

Santiago, 14 de junio de 2022

**Mat.:** I.- Da cumplimiento a Requerimiento de Ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

**Ant.:** Resolución Exenta N°850, de 6 de junio de 2022, de la Superintendencia del Medio Ambiente, que resuelve requerir de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental del proyecto “*Rehabilitación Central Hidroeléctrica Los Maquis*” del titular Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

**Ref.:** Expediente REQ-005-2022

Señor  
Emanuel Ibarra Soto  
Superintendente del Medio Ambiente (S)  
Superintendencia del Medio Ambiente

**Presente**

De mi consideración,

Junto con saludar cordialmente, **José Luis Fuenzalida Rodríguez**, en representación de **EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A. (“Titular”)**, ambos domiciliados para estos efectos en Badajoz 45, Piso 8, Las Condes, Región Metropolitana; y en Bulnes 441, Osorno, Región de Los Lagos, en expediente REQ-005-2022, al Sr. Superintendente del Medio Ambiente, respetuosamente digo:

Que, dentro del plazo conferido y por medio de la presente, vengo en dar cumplimiento al requerimiento de ingreso contenido en la Resolución Exenta N°850, de 6 de junio de 2022, de la Superintendencia del Medio Ambiente (“**SMA**”), notificada con fecha 7 de junio del presente (“**Resolución**”).

La Resolución dispone en la parte pertinente:

*“PRIMERO: REQUERIR BAJO APERCIBIMIENTO DE SANCIÓN a la Empresa Eléctrica de Aisén S.A., en su carácter de titular del proyecto “Rehabilitación Central Hidroeléctrica Los Maquis”, el ingreso del mismo al SEIA, por verificarse lo establecido en el literal p) del artículo 10 de la Ley N°19.300”.*

*“SEGUNDO: OTORGAR EL PLAZO DE DIEZ (10) DÍAS HÁBILES, contados desde la notificación de la presente resolución, para presentar a esta Superintendencia, para su revisión y validación, un cronograma de trabajo donde se identifiquen los plazos y acciones en que será ingresado al SEIA el Proyecto “Rehabilitación Central Hidroeléctrica Los Maquis”.*

A continuación, es presentado el plan de trabajo del Titular para dar cumplimiento al Requerimiento de Ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (“**SEIA**”), incluyendo, tanto un cronograma de acciones y plazos para el ingreso al SEIA, como un régimen de operación transitoria mientras penda el proceso de evaluación ambiental hasta el inicio de ejecución del proyecto aprobado, previa notificación de la respectiva Resolución de Calificación Ambiental (“**RCA**”).

## **I.- PLAN DE TRABAJO**

### **1.- Acciones y plazos asociados dirigidos al ingreso del proyecto al SEIA**

En cumplimiento de lo ordenado por la SMA, este Titular viene en presentar como **Anexo N°1**, el Cronograma con las acciones destinadas a someter el proyecto al SEIA.

El proyecto tendrá por aumentar la capacidad de generación preexistente desde 1984, alcanzando una potencia máxima de 1 MW a inyectar al Sistema Mediano General Carrera, aprovechando parte de la infraestructura existente desde la década de los años '80.

Este proyecto se enmarca, por una parte, en los requerimientos de planificación de la Comisión Nacional de Energía (“**CNE**”) para el Sistema General Carrera, como asimismo, para favorecer el recambio energético de calefacción (leña-electricidad) y así, contribuir a la descontaminación ambiental (por ejemplo, de Cochrane, ciudad que se encuentra ad portas de ser declarada zona saturada por material particulado), EDELAYSEN proyectó la Minicentral por el doble de capacidad, vale decir, 2x500 kW, de modo tal, que esa energía adicional que entrega la segunda unidad, pudiera ser empleada para extender la tarifa EcoAyRE a aquellas ciudades con alto grado de contaminación ambiental por uso de calefacción a leña.

En el referido Cronograma son presentadas las acciones tanto contractuales, como de estudios de terreno y de redacción, revisión e ingreso del documento de evaluación ambiental a ser sometido ante el Servicio de Evaluación Ambiental (“**SEA**”) de la Región de Aysén, conforme con las reglas generales del SEIA, contemplando las siguientes:

Licitación consultor y notificación de orden de proceder de parte de Titular
Entrega información técnica por parte del Titular
Elaboración estudios de Línea de Base
Reuniones SEA y OAECA
Elaboración DIA
Revisión final DIA
Ingreso DIA al SEIA

De acuerdo con el Cronograma, el plazo estimado para el ingreso del documento de evaluación ambiental ante el SEA es de **9 meses**, contados desde la validación del mismo por parte de la SMA.

## **2.- Condición operacional transitoria mientras penda la evaluación ambiental**

### **2.1. Régimen de Captación preexistente con caudal escénico mínimo garantizado**

El Plan de Trabajo contempla un régimen de operación transitoria, ajustada a la condición de captación preexistente de **500 [l/s]**, correspondiente a la capacidad de captación de la unidad instalada en 1984.

La justificación técnica de la condición preexistente se encuentra contenida en el informe técnico “Caudal Histórico Central Los Maquis” (**Anexo N°2**), informe que concluye, en base a los derechos de aprovechamientos de aguas y de las características hidráulicas y mecánicas de la central existente:

*“En consecuencia, **desde el punto de vista hidráulico y mecánico**, el cálculo también muestra que la central operaba con **500 l/s** aproximadamente. Lo habitual es que ante demandas mayores, el equipo pueda sobrecargarse hasta en un 10%, de modo que lo probable es que los caudales máximos generados hayan sido algo mayores.*

*Es importante destacar que si la actual central operare con 500 l/s, la potencia que generaría alcanzaría a 484 kw, acusando un impacto en el cauce menor al de la central original, **debido al compromiso de respetar el caudal escénico de 330 l/s, adicional al ecológico de 36 l/s**. Esto significa que la bocatoma dejará pasar en forma preferente hacia aguas abajo del cauce, los primeros 366 l/s. Recién superado ese caudal, se desviará el exceso hacia la central, con un máximo de 500 l/s”* (lo destacado es nuestro).

Adicionalmente, el régimen de captación sería efectuado en condiciones ambientales más favorables que la situación preexistente, ya que en lugar de

entregar un caudal ecológico de **36 [l/s]**<sup>1</sup>, sólo sería captado el caudal de generación de **500 [l/s]** una vez que sea entregado el caudal escénico mínimo de **366 [l/s]**.

## 2.2. Justificación técnica-ambiental del régimen de operación transitoria

El régimen de operación transitoria se fundamenta en que la salida de servicio de la Minicentral Los Maquis genera una condición de estrechez y vulnerabilidad relevantes para el sistema eléctrico local, y además por consideraciones ambientales en materia de generación de gases de efecto invernadero.

### *(a) Capacidad disponible muy menguada*

Por una, el sistema General Carrera queda con una capacidad instalada y disponible de generación muy menguada para hacerse cargo de contingencias, lo que fue informado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("**SEC**") en la misma fecha en que el Titular adoptó la suspensión (acompañada como **Anexo N°3**). Así:

✓ Potencia instalada sin Los Maquis:	3.544 kW <sup>2</sup>
✓ Demanda total máxima del sistema:	3.200 kW
✓ Reserva:	344 KW

EDELAYSEN ya trasladó a la zona e instaló una unidad de generación diésel de respaldo. De lo contrario, incluso sin contingencias, no sería posible suministrar energía para el escenario de demanda máxima, siendo necesaria una condición de racionamiento.

### *(b) Ubicación estratégica de la Minicentral en el Sistema General Carrera*

Por otra parte, las unidades de generación térmica que se hacen cargo actualmente del suministro eléctrico del Sistema General Carrera están en los extremos del mismo, ya que se encuentran ubicadas en las comunas de Chile Chico y Cochrane, con líneas de transmisión y distribución extensas y sujetas a interrupción de servicio por efectos del clima (180 km. entre ambas ciudades).

La Minicentral Los Maquis se encuentra aproximadamente equidistante de Chile Chico y Cochrane, a 90 km aprox. de cada ciudad, lo que implica mejorar la condición de seguridad con que se opera el sistema. Asimismo, por el diseño de la subestación de poder, la Minicentral tiene la posibilidad de inyectar en isla hacia Chile Chico, en isla hacia Cochrane y en isla dejando fuera de la isla eléctrica, a Chile Chico y Cochrane, vale decir, puede entregar suministro por sí sola sin la necesidad de complementar esa generación con otra central generadora.

---

<sup>1</sup> A modo de contexto, los derechos de aprovechamiento de aguas de 1984, constituidos por un caudal de 500 l/s no consideraban caudal ecológico. Sólo los derechos de aprovechamiento de aguas constituidos en 2003 consideraron un caudal ecológico de 36 l/s.

<sup>2</sup> Este valor "3.544" kW rectifica el contenido en el Anexo N°3, por 3.538 kW.

*(c) La condición operacional transitoria permite satisfacer los requerimientos de planificación de la CNE*

La operación de la Minicentral en **500 [l/s]** es consistente con la planificación de la CNE del sistema mediano General Carrera, la que en su estudio tarifario publicado en el Decreto 3T del 11 de marzo de 2019, estableció como obra obligatoria, una central hidráulica de 500 kW y 3,2 GWh/año para abril 2020 (página 11 del **Anexo N°4**).

Lo anterior significa que el sistema mediano General Carrera, a fin de que opere a mínimo costo y en forma segura, hace necesaria la presencia del aporte equivalente en potencia a **500 [l/s]** desde la Minicentral, la que cumple con los requerimientos indicados previamente. Dado que la Minicentral no ha estado disponible desde abril 2020 hasta la fecha, el Sistema ha tenido una condición de mayor vulnerabilidad, y ha debido ser reforzado incorporando unidades que operan con diésel.

*(d) Consideraciones ambientales*

Por último, el régimen de operación transitoria atiende a consideraciones ambientales relevantes. Según es presentado en el informe técnico del **Anexo N°5**, la operación del sistema eléctrico Carrera sin la presencia de la Minicentral equivale a la combustión de 1,6 MM de litros de combustible al año, que equivale a 4.523 ton/año de CO<sub>2</sub> y 8 ton/año de MP 2,5, adicionales al caso en que el Sistema opere con ambas unidades de la Minicentral Los Maquis. De este modo el régimen de operación transitoria contribuye a disminuir esta combustión, con la consecuente rebaja en la emisión de CO<sub>2</sub> y MP 2,5.

De este modo, el régimen de operación transitoria es coherente con la agenda de cambio climático, en cuanto a reducir la intensidad de gases con efecto invernadero (Política Energética de Chile – Energía 2050, Ministerio de Energía).

### 2.3. Consideraciones jurídicas

El Titular opera en un sistema integrado, reuniendo la calidad de generador y distribuidor, de modo que pesan sobre el Titular, los deberes derivados de su calidad de empresa distribuidora, en cuanto a seguridad, continuidad y suficiencia de suministros para un sistema confiable, en los términos que prescribe la Ley General de Servicios Eléctricos.

Además, conforme al instructivo sobre consultas de pertinencia de ingreso al SEIA contenido en el Ord. N°131.456/2013, de la Dirección Ejecutiva del SEA, se entiende que los proyectos o actividades no sufren cambios de consideración “*cuando las obras, acciones o medidas tendientes a intervenirlos o complementarlos no implican una alternación en las características propias del proyecto o actividad*”, consistente con el Dictamen N° 27.856/2005, de la Contraloría General de la República, en el cual se incluye como una de los criterios para descartar un cambio de consideración

que no implique un cambio en las “*características esenciales o en la naturaleza del proyecto o actividad*”.

De este modo, habida cuenta de que el régimen de operación transitoria sólo captará aguas en base a la capacidad preexistente comprobada de **500 [l/s]**, se está en presencia de una **operación transitoria que no cambia las características propias originales**, máxime si la captación será más favorable en términos ambientales por el caudal escénico mínimo preferente de **366 [l/s]**.

Figuras de operación transitoria, como la que es presentada en este Plan de Trabajo, han sido admitidas en otros casos similares, tanto por la SMA<sup>3</sup>, como por el Ilustre Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia<sup>4</sup> y el Ilustre Segundo Tribunal Ambiental<sup>5</sup>. Respecto a este último tribunal, el razonamiento contenido en el Considerando Cuadragésimo resulta del todo relevante:

*“Que, a juicio de este Tribunal, se encuentra debidamente fundamentada la resolución impugnada en relación al cumplimiento del criterio de eficacia, específicamente la forma en la que el programa propone volver al cumplimiento en relación al cargo N°1. Efectivamente, la SMA puede aceptar la disminución de la producción como una alternativa para volver al cumplimiento de la normativa ambiental, y es esto justamente, lo que ocurrió en el caso de autos”.*

#### 2.4. Condiciones en base a las cuales tendría lugar la operación transitoria

Este régimen de operación transitoria contempla las siguientes acciones de control, considerando que la Minicentral se encuentra en condición para entrar en operación y que no requiere actividad alguna de construcción:

##### *(a) Acción 1. Regla Operacional Ajustada.*

La Regla operacional de la Minicentral será la siguiente, la cual será registrada en el libro de bitácora:

- i. Caudal de Captación máximo: 500 [l/s]
- ii. Caudal escénico: 366 [l/s]
- iii. El Caudal de Captación sólo es desviado a la Minicentral una vez alcanzado el Caudal Escénico, dejando este caudal en el cauce del río, y desviando sólo el exceso por sobre el caudal escénico, con un máximo de 500 l/s.
- iv. La Minicentral no operará cuando el caudal disponible en el río sea inferior al Caudal Escénico.

---

<sup>3</sup> Expedientes D-26-2014, D-20-2015 y D-88-2017.

<sup>4</sup> Rol R-26-2020.

<sup>5</sup> Rol R-68-2015.

*(b) Acción 2. Registro fotográfico con fecha y hora del inicio de la operación.*

Esta acción permite dar cuenta del estado de las obras a dicha época, la potencia generada, el caudal utilizado, y el caudal pasante antes y después del inicio de generación, de lo cual se dejará registro en el libro de bitácora.

*(c) Acción 3. Pruebas de método para asegurar la entrega de caudal escénico garantizado de 366 [l/s] antes del inicio de la operación.*

De esta acción se dejará registro mediante un protocolo con los antecedentes técnicos y fotográficos de respaldo, que serán archivados al libro de bitácora. Las Pruebas serán informadas a la SMA para constatar en forma presencial los resultados, en caso de ser requerido por la SMA.

El caudal pasante se determina a partir del nivel de agua en cámara de carga, para lo cual se entregará tabla con equivalencia entre estas variables, e informe técnico que lo respalda. El nivel en cámara de carga se visualiza en pantalla de control de la Minicentral.

*(d) Acción 4. Monitoreo por medio de medidores de caudal en línea actualmente instalados y Habilitación de acceso remoto mediante VPN a pantalla de control de la Minicentral para la SMA (o método similar).*

Estos medidores permiten monitorear la captación para el proceso de generación (500 [l/s]), visualizándose el caudal turbinado en la pantalla de control de la Minicentral.

Por medio de este acceso, la SMA pueda visualizar en línea, tanto el caudal turbinado, como el nivel de agua en cámara de carga, que representa el caudal pasante hacia cascadas y pozones (caudal escénico).

*(e) Acción 5. Mediciones de ruido con Minicentral en operación.*

Estas mediciones tendrán lugar una vez iniciada operación, durante los primeros 6 meses de operación, con una frecuencia mensual, dejándose registro de sus resultados.

*(f) Acción 6. Instalación de Sistemas Complementarios*

Adicionales a las medidas de control antes señaladas, durante el segundo semestre de 2022 se instalarán sistemas de medición de caudal adicionales, y cámaras de vigilancia en diferentes áreas de la Minicentral y sus accesos.

## **II.- PETICIÓN CONCRETA AL SR. SUPERINTENDENTE:**

Por tanto, en atención a lo expuesto, solicito al Sr Superintendente tener por cumplido el requerimiento de ingreso y, en definitiva, validando el Plan de Trabajo, incluyendo:

- a. El Cronograma para el ingreso al SEIA, y
- b. El Régimen de Operación Transitoria conforme a la condición preexistente, mientras penda el inicio de ejecución del proyecto aprobado ambientalmente, una vez notificada la RCA respectiva.

Sin otro particular, se despide atentamente,

**JOSE LUIS  
FUENZALIDA  
RODRIGUEZ**

Firmado digitalmente por  
JOSE LUIS FUENZALIDA  
RODRIGUEZ  
Fecha: 2022.06.14  
10:08:05 -04'00'

**José Luis Fuenzalida  
EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.**

Anexo N°1, Cronograma.

Anexo N°2. Informe técnico "Caudal Histórico Central Los Maquis"

Anexo N°3. Carta a SEC

Anexo N°4. Decreto Tarifario

Anexo N°5, Informe de equivalencia de emisiones.

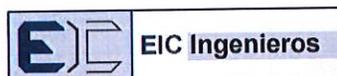


## CAUDAL HISTÓRICO CENTRAL LOS MAQUIS

### INFORME

Revisión 0

Junio 2022



PRESIDENTE ERRAZURIZ #3113- LAS CONDES - SANTIAGO  
TELEFONOS: 226829800, Email : eic@eicingenieros.cl



# CAUDAL HISTÓRICO CENTRAL LOS MAQUIS

## INFORME

### INDICE

	<i>Páginas</i>
1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. DERECHOS DE AGUA .....	3
3. CARACTERÍSTICAS HIDRÁULICAS Y MECÁNICAS DE LA ANTIGUA CENTRAL .....	3

## CAUDAL HISTÓRICO CENTRAL LOS MAQUIS

### INFORME

#### 1. INTRODUCCIÓN

Existe la inquietud respecto del caudal histórico que generaba la antigua Central Los Maquis. Los antecedentes que permiten dilucidar dicha situación son las siguientes:

- Derecho de Agua concedidos a la Central
- Características hidráulicas y mecánicas de la antigua Central

En el presente documento se analizan ambas situaciones.

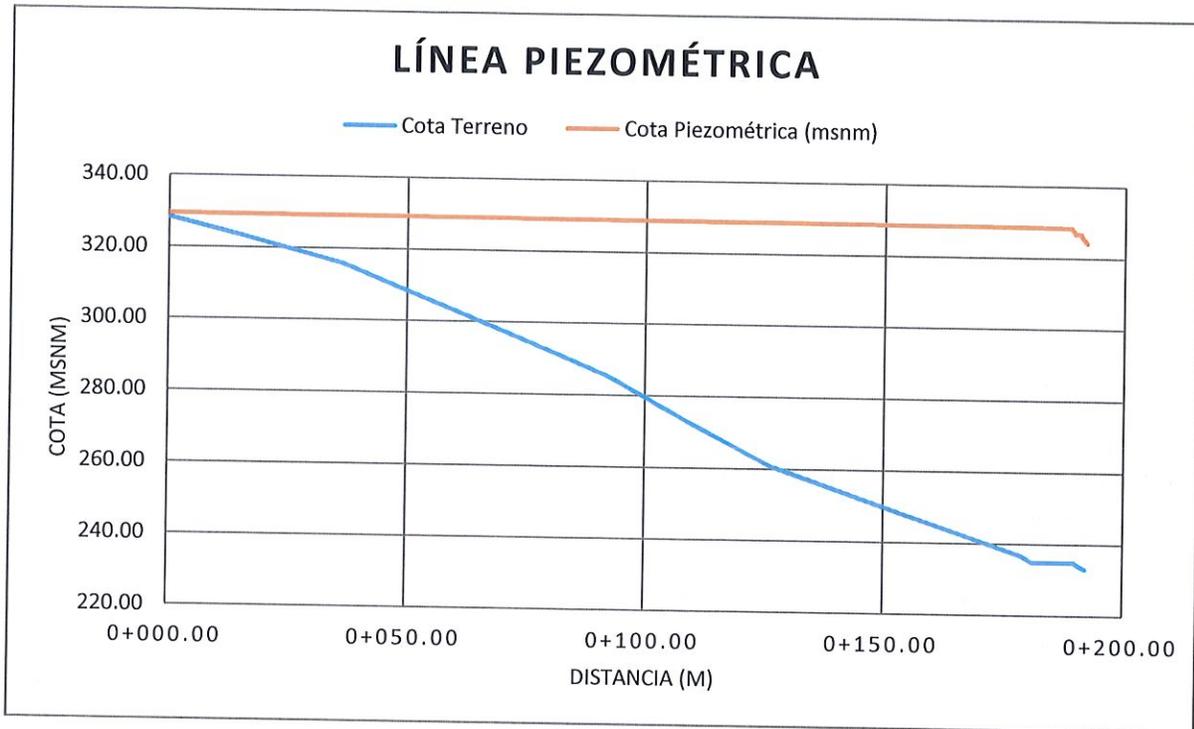
#### 2. DERECHOS DE AGUA

De acuerdo a la resolución de la DGA tramitada el 18 de octubre de 1985, timbrada en la Oficina de Partes el día 30 de octubre del mismo año, el derecho constituido de ejercicio permanente y continuo alcanza a 500 l/s. En otro documento se señala que el caudal ecológico será de 36 l/s durante todo el año.

En consecuencia, dado que los caudales históricos del estero son en general muy superiores a 536 l/s, se concluye que, salvo durante el estiaje del período estival, los caudales desviados hacia la central deben haber sido del orden de 500 l/s conforme a derechos.

#### 3. CARACTERÍSTICAS HIDRÁULICAS Y MECÁNICAS DE LA ANTIGUA CENTRAL

En la figura N°1 se presenta el perfil longitudinal de la tubería de presión desde la antigua cámara de carga hasta la entrega a la turbina. El diámetro de la tubería es de 24" y 6,0 mm de espesor, y en la llegada se reduce a 14".



**Figura N°1: Línea Piezométrica Tubería de Presión Original para 500 l/s**

El perfil de terreno de la tubería de presión se obtuvo del levantamiento topográfico desarrollado por Froilan Paredes el años 2018.

RP

En el cuadro N°1 se presenta la línea de carga con 500 l/s y en la figura N°1 se muestra gráficamente su imagen. Los resultados que se obtienen son los siguientes para un caudal de 500 l/s ( $Q = 0,5 \text{ m}^3/\text{s}$ ):

- Altura Estática (Hc) : 95,20 m
- Altura Dinámica (Hd) : 91,18 m

**Cuadro N°1: Línea Piezométrica Tubería de Presión Original para 500 l/s**

Cota (msnm)	Distancia (m)	Diam (mm)	Material	Caudal (m3/s)	V (m/s)	J (m/m)	Hf (m)	K	hs (m)	Cota Bernoulli (msnm)	Cota Piezométrica (msnm)	Presión (m)
328.30	0+000.00	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.01	1.01	0.16	329.54	329.38	1.08
327.87	0+001.33	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.05	0.00	0.00	329.53	329.37	1.51
323.60	0+014.32	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.00	0.00	0.00	329.48	329.32	5.72
323.52	0+014.56	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.08	0.00	0.00	329.48	329.32	5.80
315.79	0+036.39	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.00	0.02	0.00	329.39	329.23	13.45
315.55	0+036.84	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.01	0.00	0.00	329.39	329.23	13.69
314.34	0+039.06	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.04	0.00	0.00	329.38	329.22	14.88
308.51	0+049.82	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.04	0.00	0.00	329.34	329.18	20.67
303.48	0+059.11	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.00	0.00	0.00	329.31	329.15	25.67
303.24	0+059.56	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.03	0.00	0.00	329.30	329.14	25.91
298.32	0+068.56	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.04	0.00	0.00	329.27	329.11	30.79
292.66	0+079.01	600	ACERO	0.50	1.77	0.386%	0.00	0.00	0.00	329.23	329.07	36.41
292.44	0+079.42	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.05	0.00	0.00	329.23	329.07	36.63
285.79	0+091.34	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.01	0.01	0.00	329.17	329.01	43.22
284.24	0+093.59	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.00	0.00	0.00	329.16	329.00	44.76
283.84	0+094.17	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.05	0.00	0.00	329.16	329.00	45.16
275.29	0+105.72	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.03	0.00	0.00	329.10	328.94	53.65
270.97	0+111.74	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.01	0.00	0.00	329.07	328.91	57.94
269.30	0+114.06	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.06	0.00	0.00	329.06	328.90	59.60
260.46	0+127.03	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.00	0.02	0.00	329.00	328.84	68.38
260.38	0+127.21	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.13	0.00	0.00	329.00	328.84	68.46
247.57	0+154.85	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.00	0.00	0.00	328.87	328.71	81.14
247.30	0+155.47	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.05	0.00	0.00	328.87	328.71	81.41
242.92	0+165.40	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.00	0.00	0.00	328.82	328.66	85.74
242.79	0+165.68	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.06	0.00	0.00	328.82	328.66	85.87
236.63	0+179.09	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.01	0.03	0.01	328.75	328.59	91.96
235.00	0+181.27	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.04	0.17	0.03	328.72	328.56	93.56
235.00	0+188.99	600	ACERO	0.50	1.77	0.460%	0.00	0.50	0.08	328.60	328.44	93.44
235.00	0+189.74	355.6	ACERO	0.50	5.03	6.947%	0.09	0.39	0.51	328.09	326.79	91.79
233.97	0+190.99	355.6	ACERO	0.50	5.03	6.947%	0.03	0.00	0.00	328.00	326.71	92.74
233.60	0+191.44	355.6	ACERO	0.50	5.03	6.947%	0.05	0.91	1.18	326.79	325.49	91.89
233.10	0+192.19	355.6	ACERO	0.50	5.03	6.947%		0.90	1.16	325.57	324.28	91.18

AK

Se consultó al especialista electro mecánico Luis Alberto Mardones respecto de las eficiencias esperadas para un equipo como el que existía originalmente (ver figuras N°2 y 3) y recomendó emplear los siguientes valores:

- Eficiencia turbina (E1) : 88% (0,88)
- Eficiencia generador (E2) : 94% (0,94)

En estos términos, la potencia que generaba el equipo era la siguiente:

$$P = 10 \times E_1 \times E_2 \times Q \times H_d = 10 \times 0,88 \times 0,94 \times 0,5 \times 91,18 = 377 \text{ kW}$$

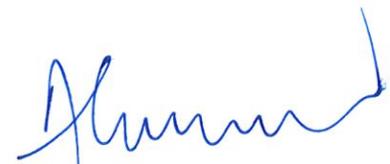
$$P = 377 \text{ kw}$$

Según lo que indica la placa del equipo (figura N°3), la Potencia nominal alcanzaría a 380 kW, valor muy similar al obtenido teóricamente.

En consecuencia, desde el punto de vista hidráulico y mecánico, el cálculo también muestra que la central operaba con 500 l/s aproximadamente. Lo habitual es que ante demandas mayores, el equipo pueda sobrecargarse hasta en un 10%, de modo que la probable es que los caudales máximos generados hayan sido algo mayores.

Es importante destacar que si la actual central operare con 500 l/s, la potencia que generaría alcanzaría a 484 kw, acusando un impacto en el cauce menor al de la central original, debido al compromiso de respetar el caudal escénico de 330 l/s , adicional al ecológico de 36 l/s. Esto significa que la bocatoma dejará pasar en forma preferente hacia aguas abajo del cauce, los primeros 366 l/s. Recién superado ese caudal, se desviará el exceso hacia la central, con un máximo de 500 l/s.

A continuación se presenta la información fotográfica del equipo de la central original, s modo de respaldo de los antecedentes que permitieron desarrollar los cálculos recién presentados.



Alfredo Edwards Velasco  
Ingeniero civil hidráulico  
p. EIC Ingenieros



Figura N°2: Turbina Pelton de la central antigua

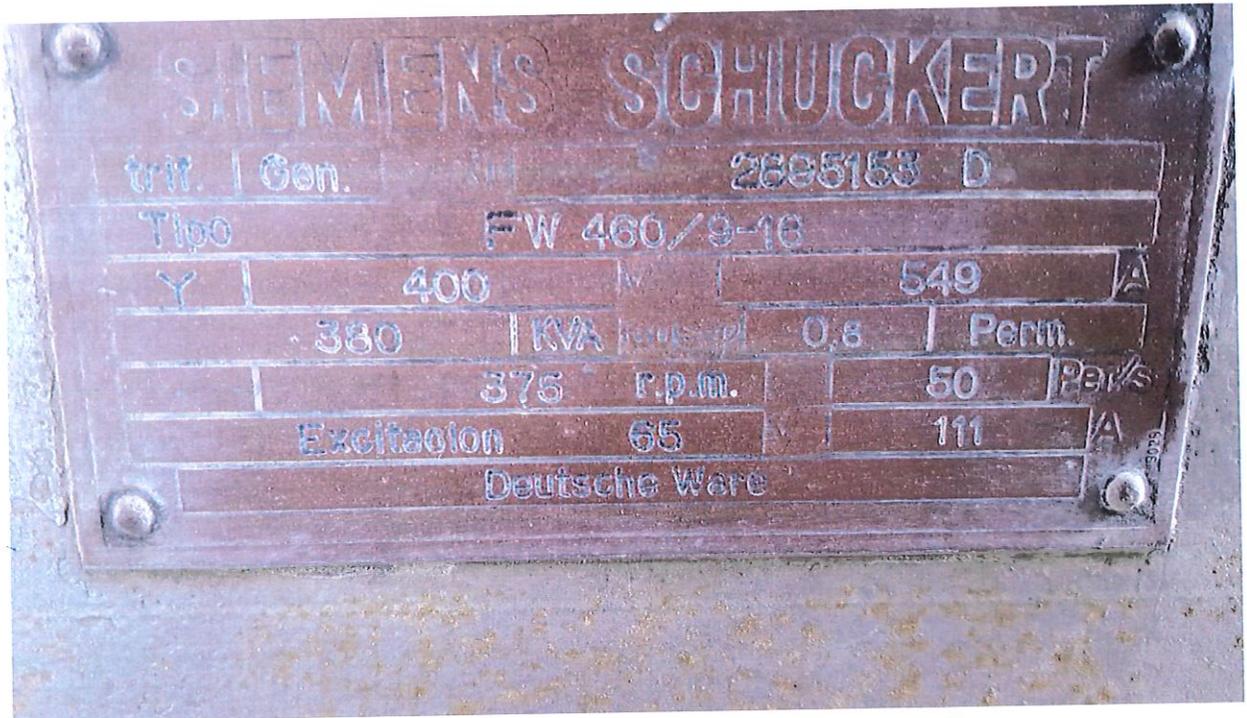


Figura N°3: Placa del generador de la turbina Pelton antigua

AL



Osorno,

Señor  
Hugo Ardiles Chavez  
Director Regional SEC  
Región de Aysén  
Presidente Ibáñez 347, piso 2.  
**COYHAIQUE**

**REF.: COMUNICA CONDICIÓN DE RIESGO OPERACIONAL.**

De nuestra consideración:

Con fecha de hoy, fuimos notificados de la resolución correspondiente al documento digital N° 20221110237, emitido por el Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Aysén (SEA), mediante el cual informa a la Superintendencia de Medioambiente de la misma región (SMA), que el proyecto correspondiente a la Rehabilitación de la Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Los Maquis, cuyo titular es EDELAYSEN, requirió haber ingresado al Sistema de Evaluación Ambiental. Se adjunta Resolución.

En virtud de la resolución anterior, queda sin efecto la Resolución Exenta N° 334, dictada por el SEA de Aysén, que había resuelto favorablemente una solicitud de pertinencia ingresada por EDELAYSEN, la cual nos habilitaba para construir y operar el proyecto Los Maquis.

Si bien, actualmente es la SMA quien debe pronunciarse de manera definitiva, en virtud del Procedimiento REQ-005-2022, Procedimiento sobre Requerimiento de Ingreso al Sistema de Evaluación Ambiental, en cuanto a que si el proyecto debe o no ingresar al Sistema de Evaluación Ambiental, no podemos desconocer el contenido de la resolución antes dicha, debiendo, de buena fe y con la finalidad de no incurrir en incumplimientos referentes a la normativa ambiental, paralizar la etapa de marcha blanca en la que se encontraba operando la central desde el día 12 de mayo 2022, en una condición de 500 l/s.

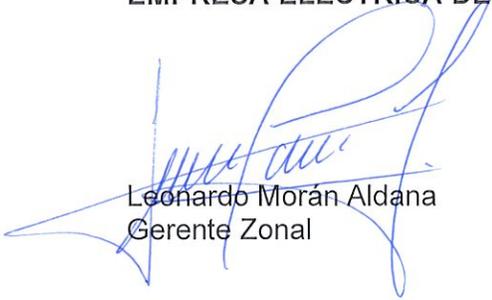
Debido a lo anterior, con fecha de hoy, la operación de la minicentral Los Maquis se encuentra paralizada, en condición de no poder general por el evento externo ya señalado.

Lamentablemente, la paralización de la minicentral deja al Sistema Mediano General Carrera, en condición de riesgo operacional, en atención a la estrechez actual del Sistema.

**Potencia Instalada Total Sistema : 3.538 kW (sin central Los Maquis)**  
**Demanda Máxima Total Sistema : 3.200 kW (dem. máx. no coincidente por sectores)**  
**Reserva en giro del Sistema : 344 kW (reserva insuficiente para contingencias)**

Siento todo cuanto informar, saluda atentamente a ud.

**EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.**

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Leonardo Morán Aldana', is written over the typed name and title. The signature is stylized and somewhat illegible due to its cursive nature.

Leonardo Morán Aldana  
Gerente Zonal

### LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 42.600

Martes 10 de Marzo de 2020

Página 1 de 15

## Normas Generales

**CVE 1736976**

### MINISTERIO DE ENERGÍA

#### **FIJA PRECIOS A NIVEL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA Y GENERAL CARRERA Y ESTABLECE SU PLAN DE EXPANSIÓN**

Núm. 3 T.- Santiago, 11 de marzo de 2019.

Vistos:

Lo establecido en los artículos 173° y siguientes del DFL N° 4/20.018, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la “Ley”; en el DL N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía; en el decreto supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos; en el decreto supremo N° 23, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos; en la resolución exenta N° 301, de 26 de abril de 2018, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante la “Comisión”; en la resolución exenta N° 154, de fecha 21 de febrero de 2018, de la Comisión, que aprueba las bases definitivas para realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, en adelante e indistintamente “resolución exenta N° 154”; en la resolución exenta N° 396, de 25 de mayo de 2018, de la Comisión, que establece el catastro de proyectos de generación y transmisión a que se refieren las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, aprobadas mediante resolución exenta CNE N° 154, de 2018; en la carta N° 1354564, de fecha 30 de abril de 2018, de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., en adelante “SAGESA S.A.”, y Empresa Eléctrica de Aysén S.A., mediante la cual remitieron a la Comisión los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó y Hornopirén; en la carta CNE N° 144, de 11 de mayo de 2018, de la Comisión, que comunica observaciones al Informe Final de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó y Hornopirén; en la carta N° 1357447, de 18 de mayo de 2018, de Empresa Eléctrica de Aysén S.A. y SAGESA S.A., mediante la cual remitieron a la Comisión los nuevos Informes Finales de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Cochamó; en la carta de la Comisión N° 152, de 25 de mayo de 2018, que recibe conforme los Informes Finales de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Cochamó y Hornopirén; en la resolución exenta N° 611, de 27 de agosto de 2018, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistema Medianos de Aysén, General Carrera y Palena; en la carta N° 1378648, de 20 de septiembre de 2018, de Empresa Eléctrica de Aysén S.A.; en el oficio CNE OF. Ord. N° 569/2018, de 17 de octubre de 2018, de la Comisión dirigido a Empresa Eléctrica de Aysén S.A.; en la carta N° 1383516, de 18 de octubre de 2018, de Empresa Eléctrica de Aysén S.A.; en la resolución exenta N° 697, de 24 de octubre de 2018, de la Comisión, que reemplaza Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, aprobado mediante Res. Ex. N° 611, de fecha 27 de agosto de 2018, y aprueba nuevo informe técnico; en el oficio CNE OF. Ord. N° 583/2018, de fecha 24 de octubre de 2018, de la Comisión, que comunica a la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. la resolución exenta N° 697, de fecha 24 de octubre de 2018, de la Comisión, que reemplaza Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, cuatrienio 2018 – 2022 y aprueba nuevo informe técnico; en la carta N° 1388873, de 19 de noviembre 2018, de Empresa Eléctrica de Aysén S.A.; en la carta ESV/023/2018, de 19 de noviembre de 2018,

**CVE 1736976**

Director: Juan Jorge Lazo Rodríguez  
Sitio Web: [www.diarioficial.cl](http://www.diarioficial.cl)

Mesa Central: +56 2 24863600 E-mail: [consultas@diarioficial.cl](mailto:consultas@diarioficial.cl)  
Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

de Empresa Eléctrica San Víctor SpA; en el oficio CNE OF. Ord. N° 641/2018, de 21 de noviembre de 2018, de la Comisión, dirigido al H. Panel de Expertos; en el Dictamen N° 13-2018 del Panel de Expertos, de 18 de enero, que se pronuncia sobre el Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, Cuadrienio 2018-2022; en las resoluciones exentas N° 182 y N° 181, ambas de 15 de febrero de 2019, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, y que aprueba informe de respuestas a observaciones formuladas al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, aprobado mediante resolución exenta N° 611, de 27 de agosto de 2018, respectivamente enviadas al Ministerio de Energía mediante el oficio CNE OF. Ord. N° 120/2019, de 15 de febrero de 2019; en la resolución exenta N° 727, de 22 de noviembre de 2019, de la Comisión, que Rectifica Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera, aprobado por resolución exenta N° 182, de 15 de febrero de 2019, comunicada al Ministerio de Energía mediante el oficio CNE OF. Ord. N° 857/2019, de 22 de noviembre de 2019, de la Comisión; y en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República o en la disposición que la reemplace.

Considerando:

1. Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 174° de la Ley, los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años;
2. Que, mediante la resolución exenta N° 154 la Comisión aprobó las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén;
3. Que, de conformidad a lo señalado precedentemente, la Comisión dio inicio, con fecha 21 de febrero de 2018, mediante resolución exenta N° 154, al proceso de realización de los estudios de expansión y de costos de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén;
4. Que, mediante la carta N° 1354564, de 30 de abril de 2018, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aysén S.A. presentaron los Informes Finales de los Estudios de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena, Cochamó y Hornopirén, los que fueron observados por la Comisión a través de carta CNE N° 144, de 11 de mayo de 2018 referida en vistos;
5. Que, en atención a las observaciones realizadas, mediante carta N° 1357447, de 18 de mayo de 2018 individualizada en los vistos, las empresas SAGESA S.A. y Empresa Eléctrica de Aysén S.A. presentaron una nueva versión de los Informes Finales de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera, Palena y Cochamó, los que fueron recibidos conforme por la Comisión con fecha 25 de mayo de 2018 mediante carta CNE N° 152;
6. Que, mediante resolución exenta N° 611 individualizada en los vistos, la Comisión aprobó el Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena;
7. Que, la empresa Empresa Eléctrica de Aysén S.A., mediante carta N° 1378648, de 20 de septiembre de 2018, manifestó su desacuerdo al Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena.
8. Que, asimismo manifestaron su desacuerdo otras empresas que forman parte del catastro de proyectos de generación y transmisión contenido en la resolución exenta N° 396, de 25 de mayo de 2018, de la Comisión;
9. Que la Comisión mediante el oficio CNE OF. Ord. N° 569/2018, de 17 de octubre de 2018, solicitó antecedentes a la Empresa Eléctrica de Aysén S.A, los que fueron remitidos por ésta mediante la carta N° 1383516, de 18 de octubre de 2018;
10. Que, a partir de los antecedentes aportados y del análisis y revisión de las observaciones recibidas, conforme al mérito de las mismas, mediante resolución exenta N° 697, de 24 de octubre de 2018, la Comisión reemplazó el Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, el que fue comunicado, por la Comisión, a la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. y a los titulares de proyectos del catastro de generación y transmisión, mediante el oficio CNE OF. ORD N° 583, de 24 de octubre de 2018, a efectos que, dentro del plazo de quince días, formularan su acuerdo o desacuerdo con dicho informe;
11. Que, mediante carta N° 1388873, de 19 de noviembre 2018, la Empresa Eléctrica de Aysén S.A. manifestó formalmente su acuerdo respecto del nuevo informe técnico individualizado en el considerando anterior y que mediante la carta ESV/023/2018, la Empresa Eléctrica San Víctor SpA manifestó formalmente su desacuerdo con el referido informe;
12. Que, mediante el oficio CNE OF. ORD N° 641/2018, de 21 de noviembre de 2018, la Comisión remitió al H. Panel de Expertos las materias en que no se había logrado acuerdo con las empresas

- Novotempo Energía Aysén SpA y Empresa Eléctrica San Víctor SpA respecto del Informe Técnico aprobado mediante la resolución exenta N° 697, de 24 de octubre de 2018, de la Comisión;
13. Que, el H. Panel de Expertos a través de su Dictamen N° 13 -2018, de fecha 18 de enero de 2018, resolvió las discrepancias presentadas por Empresa Eléctrica San Víctor SpA;
  14. Que, mediante el oficio CNE. OF. Ord. N° 120/2019, de 15 de febrero de 2019, de la Comisión, ésta remitió al Ministerio de Energía la resolución exenta N° 182, de 15 de febrero de 2019, que aprueba el Informe Técnico Definitivo del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medios de Aysén, Palena y General Carrera y la resolución exenta N° 181 que aprueba informe de respuestas a observaciones formuladas al Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera y Palena, aprobado mediante resolución exenta N° 611, de 27 de agosto de 2018;
  15. Que, mediante el oficio CNE OF. Ord. N° 857/2019, de 22 de noviembre de 2019, la Comisión remitió al Ministerio de Energía la resolución exenta N° 727, de 22 de noviembre de 2019, de la Comisión, que Rectifica Informe Técnico Definitivo de Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera, aprobado por resolución exenta N° 182, de 15 de febrero de 2019;
  16. Que, se han cumplido todas las etapas y actuaciones previstas en la Ley para que se dicte el presente decreto.

Decreto:

**Artículo primero:** Fíjense los siguientes precios a nivel de generación y transmisión, en adelante “precios de nudo”, sus fórmulas de indexación y las condiciones de aplicación de los mismos, para los suministros de electricidad a que se refiere el artículo 174° y siguientes de la Ley, que se efectúen en los Sistemas Medios de Aysén, Palena y General Carrera. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° noviembre de 2018, conforme a lo dispuesto en el artículo 178° de la Ley, para efectos de las reliquidaciones señaladas en el inciso cuarto del mismo artículo.

#### 1. PRECIOS DE NUDO.

##### 1.1 Precios de Nudo en Barras de Retiro.

A continuación se detallan los precios de nudo de energía y potencia de punta que se aplicarán a los suministros servidos en las barras de retiro para el nivel de tensión que se indica.

##### a) Sistema Aysén:

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de Energía [\$/kWh]
Aysen	23	6.385,58	62,366
Chacab	33	6.385,58	62,366
Mañi	33	6.385,58	62,366
Nire	33	6.385,58	62,366
Tehuel	23	6.385,58	62,366

##### b) Sistema Palena:

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de Energía [\$/kWh]
Palena	23	11.819,21	70,855

##### c) Sistema General Carrera:

Barra de Retiro	Tensión [kV]	Precio Base de Potencia de punta [\$/kW/mes]	Precio Base de Energía [\$/kWh]
General Carrera	23	12.136,52	85,752

1.2 Fórmulas de Indexación.

Las fórmulas de indexación aplicables a los precios de nudo en las barras de retiro de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera, son las siguientes.

1.2.1 Precio de Nudo de la Potencia

$$Pb[\$/kW/mes] = Pb_0 \cdot \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI\_P} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- CPI<sub>i</sub>: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI<sub>0</sub>: Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).
- IPC<sub>i</sub>: Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
- IPC<sub>0</sub>: Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).
- DOL<sub>i</sub>: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- DOL<sub>0</sub>: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55 \$/US\$).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la potencia, son los que a continuación se indican:

a) Sistema Aysén:

$\alpha_{IPC\_P}$	0,47087
$\alpha_{CPI\_P}$	0,52913

b) Sistema Palena:

$\alpha_{IPC\_P}$	0,65616
$\alpha_{CPI\_P}$	0,34384

c) Sistema General Carrera:

$\alpha_{IPC\_P}$	0,66984
$\alpha_{CPI\_P}$	0,33016

1.2.2 Precio de Nudo de la Energía

La fórmula de indexación del precio de nudo de la energía, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{PN_{Energía_i}}{PN_{Energía_0}} = \chi_E \cdot \left[ \left( \alpha_{IPC\_E} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{DIESEL} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} \right) + \left( \alpha_{CPI\_E} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \cdot \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \right) + \chi_P \cdot \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI\_P} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC\_P} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right] \right]$$

Donde:

- $X_E$  : Ponderador de la componente de costos variables y fijos asociado al precio de la energía.
- $X_P$  : Ponderador de la componente de inversión asociado al precio de la energía.
- $IPC_i$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
- $IPC_0$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).
- $P_{DIÉSELI}$  : Precio vigente del petróleo diésel en Aysén, Palena y General Carrera, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m3.
- $P_{DIÉSELO}$  : Precio vigente del petróleo diésel en Aysén, Palena y General Carrera, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo diciembre 2017 a mayo de 2018 (363.370 \$/m3, 434.153 \$/m3 y 417.356 \$/m<sup>3</sup>, respectivamente).
- $CPI_i$  : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- $CPI_0$  : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).
- $DOL_i$  : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- $DOL_0$  : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55\$/US\$).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación del precio de nudo de la energía, serán los costos que informe Empresa Eléctrica de Aysén S.A. a la Comisión, netos de IVA.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del precio de nudo de la energía, son los que a continuación se indican.

a) Sistema Aysén

Ponderador	Barras				
	Aysen23	Chacab33	Mañi33	Ñire33	Tehuel23
$X_E$	0,501	0,501	0,501	0,501	0,501
$X_P$	0,499	0,499	0,499	0,499	0,499

$\alpha_{IPC\_E}$	0,39516
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,50587
$\alpha_{CPI\_E}$	0,09897
$\alpha_{IPC\_P}$	0,47087
$\alpha_{CPI\_P}$	0,52913

b) Sistema Palena:

Ponderador	Barra
	Palena
$X_E$	0,665
$X_P$	0,335

$\alpha_{IPC\_E}$	0,41257
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,44255
$\alpha_{CPI\_E}$	0,14488
$\alpha_{IPC\_P}$	0,65616
$\alpha_{CPI\_P}$	0,34384

c) Sistema General Carrera:

Ponderador	Barra
	General Carrera
$X_e$	0,853
$X_p$	0,147

$\alpha_{IPC\_E}$	0,24383
$\alpha_{PDIÉSEL}$	0,66325
$\alpha_{CPI\_E}$	0,09292
$\alpha_{IPC\_P}$	0,66984
$\alpha_{CPI\_P}$	0,33016

### 1.2.3 Factor de ajuste en caso de situaciones de sequía en los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera o Palena

En caso de presentarse situaciones de sequía en los sistemas de Aysén, General Carrera o Palena, será necesario aplicar un factor de corrección para el cálculo del precio de la energía a través del parámetro  $\alpha_r$  que multiplique el precio de la energía base. Este parámetro será calculado en forma individual para cada uno de los Sistemas Medianos de Aysén, General Carrera o Palena, y será comunicado por la Comisión, una vez que sea instruido por la autoridad correspondiente. Asimismo, la Comisión comunicará los nuevos valores resultantes de los costos variables totales promedio de cada una de las empresas que operen las instalaciones de generación, y que serán aplicables durante el periodo en que se presente la situación de sequía.

El parámetro  $\alpha_r$  se define como el coeficiente que multiplica el precio de la energía base para incorporar la desviación que se haya presentado en los costos eficientes de generación debido al despacho de centrales diésel, gatillado por una sequía.

$$\alpha_r = 1 + \frac{\text{costo operación diésel eficiente}_{6 \text{ meses}} - \text{costo operación eficiente}_{i \text{ 6 meses}}}{Pn_{index} * E_{Proy \text{ 6 meses}}}$$

Dónde:

- $\text{costo operación diésel eficiente}_{6 \text{ meses}}$  : Corresponde a la estimación de los costos eficientes por utilización de diésel, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP y/o nueva inversión eficiente, generando el volumen de energía efectivamente producido en el semestre anterior con diésel debido a restricciones por sequía.
- $\text{costo operación eficiente}_{i \text{ 6 meses}}$  : Corresponde a la estimación de los costos de operación eficiente, calculados a partir del parque generador determinado en el CTLP, generando el volumen de energía considerado para la determinación del  $\text{costo operación diésel eficiente}_{6 \text{ meses}}$ .
- $Pn_{index}$  : Corresponde al precio de energía indexado aplicable durante el siguiente período sin la aplicación del  $\alpha_r$ .
- $E_{Proy \text{ 6 meses}}$  : Corresponde a la energía proyectada a partir de las ventas para el período de 6 meses siguientes al cálculo del  $\alpha_r$ .

El cálculo de este ajuste tendrá una periodicidad de 6 meses, contados a partir del 1 de mayo de 2019 y se realizará con ocasión de la revisión semestral del precio de nudo.

Para el periodo comprendido entre el 1 de noviembre de 2018 y 30 de abril de 2019, el valor del  $\alpha_r = 1$ .

Corresponderá a la Comisión establecer y comunicar periódicamente el valor de los índices contenidos en las fórmulas de indexación señaladas, así como el valor del  $\alpha$ , para que Empresa Eléctrica de Aisén S.A. determine los valores de los precios de nudo de energía y de potencia de punta a ser aplicados. Para tal efecto, la Comisión informará la actualización de los índices antes mencionados, durante los meses de abril y octubre de cada año. En aquellos casos en que alguno de los índices dejase de estar vigente, la Comisión propondrá, mediante un informe técnico dirigido al Ministerio de Energía, el nuevo índice que mejor lo reemplace.

Sin perjuicio de lo anterior, las fórmulas de indexación se aplicarán según lo dispuesto en el artículo 172° de la ley.

Finalmente, cada vez que Empresa Eléctrica de Aisén S.A. modifique sus tarifas, deberá comunicar los nuevos valores a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la “Superintendencia”, y publicarlos en un diario de circulación nacional.

### 1.3 Seguridad y Calidad de Servicio.

Las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio asociadas a los niveles tarifarios que establece el presente decreto corresponderán a las que estén contenidas en la norma técnica dictada para tal efecto.

## 2. CONDICIONES DE APLICACIÓN.

### 2.1 Cliente.

Se considerará cliente a toda empresa de servicio público de distribución que esté recibiendo suministro eléctrico de una empresa generadora, aunque no esté vigente un contrato entre las partes para ese objeto.

### 2.2 Entrega y medida.

Cuando la medida se efectúe en un nivel de tensión o en un punto diferente al de entrega, ésta se afectará por un coeficiente que, tomando en consideración las pérdidas, las refiera a la tensión y punto de entrega. Si el suministro se entrega a través de líneas de terceros, serán de cargo del cliente los pagos en que se incurra por este concepto.

Si un mismo cliente recibe suministro en dos o más puntos de entrega, cada uno será facturado por separado, a los precios de nudo en la barra de retiro correspondiente.

### 2.3 Horas de punta y fuera de punta del sistema eléctrico.

En los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera, para los efectos de las disposiciones establecidas en el presente artículo, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 17:00 y las 22:00 horas durante los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses. El resto de las horas del año serán fuera de punta.

En los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera, para los efectos de las disposiciones establecidas en el Decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a suministros de precio regulado efectuados por las empresas concesionarias de distribución, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 17:00 y las 22:00 horas durante los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose, a solicitud del cliente, los días domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes. El resto de las horas del año serán fuera de punta.

### 2.4 Determinación de la demanda máxima y del cargo por demanda máxima.

Los clientes podrán optar por cualquiera de los sistemas de facturación que se indican a continuación:

1. Demanda máxima leída.
2. Potencia contratada.

En el caso que un cliente no opte por uno de los sistemas de facturación mencionados, la empresa vendedora le aplicará el sistema de facturación de demanda máxima leída. En todo caso, para los efectos de calcular la demanda de facturación que se señala en el numeral 2.4.1 siguiente, la empresa vendedora considerará el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas, en horas

de punta o fuera de punta según corresponda, en los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura, independientemente de que en algunos de estos meses el cliente hubiere tenido otro suministrador. Si el cliente tuviere simultáneamente potencias contratadas con otros suministradores, estas potencias se restarán de la demanda de facturación calculada como se indicó anteriormente. Si el cliente estuviere acogido al sistema de demanda máxima leída con varios suministradores simultáneamente, la demanda de facturación será prorrateada entre todos ellos en función de las potencias que tuvieren disponibles para abastecerlo.

Si un mismo cliente recibe energía en dos o más puntos de entrega, cuyos precios de nudo se calculan sobre la base de los precios de nudo en la misma barra de retiro, los clientes podrán solicitar al vendedor, o a los vendedores, que para los fines de facturación, se consideren las demandas máximas de cada punto afectadas por un coeficiente, para compensar el posible efecto de diversidad. El valor de dicho coeficiente se determinará conforme el aporte de cada punto de entrega a la demanda máxima del cliente, determinada ésta como la suma de las demandas individuales de cada punto de entrega. Las demás normas de aplicación a este respecto se establecerán de común acuerdo entre el vendedor, o los vendedores, y el cliente.

Los clientes tendrán el derecho de instalar a su cargo los equipos necesarios de medición y registro de demanda, en los grupos de puntos de suministro cuyos precios de nudo se calculen sobre la base de precios en la misma barra de retiro, para establecer mensualmente el factor de diversidad del grupo correspondiente. En este caso, la demanda máxima en horas de punta a considerar en cada punto de entrega, para fines de facturación, será su aporte a la demanda máxima conjunta del grupo. Asimismo, la demanda máxima en horas fuera de punta a considerar en cada punto de entrega, para fines de facturación, será su aporte a la demanda máxima conjunta en horas fuera de punta del grupo. La empresa vendedora tendrá acceso a los equipos para su control e inspección. Lo anterior será igualmente aplicable en el caso de más de un suministrador.

#### 2.4.1 Demanda máxima leída.

En esta modalidad de facturación se toman como referencia las demandas máximas leídas en horas de punta y en horas fuera de punta, aplicándose para el kW de demanda máxima leída en horas de punta el precio de nudo de la potencia de punta en el punto de entrega. Adicionalmente la empresa compradora deberá convenir una potencia máxima conectada con la empresa vendedora.

En el caso que no existan o no hayan existido instrumentos que permitan obtener dichas demandas máximas directamente, la empresa vendedora las determinará mediante algún método adecuado.

Para los efectos de facturación se consideran los siguientes dos casos:

- Caso a): Empresas distribuidoras cuya mayor demanda máxima leída se produce en horas de punta.
- Caso b): Empresas distribuidoras cuya mayor demanda máxima leída se produce en horas fuera de punta.

Para la clasificación de las empresas distribuidoras en los casos a) o b) señalados anteriormente, se considerarán las demandas máximas leídas en los últimos 12 meses de consumo, incluido el mes que se factura.

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

Para las empresas distribuidoras clasificadas en el caso a), la demanda de facturación, en la cual se basa el cargo mensual por demanda máxima, será el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

Para las empresas distribuidoras clasificadas en el caso b), la facturación mensual de la demanda máxima incluirá los siguientes dos elementos que se sumarán en la factura:

1. Cargo por demanda máxima de punta, y
2. Cargo por demanda máxima fuera de punta.

La demanda de facturación, en la cual se basa el cargo por demanda máxima de punta, será el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

La demanda de facturación, en la cual se basa el cargo por demanda máxima fuera de punta, será el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas fuera de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.

El cargo por demanda máxima fuera de punta se aplicará a la diferencia entre la demanda de facturación fuera de punta y la demanda de facturación de punta. El precio que se aplicará a esta diferencia de demandas máximas será establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora, y se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrarla.

Para cualquier empresa, ya sea clasificada en el caso a) o en el caso b), si la demanda de facturación, dentro o fuera de punta, sobrepasa la potencia conectada, cada kW de exceso sobre dicha potencia se cobrará al doble del precio establecido.

Adicionalmente, si la potencia conectada es excedida en más de 2 días, en el período de un año, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a redefinir la potencia conectada en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia conectada vigente y del máximo exceso registrado, y cobrar los aportes reembolsables correspondientes.

Si la empresa compradora no contara con un dispositivo de medida de demanda en horas de punta, se considerará como demanda máxima leída en horas de punta, la registrada en cualquiera de las horas de cada uno de los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

#### 2.4.2 Potencia contratada.

En esta modalidad de facturación, las empresas compradoras deberán contratar las demandas máximas que tendrán derecho a tomar en horas de punta y/o fuera de punta. La contratación de las potencias regirá por un período mínimo de un año y se realizará bajo las siguientes condiciones generales:

- Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce durante las horas de punta, deberán contratar una potencia de punta.
- Aquellas empresas cuya demanda máxima anual se produce fuera de las horas de punta deberán contratar una potencia fuera de punta y una potencia de punta.
- La potencia de punta contratada se facturará mensualmente al precio de nudo de la potencia de punta en el punto de entrega.
- A las empresas que contraten potencia fuera de punta, por aquella parte en que la potencia fuera de punta excede de la potencia de punta, se les aplicará un precio establecido de común acuerdo entre la empresa vendedora y la empresa compradora. Dicho precio se basará en los costos adicionales en que incurra la empresa vendedora para suministrar la diferencia entre la potencia fuera de punta y la potencia de punta.
- Si en cualquier mes las demandas máximas registradas sobrepasan las potencias de contrato respectivas, por aquella parte que las demandas máximas excedan la potencia de contrato, la empresa vendedora podrá aplicar en ese mes un precio igual al doble del estipulado.
- De manera similar, si en cualquier mes la demanda máxima registrada de una empresa compradora, excede las sumas de las potencias contratadas con diferentes suministradores, este exceso de potencia será prorrateado entre las empresas vendedoras, en proporción a las potencias contratadas que el cliente tenga con cada una de ellas, quienes podrán aplicar en ese mes, a la proporción del exceso que les corresponda, un precio igual al doble del estipulado.
- Adicionalmente, si la potencia de contrato es excedida en más de 2 días, en el período de vigencia de la potencia contratada, la empresa vendedora podrá obligar a la empresa compradora a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de la potencia contratada vigente, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima correspondiente verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.
- Igualmente, si la suma de las potencias contratadas por una empresa compradora con los diferentes suministradores, es excedida en más de 2 días en el período de vigencia de las potencias contratadas, la empresa compradora estará obligada a recontractar potencia en forma inmediata por un monto igual a la suma de las potencias contratadas vigentes con los diferentes suministradores, del exceso registrado y del crecimiento de la demanda máxima verificada en el último año, siempre que este crecimiento sea positivo.
- En todo caso, la empresa vendedora no estará obligada a suministrar más potencia que las contratadas.
- Se entenderá por exceso registrado, a la diferencia entre la mayor demanda máxima leída, ocurrida en el período de vigencia hasta el momento en que se efectúa recontractación obligada, y la potencia de contrato. El crecimiento registrado se obtendrá como la diferencia entre dicha demanda máxima leída y la mayor demanda máxima leída ocurrida en el período de vigencia anterior. El período máximo de vigencia de la potencia recontractada será de 12 meses. Los clientes podrán recontractar una nueva potencia con la respectiva empresa suministradora, la que regirá por un plazo mínimo de un año. Durante dicho período los clientes

no podrán disminuir su potencia contratada sin el acuerdo de la empresa suministradora. Al término de la vigencia anual del contrato los clientes podrán recontractar la potencia.

### 3. ENERGÍA REACTIVA.

#### 3.1 Cargo por factor de potencia.

En cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, se deberá aplicar de manera horaria el siguiente procedimiento:

- Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
- Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- Conforme al cociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva correspondientes. Los valores de cargos por energía reactiva inductiva a emplear corresponderán a los establecidos en el punto referido a energía reactiva para el SEN-SING del Decreto de Precios de Nudo que se encuentre vigente.

Se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva para:

- Las horas del período comprendido entre las 00:00 y 08:00 hrs. de cada día, y
- Todas las horas de los días domingos o festivos.

#### 3.2 Cargo por factor de potencia medio mensual.

La facturación por consumos efectuados en instalaciones de clientes cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,93, se cargará en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93.

La facturación por consumos efectuados en instalaciones de los clientes definidos en el DS 11T/2016, actualizado por el DS 5T/2018, ambos del Ministerio de Energía o el que lo reemplace y en el DS 4T/2018 o el que lo reemplace, cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,93, se cargará en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93. En el caso de los clientes en baja tensión cuyas tarifas correspondan a aquellas destinadas a usuarios residenciales definidos en el DS 11T/2016 actualizado por el DS 5T/2018, ambos del Ministerio de Energía o el que lo reemplace, la facturación se cargará en un 0%. La metodología de medición y cálculo del factor de potencia será la establecida en la normativa técnica aplicable al segmento de distribución.

#### 3.3 Facturación de la energía reactiva.

El cargo por energía reactiva que se aplique a la facturación de un mes cualquiera, será el más alto que resulte de comparar los cargos calculados de acuerdo con los numerales 3.1 y 3.2 precedentes.

### 4. PRECIOS DE NUDO APLICABLES A CLIENTES REGULADOS EN ZONAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

Para efecto de la determinación de los precios de nudo a utilizar en las fórmulas tarifarias de concesionarios de servicio público de distribución, según lo establecido en el Decreto Supremo N° 11T de 2016, actualizado por el Decreto Supremo N° 5T de 2018, ambos del Ministerio de Energía, o el que los reemplace, se considerarán los precios que resultan de aplicar las siguientes fórmulas para cada concesionario y sector de nudo en donde se ubica el cliente de la empresa concesionaria, considerando la siguiente clasificación:

Empresa	Sector de Nudo	Comunas Comprendidas
Empresa Eléctrica de Aisén S.A	1	Toda su zona de concesión

Para cada concesionario y sector de nudo los precios de nudo de energía y potencia se calcularán de la siguiente forma:

$$Pe = \sum_{i=1}^n Ni \cdot PNEi$$

$$Pp = \sum_{i=1}^n Ni \cdot PNPi$$

En que:

- Pe : Precio de nudo de la energía correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, [\$/kWh].  
 Pp : Precio de nudo de la potencia correspondiente al cliente de acuerdo al sector en que éste se ubica, [\$/kW/mes].  
 PNEi : Precio de nudo de la energía para la barra de retiro i, explicitado en el artículo primero, numeral 1.1 del presente decreto, [\$/kWh].  
 PNPi : Precio de nudo de la potencia de punta para la barra de retiro i, explicitado en el artículo primero, numeral 1.1 del presente decreto, [\$/kW/mes].  
 Ni : Proporción del aporte de electricidad considerado para la barra de retiro i.  
 n : Número de barras de retiro consideradas en la determinación de los precios Pe y Pp correspondientes al cliente de acuerdo al sector en que éste se encuentra.

A continuación se indican los valores del parámetro Ni en cada una de las barras de retiro consideradas para efectos de representar los costos de generación-transporte en su estructura de precios a nivel de distribución.

Empresa	Sector de Nudo	Sistema Mediano	Barra de Retiro	Ni [p.u.]
Empresa Eléctrica de Aisén S.A	1	Aysén	Aysen23	0,172
Empresa Eléctrica de Aisén S.A	1	Aysén	Chacab33	0,110
Empresa Eléctrica de Aisén S.A	1	Aysén	Mañi33	0,018
Empresa Eléctrica de Aisén S.A	1	Aysén	Ñire33	0,002
Empresa Eléctrica de Aisén S.A	1	Aysén	Tehuel23	0,546
Empresa Eléctrica de Aisén S.A	1	Palena	Palena23	0,078
Empresa Eléctrica de Aisén S.A	1	General Carrera	General Carrera23	0,074

El parámetro Ni será actualizado por la Comisión, en abril de cada año, con ocasión de la actualización de índices a que se refiere el artículo primero, numeral 1.2 del presente Decreto.

## 5. PAGO DE LAS FACTURAS.

Los clientes deberán pagar las facturas dentro del plazo de 20 días a contar de la fecha de su emisión, en las oficinas que se acuerden con la entidad suministradora.

## 6. GRAVÁMENES E IMPUESTOS.

Las tarifas del presente decreto son netas y no incluyen el impuesto al valor agregado ni otros impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

**Artículo segundo:** Determinase la construcción de las obras de generación y transmisión que se indican a continuación y fíjense las siguientes condiciones para su ejecución.

### 1. EXPANSIÓN SISTEMAS DE AYSÉN Y GENERAL CARRERA

I. Para el Sistema Aysén, la siguiente empresa será responsable de la ejecución y construcción de la obra de generación que a continuación se indica:

Empresa	Entrada en Operación	Potencia [kW] (*)	Tipo
Hidroeléctrica San Víctor SpA	Agosto-2021	2.990	Hidroeléctrica

(\*) = La capacidad instalada de generación deberá ser a lo menos la indicada en la presente tabla.

II. Para el Sistema General Carrera, la siguiente empresa será responsable de la ejecución y construcción de la obra de generación que a continuación se indica:

Empresa	Entrada en Operación	Potencia [kW] (*)	Tipo
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Abril-2020	500	Hidroeléctrica

(\*) = La capacidad instalada de generación deberá ser a lo menos la indicada en la presente tabla.

Para el Sistema Aysén, la siguiente empresa será responsable de la ejecución y construcción de la obra de transmisión que a continuación se indica:

Empresa Propietaria	Empresa Responsable	Entrada en Operación	Tipo de instalación	Descripción
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Hidroeléctrica San Víctor SpA	Agosto-2021	Refuerzo línea	Refuerzo de la línea trifásica que conectará la nueva Central San Víctor, mediante postación de 11,5 m con 1000 Kgf de capacidad de ruptura y un conductor de aluminio desnudo de 70 mm <sup>2</sup> .

## 2. INICIO DE CONSTRUCCIÓN.

Las obras de generación que deben comenzar su operación a partir del año 2020, deberán dar inicio a su construcción a lo menos seis meses antes de la fecha de entrada en operación que establece el presente decreto.

La obra de transmisión que debe comenzar su operación a partir del año 2021 indicada en el punto anterior, deberá dar inicio a su construcción a lo menos seis meses antes de la fecha de entrada en operación que establece el presente decreto.

## 3. AUDITORÍA DE LA EJECUCIÓN Y CONSTRUCCIÓN.

A más tardar 30 días después de que entre en operación cada uno de los proyectos identificados en el presente artículo, Empresa Eléctrica de Aisén S.A. o Hidroeléctrica San Víctor SpA, según corresponda, deberán informar a la Comisión y a la Superintendencia, los resultados de la auditoría técnica que éstas contraten, para certificar el cabal cumplimiento de las exigencias del plan de expansión que establece el presente decreto.

**Artículo tercero:** Aplicanse los siguientes factores para efectos de la repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia:

### 1. COSTOS VARIABLES TOTALES.

Para efectos de la repartición de la recaudación por venta de energía y potencia a clientes regulados, el costo variable de cada empresa generadora de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera, correspondiente al promedio ponderado por generación esperada de los costos variables unitarios de generación, combustibles y no combustibles, considerados en la determinación de tarifas de aquellas unidades de generación asignables a cada empresa, son los que se detallan a continuación:

#### I. Sistema Aysén

Empresa Generadora	CVC(\$/kWh)	CVNC (\$/kWh)	CV(\$/kWh)
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	18,48	3,66	22,14
Hidroeléctrica San Víctor SpA	0,00	2,47	2,47

#### II. Sistema Palena

Empresa Generadora	CVC(\$/kWh)	CVNC (\$/kWh)	CV(\$/kWh)
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	22,04	8,92	30,96

#### III. Sistema General Carrera

Empresa Generadora	CVC(\$/kWh)	CVNC (\$/kWh)	CV(\$/kWh)
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	49,38	8,64	58,02

La fórmula de indexación del costo variable combustible medio, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{CVC_{medio}^i}{CVC_{medio}^0} = \alpha_{P_{DIESEL}} \cdot \frac{P_{DIESEL}^i}{P_{DIESEL}^0}$$

Donde:

$P_{DIÉSEL_i}$  : Precio vigente del petróleo diésel en Aysén, Palena y General Carrera, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio de los últimos 6 meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en  $\$/m^3$ .

$P_{DIÉSEL_0}$  : Precio vigente del petróleo diésel en Aysén, Palena y General Carrera, según corresponda, informado por la Empresa, correspondiente al promedio del periodo diciembre 2017 a mayo de 2018 ( $363.370 \$/m^3$ ,  $434.153 \$/m^3$  y  $417.356 \$/m^3$ , respectivamente).

Los precios de combustibles aplicables en las fórmulas de indexación de los costos variables combustibles, serán los costos que informe Empresa Eléctrica de Aysén S.A. a la Comisión, netos de IVA.

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del costo variable combustible medio, son los que a continuación se indican.

$\alpha_{PDIÉSEL}$	1,0000
--------------------	--------

Asimismo, la fórmula de indexación del costo variable no combustible medio, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{CVNC_{mediQ}}{CVNC_{mediQ_0}} = \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0}$$

Donde:

$IPC_i$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.

$IPC_0$  : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).

$CPI_i$  : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.

$CPI_0$  : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave "CUUR0000SA0", identificación "CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)", correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).

$DOL_i$  : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en  $\$/US\$$ .

$DOL_0$  : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55  $\$/US\$$ ).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula indexación del costo variable no combustible medio, son los que a continuación se indican.

Ponderador	Aysén	Palena	General Carrera
$\alpha_{IPC}$	0,2500	0,3400	0,3500
$\alpha_{CPI}$	0,7500	0,6600	0,6500

## 2. FACTORES DE COSTOS DE INVERSIÓN Y ADMINISTRACIÓN (\$)

El factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora, que corresponde a la proporción que le resulta asignable a cada empresa de generación respecto del total de costos actualizados de inversiones en instalaciones de generación e infraestructura asociada al segmento de generación y de los costos de administración considerados en la determinación de la tarifa y que no se encuentren contemplados dentro de los costos variables medios, corresponden a los que se detallan a continuación:

I. Sistema Aysén

a. Previo a la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica San Víctor

Empresa Generadora	Factor
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	1,00
Hidroeléctrica San Víctor SpA	0,00

b. Posterior a la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica San Víctor

Empresa Generadora	Factor
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	0,864
Hidroeléctrica San Víctor SpA	0,136

Por último, los costos de transmisión determinados a partir de la anualidad de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión que operan el Sistema Mediano de Aysén, considerados en la determinación de la tarifa, son los que se presentan a continuación:

Empresa	Anualidad \$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	1.166.487.889
Hidroeléctrica San Víctor SpA	17.659.688

La fórmula de indexación de los costos de transmisión, así como la fuente y convención de cálculo de los índices se presenta a continuación:

$$\frac{CTx_i}{CTx_0} = \left[ \left( \frac{DOL_i}{DOL_0} \right) \cdot \left( \alpha_{CPI} \frac{CPI_i}{CPI_0} \right) + \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Donde:

- IPC<sub>i</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
- IPC<sub>0</sub> : Índice de Precios al Consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas, correspondiente al mes de abril de 2018 (117,66).
- CPI<sub>i</sub> : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, o en su defecto, una nueva publicación que reemplace a la mencionada para efectos de la publicación de este índice. Se considera el índice correspondiente al tercer mes anterior al mes en el cual se evalúa la fórmula de indexación.
- CPI<sub>0</sub> : Consumer Price Index (USA), publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA, cuyo valor se encuentra en el sitio web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>, clave “CUUR0000SA0”, identificación “CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)”, correspondiente al mes de marzo de 2018 (249,554).
- DOL<sub>i</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/US\$.
- DOL<sub>0</sub> : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar en EE.UU., publicado por el Banco Central, correspondiente al mes de abril de 2018 (600,55 \$/US\$).

Los ponderadores de cada uno de los índices que componen la fórmula de indexación del costo de transmisión, son los que a continuación se indican.

α <sub>IPC</sub>	0,9608
α <sub>CPI</sub>	0,0392

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Susana Jiménez Schuster, Ministra de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Loreto Cortés Alvear, Jefa División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA  
División de Infraestructura y Regulación**Cursa con alcance los decretos N°s 2T, 3T y 4T, de 2019, todos del Ministerio de Energía**

N° 5.340.- Santiago, 2 de marzo de 2020.

La Contraloría General ha dado curso a los decretos del epígrafe que, en lo que interesa, fijan precios a nivel de generación y transmisión en los sistemas medianos de Cochamó, de Aysén, Palena y General Carrera, y de Hornopirén, respectivamente, teniendo presente, además, los antecedentes que en su oportunidad fueron acompañados por dicha cartera de Estado.

Saluda atentamente a Ud., Jorge Bermúdez Soto, Contralor General de la República.

Al señor  
Ministro de Energía  
Presente.



ESTIMACIÓN DE EMISIONES SEGÚN TIPO DE COMBUSTIBLE	
Alcance:	La presente minuta expone los resultados para la estimación de emisiones a partir de la combustión de diesel, a solicitud del titular Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (Edelaysen).
Desarrollado por:	SICAM Ingeniería Prieto Sur 965, Temuco

### Estimación de Emisiones a partir de la combustión de diesel para generación eléctrica

**Descripción:** Se estiman las emisiones atmosféricas asociadas a la combustión de diésel para generación eléctrica. La estimación se basa en los factores de emisión establecidos en la Guía Metodológica para la Estimación de Emisiones Provenientes de Fuentes Puntuales, año 2019, desarrollado por el Ministerio del Medio Ambiente, en el marco del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC). El Subsector General, punto 2.2.2.1 Generación de energía, en la Tabla 2-23. FE Material Particulado: Generación Eléctrica, establece los factores de emisión para distintas fuentes y distintos combustibles. Para la presente estimación se emplearon los factores asociados a Turbina de generación y Motores de generación, sin embargo, los valores que la guía presenta son iguales, por lo tanto, los resultados, no se ven afectados por el tipo de fuente. Luego, la Tabla 2-24. FE Contaminantes Climáticos: Generación de Energía, presenta los factores de emisión para el contaminante CO<sub>2</sub>, entre otros de efecto climático.

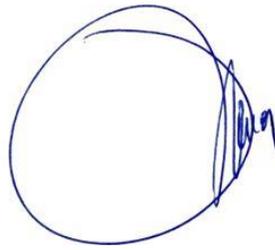
El nivel de actividad está dado por el consumo de combustible, en este caso, se estima en 1.600 m<sup>3</sup>/año según lo indicado por el titular.

Tabla 1. Nivel de actividad				
Fuente	Nivel de actividad			
	N° equipos	Combustible	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	m <sup>3</sup> /año
Turbina de generación	1	Diésel	840	1.600
Motor de generación	1	Diésel	840	1.600

Tabla 2. Factor de Emisión				
Fuente	Factor de Emisión			Fuente Factor
	MP10 (kg/m <sup>3</sup> )	MP2,5 (kg/m <sup>3</sup> )	CO <sub>2</sub> (ton/TJ)	
Turbina de generación	5,0926	5,0926	74,1	Guía RETC 2019. Tablas 2-23 y 2-24
Motor de generación	5,0926	5,0926	74,1	Guía RETC 2019. Tablas 2-23 y 2-24

<b>Tabla 3. Emisiones (ton/año)</b>			
Fuente	MP10 (Ton/año)	MP2,5 (Ton/año)	CO <sub>2</sub> (Ton/año)
Turbina de generación	8,1	8,1	4.523
Motor de generación	8,1	8,1	4.523

La estimación de emisiones entrega un resultado de 8,1 ton/año de MP10 y MP2,5 ya que utilizan el mismo factor de emisión, mientras que las emisiones de CO<sub>2</sub> alcanzarían las 4.523 ton/año, como consecuencia de uso de 1.600 m<sup>3</sup>/año de diesel como combustible para generación eléctrica.



Sergio Dávila Riquelme  
SICAM INGENIERÍA LTDA.