ingeniero de la gestión de demanda encargado de toda la línea de generación, centrales actualmente instaladas en terreno y proyectos futuros, la coordinación de las solicitudes del cliente, UOG, la energía generada, contratos, facturación y descuentos en perfil de consumo por concepto de generación para el cliente.

3.2 Grupo de generadores de Área Clientes Empresa

Levantamiento de los grupos de generadores del Área de Clientes Empresa que se encuentran distribuidos en la zona de concesión. El detalle se encuentra en el **Anexo A** y se consolidó la información en tablas acorde a los siguiente criterios:

Criterio 1: Definido a nivel de empresas que componen el Grupo SAESA.

Tabla 3.1: Distribución por empresa del Grupo SAESA

Distribuidora	Unidades Generadoras	Potencia instalada [MW]
Frontel	11	8
Saesa	59	42,9
Luz Osorno	3	2,4
Edelaysen	0	0
Total	73	53,3

Criterio 2: Definido a nivel de zonal del Grupo SAESA.

Tabla 3.2: Distribución por zona

Zonal	Unidades Generadoras	Potencia instalada [MW]
Temuco	11	8
Valdivia	13	8,8
Osorno	14	10,8
Puerto Montt	27	17,8
Chiloé	8	7,9
Total	73	53,3

Criterio 3: Definido a nivel de generadores individuales dispuestos en instalaciones de clientes.

Tabla 3.3: Potencia estándar de generadores

Potencia de Generadores [kW]	Cantidad
400	18
750	24
800	30
1500	1
Total Generadores	73

Criterio 4: Definido a nivel de centrales compuestas por uno o más generadores individuales dispuestos en instalaciones de clientes.

Tabla 3.4: Centrales dispuestas en terreno

Potencia de Centrales [kW]	Centrales dispuestas en terreno
400	3
800	17
1.200	1
1.500	1
1.600	7
1.800	1
2.400	2
3.000	6
Total Centrales	38

El levantamiento realizado permitió crear una base de datos inicial de los generadores del Área de Clientes Empresa, la cual mediante diferentes criterios permite identificar la distribución de ellos dentro de la zona de concesión.

3.3 Recopilación, validación y consolidación de información de centrales

Con la finalidad de levantar la información de las centrales que se encuentra operando actualmente, se realizó un levantamiento de las centrales y sus instalaciones dispuestas en terreno con los siguientes ítems:

3.3.1 Validación de ubicación de centrales

Para la identificación y control de las centrales dispuestas en terreno, fue necesario utilizar información de una de las bases de datos de la Empresa, para este efecto se utilizó GNAT.

El Software GNAT es una herramienta informática, el cual es ampliamente usado en la empresa para realizar toda consulta relacionada con la identificación de la red e instalaciones de media y baja tensión de la zona de concesión de la compañía, actuando como intranet de las instalaciones de la empresa.

La información que se definió como clave para identificación de las centrales es la siguiente:

- Ubicación geográfica.
- Subestación de Distribución.
- Alimentador.

La identificación de las centrales en el sistema fue posible con el número de servicio de cada empalme totalmente identificado en el software de la empresa, esto se encuentra consolidado en el **Anexo B**.

3.3.2 Ingresos por central

Para identificar los ingresos actuales de las centrales de la empresa fue necesario recopilar la información contenida en los contratos y los pagos ingresados por efecto de facturación en SAP, de tal modo que se pueda comparar los pagos reales con lo pactado con el cliente al establecer el contrato.

Con el número de servicio, el rol único tributario y el número de factura asociado a cada cliente fue posible concretar el objetivo (**Anexo C**).

La información consolidada fue de gran utilidad al momento de realizar la comparación de los posibles nuevos ingresos con los ya percibidos en la línea de negocio actual.

3.3.3 Suministro de combustible

Una de las cláusulas más importantes del contrato de generación entre la empresa y el cliente es la que se pacta con el suministrador del combustible, esto es debido a la logística que comprende llevar a cabo esta tarea. La cantidad de combustible usado, va directamente relacionada con las horas de trabajo y la carga a suministrar por parte del generador. Esto se encuentra consolidado en el **Anexo C**.

3.3.4 Conexión y modalidad de conexión de las centrales

Una de las características técnicas principales que será de gran utilidad para determinar los riesgos de inversión en las instalaciones de las centrales de generación, es la conexión de las centrales en media tensión (MT) o baja tensión (BT). De forma adicional, se identificó si su modalidad de conexión es paralelo a la red o modo isla.

Para identificar ambas características de las instalaciones, se consultó un levantamiento preliminar de las instalaciones de generación que estaba realizando la Unidad de Operaciones de Generación (UOG) de la empresa y en los casos que no existía información, se debió recurrir a imágenes aéreas de las instalaciones de las centrales, esto se consolidó en el **Anexo D**.

3.4 Pequeños Medios de Generación Distribuido como Impacto No Significativo (INS)

De acuerdo a lo indicado en la NTCO: “Un PMGD podrá ser evaluado como de INS solo si sus excedentes de potencia son menores o iguales a 1,5 MW.” [5]

El límite de potencia fue usado como primer filtro para discriminar entre un PMGD como Impacto No Significativo y otro como no Impacto No Significativo, esto permitió identificar para que parte de las centrales se deberá asumir uno u otro costo de los estudios a realizar para la elaboración del “Informe de Criterios de Conexión”, los costos se encuentran en la Tabla 2.1, Tabla 2.2 y Tabla 2.3. Los costos presentados en estas solo corresponden a los estudios que se deben realizar en cada caso. En caso de ser necesaria una modificación a la red adyacente al punto de conexión del PMGD

debido al impacto de este, se debe evaluar en cada caso y no representa el objetivo de esta investigación.

Tabla 3.5: Centrales como INS.

Ítem	Zonal	Empresa	Potencia Instalada [kW]
1	OSORNO	SAESA	800
5	PUERTO MONTT	SAESA	800
8	CHIOE	SAESA	800
12	OSORNO	LUZ OSORNO	800
14	VALDIVIA	SAESA	800
15	TEMUCO	FRONTEL	800
19	PUERTO MONTT	SAESA	1.200
20	CHIOE	SAESA	1.500
22	PUERTO MONTT	SAESA	800
23	CHIOE	SAESA	800
24	PUERTO MONTT	SAESA	800
26	VALDIVIA	SAESA	800
27	CHIOE	SAESA	800
28	CHIOE	SAESA	800
29	PUERTO MONTT	SAESA	800
30	TEMUCO	FRONTEL	800
31	PUERTO MONTT	SAESA	800
33	VALDIVIA	SAESA	400
34	TEMUCO	FRONTEL	400
35	PUERTO MONTT	SAESA	400
36	CHIOE	SAESA	800
38	VALDIVIA	SAESA	800
TOTAL : 22 Centrales			17,5 MW

De acuerdo a la Tabla 3.5, de las 38 centrales totales, 22 de ellas serían evaluadas de forma preliminar como Impacto No Significativo (INS). Estas centrales se encuentran bajo el límite de potencia establecido en la Norma Técnica para ser consideradas en esta categoría, si bien este es el principal criterio, está establecido en la misma Norma Técnica que debe cumplir ciertos estándares de variaciones de tensión, aporte a corriente de cortocircuito y verificación del impacto a la coordinación de protecciones, las cuales se deben evaluar en cada caso y no representa el objetivo de esta investigación.

Las centrales definidas en la Tabla 3.5 deben asumir los costos asociados a su proceso de conexión como PMGD presentados en la Tabla 2.1.

Las 16 centrales restantes que sobrepasaron el límite establecido de potencia para ser definido como INS se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.6: Centrales como NO INS

Ítem	Zonal	Empresa	Potencia Instalada [kW]
2	OSORNO	LUZ OSORNO	1.600
3	TEMUCO	FRONTEL	3.000
4	PUERTO MONTT	SAESA	1.600
6	PUERTO MONTT	SAESA	1.600
7	PUERTO MONTT	SAESA	2.400
9	VALDIVIA	SAESA	3.000
10	TEMUCO	FRONTEL	3.000
11	OSORNO	SAESA	1.600
13	PUERTO MONTT	SAESA	1.600
16	PUERTO MONTT	SAESA	1.600
17	OSORNO	SAESA	3.000
18	OSORNO	SAESA	3.000
21	PUERTO MONTT	SAESA	1.600
25	VALDIVIA	SAESA	3.000
32	PUERTO MONTT	SAESA	1.800
37	CHIOLE	SAESA	2.400
TOTAL : 16 Centrales			35,8 MW

Las 16 centrales restantes mostradas en la Tabla 3.6 son consideradas como NO Impacto No Significativo (NO INS) debido a que su potencia instalada supera el umbral definido en la Norma Técnica. Para este tipo de centrales PMGD se considera que al conectarse a la red y comenzar a inyectar, significa un impacto no despreciable a la red adyacente al punto de conexión, es por esto que los costos asociados a su proceso de conexión como PMGD son más elevados al costo como INS.

Los costos asociados al proceso de estudios, pruebas y la conexión como PMGD NO INS, Grupo SAESA tiene un presupuesto de los costos que se deben asumir al ser realizados por la distribuidora en la Tabla 2.2, y establece una comparación con los costos aproximados de los estudios realizados por un tercero mostrado en la Tabla 2.3.

Para efecto de los PMGD identificados como NO INS se realizará un análisis de retorno de inversión a los costos de estudios, pruebas y conexión, si los realizara Grupo SAESA. Esto es debido que los costos por un tercero tienen alta incertidumbre y varían dependiendo de la empresa que se adjudique la realización de los estudios.

3.5 Criterios y riesgos de inversión en normalización de instalaciones para inyectar a la red.

Los criterios de riesgo de inversión que se definieron con los actores claves que participan en el negocio de la generación, tanto por el Área Comercial como Técnica, serían los siguientes:

1) Precio del combustible

Al tratarse de unidades de generación con diésel como combustible, si bien el precio de este se debe considerar como un factor a considerar a largo plazo en caso que sea Grupo SAESA el suministrador del combustible, para efectos de la investigación no será un factor determinante en la inversión debido a la poca variabilidad actual del combustible.

Se realizó un levantamiento de la cantidad de centrales cuyo combustible es suministrado por el Cliente y por Grupo SAESA.

Tabla3.7: Suministrador de combustible

Suministrador de Combustible	Cantidad de Centrales
GRUPO SAESA	18
CLIENTE	20
TOTAL	38

2) Conexión en BT o MT

Debido a que la NTCO de PMGD es en instalaciones de Media Tensión, las centrales que se encuentren en BT se consideran como uno de los riesgos más importantes debido a la alta inversión que se debe asumir para efectos del cambio de nivel de tensión en conexión.

Para efectos de esta investigación, y debido a que el capital proyectado para invertir en las centrales no va a ser suficiente para todas aquellas dispuestas en terreno, se decidió en conjunto con los actores que participan en el negocio de la generación no incluir las centrales conectadas en BT para analizar un cambio a su modo de operación fundamentados en los siguientes puntos:

- Compra de equipos.
- Logística de modificación de empalme e instalación de equipos.
- Alta inversión comprometida en el proceso de normalización.

Se realizó un catastro de la cantidad de centrales que se encuentran en Baja Tensión, y que por lo tanto no van a ser consideradas en el análisis como un posible cambio en su modelo de negocios.

Tabla 3.8: Tipo de conexión de centrales

Tipo de Conexión	Cantidad de Centrales
MEDIA TENSIÓN (MT)	17
BAJA TENSIÓN (BT)	21
TOTAL	38

3) Empresa riesgosa o en quiebra:

Correspondería a aquellas empresas cuyo cambio al modo de operación de los generadores pueda significar un riesgo para su proceso, el estado contractual o su estado financiero actual es riesgoso. A continuación se definen los principales riesgos abordados en este ítem:

- a) Empresa cuya relación contractual con la distribuidora esté debilitada.
- b) Centrales ubicadas en empresas que se encuentran en estado o riesgo de quiebra.

- c) Centrales se encuentren en análisis de retiro de dependencias y deben ser reubicadas.
- d) Empresas cuya posibilidad de cambiar el modo como respaldo ante corte de suministro o suministro en hora punta sea recibido de forma negativa.

Las centrales que se encuentran en los estados descritos en este punto de igual forma están conectados en Baja Tensión (BT). Por lo que para efectos de esta investigación no implican una disminución en la cantidad de centrales conectada en Media Tensión de la Tabla 3.8.

4) Centrales definidas como potencia de suficiencia:

Del total de las centrales conectadas a Media Tensión, cuatro de ellas fueron definidas como potencia de suficiencia, las cuales se encuentran este año 2018 en proceso de análisis de ingresos obtenidos vs proyección de ingresos, para redefinir su modo de operación o mantener el estado actual para ser proyectado el año 2019.

Tabla 3.9: Modos de operación de centrales conectadas en MT

Modalidad	Cantidad de Centrales
CORTE DE PUNTA	13
POTENCIA DE SUFICIENCIA	4
TOTAL	17

Las centrales utilizadas como Potencia de Suficiencia se encuentran identificadas en el siguiente cuadro:

Tabla 3.10: Centrales definidas como potencia de Suficiencia.

Ítem	Zonal	Empresa	Potencia Instalada [kW]	Ingreso Mensual por Respaldo de Cliente [CLP]
5	PUERTO MONTT	SAESA	800	\$1.122.575
6	PUERTO MONTT	SAESA	1.600	\$2.245.150
9	VALDIVIA	SAESA	3.000	\$5.567.792
10	TEMUCO	FRONTEL	3.000	\$5.567.792

Lo ocurrido en el periodo desde que se definieron las centrales como potencia de suficiencia hasta previamente iniciado el periodo de hora punta 2018, fue que la indisponibilidad reconocida por el CEN para estas centrales era muy alta producto que la data histórica de las centrales mostraba indisponibilidad para el CEN, sin embargo, estas centrales a partir de enero 2018 han estado disponibles para el sistema, ya que desde esas fecha cumplen con requisitos de norma técnica pendientes para ser remunerados en los balances.

La empresa realizó una apelación con fundamento basado en que las centrales correspondían a una nueva instalación de generación, y por lo tanto su indisponibilidad debía estar entre 0,02% y 2%, la cual corresponde a centrales que se definen como potencia de suficiencia y cuya fuente de generación es un combustible fósil. El CEN reconoció la apelación y la indisponibilidad solicitada. La recopilación de los antecedentes se realizó con el objetivo de crear un aprendizaje respecto a la potencia de suficiencia, la indisponibilidad y pago por concepto de esto.

Un análisis al cambio del modo de operación de estas centrales definidas como potencia de suficiencia no aplica para esta investigación, debido a que el análisis se realizará una vez finalizado el periodo de punta de este año 2018, sin embargo, se recopilaron los antecedentes necesarios en esta arista del negocio para estas cuatro centrales.

En el cuadro del **Anexo F** se muestra el detalle del pago proyectado a las centrales definidas como potencia de suficiencia, lo que se resume en la siguiente tabla:

Tabla 3.11: Ingresos para centrales definidas como potencia de suficiencia.

Central [N°]	Central	Potencia Inicial [MW]	Potencia de Suficiencia Preliminar [CLP mes]	Ingresos Anuales [CLP]
5	ME I	0,80	\$ 2.651.454	\$31.817.449
6	ME II	1,60	\$ 5.302.908	\$ 63.634.899
9	LP L	3,00	\$ 9.982.779	\$ 119.793.353
10	LP P	3,00	\$ 9.718.248	\$ 116.618.977

Debido a que el modo de operación de estas cuatro centrales ya fue definido como potencia de Suficiencia, el universo de centrales en evaluación se redujo a 13 centrales, de las cuales, una de ellas se encuentra en construcción, por ello a las 12 centrales restantes se les hará una comparación de ingreso mensual actualmente definidas como corte de punta con los ingresos proyectados como potencia de Suficiencia.

3.6 Estudio al proceso de cálculo de la potencia de suficiencia y rentabilidad de comercialización de Energía y potencia.

De acuerdo a lo descrito en el DS 62: aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras y la Norma Técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras. El proceso de cálculo de la Potencia de Suficiencia debe considerar los siguientes puntos:

- 1) Potencia Inicial: Se considera la potencia máxima que puede inyectar la central.
- 2) Potencia de suficiencia preliminar antes de Indisponibilidad: Se considera la potencia máxima que declara la central, la cual puede contar con algunos resguardos debido a que puede marcar indisponibilidad al no inyectar la potencia máxima declarada cuando el sistema lo requiera.
- 3) Consumos propios: Los consumos propios de una unidad generadora corresponden a la porción de su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares.
- 4) Indisponibilidad: Factor que se le aplica a la Potencia de suficiencia preliminar una vez consolidados y restados los consumos propios. La indisponibilidad es un factor dinámico, el cual va aumentando cada vez que el generador no está disponible cuando el sistema lo requiera y corresponde a una franja de tiempo de los últimos cinco años de funcionamiento de la central. De esto cabe destacar tres puntos:
 - Las centrales que no deseen participar del Balance de potencia la indisponibilidad del PMGD es del 100%.

- Toda central termoeléctrica que ingrese al sistema por primer año su indisponibilidad es del 0,02 % (Grupo SAESA, experiencia con indisponibilidad reconocida centrales de la distribuidora).
 - La indisponibilidad actualmente presenta 3 fuentes por las cuales aumenta su indicador:
 - 1.- No entregar la potencia máxima informada.
 - 2.- Falla interna o mantenimiento forzado fuera de lo programado.
 - 3.- No ser despachado cuando el CMg programado permite su despacho.
- 5) Potencia de suficiencia preliminar post Indisponibilidad: Corresponde a la potencia de suficiencia al restar sus consumos propios a la potencia bruta y aplicar el factor de Indisponibilidad.
- 6) Factor de demanda: Factor inferior a la unidad, porción a la que corresponde la sumatoria de potencia inicial de la demanda punta. Este factor comprende las siguientes definiciones:
- **Demanda de Punta:** Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo. Esta demanda de punta será determinada en función de los retiros efectivos de cada cliente en su punto de conexión al sistema de transmisión.
 - **Potencia Inicial:** Valor de potencia, menor o igual a la potencia máxima, que cada unidad generadora puede aportar al sistema o subsistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo principal de generación.
- 7) Potencia de suficiencia preliminar ajustado a la demanda: Potencia resultante al ajustar la potencia de suficiencia del punto anterior a la demanda del sistema en el que inyectan las centrales. Este factor se obtiene de un análisis de la demanda en hora punta que tiene la distribuidora, en el cual se calcula la probabilidad de tener que disponer de la central para entregar suficiencia al sistema.
- 8) Precio [\$/kW-mes]: Corresponde al precio nudo de corto plazo vigente.
- 9) Potencia de suficiencia preliminar – mes: Corresponde a la potencia de suficiencia del punto seis aplicando el precio nudo de corto plazo vigente, de esta forma se puede obtener una proyección estimada del pago por potencia de suficiencia que recibiría la central.

El cálculo de la potencia de suficiencia preliminar y el pago proyectado por cada una de las centrales del Área de Clientes Empresa dispuestas en terreno, y que cumplen o pueden cumplir con las condiciones mínimas necesarias para inyectar al sistema se encuentra detallada en el **Anexo E**, consolidada en la siguiente tabla:

Tabla 3.12: Ingresos proyectados por potencia de suficiencia.

Central	Potencia Inicial [MW]	Indisponibilidad [0/1]	Ingresos Proyectados por Potencia de Suficiencia [CLP MES]	Ingresos Anuales Proyectados [CLP]
1	0,80	0,0002	\$ 2.559.981	\$ 30.719.776
2	1,60	0,0002	\$ 5.119.963	\$ 61.439.553
3	3,00	0,0002	\$ 9.982.779	\$ 119.793.353
7	0,80	0,0002	\$ 2.651.454	\$ 31.817.449
12	0,80	0,0002	\$ 2.559.981	\$ 30.719.776
14	0,80	0,0002	\$ 2.591.533	\$ 31.098.394
15	0,80	0,0002	\$ 2.662.075	\$ 31.944.894
16	1,60	0,0002	\$ 5.302.908	\$ 63.634.899
17	3,00	0,0002	\$ 9.599.930	\$ 115.199.161
25	3,00	0,0002	\$ 9.718.248	\$ 116.618.977
26	0,80	0,0002	\$ 2.591.533	\$ 31.098.394
38	0,80	0,0002	\$ 2.591.533	\$ 31.098.394

Para el cálculo de rentabilidad de comercialización de Energía y potencia de las centrales cabe destacar que en la actualidad las centrales compuestas por generadores a combustibles fósiles se sostienen principalmente por el pago por potencia que corresponde al precio nudo a corto plazo, y debido a que los CMg están muy bajos, para efectos del análisis se considera solo su pago por potencia de suficiencia.

Con el cálculo de potencia de suficiencia proyectada de la Tabla 3.12 para las 12 centrales restantes que cumplieron con los filtros aplicados en los puntos anteriores, fue posible realizar una comparación entre los ingresos obtenidos en la línea de negocios actual con la proyección calculada como si actuara en modo de potencia de suficiencia.

En la tabla detallada del **Anexo G** se realizó una comparación de los ingresos obtenidos por las centrales por concepto de corte de punta y/o respaldo a clientes, con los ingresos proyectados por potencia de suficiencia, el cual se muestra de forma resumida en la tabla siguiente:

Tabla 3.13: Ingresos proyectados por potencia de suficiencia.

Central	Ingreso Mensual Proyectado por Potencia de Suficiencia [CLP]	Contrato Mensual [CLP]	Diferencia de Ingreso Actual vs Proyectado [CLP]
1	\$ 2.559.981	\$ 3.262.230	\$ -702.249
2	\$ 5.119.963	\$ 6.524.460	\$ -1.404.497
3	\$ 9.982.779	\$ 6.762.500	\$ 3.220.279
7	\$ 2.651.454	\$ 16.755.221	\$ -14.103.767
12	\$ 2.559.981	\$ 5.635.417	\$ -3.075.435
14	\$ 2.591.533	\$ 1.803.333	\$ 788.199
15	\$ 2.662.075	\$ 2.930.417	\$ -268.342
16	\$ 5.302.908	\$ 5.833.783	\$ -530.875
17	\$ 9.599.930	\$ 1.852.925	\$ 7.747.005
25	\$ 9.718.248	\$ 10.641.921	\$ -923.673
26	\$ 2.591.533	\$ 2.718.525	\$ -126.992
38	\$ 2.591.533	\$ 2.479.583	\$ 111.949

De la Tabla anterior cabe destacar los siguientes puntos:

- 1) Las centrales **3, 14, 17 y 38** destacadas en amarillo, son aquellas centrales cuyos ingresos proyectados como potencia de suficiencia son mayores a los percibidos en la línea de negocios actual.
- 2) Las centrales **1, 15, 16, 25 y 26** destacadas en verde, son aquellas centrales cuyos ingresos proyectados como potencia de suficiencia son menores hasta un límite de \$1.000.000 respecto a los ingresos percibidos en la línea de negocios actual.
- 3) Las centrales **2, 7 y 12** que se encuentran sin destacar, son aquellas centrales cuyos ingresos proyectados como potencia de suficiencia son altamente inferiores a \$1.000.000 por debajo de los ingresos percibidos en la línea de negocios actual.

La diferenciación entre los puntos 2 y 3 se realizó debido a los ingresos percibidos por concepto de respaldo a cliente al actuar la central de forma dual como potencia de suficiencia, estos ingresos fueron consolidados en la Tabla 3.10, en la cual se puede apreciar un ingreso adicional cercano a \$1.000.000 para la central de 800 kW por concepto de respaldo a cliente ante corte de suministro, es debido a esto que se estableció este límite de diferenciación entre los últimos dos puntos declarados anteriormente.

3.7 Instalaciones dispuestas en terreno.

El equipamiento mínimo que debe estar dispuesto en terreno para protección, control y medida de las centrales generadoras viene descrito en la NTCO de PMGD en instalaciones de Media Tensión.

En el **Artículo 1-5** de la Norma Técnica se indica que las exigencias de esta son de carácter funcional, de manera que no se vinculan ni contienen especificaciones de ningún tipo con equipos o marcas comerciales en particular, y la Empresa Distribuidora no podrá imponer al propietario del PMGD condiciones técnicas y operación diferentes a las dispuestas en la NT.

Toda Instalación de Conexión de un PMGD debe estar constituido de los siguientes elementos mínimos, ordenados desde el SD hasta las unidades generadoras:

- Desconectador.

- Equipamiento de medida.
- Protección RI.
- Interruptor de Acoplamiento.

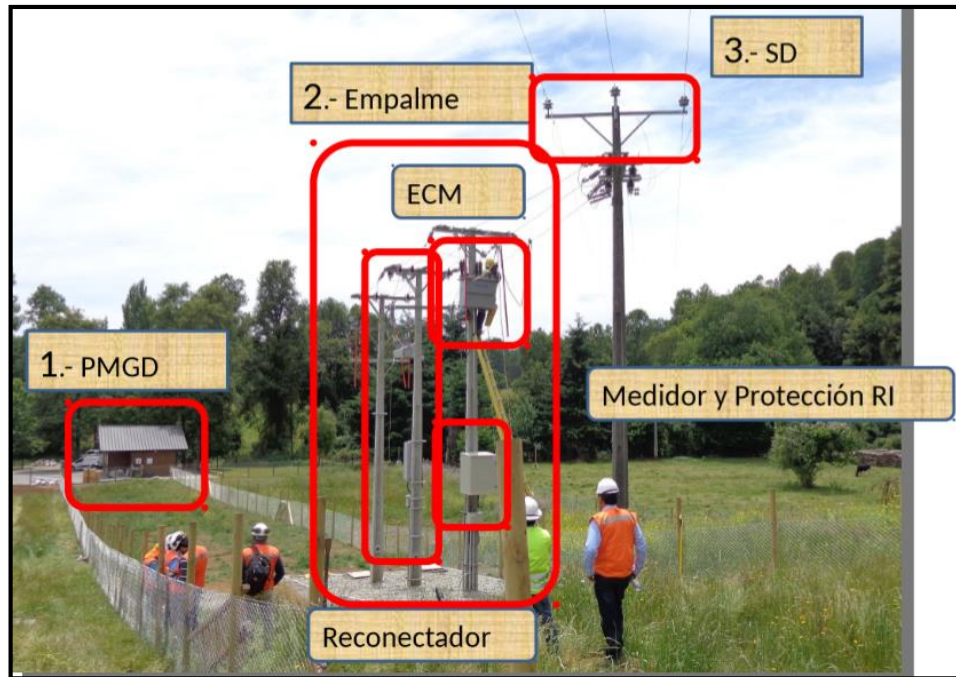


Figura 3.3: Conexión a la red de un PMGD
Fuente: Grupo SAESA

Para identificar los equipos instalados en terreno de las centrales generadoras se utilizaron dos herramientas disponibles:

- Diagrama unilineal simplificado.
- Imagen terrestre o aérea de las instalaciones.

Para las 9 centrales restantes destacadas en el Tabla 3.13, al encontrarse conectadas en Media Tensión (MT), todas poseen en su instalación los siguientes equipos:

- Desconectador
- Equipo Compacto de Medida (ECM)
- Medidor Bidireccional
- Interruptor de Acoplamiento

Del levantamiento realizado para las 9 centrales en estudio, se puede concluir que en lo que respecta a la compra e instalación de equipos adicionales por concepto de cambio al modo de operación de la central a modo potencia de suficiencia, la gestión se debe realizar con el relé de protección RI, cuyo costo de inversión e instalación se abordará en el siguiente ítem.

Respecto a la modificación de la modalidad de conexión actual de estas centrales, Paralelo a la Red o Isla, cabe destacar que sólo el modo Isla es compatible con el compatible con declarar la central como potencia de suficiencia. Esto está fundamentado en la NTCO, la cual indica que ante la ausencia de suministro en la red, el grupo generador puede desacoplarse de esta y suministrar en modo isla al punto de consumo hasta que se retome el estado normal de la red. Los costos de inversión para el cambio al modo de conexión de paralelo a la red a modo isla, se abordarán en siguiente ítem.

3.8 Cálculo de retorno al normalizar instalaciones, costo por formularios de PMGD y comercialización de potencia y Energía.

Para determinar un cálculo aproximado del retorno de la inversión comprometida para el cambio de modo de operación de las centrales del Área de Clientes Empresa del Grupo SAESA, fue necesario establecer todos los costos que se deberán asumir para estos efectos. Si bien las consideraciones se abordaron en los ítems anteriores, su cuantificación se realizó en este.

Las consideraciones para efecto de inversión para normalización de las instalaciones son las siguientes:

- 1) Costo de estudios, pruebas y conexión para PMGD INS, realizado por Grupo SAESA.
- 2) Costo de estudios, pruebas y conexión para PMGD NO INS, realizado por Grupo SAESA o por terceros.
- 3) Costo por cambio al modo de conexión, de paralelo a la red a modo isla.
- 4) Costo por compra e instalación del relé de protección de Red e Instalación (RI).

La distribución de las 9 centrales en estudio se muestra en el siguiente diagrama.

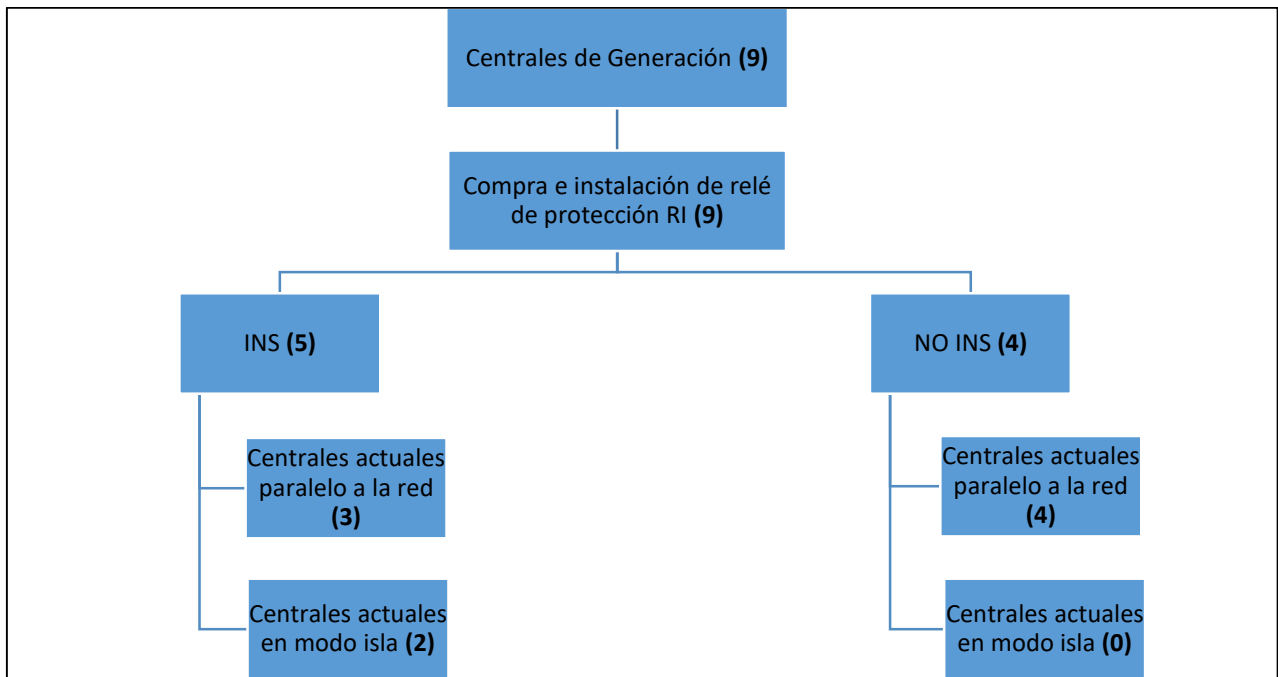


Figura 3.4: Diagrama de distribución de centrales

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo al diagrama anterior, se fueron abordando los costos de inversión de acuerdo a cada una de las categorías:

- 1) Centrales actuales en modo isla (2), reconocidas como Impacto No Significativo (INS).

Tabla 3.44: Costos de inversión.

Centrales	INS	Costo por INS SAESA	Costo de cambio a Modo Isla	Costo por Compra e Instalación de Protección RI	Costo Total por Normalización
14 – 38	SI	\$ 4.050.000	\$ 0	\$ 1.000.000	\$ 5.050.000

- 2) Centrales actuales en modo paralelo a la red (3), reconocidas como Impacto No Significativo (INS).

Tabla 3.55: Costos de inversión.

Centrales	INS	Costo por INS SAESA [CLP]	Costo de cambio a Modo Isla [CLP]	Costo por Compra e Instalación de Protección RI [CLP]	Costo Total por Normalización [CLP]
1 – 15 – 26	SI	\$ 4.050.000	\$ 1.500.000	\$ 1.000.000	\$ 6.550.000

- 3) Centrales actuales en modo paralelo a la red (4), reconocidas como NO Impacto No Significativo (NO INS).

Tabla 3.66: Costos de inversión.

Centrales	INS	Costo por INS SAESA [CLP]	Costo por INS Terceros [CLP]	Costo de cambio a Modo Isla [CLP]	Costo por Compra e Instalación de Protección RI [CLP]	Costo Total por Normalización [CLP]
3 – 16 – 17 – 25	NO	\$ 15.390.000	\$ 5.940.000	\$ 1.500.000	\$ 1.000.000	\$ 17.890.000

Los costos declarados en la Tabla 3.14, 3.15 y 3.16 fueron recabados mediante cotizaciones y consultas a los actores claves del negocio de la generación, se encuentran fundamentados en los siguientes puntos:

- Costo de estudios, pruebas y conexión de PMGD INS y NO INS, consultado directamente en la página de Grupo SAESA. [7]
- Costo de cambio a modo isla, aplicado sólo para aquellas centrales cuyo modo de conexión es paralelo a la red, costo consultado con la Unidad de Operaciones de Generación o “UOG”. Este equipo tiene a cargo la realización de modificaciones al empalme del equipo de generación.
- Costo por compra e instalación de relé de protección de Red e Instalaciones (RI), validado con el costo del equipo en el mercado y el presupuesto de instalación fue consultado al equipo de la “UOG”.

Para efecto de los ingresos proyectados para el cambio al modo de operación de las centrales, se realizó una simulación asumiendo ingreso por respaldo a clientes como nulo y asumiendo ingreso por respaldo a cliente igual a \$ 1.000.000 independiente de la potencia de la central de generación.

Tabla 3.17: Diferencia de ingresos, con y sin ingreso adicional por concepto de respaldo a cliente.

Central	Diferencia de Ingresos sin Respaldo a Cliente [CLP]	Diferencia de Ingresos con Respaldo a Cliente [CLP]
1	\$ -702.249	\$ 297.751
3	\$ 3.220.279	\$ 4.220.279
14	\$ 788.199	\$ 1.788.199
15	\$ -268.342	\$ 731.658
16	\$ -530.875	\$ 469.125
17	\$ 7.747.005	\$ 8.747.005
25	\$ -923.673	\$ 76.327
26	\$ -126.992	\$ 873.008
38	\$ 111.949	\$ 1.111.949

De la Tabla anterior cabe destacar los siguientes puntos:

- Las centrales 3, 14, 17 y 38 destacadas en verde, son aquellas centrales cuyos ingresos proyectados como potencia de suficiencia son mayores a los percibidos en la línea de negocios actual.
- Las centrales 1, 15, 16, 25 y 26 destacadas en amarillo, son aquellas centrales cuyos ingresos proyectados como potencia de suficiencia son menores hasta un límite de \$1.000.000 respecto a los ingresos percibidos en la línea de negocios actual.

De la **Tabla 20** se despliega un análisis de rentabilidad para cada caso, el cual se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.17: Rentabilidad

En la Tabla 3.18, de la rentabilidad sin ingreso adicional por concepto de respaldo a clientes, cabe destacar lo siguiente:

- Para las centrales **1, 15, 16, 25 y 26** no se calculó el retorno, al tener un ingreso mensual negativo al realizar la comparación de la proyección con lo obtenido en la línea de negocios actual.
- Para las centrales **3, 14, 17 y 38** se calculó el retorno a la inversión, arrojando que las primeras tres tienen un retorno de inversión inferior a un año y la central 38 se transformó en una inversión riesgosa.

Rentabilidad con ingreso adicional por concepto de respaldo a clientes:

- Se analizó el retorno de inversión a todas las centrales de la tabla, debido a que todas tienen una diferencia de ingreso positivo.
- De las centrales analizadas, sólo la **3, 14, 15, 17, 26 y 38** tienen un retorno inferior a un año.

Central	Costo Total por Normalización [CLP]	Diferencia de Ingresos sin Respaldo a Cliente [CLP]	Rentabilidad sin Respaldo a Cliente [mes]	Diferencia de Ingresos con Respaldo a Cliente [CLP]	Rentabilidad con Respaldo a Cliente [mes]
1	\$ 6.550.000	\$ -702.249	-	\$ 297.751	22
3	\$ 17.890.000	\$ 3.220.279	6	\$ 4.220.279	5
14	\$ 5.050.000	\$ 788.199	7	\$ 1.788.199	3
15	\$ 6.550.000	\$ -268.342	-	\$ 731.658	9
16	\$ 17.890.000	\$ -530.875	-	\$ 469.125	39
17	\$ 17.890.000	\$ 7.747.005	3	\$ 8.747.005	3
25	\$ 17.890.000	\$ -923.673	-	\$ 76.327	234
26	\$ 6.550.000	\$ -126.992	-	\$ 873.008	8
38	\$ 5.050.000	\$ 111.949	46	\$ 1.111.949	5

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Consolidación de base de datos

Se realizó un levantamiento y validación de información clave de las centrales, cuya información se encontraba en contratos, carpetas y diferentes plataformas de la empresa. Debido a que las centrales se encuentran en terreno de propiedad del cliente, a modo de resguardar la confidencialidad de cada cliente, este informe no presentará su razón social y las centrales serán identificadas numéricamente.

La información se encuentra consolidada en los Anexos A, B, C y D, cuya funcionalidad fue de actuar como base de datos para los análisis futuros realizados a cada una de las centrales.

4.2 Identificación de PMGD como Impacto No Significativo (INS).

Los costos para estudios, pruebas y conexión del PMGD varían ampliamente si la central es INS o NO INS, esto es debido al impacto que implica a la red la conexión del PMGD.

Tabla 4.1: Costos de estudios, pruebas de conexión y puesta en servicio de un PMGD.

Estudios para PMGD	Costo Asociado [UF]
Impacto No Significativo (INS)	150
No Impacto No Significativo (NO INS)	570

El detalle de la información consolidada en la tabla anterior, se encuentra en la Tabla 2.1, 2.2 y 2.3.

Se realizó un barrido a la base de datos, a modo de identificar aquellas centrales que cumplen con el límite de potencia establecido para ser consideradas como Impacto No Significativo, esto fue debido a la inversión que se debe asumir para los estudios, pruebas y conexión del PMGD a la red.

Tabla 4.2: Centrales como INS o NO INS.

Centrales	Cantidad de Centrales
Impacto No Significativo (INS)	22
No Impacto No Significativo (NO INS)	16
TOTAL	38

El detalle de la información consolidada en la tabla anterior, se encuentra en la Tabla 3.5 y Tabla 3.6.

4.3 Determinar criterios y riesgos

Se definieron criterios de riesgos de inversión de modo que permita filtrar todas aquellas centrales cuyo riesgo no permitirá obtener una rentabilidad y cuya proyección no sea asegurada. De acuerdo a esto los criterios definidos fueron los siguientes:

1) Precio del combustible:

Si bien el precio del combustible se debe considerar como un factor a considerar a largo plazo, para efectos de la investigación los resultados obtenidos del levantamiento de la cantidad de centrales cuyo suministrador de combustible es Grupo SAESA o el Cliente, consolidado en la Tabla 3.7, no será un factor determinante en la inversión.

2) Conexión en BT o MT

Debido a que la NTCO de PMGD es en instalaciones de Media Tensión, las centrales que se encuentren en BT se consideraron como uno de los riesgos más importantes debido a la alta inversión que se debe asumir para efectos del cambio de nivel de tensión en conexión.

De los resultados obtenidos consolidados en la Tabla 3.8, de un total de 38 centrales disponibles, 17 de ellas se encuentran conectadas en Media Tensión y fueron estas las seleccionadas para continuar con el análisis de riesgo.

3) Empresa riesgosa o en quiebra:

Correspondería a aquellas empresas cuyo cambio al modo de operación de los generadores pueda significar un riesgo para su proceso, el estado contractual o su estado financiero actual es riesgoso. A continuación se definen los principales riesgos abordados en este ítem:

De los resultados obtenidos indica que las centrales que se encuentran como empresa riesgosa o en quiebra, de igual forma están conectados en Baja Tensión (BT). Por lo que para efectos de esta investigación no implican a las 17 centrales conectada en Media Tensión de la Tabla 3.8.

4) Centrales definidas como potencia de suficiencia:

Del total de las centrales conectadas a Media Tensión, cuatro de ellas fueron definidas como potencia de suficiencia, las cuales se encuentran este año 2018 en proceso de análisis de ingresos obtenidos vs proyección de ingresos, para redefinir su modo de operación o mantener el estado actual para ser proyectado el año 2019.

De los resultados obtenidos, de las 17 centrales conectadas en Media Tensión, son 13 las que se utilizan como corte de punta y a éstas le corresponderá continuar con el análisis de rentabilidad correspondiente, sin embargo, una de esas 13 centrales se encuentra en construcción por lo que solo se analizará un total de 12 centrales.

4.4 Potencia de Suficiencia

Mediante el cálculo realizado de la proyección de ingresos por potencia de suficiencia consolidada en la Tabla 3.12, de las 12 centrales que cumplieron con los filtros aplicados en los ítems anteriores fue posible realizar un análisis de diferencias de ingresos proyectados vs los percibidos en la línea de negocios actual. De esto cabe destacar lo siguiente:

- 1) Las centrales **3, 14, 17 y 38**, son aquellas centrales cuyos ingresos proyectados como potencia de suficiencia son mayores a los percibidos en la línea de negocios actual.
- 2) Las centrales **1, 15, 16, 25 y 26**, son aquellas centrales cuyos ingresos proyectados como potencia de suficiencia son menores hasta un límite de \$1.000.000 respecto a los ingresos percibidos en la línea de negocios actual.
- 3) Las centrales **2, 7 y 12**, son aquellas centrales cuyos ingresos proyectados como potencia de suficiencia son altamente inferiores a \$1.000.000 por debajo de los ingresos percibidos en la línea de negocios actual.

Los puntos anteriores fueron consolidados en la siguiente tabla:

Tabla4.3: Criterios para ingresos por Potencia de Suficiencia.

Cantidad de Centrales	Criterio para Análisis de Ingresos
4	Centrales cuyo ingreso proyectado es mayor al percibido actualmente.
5	Centrales cuyo ingreso proyectado es menor al percibido actualmente hasta un límite de \$1.000.000 CLP menos.
3	Centrales descartadas, cuyo ingreso proyectado es ampliamente inferior al percibido actualmente por sobre \$1.000.000 CLP de diferencia.

4.5 Proyección de ingresos

Para efecto de los ingresos proyectados para el cambio al modo de operación de las centrales, se realizó una simulación asumiendo ingreso por respaldo a clientes como nulo y asumiendo ingreso por respaldo a cliente igual a \$ 1.000.000 independiente de la potencia de la central de generación. El consolidado del análisis se encuentra en la Tabla 3.17, donde cabe destacar lo siguiente:

- 1) Diferencia de ingresos, asumiendo ingreso por respaldo a clientes nulo:
 - Las centrales **1, 15, 16 y 26** tienen una diferencia de ingresos negativa, por lo que bajo este estándar no es conveniente invertir en ellas.
 - Las centrales **3, 14, 17 y 38** tienen una diferencia de ingresos positiva, por lo que es tentativo el cambio a su modo de operación.
- 2) Diferencia de ingresos, asumiendo ingreso por respaldo a clientes cercano a los \$1.000.000 CLP:
 - Las 9 centrales tienen una diferencia de ingresos positiva, por lo que en esta modalidad para todas las centrales en estudio es tentativo el cambio a su modo de operación.

Las observaciones anteriores, se pueden resumir en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Diferencia de Ingreso Proyectado vs Ingresos Actuales.

Criterio de Ingreso	Diferencia de Ingresos sin Respaldo a Cliente	Diferencia de Ingresos con Respaldo a Cliente
DIFERENCIA DE INGRESO POSITIVO	4 Centrales	9 Centrales
DIFERENCIA DE INGRESO NEGATIVO	5 Centrales	0 Centrales

De los resultados obtenidos es importante destacar que si bien la diferencia del ingreso proyectado es positivo al cambiar el modo de operación de la central respecto a los ingresos en el modo actual, es necesario evaluar el flujo de ingresos con la inversión inicial que se debe comprometer y evaluar su retorno.

4.6 Cálculo de retorno por normalización de instalaciones

Los costos que se deben asumir para efecto de que el PMGD cumpla con los estándares necesarios para inyectar a la red se encuentran consolidados en las Tablas 3.14, 3.15 y 3.16, y se resumen en los siguientes puntos:

- Costo por estudios, pruebas y conexión.
- Costo por cambio a modo isla.
- Costo por compra y protección de equipo RI.

Cabe destacar que los costos por estudios, pruebas y conexión considera los costos si esto lo realizara Grupo SAESA, para ser realizados por un Tercero se requiere de una licitación para tener mayor claridad del presupuesto.

Los costos calculados acorde a la situación en particular de cada central corresponden a la inversión inicial, la cual fue contrastada con la diferencia de ingresos proyectados para el nuevo modo de operación de la central, la simulación se realizó para los siguientes casos:

- 1) Central sin ingreso adicional por concepto de respaldo a cliente.

Tabla 4.57: Cálculo de retorno de inversión

Central	Costo Total por Normalización [CLP]	Diferencia de Ingresos sin Respaldo a Cliente [CLP]	Retorno de inversión [meses]
1	\$ 6.550.000	\$ -702.249	-
3	\$ 17.890.000	\$ 3.220.279	6
14	\$ 5.050.000	\$ 788.199	7
15	\$ 6.550.000	\$ -268.342	-
16	\$ 17.890.000	\$ -530.875	-
17	\$ 17.890.000	\$ 7.747.005	3
25	\$ 17.890.000	\$ -923.673	-
26	\$ 6.550.000	\$ -126.992	-
38	\$ 5.050.000	\$ 111.949	46

Bajo la peor circunstancia que significa no tener ingresos adicionales por concepto de respaldo a clientes en caso de pérdida de suministro de la red, cabe destacar lo siguiente:

- Las centrales 3, 14 y 17 (3 centrales) tienen una diferencia de ingresos positiva y tienen un retorno de inversión inferior a 12 meses, por lo que se transformaron en las centrales más confiables para invertir y cambiar su modo de operación.
- La central 38 (1 central) si bien tiene una diferencia de ingresos positiva, el retorno de su inversión es muy alto para el flujo de ingresos calculado y supera ampliamente los 12 meses establecidos como límite para obtener como retorno.
- Las centrales 1, 15, 16, 25 y 26 (5 centrales) al tener una diferencia de ingresos negativa no tuvieron espacio para cálculo de retorno de inversión.

2) Central con ingreso adicional por concepto de respaldo a cliente.

Tabla4.6: Cálculo de retorno de inversión

Central	Costo Total por Normalización [CLP]	Diferencia de Ingresos con Respaldo a Cliente [CLP]	Rentabilidad con Respaldo a Cliente [meses]
1	\$ 6.550.000	\$ 297.751	22
3	\$ 17.890.000	\$ 4.220.279	5
14	\$ 5.050.000	\$ 1.788.199	3
15	\$ 6.550.000	\$ 731.658	9
16	\$ 17.890.000	\$ 469.125	39
17	\$ 17.890.000	\$ 8.747.005	3
25	\$ 17.890.000	\$ 76.327	234
26	\$ 6.550.000	\$ 873.008	8
38	\$ 5.050.000	\$ 1.111.949	5

Bajo la mejor circunstancia que significa tener ingresos adicionales por concepto de respaldo a clientes en caso de pérdida de suministro de la red, cabe destacar lo siguiente:

- Las centrales 3, 14, 15, 17, 26 y 38 (6 centrales) tienen una diferencia de ingresos positiva y tienen un retorno de inversión inferior a 12 meses, por lo que se transformaron en las centrales más confiables para invertir y cambiar su modo de operación.
- La centrales 1, 16 y 25 (3 centrales) si bien tiene una diferencia de ingresos positiva, el retorno de su inversión es muy alto para el flujo de ingresos calculado y supera ampliamente los 12 meses establecidos como límite para obtener como retorno.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

Las 38 centrales del Área de Clientes Empresa del Grupo SAESA se encuentran distribuidas dentro de su zona de concesión e instaladas en terreno cuya propiedad es de clientes de la empresa. Todas ellas cumplen con el límite de potencia establecido por la Ley para ser reconocidas como PMGD, y actualmente su modo de operación es funcionar como respaldo a cliente ante la ocurrencia de una falla en la red y suministro en hora punta.

Durante el desarrollo del trabajo se pudo identificar, validar y consolidar la información de las centrales del Área de Clientes Empresa que se encontraba en diferentes plataformas, lo cual permitió tener una base de datos con la cual trabajar y la información necesaria para evaluar los modos de operación de las centrales.

Del proceso cabe destacar que para realizar una definición al modo de operación de una central se deben tener en cuenta diversas consideraciones normativas, exigencias técnicas, evaluación de las posibilidades de nuevos negocios, evaluación de riesgos y el impacto de la inversión inicial en el flujo acumulado de ingresos.

De los resultados obtenidos, se concluye que al aplicar una serie de filtros y consideraciones a la totalidad de las centrales en estudio, de modo que permita entregar toda la información necesaria para realizar una inversión segura y con todos los antecedentes de riesgo que tiene la evaluación de un proyecto, se obtuvo que de un universo de 38 centrales, en el peor escenario las centrales 3, 14 y 17 tienen una rentabilidad aceptable acorde a la inversión inicial y al flujo de ingresos proyectados, y en el mejor de los escenarios en que se proyecta un ingreso adicional por concepto de respaldo a cliente, serían las centrales 3, 14, 15, 17, 26 y 38 las con una tasa de retorno aceptable inferior a un año.

Finalmente, es importante destacar que si bien en los inicios de un proyecto de generación se define una alternativa o modo de operación para la rentabilización con la central y su disposición en terreno, no indica que esta sea la mejor alternativa a futuro. El aprendizaje obtenido en este proceso de investigación es que se debe establecer una evaluación continua a los modelos de negocios llevados a cabo, de modo que se puedan cuestionar y abrir las posibilidades a nuevas formas de rentabilizar con los activos disponibles de la empresa.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción – DS 244 (Enero del 2006). *Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).*

- [2] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción - Ley 19.940 (Marzo de 2004). *Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).*

- [3] Ministerio de Energía - Ley 20.936 (Febrero 2017, última versión). *Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.*

- [4] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción – DS 62 (Junio del 2006). *Aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).*

- [5] Comisión Nacional de Energía. (Julio del 2016). *Norma Técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión.*

- [6] Comisión Nacional de Energía. (Enero del 2016). *Norma Técnica de transferencia de potencia entre empresas generadoras.*

- [7] Grupo SAESA. (s.f.) PMGD. Extraído de <http://www.gruposaesa.cl/sustentabilidad/energia-sustentable/pmgd/>

ANEXOS

Anexo A. Identificación de unidades dispuestas en terreno.

CENTRAL	Nº SERVICIO	UNIDAD	ZONAL	EMPRESA	POTENCIA GENERADORES	kW INSTALADOS
1	400000152123	5569	OSORNO	SAESA	800	800
2	400000304477	5570	OSORNO	LUZ OSORNO	800	1.600
		5571			800	
3	400000124787	5563	TEMUCO	FRONTEL	750	3.000
	400000124813	5565			750	
	400000200471	5583			750	
	400000200474				750	
	400000201068				750	
4	400000080833 400000074696	5668	PUERTO MONTT	SAESA	400	1.600
		5669			400	
		5670			400	
		5667			400	
5	400000068118	5573	PUERTO MONTT	SAESA	800	800
6	400000142223	5574	PUERTO MONTT	SAESA	800	1.600
	304740013455	5575			800	
7	400000150604 400000066286	5578	PUERTO MONTT	SAESA	800	2.400
		5579			800	
		5580			800	
8	316910023005	5568	CHILOE	SAESA	800	800
9	400000148015 400000031111	5615	VALDIVIA	SAESA	750	3.000
		5616			750	
		5617			750	
		5618			750	
10	400000124171 400000121459	5619	TEMUCO	FRONTEL	750	3.000
		5620			750	
		5621			750	
		5624			750	
11	400000189189	5627	OSORNO	SAESA	800	1.600
		5628			800	
12	1656 65506 60036	5679	OSORNO	LUZ OSORNO	800	800

CENTRAL	N° SERVICIO	UNIDAD	ZONAL	EMPRESA	POTENCIA GENERADORES	kW INSTALADOS
13	400000175331	5652	PUERTO MONTT	SAESA	800	1.600
	400000265139	5653			800	
14	400000241530	5577	VALDIVIA	SAESA	800	800
15	231310990500	5590	TEMUCO	FRONTEL	800	800
	400000118190	5590				
16	310790254105	5629	PUERTO MONTT	SAESA	800	1.600
		5630			800	
17	400000154210 400000152677	5644	OSORNO	SAESA	750	3.000
		5645			750	
		5646			750	
		5647			750	
18	400000224791 400000226166	5650	OSORNO	SAESA	750	3.000
		5651			750	
		5661			750	
		5566			750	
19	400000182695	5664	PUERTO MONTT	SAESA	400	1.200
		5665			400	
		5731			400	
20	316890023000	5663	CHILOE	SAESA	1500	1.500
21	400000077994	5655	PUERTO MONTT	SAESA	800	1.600
		5655			800	
22	310780252470	5567	PUERTO MONTT	SAESA	800	800
	400000129173	5567				
	400000262795	5567				
23	400000258667	5671	CHILOE	SAESA	400	800
		5672			400	
24	400000265031	5673	PUERTO MONTT	SAESA	400	800
		5674			400	

CENTRAL	N° SERVICIO	UNIDAD	ZONAL	EMPRESA	POTENCIA GENERADORES	kW INSTALADOS
25	400000273267 400000000459 400000233910	5714	VALDIVIA	SAESA	750	3.000
		5715			750	
		5582			750	
		5724			750	
26	115200431025	5634	VALDIVIA	SAESA	800	800
27	400000016772	5576	CHIOE	SAESA	800	800
28	400000045812	5581	CHIOE	SAESA	800	800
29	400000109606	5727	PUERTO MONTT	SAESA	800	800
30	234620993070	5725	TEMUCO	FRONTEL	800	800
31	400000286303	5728	PUERTO MONTT	SAESA	400	800
	400000075078	5729			400	
32	302670522255	5730	PUERTO MONTT	SAESA	800	1.800
33	400000124001	5676	VALDIVIA	SAESA	400	400
34	400000090974	5578	TEMUCO	FRONTEL	400	400
35	400000002863	5675	PUERTO MONTT	SAESA	400	400
36	400000104720	5680	CHIOE	SAESA	800	800
		5681			-	
37	400000331263	EN CONSTRUCCIÓN	CHIOE	SAESA	800	2.400
38	400000274185	X	VALDIVIA	SAESA	400	800
	400000295732	X			400	

Anexo B. Validación de ubicación técnica y geográfica de las centrales.

CENTRAL	N° SERVICIO	UNIDAD	UBICACIÓN	SUBESTACION	ALIMENTADOR
1	400000152123	5569	LONGITUDINAL SUR S/N,OSORNO	OSORNO	CON CON [S407]
2	400000304477	5570	LONGITUDINAL SUR S/N,OSORNO	OSORNO	CON CON [S407]
		5571			
3	400000124787	5563	RUTA 5 SUR KM 644, LAUTARO	LAUTARO	LAUTARO NORTE [S208]
	400000124813	5565			
	400000200471	5583			
	400000200474	5564			
	400000201068				
4	400000080833 400000074696	5668	ILLAPEL 10, PTO MONTT	PTO MONTT	A553-PTO WILLIAMS
		5669			
		5670			
		5667			
5	400000068118	5573	CARDONAL 2501 , PTO MONTT	MELIPULLI	CAYENEL [S506]
6	400000142223	5574	CARDONAL 2501 , PTO MONTT		CAYENEL [S506]
	304740013455	5575			MIRASOL [S506]
7	400000150604 400000066286	5578	RUTA 5 SUR KM. 1076, CALBUCO.	COLACO	COLACO-PARGUA
		5579			
		5580			
8	316910023005	5568	Calle Janaqueo 160 , CHONCHI	CHONCHI	Chonchi Centro [S524]
9	400000148015 400000031111	5615	CNO LANCO- PANGUIPULLI KM 30, SECT MALALHUE	PANGUIPULLI	Malalhue [S302]
		5616			
		5617			
		5618			
10	400000124171 400000121459	5619	RUTA 5 SUR KM 643, LAUTARO	LAUTARO	Lautaro-Louisiana Pacific [S208]
		5620			
		5621			
		5624			
11	400000189189	5627	LONGITUDINAL SUR S/N,OSORNO	OSORNO	Con Con [S407]
		5628			
12	1656	5679	FUNDO RAYENMAPU RUTA 215 KM 24, PUYEHUE.	LOS NEGROS	[C70719] / Los Negros [S405]
	65506	5679			C519961 [C52671] / Futacuín [Futacuín]
	60036	5679		PILMAIQUEN	[C70719] / Los Negros [S405]

CENTRAL	Nº SERVICIO	UNIDAD	UBICACIÓN	SUBESTACION	ALIMENTADOR
13	400000175331	5652	SECTOR SAN JOSE S/N, CALBUCO	PTO MONTT	El Empalme-Misquihue [S504]
	400000265139	5653		COLACO	Caicaen [S511]
14	400000241530	5577	LONGITUDINAL SUR CAMINO LASTARRIA S/N, LONCOCHE.	LONCOCHE	Loncoche [S301]
15	231310990500	5590	SECTOR CUNIBAL CALLE S/N, LOS ANGELES	LOS ANGELES	Las Delicias [S219]
	400000118190	5590			
16	310790254105	5629	LONGITUDINAL SUR KM 1078, CALBUCO.	COLACO	Colaco-Pargua [S510]
		5630			
17	400000154210 400000152677	5644	RUTA 5 SUR - SECTOR CHUYACA, OSORNO.	OSORNO	Con Con [S407]
		5645			
		5646			
		5647			
18	400000224791 400000226166	5650	RUTA U-55 KM 16, OSORNO.	OSORNO	S372004 [S38842] / Puerto Octay [S409]
		5651			
		5661			
		5566			
19	400000182695	5664	RUTA V-835 CAMINO HUELNO KM 28, PTO MONTT.	MELIPULLI	A556 Cemento Melón [S504]
		5665			
		5731			
20	316890023000	5663	SECTOR PUTEMUN S/N, DALCAHUE.	PID PID	SF5027 [S87446] / Castro Alto [S523]
21	400000077994	5655	PARGUA S/N, CALBUCO.	COLACO	Colaco-Pargua [S510]
		5655			
22	310780252470	5567	AVENIDA BRASI 615, CALBUCO.	COLACO	SL0171 [S67533] / Calbuco [S511]
	400000129173	5567			Calbuco [S511]
	400000262795	5567			
23	400000258667	5671	ELEUTERIO RAMIREZ 240, CASTRO.	PID PID	SP8558 [S90286] / Gamboa [S539]
		5672			
24	400000265031	5673	SAN FRANCISCO 666, PUERTO VARAS.	PTO. VARAS	S606000 [S60149] / Pto.Varas 2 Ensenada [S502]
		5674			

CENTRAL	N° SERVICIO	UNIDAD	UBICACIÓN	SUBESTACION	ALIMENTADOR
25	400000273267 400000000459 400000233910	5714	EX RUTA 5 SUR S/N, LANCO.	LONCOCHE	Loncoche-Ciruelos [S301]
		5715			
		5582			
		5724			
26	115200431025	5634	BALMACEDA 3500, VALDIVIA.	VALDIVIA	S145774 [S10569] / Masisa [S303]
27	400000016772	5576	CNO SAN ANTONIO S/N, QUELLÓN.	QUELLON	San Antonio [S532]
28	400000045812	5581	SECTOR RIO HUENOCUIHUE S/N, DALCAHUE.	PID PID	S3992 [S86823] / Castro Alto [S523]
29	400000109606	5727	CNO PARGUA KM-1029, PTO MONTT.	MELIPULLI	Panitao [S541]
30	234620993070	5725	CNO AERODROMO S/N, VICTORIA.	VICTORIA	Victoria-Villa Alegre [S206]
31	400000286303	5728	TRAPEN SECTOR PANITAO KM 1, PTO MONTT.	MELIPULLI	Panitao [S541]
	400000075078	5729			
32	302670522255	5730	LA MARINA S/N, LLANQUIHUE.	PTO. VARAS	Llanquihue [S502]
33	400000124001	5676	RUTA T-350 CNO.A NIEBLA SECTOR TOROBAYO S/N, VALDIVIA.	PICARTE	[S70775] / Regional [S304]
34	400000090974	5578	ACCESO SUR LAUTARO S/N, LAUTARO.	LAUTARO	F62945 [F62945] / Lautaro [S208]
35	400000002863	5675	ANDINA 62, PTO MONTT.	MELIPULLI	S611718 [S60561] / Cayenel [S506]
36	400000104720	5680	CAMINO SAN ANTONIO PARCELA N° 2, QUELLÓN.	QUELLON	San Antonio [S532]
		5681			
37	400000331263	EN CONSTRUCCIÓN			
38	400000274185 400000295732	X	RUTA T-207 KM 4, PAILLACO.	PAILLACO	
		X			

Anexo C. Ingresos por Central y suministro de combustible.

CENTRAL	N° SERVICIO	UNIDAD	VALOR CONTRATO (neto)	Contrato en CLP (Valor UF Mayo)	COMBUSTIBLE
1	400000152123	5569	UF 1.447,2	\$ 39.146.760	SAESA
2	400000304477	5570	UF 2.894,4	\$ 78.293.520	SAESA
		5571			
3	400000124787	5563	UF 3.000,0	\$ 81.150.000	SAESA
	400000124813	5565			
	400000200471	5583			
	400000200474	5564			
	400000201068				
4	400000080833 400000074696	5668	UF 2.450,0	\$ 66.272.500	Cliente
		5669			
		5670			
		5667			
5	400000068118	5573	UF 498,0	\$ 13.470.900	SAESA
6	400000142223	5574	UF 996,0	\$ 26.941.800	SAESA
	304740013455	5575			
7	400000150604 400000066286	5578	UF 7.433,0	\$ 201.062.650	Cliente
		5579			
		5580			
8	316910023005	5568	UF 1.000,0	\$ 27.050.000	Cliente
9	400000148015 400000031111	5615	UF 2.470,0	\$ 66.813.500	SAESA
		5616			
		5617			
		5618			
10	400000124171 400000121459	5619	UF 2.470,0	\$ 66.813.500	SAESA
		5620			
		5621			
		5624			
11	400000189189	5627	UF 2.894,4	\$ 78.293.520	SAESA
		5628			
12	1656	5679	UF 2.500,0	\$ 67.625.000	SAESA
	65506	5679			
	60036	5679			

CENTRAL	N° SERVICIO	UNIDAD	VALOR CONTRATO (neto)	Contrato en CLP (Valor UF Mayo)	COMBUSTIBLE
13	400000175331	5652	UF 2.146,0	\$ 58.049.300	Cliente
	400000265139	5653			
14	400000241530	5577	UF 800,0	\$ 21.640.000	SAESA
15	231310990500	5590	UF 1.300,0	\$ 35.165.000	SAESA
	400000118190	5590			
16	310790254105	5629	UF 2.588,0	\$ 70.005.400	SAESA
		5630			
17	400000154210 400000152677	5644	UF 822,0	\$ 22.235.100	SAESA
		5645			
		5646			
		5647			
18	400000224791 400000226166	5650	UF 6.220,0	\$ 168.249.918	Cliente
		5651			
		5661			
		5566			
19	400000182695	5664	UF 1.620,0	\$ 43.821.000	Cliente
		5665			
		5731			
20	316890023000	5663	UF 4.449,0	\$ 120.345.450	Cliente
21	400000077994	5655	UF 4.449,0	\$ 120.345.450	Cliente
		5655			
22	310780252470	5567	UF 1.300,0	\$ 35.165.000	Saesa
	400000129173	5567			
	400000262795	5567			
23	400000258667	5671	UF 1.050,0	\$ 28.402.500	Cliente
		5672			
24	400000265031	5673	UF 1.050,0	\$ 28.402.500	Cliente
		5674			

CENTRAL	Nº SERVICIO	UNIDAD	VALOR CONTRATO (neto)	Contrato en CLP (Valor UF Mayo)	COMBUSTIBLE
25	400000273267 4000000000459 400000233910	5714	UF 4.721,0	\$ 127.703.050	SAESA
		5715			
		5582			
		5724			
26	115200431025	5634	UF 1.206,0	\$ 32.622.300	SAESA
27	400000016772	5576	UF 1.300,0	\$ 35.165.000	Cliente
28	400000045812	5581	UF 1.200,0	\$ 32.460.000	Cliente
29	400000109606	5727	UF 920,0	\$ 24.886.000	Cliente
30	234620993070	5725	UF 1.100,0	\$ 29.755.000	Cliente
31	400000286303	5728	UF 1.000,0	\$ 27.050.000	Cliente
	400000075078	5729			
32	302670522255	5730	UF 1.300,0	\$ 35.165.000	Cliente
33	400000124001	5676	UF 700,0	\$ 18.935.000	Cliente
34	400000090974	5578	UF 700,0	\$ 18.935.000	Saesa
35	400000002863	5675	UF 500,0	\$ 13.525.000	SAESA
36	400000104720	5680	UF 1.300,0	\$ 35.165.000	Cliente
		5681			
37	400000331263	EN CONSTRUCCIÓN			Cliente
38	400000274185 400000295732	X	UF 1.100,0	\$ 29.755.000	Cliente
		x			

Anexo D: Conexión y modalidad de conexión.

CENTRAL	N° SERVICIO	UNIDAD	CONEXIÓN	MODALIDAD/ CONEXIÓN
1	400000152123	5569	MT	// RED
2	400000304477	5570	MT	// RED
		5571		
3	400000124787	5563	MT	// RED
	400000124813	5565		
	400000200471	5583		
	400000200474	5564		
4	400000080833 400000074696	5668	BT	ISLA
		5669		
		5670		
		5667		
5	400000068118	5573	MT	ISLA
6	400000142223	5574	MT	ISLA
	304740013455	5575		
7	400000150604 400000066286	5578	MT	// RED
		5579		
		5580		
8	316910023005	5568	BT	ISLA
9	400000148015 400000031111	5615	MT	// RED
		5616		
		5617		
		5618		
10	400000124171 400000121459	5619	MT	// RED
		5620		
		5621		
		5624		
11	400000189189	5627	BT	// RED
		5628		
12	1656	5679	MT	// RED
	65506	5679		
	60036	5679		
13	400000175331	5652	BT	ISLA
	400000265139	5653		
14	400000241530	5577	MT	ISLA
15	231310990500	5590	MT	// RED
	400000118190	5590		
16	310790254105	5629	MT	// RED
		5630		
17	400000154210 400000152677	5644	MT	// RED
		5645		
		5646		
		5647		

CENTRAL	N° SERVICIO	UNIDAD	CONEXIÓN	MODALIDAD DE CONEXIÓN
18	400000224791 400000226166	5650	BT	// RED
		5651		
		5661		
		5566		
19	400000182695	5664	BT	// RED
		5665		
		5731		
20	316890023000	5663	BT	ISLA
21	400000077994	5655	BT	ISLA
		5655		
22	310780252470	5567	BT	ISLA
	400000129173	5567		
	400000262795	5567		
23	400000258667	5671	BT	ISLA
		5672		
24	400000265031	5673	BT	ISLA
		5674		
25	400000273267 400000000459 400000233910	5714	MT	// RED
		5715		
		5582		
		5724		
26	115200431025	5634	MT	// RED
27	400000016772	5576	BT	// RED
28	400000045812	5581	BT	// RED
29	400000109606	5727	BT	// RED
30	234620993070	5725	BT	ISLA
31	400000286303	5728	BT	ISLA
	400000075078	5729		
32	302670522255	5730	BT	ISLA
33	400000124001	5676	BT	// RED
34	400000090974	5578	BT	// RED
35	400000002863	5675	BT	// RED
36	400000104720	5680	BT	ISLA
		5681		
37	400000331263	EN CONSTRUCCIÓN	MT	// RED
38	400000274185 400000295732	X	MT	ISLA
		x		

Anexo E: Cálculo de potencia de Suficiencia.

CENTRAL	P_INICIAL [MW]	P_SUF PRELIMINAR 1 [MW]	CONSUMOS PROPIOS [%]	INDISPONIBILIDAD [0/1]	P_SUF PRELIMINAR 2	P_SUF PRELIMINAR [AJUSTADO A DEMANDA]	PRECIO [\$/kW-mes]	P_SUF PRELIMINAR [CLP mes]	INGRESOS ANUALES [CLP]
1	0,80	0,80	2,00%	0,0002	0,7838	0,56	\$ 4.546	\$ 2.559.981	\$ 30.719.776
2	1,60	1,60	2,00%	0,0002	1,5677	1,13	\$ 4.546	\$ 5.119.963	\$ 61.439.553
3	3,00	3,00	2,00%	0,0002	2,9394	2,11	\$ 4.727	\$ 9.982.779	\$ 119.793.353
7	0,80	0,80	2,00%	0,0002	0,7838	0,56	\$ 4.709	\$ 2.651.454	\$ 31.817.449
12	0,80	0,80	2,00%	0,0002	0,7838	0,56	\$ 4.546	\$ 2.559.981	\$ 30.719.776
14	0,80	0,80	2,00%	0,0002	0,7838	0,56	\$ 4.602	\$ 2.591.533	\$ 31.098.394
15	0,80	0,80	2,00%	0,0002	0,7838	0,56	\$ 4.727	\$ 2.662.075	\$ 31.944.894
16	1,60	1,60	2,00%	0,0002	1,5677	1,13	\$ 4.709	\$ 5.302.908	\$ 63.634.899
17	3,00	3,00	2,00%	0,0002	2,9394	2,11	\$ 4.546	\$ 9.599.930	\$ 115.199.161
25	3,00	3,00	2,00%	0,0002	2,9394	2,11	\$ 4.602	\$ 9.718.248	\$ 116.618.977
26	0,80	0,80	2,00%	0,0002	0,7838	0,56	\$ 4.602	\$ 2.591.533	\$ 31.098.394
38	0,80	0,80	2,00%	0,0002	0,7838	0,56	\$ 4.602	\$ 2.591.533	\$ 31.098.394

Anexo F: Cálculo de potencia de Suficiencia para centrales definidas en esta línea de negocio el año 2017.

CENTRAL N°	POT. INICIAL [MW]	POT. SUF. PRELIMINAR 1 [MW]	CONSUM OS PROPIOS [%]	INDISPONI BILIDAD [0/1]	P_SUF PRELIMINAR 2 [MW]	P_SUF PRELIMINAR [AJUSTADO A DEMANDA]	PRECIO [\$/kW-mes]	P_SUF PRELIMINAR [CLP mes]	INGRESOS ANUALES [CLP]
5	0,80	0,80	2,00%	0,0002	0,7838	0,56	\$ 4.709	\$ 2.651.454	\$31.817.449
6	1,60	1,60	2,00%	0,0002	1,5677	1,13	\$ 4.709	\$ 5.302.908	\$ 63.634.899
9	3,00	3,00	2,00%	0,0002	2,9394	2,11	\$ 4.727	\$ 9.982.779	\$ 119.793.353
10	3,00	3,00	2,00%	0,0002	2,9394	2,11	\$ 4.602	\$ 9.718.248	\$ 116.618.977

Anexo G: Impacto No Significativo, comparación de ingreso mensual actual y proyectado por potencia de suficiencia.

CENTRAL	POTENCIA INSTALADA [Kw]	INS	INRESO MENSUAL POR POT_SUF [CLP]	VALOR CONTRATO ANUAL (NETO)	CONTRATO MENSUAL [CLP]	DIFERENCIA [CLP]
1	800	SI	\$ 2.559.981	UF 1.447,2	\$ 3.262.230	\$ -702.249
2	1600	NO	\$ 5.119.963	UF 2.894,4	\$ 6.524.460	\$ -1.404.497
3	3000	NO	\$ 9.982.779	UF 3.000,0	\$ 6.762.500	\$ 3.220.279
7	2400	NO	\$ 2.651.454	UF 7.433,0	\$ 16.755.221	\$ -14.103.767
12	800	SI	\$ 2.559.981	UF 2.500,0	\$ 5.635.417	\$ -3.075.435
14	800	SI	\$ 2.591.533	UF 800,0	\$ 1.803.333	\$ 788.199
15	800	SI	\$ 2.662.075	UF 1.300,0	\$ 2.930.417	\$ -268.342
16	1600	NO	\$ 5.302.908	UF 2.588,0	\$ 5.833.783	\$ -530.875
17	3000	NO	\$ 9.599.930	UF 822,0	\$ 1.852.925	\$ 7.747.005
25	3000	NO	\$ 9.718.248	UF 4.721,0	\$ 10.641.921	\$ -923.673
26	800	SI	\$ 2.591.533	UF 1.206,0	\$ 2.718.525	\$ -126.992
38	800	SI	\$ 2.591.533	UF 1.100,0	\$ 2.479.583	\$ 111.949