

# **Proyectos y propuestas de soluciones para Informe de Servicios Complementarios 2021**



**ESPINOS S.A.**

**07 de Febrero de 2020**

## Tabla de contenido

I.	Contexto general centrales térmicas Los Espinos y Los Olivos.....	3
II.	Contexto general centrales hidráulicas Renaico y Alto Renaico .....	4
A.	Habilitación de centrales térmicas Los Espinos para prestación de SSCC de control terciario de frecuencia (CTF+).....	5
	Descripción del proyecto .....	5
	Condiciones para la prestación del SSCC.....	5
	Especificaciones técnicas del proyecto.....	7
	Antecedentes que acrediten la seriedad del proyecto .....	7
	Justificación técnica de la necesidad del proyecto.....	7
	Evaluación técnico-económica del proyecto .....	8
B.	Habilitación de central térmica Espinos para prestación de SSCC de partida autónoma (PA). .....	10
	Descripción del proyecto .....	10
	Condiciones para la prestación del SSCC.....	10
	Especificaciones técnicas del proyecto.....	10
	Antecedentes que acrediten la seriedad del proyecto: .....	10
	Justificación técnica de la necesidad del proyecto.....	11
	Evaluación técnico-económica del proyecto .....	11
C.	Habilitación de centrales hidráulicas Renaico y Alto Renaico para prestación de SSCC de control de tensión (CT). .....	13
	Descripción del proyecto .....	13
	Condiciones para la prestación del SSCC.....	13
	Especificaciones técnicas del proyecto.....	13
	Antecedentes que acrediten la seriedad del proyecto: .....	14
	Justificación técnica de la necesidad del proyecto.....	14
	Evaluación técnico-económica del proyecto .....	16
D.	Habilitación de conjunto de centrales hidráulicas Renaico y Alto Renaico para prestación de SSCC de control secundario de frecuencia (CSF). .....	17
	Descripción del proyecto .....	17
	Condiciones para la prestación del SSCC.....	17
	Especificaciones técnicas del proyecto.....	17
	Antecedentes que acrediten la seriedad del proyecto: .....	18
	Justificación técnica de la necesidad del proyecto.....	18
	Evaluación técnico-económica del proyecto .....	18

## I. Contexto general de las centrales Espinos y Olivos

Las centrales Espinos y Olivos, de propiedad de Espinos S.A., son centrales de respaldo, ubicadas en la región de Coquimbo. Espinos cuenta con 80 unidades generadoras de una potencia individual de 1.600 kW, sumando un total de 128 MW. Por su parte Central Olivos cuenta con 72 unidades generadoras de una potencia individual de 1.600 kW, sumando un total de 115,2 MW. Entre ambas centrales totalizan 243,2 MW.

La conexión de la central Los Espinos se encuentra en la barra Los Vilos 220 kV, mientras que la conexión de Los Olivos se encuentra en la barra Choapa 110 kV. Geográficamente ambas barras se encuentran distantes a 0,15 km y la conexión entre Los Vilos y Choapa se opera normalmente cerrada, por lo que se puede establecer que eléctricamente se encuentran en el mismo entorno del SEN (Figura 1).

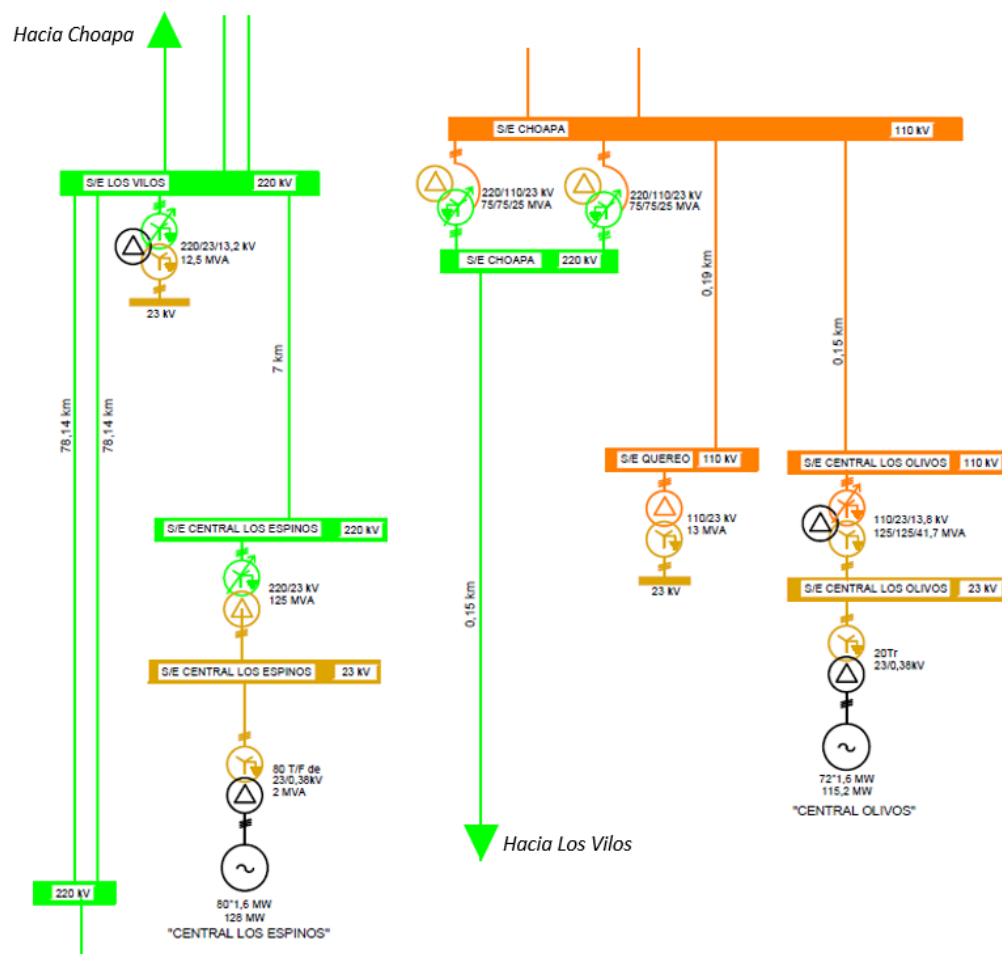


Figura 1: Conexión eléctrica centrales Los Espinos y Los Olivos. Fuente: Diagrama unilínea CEN junio 2019

## II. Contexto general de las centrales hidráulicas Renaico y Alto Renaico

Las centrales Renaico y Alto Renaico, de propiedad de Espinos S.A., son centrales hidráulicas de pasada, ubicadas en la región del Biobío. Renaico cuenta con una unidad generadora de 6,3 MW, y Alto Renaico cuenta con una unidad generadora de 1,4 MW. Ambas centrales comparten la misma serie hidráulica y son centrales emplazadas en un canal de regadío. Alto Renaico se ubica aguas arriba de Renaico.

Ambas centrales evacúan su energía hacia el SEN mediante el mismo sistema de transmisión en 23 kV. La conexión eléctrica ocurre en la S/E Angol a través de una línea de interconexión de 28,9 km (Figura 2).

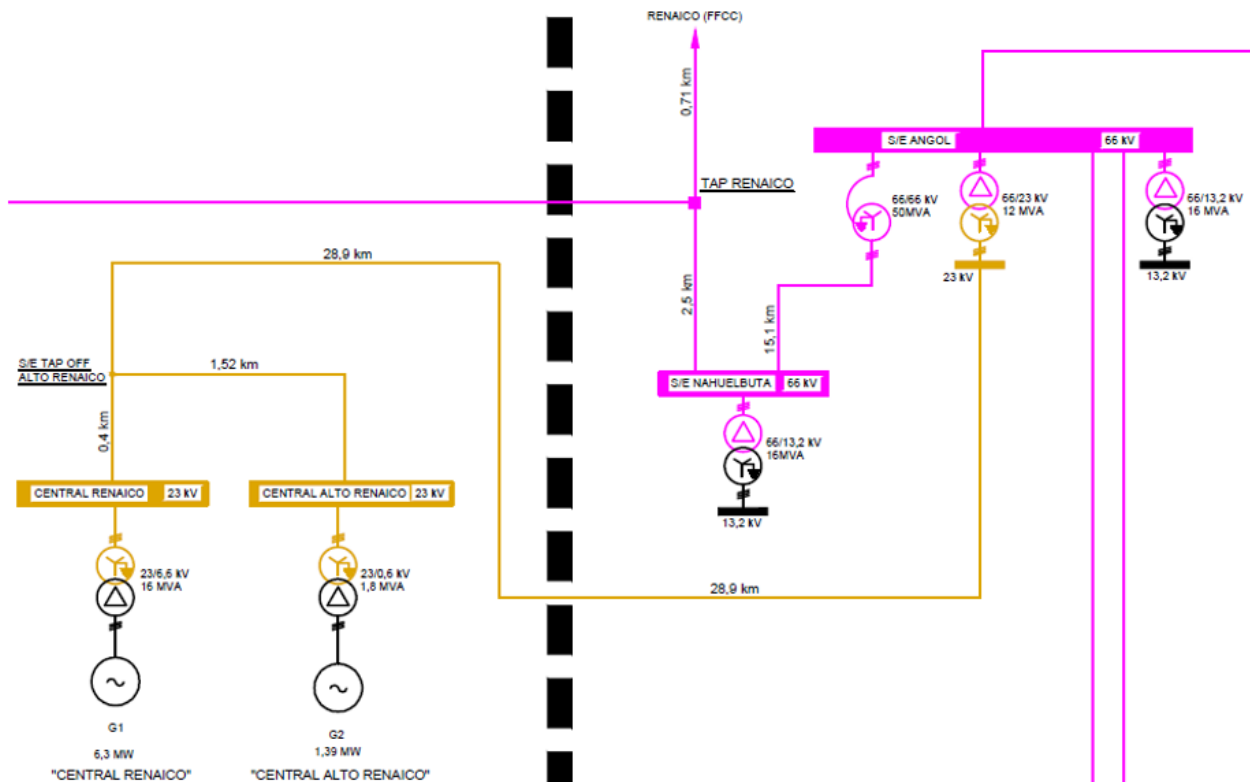


Figura 2: Conexión eléctrica centrales Renaico y Alto Renaico. Fuente: Diagrama unilineal CEN junio 2019

## A. Habilitación de centrales Espinos y Olivos para prestación de SSCC de control terciario de frecuencia (CTF+).

### Descripción del proyecto

El objetivo del proyecto es la habilitación de la central Espinos para la prestación de SSCC de control terciario de frecuencia reserva fría (CTF+).

Para lograr este objetivo, se debe acreditar que las centrales ya califican para prestar CTF.

### Condiciones para la prestación del SSCC

De acuerdo con lo indicado en la Resolución Exenta N°827/2019 (REx 827) de la Comisión Nacional de Energía (CNE), el CTF corresponde a *“acciones de control activadas por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales con el objeto de preparar al sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes”*.

Adicionalmente, la CNE en su informe detalla el siguiente recuadro (Figura 3):

Característica Técnica	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo Total de Activación	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
<b>CRF</b>	<b>Automático Local</b>	-	<b>1[s]</b>	<b>5[min]</b>	
<b>CPF</b>	<b>Automático Local</b>	-	<b>10[s]</b>	<b>5[min]</b>	
<b>CSF</b>	<b>Automático Centralizado</b>	-	<b>5[min]</b>	<b>15[min]</b>	
<b>CTF</b>	<b>Por instrucción, en la</b>	<b>5[min]</b>	-	-	<b>1[hr]</b>

Figura 3: Características Técnicas servicios de Control de Frecuencia. Fuente: Res. Ex. N°827

En este ámbito, para habilitar para prestación del SSCC de CTF+ se debe contar con el equipamiento necesario para la entrega de potencia por instrucción del Coordinador en los tiempos establecidos por la Res. Ex. N° 827, que corresponden a 5 min para tiempo de inicio de activación y 1 hr para tiempo máximo de entrega del SSCC.

Por su parte, los parámetros de partida / detención de las centrales corresponden a los siguientes antecedentes (Figura 4 y 5), de acuerdo con el reporte de determinación de parámetros para los procesos de partida y detención de la central, disponible en la información técnica de la central en el sitio web del CEN y validado de acuerdo a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS):

PERIODOS	Consumo de Combustible (Kg)	Consumo Energía (KW)	Tiempo Requerido (min: s)
Preparativos previo arranque de unidades	0	0	7:00
Desde orden de partir hasta sincronización	2,9	18	1:00
Desde sincronización hasta alcanzar MT	9,8	0	4:30
<b>Total Proceso de Partida</b>	<b>12,7</b>	<b>18</b>	<b>12:30</b>
Desde operación a Mínimo Técnico hasta operación a potencia nominal	7509,6	1422	20:00
<b>Total hasta potencia nominal (128.000 kW)</b>	<b>7522,3</b>	<b>1440</b>	<b>32:30</b>
Desde la operación a potencia nominal hasta mínimo técnico	1877,4	0	05:00
Desde la Operación Mínimo Técnico a la desconexión	174,8	0	01:00
Desde desconexión de la central hasta el término proceso de detención	738,5	0	03:10

Figura 4: Parámetros de partida y detención central Espinos. Fuente: información técnica CEN

PERIODOS	Consumo de Combustible (Kg)	Consumo Energía (KW)	Tiempo Requerido (min:s)
Preparacion previa arranque de unidades	0	0	6:00
Desde orden de partir hasta sincronización	3,9	18	1:17
Calentamiento con unidad sincronizada	5,8	0	5:00
Desde calentamiento hasta alcanzar mínimo técnico	1,3	0	0:27
<b>Sub Total Proceso de Partida</b>	<b>11</b>	<b>18</b>	<b>12:44</b>
Desde operación Mínimo Técnico hasta operación a potencia nominal	9363,6	1278	24:00
<b>Total hasta Potencia Nominal</b>	<b>9374,6</b>	<b>1296</b>	<b>36:44</b>
Desde operación a potencia nominal hasta mínimo técnico	260,1	0	0:40
Desde la Operación Mínimo Técnico a la desconexión	155,4	0	0:33
Desde desconexión de la central hasta el término proceso de detención	1117,2	0	5:10

Figura 5: Parámetros de partida y detención central Olivos Fuente: información técnica CEN

A partir de los antecedentes presentados en la Figura 4, se puede establecer la relación con los tiempos definidos por la Res. Ex. N° 827:

- El tiempo requerido para realizar los preparativos previos al arranque de las unidades de la central Espinos (7:00 min) y Olivos (6:00 min) corresponden a una preparación de la instalación que consiste en maniobras de interruptores de 23 kV y la habilitación del sistema de alimentación de combustible. Para el caso de una eventual prestación de CTF+, esos minutos no deben considerarse como parte del tiempo de activación, toda vez que, si la central se adjudica la prestación del servicio, debe realizar esta acción independiente de si el servicio se activa o no (o sea sería parte de mantener la central disponible para prestar el servicio).
- El minuto requerido desde la orden de partir hasta la sincronización correspondería efectivamente al tiempo de inicio de la activación indicado en la Res. Ex. N°827, por lo que ambas centrales cumplen con este requerimiento.

- c) Los tiempos entre sincronización y operación a potencia nominal (pasando por alcanzar MT) completan el tiempo total de activación de acuerdo a la nomenclatura de la Res. Ex. N° 827, pero como no hay un requerimiento específico para el CTF de tiempo total de activación, no habría problema en los tiempos para la entrega del recurso técnico comprometido y no sería necesario realizar modificaciones a los esquemas actuales de la central.
- d) En el ámbito del tiempo mínimo de entrega, tampoco hay un requerimiento específico para el CTF en la Res. Ex. N° 827. De todas maneras, en ambos PPyD se indica que “Los grupos electrógenos no requieren de un tiempo mínimo de operación antes de poder iniciar la detención, una vez concluido un proceso de partida”, por lo que incluso si hubiere un requerimiento no sería necesario realizar modificaciones a los esquemas actuales de la central.
- e) Finalmente, en relación al tiempo máximo de entrega, ambas centrales están habilitadas para operar a potencia máxima por 1 hr, por lo no sería necesario realizar modificaciones a los esquemas actuales de las centrales Espinos y Olivos.

### Especificaciones técnicas del proyecto

Las centrales ya cuentan con la infraestructura y equipamiento para la prestación del CTF+. Es más, de acuerdo a lo indicado por el estudio de costos de SSCC 2019 del CEN, *“Para prestar el SSCC de CTF no se distinguen inversiones o equipos adicionales para verificar la correcta prestación de dicho servicio, ya que para realizarla se utilizan las señales enviadas a través del SITR. Dichas señales corresponden a la medida de la potencia activa de cada unidad generadora”*, cosa que ya se encuentra disponible para estas centrales.

### Antecedentes que acrediten la seriedad del proyecto

La experiencia acumulada en más de 10 años por parte de la dotación de Operación y Mantenimiento de Espinos S.A. en sus centrales, es relevante al momento de validar los aspectos técnicos de los equipos. En la operación de las unidades, se han perfeccionado y validado sus secuencias de partida y detención.

Atendiendo que las centrales Espinos y Olivos ya cuentan con las instalaciones con capacidad de prestar el servicio de CTF, el proyecto cuenta con todo el respaldo de la empresa para su realización.

### Justificación técnica de la necesidad del proyecto

De acuerdo con el informe de SSCC 2020, el CTF *“deberá tener un monto de reserva tal que complemente las reservas requeridas, de manera conjunta, para las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda (diferencias que se presentaron entre la programación y la operación real calculados horariamente)”*

En este ámbito, uno de las principales fuentes de requerimientos de CTF en el SEN es la necesidad de reposición de reservas producto de los errores de pronóstico en centrales eólicas, particularmente en los casos donde la generación real resulta menor que el pronóstico.

La central Los Espinos se encuentra conectada a la barra Los Vilos 220 kV y la central Olivos a la SE Choapa, colindante a la SE Los Vilos 220kV, cuyo entorno se encuentra poblado por un número importante de centrales eólicas. Solamente entre las barras Pan de Azúcar 220 kV y Los Vilos 220 kV se puede encontrar un total de más de 670 MW entre distintas centrales (Totoral, Canela I y II, Punta Palmeras, Punta Sierra, Monte Redondo, Los Cururos, Talinay Oriente y Poniente, El Arrayán).

Si bien los SSCC de balance corresponden a una necesidad sistémica y debiesen poder ser previstos desde cualquier parte del sistema, la ubicación privilegiada de las centrales con respecto al entorno eólico de la zona Pan de Azúcar – Los Vilos, permitirá al sistema la provisión de reposición de reservas en condiciones libres de contingencia (provisión local).

Se espera que las centrales Espinos y Olivos presten CTF en el tramo CTF+, y que las operaciones CTF- sean menos frecuentes, toda vez que la probabilidad de despacho de la central es baja atendiendo su costo variable.

De acuerdo con el informe SSCC 2020, los requerimientos de CTF+ son los siguientes para el período 2020-23 (Figura 6):

Detalle	Detalle	Reserva
<b>CTF +</b>	Bloque 1 (00:00-05:59 hrs y 21:00-23:59 hrs.)	162 MW
	Bloque 2 (06:00-09:59 hrs.)	224 MW
	Bloque 3 (10:00-16:59 hrs.)	143 MW
	Bloque 4 (17:00-20:59 hrs.)	316 MW

Figura 6: Reservas requeridas para CTF+. CEN Informe SSCC 2020

Entendiendo que las condiciones de operación no cambien tanto entre períodos y que el requerimiento de CTF+ debiese aumentar de la mano del aumento en la penetración de generación eólica en la zona, se entiende que para el período 2021-2024 debiese seguir existiendo la necesidad de CTF+.

Dado que existe la necesidad (demanda) y la central ya cumple con los requisitos para prestar el servicio y tendría una ventaja competitiva (ubicación), la empresa considera que se justifica la realización del proyecto.

### Evaluación técnico-económica del proyecto

Los costos de implementación (CAPEX y OPEX) del proyecto se presentan en el siguiente recuadro (Figura 7). Dichos costos fueron obtenidos directamente desde el informe de costos de SSCC 2020 del CEN.

Servicio	Tecnología	Segmento	Región	Inversión [USD]	Mantenimiento [USD/AÑO]	Habilitación [USD]	Pruebas de Certificación [USD/AÑO]	Pruebas Operativas [USD/Evento]	Operación [USD/Evento]
CTF	MCI	MCI≤2MW	IV	\$ -	\$ 4.510	\$ 11.560	\$ 7.632	\$ 7.632	\$ -

Figura 7: Costos asociados a implementación de CTF. CEN Informe de costos SSCC 2019



De acuerdo a la Res. Ex. N° 827, la remuneración del CTF separa entre el CTF+ y el CTF-, donde en el primer caso se paga por disponibilidad (valor adjudicado en subasta / licitación) y activación (costo marginal de la barra respectiva), y en el segundo se paga activación (valor adjudicado en subasta / licitación).

Para la evaluación económica de este proyecto, se debe considerar operación solo como CTF+ (ya se encuentran habilitadas para prestar el servicio de CTF-) y se debe entender que el retorno económico será un compromiso entre disponibilidad y activación, toda vez que el costo marginal generalmente será menor que el costo variable de operación de las centrales una vez activada la prestación del SSCC. En una condición de mercado, la regulación permite a la empresa evaluar esta situación y asignar, con un nivel de riesgo aceptable por la empresa, los valores de oferta por disponibilidad.

**Fecha de implementación:** Inmediata, ya que las centrales de acuerdo a la Normativa vigente se encuentran habilitadas para prestar el servicio.

## B. Habilitación de central térmica Espinos para prestación de SSCC de partida autónoma (PA).

### Descripción del proyecto

El objetivo del proyecto es la habilitación de central Espinos para prestación de SSCC de partida autónoma (PA).

Para lograr este objetivo, se debe implementar un sistema de control en los SSAA de la central y se debe habilitar la medición correspondiente de prestación del SSCC.

### Condiciones para la prestación del SSCC

De acuerdo con lo indicado en la Res. Ex. N°827 de la Comisión Nacional de Energía (CNE), la PA corresponde a *“Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo”*.

Actualmente, las unidades de la central Espinos no cuentan con la capacidad de partida de sus instalaciones sin contar con suministro de electricidad externo, pero la empresa ya ha indagado en lo que se necesitaría para habilitar dicha funcionalidad.

### Especificaciones técnicas del proyecto

Para habilitar la PA en las unidades de la central Espinos se debe instalar un sistema de control que permite el modo de operación en isla de los generadores.

De acuerdo con cotización realizada con la empresa Smart Power Chile S.A., la implementación de este sistema de control considera los siguientes elementos por cada par de unidades generadoras diésel:

- Controlador IG-NT BB GEN; Control, protección, sincronismo y repartición de carga de generador.
- Accesorios de control propios para la aplicación de Central de generación, modo carga base e Isla, de dos equipos.
- InternetBridge-NT (IB-NT), sistema de respaldo en 24VDC, Software de control remoto (Int. Monitor), gabinete de 800x600x300mm, accesorios de control y montaje.

Y el plazo de entrega del proyecto es un mes.

### Antecedentes que acrediten la seriedad del proyecto:

La experiencia acumulada en más de 10 años por parte de la dotación de Operación y Mantenimiento de Espinos S.A. en su central, es relevante al momento de validar los aspectos técnicos de los equipos. En la operación de las unidades, se han perfeccionado y validado sus secuencias de partida y detención.

Para este proyecto la empresa ya cuenta con cotizaciones y análisis interno que le permiten ofrecer este proyecto. Se adjunta cotización de la empresa Smart Power Chile S.A.

### Justificación técnica de la necesidad del proyecto

De acuerdo con el Estudio para Plan de Recuperación de Servicio del 2020, elaborado por el CEN, las centrales de la zona Norte Chico que cuentan con capacidad habilitada de Partida Autónoma son las siguientes (Figura 5):

ZONA	ÁREA	NOMBRE CENTRAL	NOMBRE UNIDAD	POTENCIA NOMINAL POR UNIDAD [MW]	TIEMPO DE PARTIDA POR UNIDAD [MIN]
NORTE CHICO	DIEGO DE ALMAGRO	Diego de Almagro	TG1	24	5,53
		Salvador	TG1	24	6
	CARDONES	Huasco	TG (1-3)	18	5,1
	PAN DE AZÚCAR	Las Piedras del Peñón	U (1-50)	1,8	12

Figura 5: Centrales del SEN con Capacidad de Partida Autónoma zona Norte Chico. CEN Informe PRS 2020

Se puede observar que en la zona Norte Chico, área Pan de Azúcar, ya se cuenta con la central Las Piedras del Peñón habilitada para PA, con una potencia nominal de 90 MW (50 x 1.8 MW) y un tiempo de partida por unidad de 12 min. Ésta central se encuentra conectada al sistema directamente a la S/E Pan de Azúcar, a través de conexión en 110 kV.

Por su parte, el informe de SSCC 2020 del CEN indica que dadas las condiciones de flexibilidad que se requieren para operar en escenarios difícilmente predecibles, es poco probable que exista competencia en el ámbito de los planes de recuperación de servicio, por lo que su asignación será preferentemente por indicación directa.

De esta forma, la oportunidad para la implementación de PA en la central Los Espinos reside en los potenciales ahorros que dicha acción pueda traer para el sistema en la ejecución del Plan de Recuperación de Servicio en la zona versus el caso base actual o futuras necesidades requeridas.

### Evaluación técnico-económica del proyecto

Los costos de implementación del proyecto se presentan en el siguiente recuadro (Figura 8). Dichos costos fueron obtenidos por cotización directa con el proveedor Smart Power Chile S.A.

Equipamiento	Valor unitario	Unidad	Valor unitario	Unidad
Controlador de sincronismo IG-NT-BB Gen y complementos	8.637	Eu\$	7.852	US\$
Equipos industriales de comunicación IB-NT y respaldo, accesorios de control, entre otros	5.763	Eu\$	5.239	US\$
Ingeniería + pruebas + gastos generales.	188	UF\$	6.893	US\$
<b>Habilitación 2 unidades</b>			<b>19.984</b>	<b>US\$</b>
<b>Habilitación central 80 unidades</b>			<b>799.365</b>	<b>US\$</b>

Figura 6: Costos asociados a implementación de PA en central Los Espinos. Cotización directa

De acuerdo a la Res. Ex. N° 827, la remuneración del PA reconoce las componentes de inversión, operación y mantenimiento del valor ofertado por el coordinado.

Atendiendo la condición particular para este caso, la evaluación económica de este proyecto debe considerar los eventuales ahorros sistémicos ocasionados por la implementación del proyecto, versus el escenario actual en el Plan de Recuperación de Servicio de la zona.

Fecha de implementación: De acuerdo a los antecedentes mencionados previamente, se estima un plazo de implementación de 8 meses.

## C. Habilitación de centrales hidráulicas Renaico y Alto Renaico para prestación de SSCC de control de tensión (CT).

### Descripción del proyecto

El objetivo del proyecto es la habilitación de las centrales Renaico y Alto Renaico para prestación de SSCC de Control de Tensión (CT).

Para lograr este objetivo, se debe reconfigurar el control de tensión del AVR de las centrales para que puedan realizar control automático de entrega/absorción de reactivos y se debe habilitar la medición correspondiente de prestación del SSCC.

### Condiciones para la prestación del SSCC

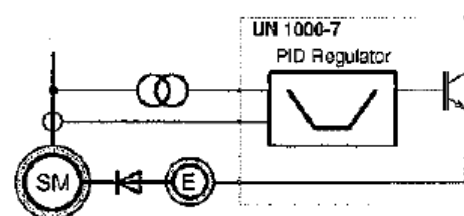
De acuerdo con lo indicado en la Res. Ex. N°827 de la Comisión Nacional de Energía (CNE), el CT corresponde a “acciones de control que permite mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local”.

Actualmente, las centrales Renaico y Alto Renaico cuentan con un sistema de control de tensión para la prestación del servicio, solo que no están configurados para esa modalidad de operación. Se requiere una reprogramación del control para que permita esta acción, dentro de los límites de la carta de operación de cada central.

### Especificaciones técnicas del proyecto

Actualmente el control de las máquinas se encuentra establecido en el modo de fábrica o AVR (Automatic Voltage Control) y se debe reconfigurar a la modalidad PF-Var (Power Factor or Var Regulation). Los controladores existentes en ambas máquinas permiten esta última configuración (ver Figura 7 y Figura 8).

**Automatic voltage regulation** (Auto)  
Regulates the terminal voltage of the synchronous machine.  
Note: Current measurement for compensation / droop



**PF or Var regulation** (PF, Var)  
Regulates the power factor or reactive power of the synchronous machine.

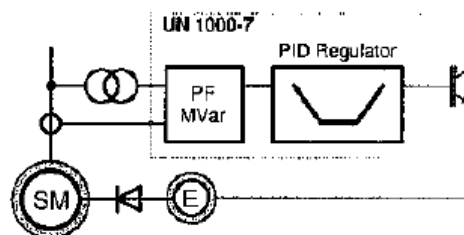


Figura 7: Modos de operación, regulador de tensión central Renaico

### **Var/PF Control**

**This option allows the AVC63-12 and the AVC125-10 to regulate the var and power factor while the generator is connected to an infinite or utility bus. The var/PF option (Model Number SCP250G-50 for 50-hertz operation or SCP250G-60 for 60-hertz operation) supplies a dc signal into the AVC63-12 and AVC125-10 terminals 2 and 3 to regulate the SCP250 var or power factor setting. (See Figure 7 for inter-connection diagram.)**

*Figura 8: Modos de operación VAR/PF Control, regulador de tensión central Alto Renaico*

Adicionalmente, se considera la implementación de un gobernador maestro que permita coordinar la inyección / absorción de potencia reactiva gestionando ambas centrales a la vez.

### **Antecedentes que acrediten la seriedad del proyecto:**

La experiencia acumulada en más de 10 años por parte de Espinos S.A. en el mercado eléctrico chileno, es relevante al momento de validar la seriedad de sus propuestas.

Atendiendo que las centrales Renaico y Alto Renaico ya cuentan con los controladores para prestar el servicio de CT y solo se requiere de cambios de ajustes.

### **Justificación técnica de la necesidad del proyecto**

De acuerdo al Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva 2019 elaborado por el CEN, las centrales Renaico y Alto Renaico pertenecen al área de control de tensión Centro-Sur, por su ubicación entre S/E Alto Jahuel y S/E Cautín.

El eventual aporte de las centrales Renaico y Alto Renaico comparado con los grandes reguladores de la zona (Ralco y Santa María) a nivel sistémico podría considerarse innecesario, y no sería suficiente para justificar el proyecto.

En un ámbito más local, las centrales se encuentran ubicadas en la cercanía eléctrica de la S/E Angol. El principal elemento que provee regulación de tensión en dicha barra es el transformador 66/66 kV 50 MVA, dedicado precisamente a la regulación de tensión en la cabecera de la línea 66 kV Angol - Nahuelbuta.

De acuerdo con la información técnica de las instalaciones, dicho transformador posee cambiadores de tap bajo carga. Este transformador posee 21 posiciones de tap, con pasos de 1,25%, lo que permite excursionar al transformador entre 57,75 kV y 74,25 kV, ( $\pm 13\%$ ). En condiciones de carga normales, el transformador podría inyectar / absorber reactivos más o menos en la misma relación ( $\sim 10\%$ ), lo que equivale a  $\pm 5$  MVAR de regulación de tensión.

Por su parte, y de acuerdo al diagrama P-Q de las centrales Renaico y Alto Renaico (ver Figura 9 y Figura 10), éstas tienen capacidad máxima de entrega / absorción de reactivos en torno a  $\pm 3$  MVAR sin

comprometer mucho la salida de potencia activa, lo cual sería un buen complemento para apoyar al transformador en la regulación de tensión de la barra Angol 66 kV.

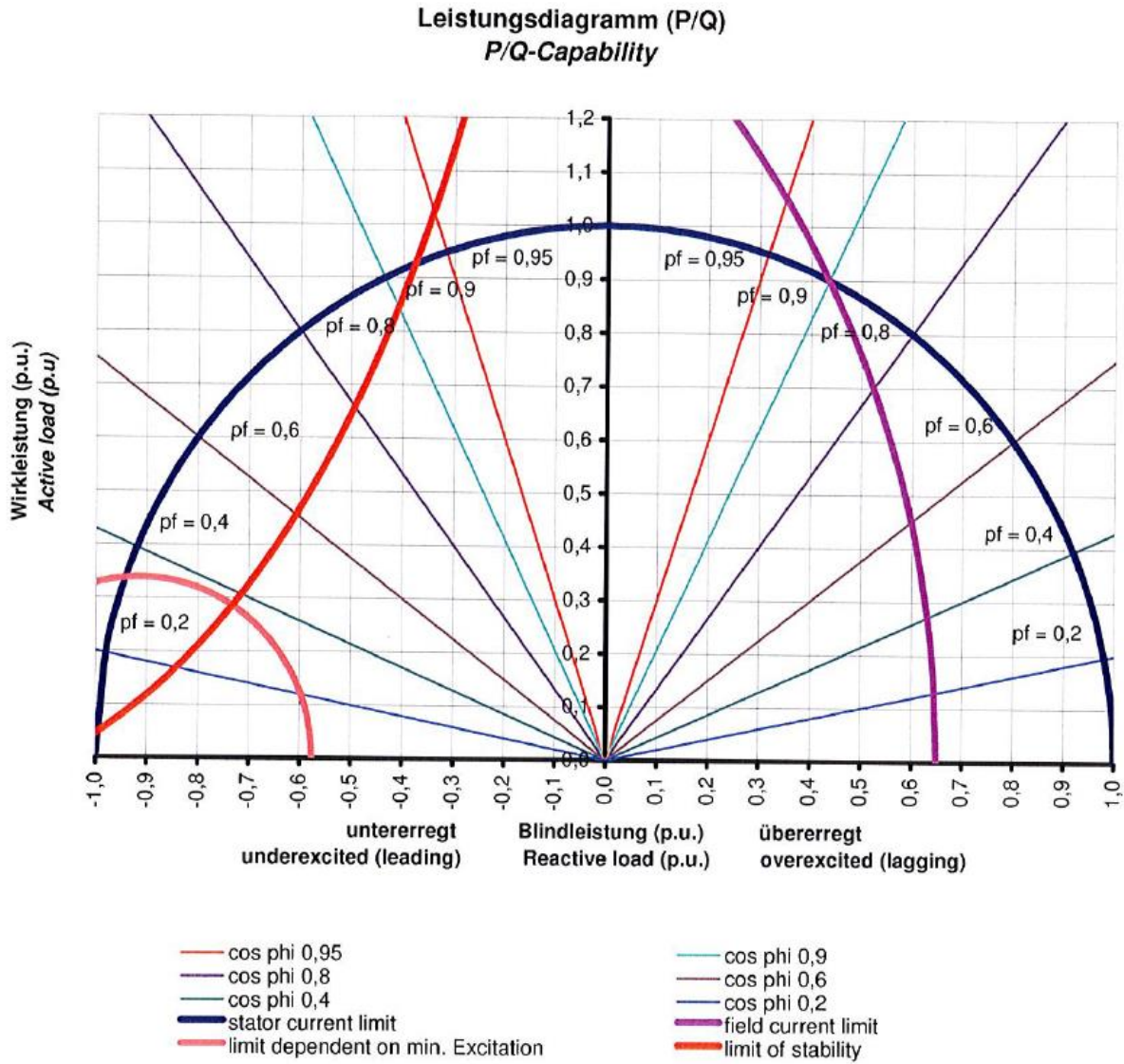


Figura 9: Diagrama P-Q central Renaico

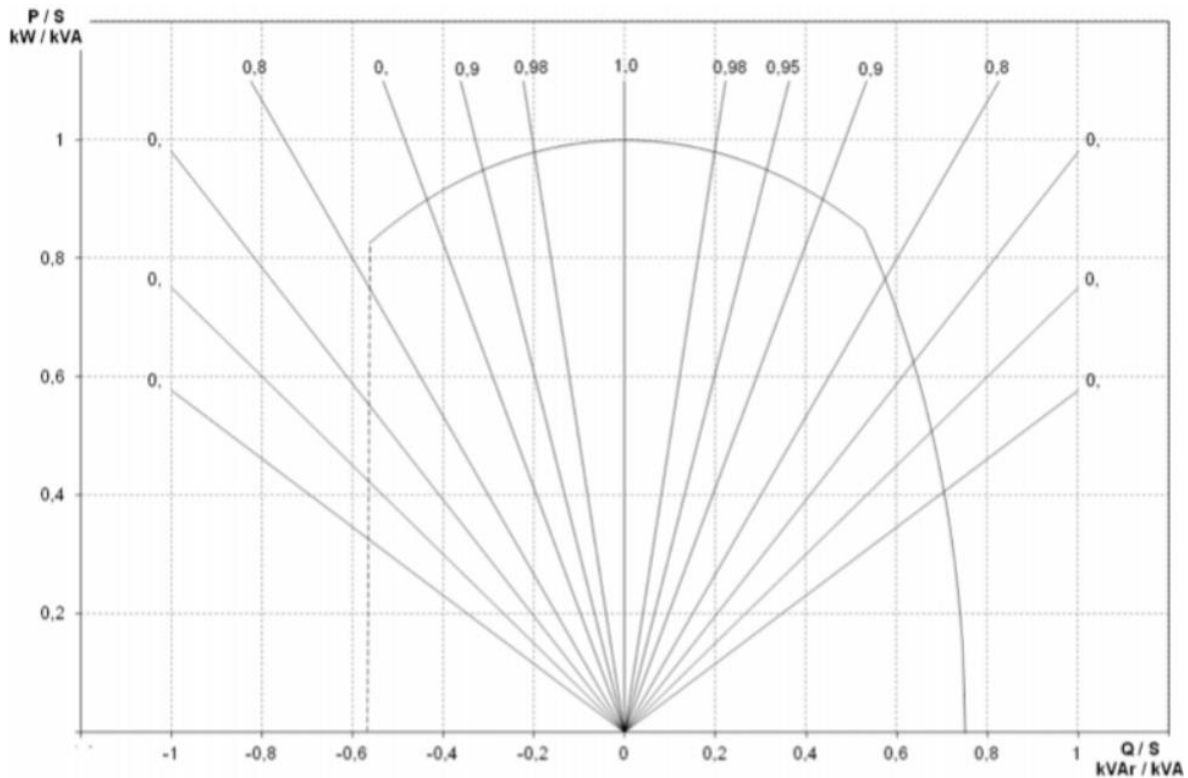


Figura 10: Diagrama P-Q central Alto Renatico

### Evaluación técnico-económica del proyecto

Costos referenciales de implementación (CAPEX y OPEX) del proyecto se presentan en el siguiente recuadro (Figura 11). Dichos costos fueron obtenidos directamente desde el informe de costos de SSCC 2019 del CEN.

Servicio	Tecnología	Segmento	Región	Inversión [US\$]	Mant. [US\$/año]	Habilitación [US\$]	Pruebas de Certificación [US\$/Evento]	Pruebas Operativas [US\$/Evento]	Operación [US\$/Evento]
CT - 1	TH	TH≤5MW	VIII	\$0	\$6.457	\$11.607	\$7.666	\$7.666	\$0
CT - 1	TH	5MW<TH≤25MW	VIII	\$0	\$12.970	\$11.607	\$7.666	\$7.666	\$0

Figura 11: Costos asociados a implementación de CT. CEN Informe de costos SSCC 2019

De acuerdo a la Rex 827, la remuneración del CT reconoce las componentes de inversión, operación y mantenimiento del valor ofertado por el coordinado.

Atendiendo a que generalmente no aparecen condiciones de competencia para el CT y se termina resolviendo mediante asignación directa, para la evaluación económica de este proyecto se deben considerar los eventuales ahorros sistémicos ocasionados por la implementación del proyecto. En este caso particular, se debería evaluar el impacto sobre las pérdidas en la operación del transformador 66/66 kV 50 MVA de S/E Angol.



Fecha de implementación: De acuerdo a los antecedentes mencionados previamente, se estima un plazo de implementación de 3 meses.

## **D. Habilitación de conjunto de centrales hidráulicas Renaico y Alto Renaico para prestación de SSCC de control secundario de frecuencia (CSF).**

### Descripción del proyecto

El objetivo del proyecto es la habilitación de las centrales Renaico y Alto Renaico para prestación de SSCC de Control Secundario de Frecuencia (CSF).

Para lograr este objetivo, se debe evaluar técnico/económicamente la factibilidad de integración al AGC del sistema y luego se debe implementar dicha integración.

### Condiciones para la prestación del SSCC

De acuerdo con lo indicado en la Res. Ex. N°827 de la Comisión Nacional de Energía (CNE), el CSF corresponde a *“acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal”*.

Adicionalmente y de acuerdo con la Res. Ex. N°827 debe prestarse de forma centralizada y automática a través de integración en el AGC del sistema, el tiempo total de activación es de 5 min y el mínimo tiempo de entrega es de 15 min.

Actualmente, las centrales Renaico y Alto Renaico no se encuentran integradas al AGC, por lo que el proyecto consiste precisamente en la evaluación e implementación de la integración de estas centrales al AGC, incluyendo las inversiones en sistemas de control que permitan el monitoreo y la comunicación con la infraestructura del CEN.

### Especificaciones técnicas del proyecto

El proyecto consiste en la evaluación técnico/económica de la factibilidad de integración al AGC del sistema, validación con el CEN y luego implementación de dicha integración.

De acuerdo a lo indicado en el informe de costos de SSCC 2019 del CEN, el equipamiento adicional para la integración al AGC contempla la instalación de un Sistema de Filtrado, Medición, Procesamiento y Recepción de Consigna de Potencia, cuya función es la medición de las variables eléctricas requeridas por el módulo AGC del Coordinador, filtrado/procesamiento, emisión de éstas, recepción de la consigna de potencia y emisión de órdenes de configuración acorde a nueva consigna de potencia.

Adicionalmente, el CEN indica dos tipos de implementación del AGC, los cuales serán revisados por la empresa al momento de evaluar la factibilidad técnica del proyecto:

CSF-AGC-1: El vínculo entre el coordinado (Central Generadora) y el Coordinador se realiza utilizando un vínculo redundante e independiente de dedicación exclusiva para el SC de CSF vía AGC conforme a lo indicado en el artículo 4-17 de la NTSyCS (arquitectura redundante).

CSF-AGC-2: El vínculo entre el coordinado (Central Generadora) y el Coordinador se realiza en dos tramos: instalando un vínculo (arquitectura redundante) entre el Coordinador y el Centro de Control de la empresa coordinada, y luego entre éste y la central correspondiente.

### Antecedentes que acrediten la seriedad del proyecto:

La experiencia acumulada en más de 10 años por parte de Espinos S.A. en el mercado eléctrico chileno, es relevante al momento de validar la seriedad de sus propuestas.

Atendiendo que las centrales Renaico y Alto Renaico ya cuentan con los controladores para prestar el servicio de CSF, el proyecto cuenta con todo el respaldo de la empresa para su realización.

### Justificación técnica de la necesidad del proyecto

De acuerdo con el informe SSCC 2020, los requerimientos de CSF se enmarcan dentro de los siguientes valores (Figura 12):

Categoría SC	Subcategoría	BIAS [MW/0.1 Hz]	Desviación de Frecuencia [Hz]	Reserva [MW]
CSF	CSF-	60	-0.2	-120
	CSF+	60	0.2	120

Figura 12: Reservas requeridas para CSF. CEN Informe SSCC 2020

Lo cual da cuenta que existe una necesidad (demanda). Atendiendo que es una necesidad sistémica que se resuelve en forma centralizada, la justificación técnica dependerá de la factibilidad de implementación del AGC, y atendiendo que de acuerdo con el CEN, existiría ámbito de competencia en la entrega de este servicio, termina siendo una decisión privada la participación.

### Evaluación técnico-económica del proyecto

Costos referenciales de implementación (CAPEX y OPEX) del proyecto se presentan en el siguiente recuadro (Figura 13). Dichos costos fueron obtenidos directamente desde el informe de costos de SSCC 2019 del CEN.

Servicio	Tecnología	Segmento	Región	Inversión [US\$]	Mant. [US\$/año]	Habilitación [US\$]	Pruebas de Certificación [US\$/Evento]	Pruebas Operativas [US\$/Evento]	Operación [US\$/Evento]
CSF - AGC - 1	TH	TH≤5MW	VIII	\$172.612	\$32.756	\$13.760	\$9.163	\$9.163	\$0
CSF - AGC - 1	TH	5MW<TH≤25MW	VIII	\$172.612	\$35.111	\$13.760	\$9.163	\$9.163	\$0
CSF - AGC - 2	TH	TH≤5MW	VIII	\$174.511	\$44.948	\$13.760	\$9.163	\$9.163	\$0
CSF - AGC - 2	TH	5MW<TH≤25MW	VIII	\$174.511	\$47.303	\$13.760	\$9.163	\$9.163	\$0

Figura 13: Costos asociados a implementación de CSF. CEN Informe de costos SSCC 2019

De acuerdo a la Res. Ex. N°827, la remuneración del CSF separa entre el CSF+ y el CSF-, donde en el primer caso se paga por mantener reserva en giro (valor adjudicado en subasta / licitación) y activación (costo

marginal de la barra respectiva), y en el segundo se paga activación (valor adjudicado en subasta / licitación).

Para la evaluación económica de este proyecto, se debe entender que el retorno económico será un compromiso entre operar normalmente y mantener reserva. En una condición de mercado, la regulación permite a la empresa evaluar esta situación y asignar, con un nivel de riesgo aceptable por la empresa, los valores de oferta por disponibilidad.

Fecha de implementación: De acuerdo a los antecedentes mencionados previamente, la fecha de implementación dependería de una posterior evaluación de especificaciones técnicas con mayor detalle.