



INFORME FINAL
"IMPACTOS DEL RÉGIMEN TRANSITORIO
DE PAGO DE LA TRANSMISIÓN DEL
PROYECTO DE LEY DE TRANSMISIÓN"

INFORME FINAL

“IMPACTOS DEL RÉGIMEN TRANSITORIO DE PAGO DE LA TRANSMISIÓN DEL PROYECTO DE LEY DE TRANSMISIÓN”

REV.	FECHA	PREPARÓ	REVISÓ	APROBÓ	DESCRIPCIÓN
0	15.10.2015	D.B.M.	L.C.B.	L.C.B.	Informe Final

VALGESTA ENERGÍA S.A.

Alonso de Córdova N° 5900, Piso 4, Of. 402

Las Condes – Santiago – Chile

Tel: (+56) 2 2224 9704

Octubre de 2015

EL PRESENTE INFORME HA SIDO ELABORADO POR VALGESTA ENERGÍA, PARA LA “CNE” QUIEN LO RECIBE Y ACEPTA PARA SU USO.

PREPARADO PARA:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

GOBIERNO DE CHILE



REGULACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	4
2	ESQUEMA DE TARIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	5
3	PROBLEMÁTICA DEL ESQUEMA DE TARIFICACIÓN ACTUAL	8
4	PROPUESTA DE UN NUEVO SISTEMA DE TARIFICACIÓN	10
4.1	Determinación de las instalaciones.....	10
4.2	Pago por Cargo Único de Transmisión	10
4.3	Mecanismo de cálculo del periodo transitorio al pago de los generadores por inyección	12
4.3.1	Transición	12
4.3.2	Contratos de energía vigentes	12
4.3.3	Contratos celebrados durante el proceso de transición	13
4.3.4	Opción de salida para contratos	13
4.3.5	Calculo de las participaciones de las centrales generadoras	14
4.3.6	Pagos de las inyecciones del sistema de transmisión	14
4.4	Mecanismo de cálculo del periodo transitorio al pago de los retiros o clientes finales	15
4.4.1	Pagos de los retiros del sistema de transmisión	17
4.5	Evaluación de posibles perfeccionamientos del mecanismo propuesto.....	¡Error! Marcador no definido.

1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE, de acuerdo a su ley orgánica, es la encargada de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía.

Dentro del contexto de la Agenda de Energía, la cual establece los lineamientos para el desarrollo de una política pública para el corto, mediano y largo plazo, la Comisión se encuentra abocada a la implementación -entre otras medidas- de aquellas asociadas al eje N° 4, Conectividad para el Desarrollo Energético, el cual a su turno considera dentro de sus metas la elaboración de un nuevo marco regulatorio para el transporte de energía (Transmisión Troncal, Subtransmisión y Adicional).

Para la formulación del este nuevo marco regulatorio, se hace necesario efectuar una profunda discusión sobre el futuro de la red de transmisión, en la cual los principales actores involucrados en el sector eléctrico, incluidas comunidades y sociedad civil, discutan sobre los cambios que requiere el marco regulatorio del sistema de transmisión chileno, en materias tales como planificación; tarificación, seguridad y operación en un sistema interconectado; de acceso abierto y utilización de líneas adicionales; desarrollo de redes transversales; polos de generación y ERNC; subtransmisión e interconexión regional. El cambio del régimen de remuneración y pago que se está discutiendo para el sistema de transmisión troncal, sin duda no estará exento de repercusiones en el equilibrio de mercado existente, pudiendo en este sentido producir transferencias de riquezas injustificadas e innecesarias. Por esto último es necesario diseñar un mecanismo transitorio armónico que evite en lo posible las distorsiones que se plantean.

Para cumplir con el desafío de diseñar un mecanismo aplicable durante un periodo transitorio que permita mitigar y reducir al máximo las distorsiones que significan un cambio de régimen de remuneración, la Comisión Nacional de Energía ha contratado la realización del estudio denominado: "Impactos del régimen transitorio de pago de la transmisión del Proyecto de Ley de transmisión y posibles perfeccionamientos", el cual tiene por objetivo estudiar posibles efectos de los cambios regulatorios del régimen de remuneración y pago del sistema de transmisión troncal. El estudio incorporará la simulación de los efectos de las distintas posibilidades de diseño del mecanismo aplicable al período transitorio.

A continuación se presenta ***el primer informe de avance de este trabajo***, en donde se da inicio a una revisión normativa, señalando las principales propuestas de modificación legal, finalizando con un primer análisis respecto de los pagos que hacen las inyecciones y retiros del sistema troncal existente al 31 de diciembre de 2018.

2 ESQUEMA DE TARIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL

El Sistema de Transmisión Troncal (STT) está compuesto por tramos. Cada tramo puede estar compuesto por líneas, subestaciones, y transformadores, entre otros. Por otra parte, los tramos están caracterizados por un valor de inversión (VI), y que anualizado se define como la Anualidad del Valor de Inversión (AVI). Se considera una tasa de descuento del 10% y una vida útil de la línea de 30 años para la determinación del AVI del STT.

Adicionalmente, cada tramo tiene asociado un costo de operación y mantenimiento anual (COMA), correspondiente a los costos de explotación que tienen las instalaciones de las compañías dueñas de la línea de transmisión. Estos términos son calculados por las empresas dueñas de las líneas de transmisión. El cálculo del AVI se realiza cada 4 años, en un estudio llamado "Determinación del Valor Anual de Transmisión por Tramo" y es realizado por una empresa externa. Mientras que, el valor del COMA es entregado de forma anual por las empresas dueñas de las líneas para cada uno de sus tramos.

Al sumar el AVI con el COMA, se obtiene el valor anual de la transmisión por tramo (VATT). El propietario de la línea tiene derecho a recibir anualmente por cada tramo el 100% del VATT correspondiente al tramo. Siendo así, el VATT es:

$$VATT_{(i-j)} = AVI + COMA$$

Donde el VATT de todo el sistema troncal corresponde a:

$$VATT_{total} = \sum_{j=1}^N VATT_j$$

Un aspecto relevante en el sistema de tarificación para transmisión, corresponde a los ingresos tarifarios (IT). Estos corresponden a la renta que percibirá un sistema de transmisión bajo la teoría económica marginalista, la cual busca maximizar los excedentes totales del sistema bajo el supuesto que el mercado es competitivo y adaptado. El ingreso tarifario se calcula como:

$$IT_{i-j} = Retiros_j * CMg_j - Inyecciones_i * CMg_i$$

Dónde:

Retiros_j: Retiro en la barra j

Inyecciones_i: Inyecciones en la barra i

CMg_k : Costos marginales de la barra k

El ingreso tarifario está compuesto por dos componentes, un IT por potencia y uno por energía.

Con el pago del ingreso tarifario no es posible cubrir completamente el 100% del valor del VATT por tramo. Por ello, se considera un pago adicional, correspondiente a la diferencia entre el VATT y el IT. Este término corresponde al peaje y se considera como los costos medios del sistema de transmisión troncal. Por lo tanto, se tiene:

$$Peaje = VATT - IT$$

Los pagos del ingreso tarifario y de los peajes se realiza de forma mensual a las empresas de transmisión, sin embargo, los peajes e ingresos tarifarios son estimados en base al estudio que realiza el CDEC-SIC o SING según corresponda, a inicio de cada año calendario. Cabe señalar que estos IT son resultado de una operación esperada para cada año. Conforme con lo anterior, después de 30 días de realizado el pago por parte de las empresas que usan las líneas, se realiza un ajuste que corresponde a la energía y potencia que realmente circuló por cada línea, dando lugar a los IT reales. Por lo que se tienen 2 casos:

- Si $IT_{real} > IT_{estimado}$ la transmisora devuelve a los usuarios la diferencia entre el IT real y el IT estimado a prorrata de los usos esperados.
- Si $IT_{real} < IT_{estimado}$ se recalculan y reliquidan los peajes que deben pagar los usuarios, de manera que se cubra la menor renta producto de que $IT_{real} < IT_{estimado}$.

En cuanto a la asignación del pago, esta depende principalmente de dos factores. El primero de ellos corresponde a la ubicación donde se encuentre la inyección y/o retiro, mientras que el segundo tiene relación a la dirección de los flujos asociados a cada inyección y/o retiro según corresponda.

En relación a la ubicación de la inyección y/o retiros se tienen dos casos, puesto que depende de si éstos se encuentran dentro o no del Área de Influencia Común (AIC). El AIC está definida como el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en las que concurren, simultáneamente las siguientes características:

- Que entre dichos nudos se totalice al menos un 75% de la inyección total de energía del sistema
- Que entre dichos nudos se totalice al menos un 75% de la demanda total del sistema
- Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del AIC respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje de V.I. de las instalaciones del AIC respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal sea máxima.

Luego, los pagos se distribuirán de forma diferente en función de la ubicación de las instalaciones. Es decir, si la instalación se encuentra dentro del AIC, entonces el 80% del valor del valor del peaje se **prorratea** entre los generadores, mientras que el 20% restante del valor del peaje es **prorratedo** entre los consumos. En el caso de las instalaciones que se encuentran fuera del AIC, el pago del STT se realiza de acuerdo a lo siguiente:

- En los casos en que la dirección del flujo sea fuera del AIC, entonces el peaje es pagado por los retiros.
- En los casos en que la dirección del flujo sea hacia el AIC, entonces el peaje es pagado por los generadores.

La participación para los retiros e inyecciones se obtiene de la relación entre el número de casos que corresponda y el total. El motivo por el que se realiza esto corresponde a que se evalúa a quien corresponde la responsabilidad de esos flujos.

En el caso de los generadores, los Peajes de Inyección se calculan de acuerdo a lo indicado en el artículo 102° del DFL N°4. Para cada generador se evalúa el pago de peaje de inyección como un equivalente a la suma de los pagos que le corresponde en el financiamiento de los tramos del AIC y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área considerando las participaciones determinadas conforme lo siguiente.

Para cada tramo del STT, se determina la participación de energía de cada una de las centrales del sistema y de cada uno de los consumos del sistema, considerando que la participación es nula cuando su GGDF o GLDF, según corresponda, tiene un sentido diferente al del flujo resultante para dicho escenario.

Lo anterior, como ya se mencionó, corresponde a una descripción resumida del actual método para la determinación de los pagos que tanto la inyección de centrales generadoras como el retiro de clientes libres y regulados deben hacer por el uso del STT. Ahora bien, para efectos del pago de la línea que modifica los aspectos asociados a la transmisión, y considerando que este pretende migrar a un pago 100% realizado por la demanda, se requiere analizar el nuevo esquema de pagos para las inyecciones, teniendo a la vista la problemática que ello podría ocasionar.

3 PROBLEMÁTICA DEL ESQUEMA DE TARIFICACIÓN ACTUAL

El problema principal del esquema de pago del sistema de transmisión actual radica en que hoy el peaje corresponde a que la proporción en que los generadores deben hacerse cargo por el uso del STT según lo establece que la ley (de acuerdo a lo especificado anteriormente), podría estar incorporado dentro del precio de energía, **por tanto un pago 100% realizado por la demanda**, podría implicar, en el corto plazo, una renta sobre-normal para algunos contratos, o bien la transferencia de riquezas y subsidios cruzados no deseados entre los agentes del mercado.

De acuerdo a la información existente en relación a datos de pagos de peajes históricos y proyectados, dicho valor podría oscilar entre 3 y 15 US\$/MWh.

Si lo anterior es correcto, entonces se hace prácticamente imposible estimar un valor a firme para ser descontado de los actuales contratos, sin que este no genere distorsiones, pues para ello, deberían ser revisados todos los contratos individualmente, y analizar el monto asociado a dicho concepto, lo que se hace más complejo aún si este no se encuentra especificado.

En base a la experiencia del Consultor, se estima que existen, al menos, las siguientes posibilidades en la que los generadores pueden cobrar el peaje de inyección.

- Que el suministrador estime dicho costo y lo incorpore par cual o totalmente en el precio de la energía. De esta manera el cliente no identifica claramente el costo asociado.
- Que el suministrador realice el traspaso de este cargo de forma directa al cliente. En este caso, el cliente conoce el total del pago por peaje.

Como no es posible diferenciar contrato a contrato la condición de dichos peajes, así como tampoco el valor estimado en el caso que así fuere, para los siguientes años se hace necesario desarrollar una metodología que minimice el efecto de transferencia de riqueza y la existencia de posibles dobles pagos que los usuarios realizan por el usol del STT. No obstante, se hace necesario conocer para todos los efectos, al menos de manera estimada la vigencia de los contratos de suministro.

Conforme a los puntos anteriores, a continuación se procede a desarrollar una propuesta de remuneración y transición para reducir al máximo las pérdidas sociales relacionadas con la migración del actual esquema de pagos, a uno 100% cargado a la demanda.

Cabe destacar que la propuesta considera aspectos ya incorporados en el actual esquema tales como:

- Área de Influencia Común (AIC).
- Áreas Fuera del AIC (FAIC).
- Dirección de los flujos.
- Proporción de pago 80/20.

Se considera además una diferenciación en el esquema de remuneración para los siguientes tipos de sistemas:

- SIC
- SING
- Interconexión

4 PROPUESTA DE UN NUEVO SISTEMA DE TARIFICACIÓN

4.1 Determinación de las instalaciones

Con el cambio de la legislación de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), el Sistema de Transmisión Troncal se llamará Sistema de Transmisión Nacional (STN). Específicamente, en el Artículo 74 del Proyecto de Ley se describe el Sistema de Transmisión Nacional como:

"El sistema de transmisión nacional es aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas."

En este nuevo sistema de remuneración propuesto se utilizará el concepto de Área de Influencia Común para definir las instalaciones y tarifas que se pagarán en el STN. Las zonas a considerar corresponden a:

- **AIC SIC y AIC SING:** Corresponde a las instalaciones que se encuentran dentro del AIC de ambos sistemas previo a la interconexión de ambos.
- **FAIC SIC y FAIC SING:** Corresponde a las líneas pertenecientes al STN que se encuentran fuera del AIC previo a la interconexión.
- **Interconexión Nacional de Sistemas:** Corresponden a las instalaciones que permiten la interconexión de ambos sistemas. Estas instalaciones que se consideran como parte de corresponden a: Nueva Crucero Encuentro 500/220kV, Nueva Crucero Encuentro 500 kV-Los Changos 500 kV, Los Changos 500/220 kV, Los Changos 220 kV-Kapatur 220 kV, Los Changos 500 kV-Cumbres 500 kV y Cumbres 500 kV-Nueva Cardones-500 kV.

4.2 Pago por Cargo Único de Transmisión

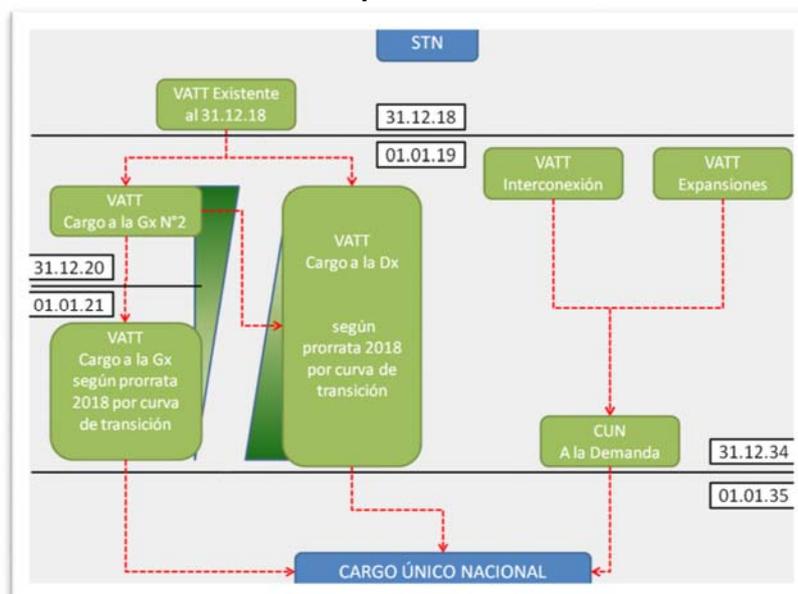
Este nuevo esquema de remuneración considera que los pagos del sistema de transmisión se realizaran por medio de un cargo único nacional de transmisión, el cual considera el valor total de las instalaciones del sistema de transmisión, dividido por la demanda total de sistema. Previo a esto, se deben restar los ingresos tarifarios reales del semestre anterior al cargo único de transmisión. De esta forma, en el nuevo esquema de remuneraciones los IT esperados serán igual a 0. Siendo así, ya no es necesario realizar las reliquidaciones asociadas a las diferencias que se producen entre los IT esperados y reales, lo cual implica una simplificación al esquema de remuneraciones.

La Interconexión Nacional será remunerada de manera particular por parte de los usuarios. En efecto, este será un cargo único que deberán realizar los clientes finales, libres y regulados que forman parte de los sistemas SIC y SING en la proporción del tiempo en que el flujo del sistema denominado como "Interconexión" tenga direcciones hacia cada uno de los sistemas mencionados (SIC y SING). Con esto se busca que se cobre en base al uso que realiza cada uno de los sistemas, y que sea pagado por quien lo requiere, es decir, la demanda. El esquema de pagos propuestos considera principalmente tres tipos de instalaciones a remunerar:

- I. Instalaciones de transmisión en operación antes del 31 de diciembre de 2018.
- II. Instalaciones de Interconexión.
- III. Obras nuevas de expansión a ampliación operativas a partir del 01 de enero de 2019.

Cada uno de estos tipos de instalaciones es considerada de manera diferente para efectos de quienes y como deben concurrir a su pago. En el siguiente esquema se muestra de manera gráfica el esquema a utilizar en cada caso.

Ilustración 1: Esquema de Remuneración



Lo que busca la nueva regulación tanto en la interconexión, como en el sistema de transmisión nacional en su totalidad, es traspasar los costos asociados a la remuneración de las instalaciones del sistema de transmisión directamente a la demanda, de manera que los generadores no incorporen estimaciones por el uso de éste, y consideren en sus precios de energía sólo los costos variables y fijos que su producción implica.

4.3 Mecanismo de cálculo del periodo transitorio al pago de los generadores por inyección

4.3.1 Transición

La propuesta del nuevo sistema de remuneración se basa en un esquema progresivo que permite que el actual esquema de remuneración del STT para inyecciones se vaya extinguiendo, pudiendo así traspasar el total de del pago del STT a la demanda (Ilustración N°1). La siguiente tabla corresponde al cuadro de responsabilidades de pago para cada año durante el Periodo de Transición (PT). Cabe señalar que el denominado PT tendrá una duración de cuatro periodos tarifarios, es decir 16 años.

Tabla 1. Transición de Pago del Sistema de Transmisión Nacional.

Año	Porcentaje de cargo a la oferta (Inyecciones)
2019	80%
2020	75%
2021	69%
2022	64%
2023	59%
2024	53%
2025	48%
2026	43%
2027	37%
2028	32%
2029	27%
2030	21%
2031	16%
2032	11%
2033	5%
2034	0%

En cada año del PT, el pago por el STT, deberá ser distribuido conforme los porcentajes establecidos en el cuadro anterior.

4.3.2 Contratos de energía vigentes

Los generadores que cuenten con contratos de energía vigentes previo al inicio del periodo de transición (antes del 31 de diciembre de 2018), sólo podrán traspasar a sus clientes en cada año, como máximo por concepto de transmisión, lo que resulte de multiplicar el Cargo Unitario por Transmisión por la Energía retirada y por el porcentaje respectivo a cada año.

El generador deberá indicar en la respectiva factura de suministro, el cargo que debe sustentar el cliente por concepto de transmisión, según corresponda, y además de manera referencial el pago total por concepto de transmisión asociado a su demanda, de manera tal que el cliente tenga claridad del total de pago por este concepto.

4.3.3 Contratos celebrados durante el proceso de transición

Los generadores que celebren contrato durante y con posterioridad al periodo de transición (entre el 01 de enero de 2019 y 31 de diciembre de 2034), se exceptuarán del pago de transmisión por inyección que le corresponde, en la proporción entre la energía contratada en dicho periodo para el correspondiente año y la energía firme de la totalidad de sus centrales generadoras. Esta proporción no podrá, en ningún caso, ser superior al 100%.

El generador deberá indicar en la respectiva factura de suministro, el Cargo Unitario por Transmisión, el total de la energía retirada y el total a pagar por el cliente. Cabe señalar que este ejercicio es independiente del pago que cada generador, durante el PT, debe realizar por este concepto.

4.3.4 Opción de salida para contratos

La ley plantea que las empresas generadoras que tengan contrato de suministro al momento de la publicación de esta, entonces podrán modificar estos contratos para descontar el monto de uso de transmisión troncal a las empresas suministradas, de tal manera que puedan realizar una rebaja del pago de la transmisión, asociada a la energía contratada.

Para estos efectos, el generador deberá descontar de la tarifa del cliente un cargo equivalente por transmisión (CET) que será determinado por la CNE, en forma independiente para cada empresa generadora. Conforme con esto, el generador deberá presentar una carta de acuerdo con su cliente en donde se indique el descuento de dicho monto en el precio de la energía.

El plazo para que las empresas generadoras puedan ejercer la facultad de optar a la rebaja señalada anteriormente es de 2 años a contar de la publicación. En caso de que no realice esta facultad, entonces se aplicara el régimen mencionado en el Capítulo 4.3.1.

4.3.5 Cálculo de las participaciones de las centrales generadoras

El cálculo del pago por inyección de las centrales generadoras se considerará en base al uso esperado de las instalaciones del sistema eléctrico interconectado para el año 2018. De esta forma se calculan las prorratas de participación en cada tramo y para cada una de las centrales.

Las participaciones serán utilizadas para calcular los pagos dentro y fuera del Área de Influencia Común. En el caso que la participación de una central de generación se encuentre en un tramo que se ubique dentro del AIC, entonces la central generadora pagará en base a la participación de sus flujos dentro del área. En cambio, en caso de que la participación se encuentre fuera del AIC, el pago de una central de generación de ese tramo dependerá de la proporción que le corresponda según la dirección del flujo de energía por dicho tramo. Si el flujo de energía se dirige hacia el AIC, entonces ese tramo será pagado por la generación. En el caso contrario, el tramo deberá ser pagado por la demanda. Las prorratas estimadas en base al uso esperado para el año 2018 serán fijadas y se utilizarán como prorratas para el periodo que medie entre los años 2019 y 2034 ambos inclusive.

En caso de que ingrese al sistema un nuevo generador, se establecerá una prorrata en base a la capacidad instalada de la nueva central. La proporción de la capacidad instalada de las nuevas centrales respecto de la capacidad instalada total que incluye a las nuevas centrales será la que se aplique al monto total agregado a pagar por todas las centrales. Eso permitirá calcular el pago de las nuevas centrales y la disminución del pago de las centrales existentes.

El pago que debe realizar cada central por el uso de las instalaciones del STN corresponde al producto del VATT, la participación de la central en el sistema y el porcentaje de cargo a la oferta en su respectivo año (Tabla 1).

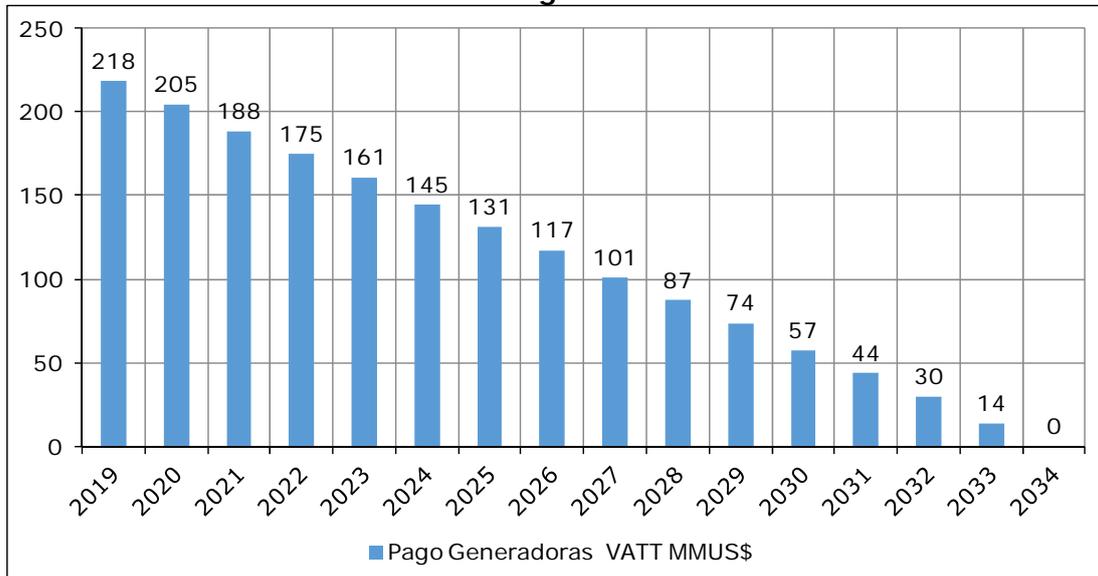
4.3.6 Pagos de las inyecciones del sistema de transmisión

De acuerdo a la información entregada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), se obtuvieron las prorratas de uso esperado para cada tramo del STT tanto para los generadores, como para la demanda. Estas participaciones, de manera agregada corresponden a 51% y 49%, para la generación y demanda respectivamente.

A continuación se muestra el VATT 2018 separado por sistema y área dentro y fuera del AIC.

	VATT SIC 2018	VATT SING 2018
	MUS\$	MUS\$
AIC	278.795	27.334
NAIC	167.542	51.218
TOTAL	446.336	78.551

Ilustración 2. Pago de Generadoras



En la figura anterior se puede apreciar la reducción en el pago del VATT existente al año 2018 que deben hacer las inyecciones basado en la prorrata del dicho año, pero ajustada por los respectivos factores para cada año.

Cabe indicar que en la versión final del informe, se entregará el detalle de los resultados para cada una de las centrales que inyectan al sistema de transmisión. Con esto, será posible analizar cuáles serían las centrales y las empresas que realizan los mayores pagos por el uso del sistema de transmisión.

4.4 Mecanismo de cálculo del periodo transitorio al pago de los retiros o clientes finales

Para el cálculo del cargo único nacional del STN no se considerarán los ingresos tarifarios esperados. En lugar de ello, se considerarán los ingresos tarifarios reales de los tramos del STN, los cuales serán descontados del cargo único aplicable a los clientes finales, libres o regulados, por el uso del STN en el siguiente periodo.

En el caso de las instalaciones del STN que entren en operación a partir del 01 de enero de 2019 serán pagadas íntegramente por los consumidores finales, libres y regulados, mediante un cargo único nacional, exceptuando las instalaciones correspondientes a la Interconexión Nacional de Sistemas.

Por otra parte, los clientes finales, libres o regulados, con una potencia conectada inferior a 15 MW se determinarán un único cargo equivalente que permita remunerar, en proporción a sus consumos, el sistema de transmisión nacional.

En el caso de que la potencia conectada de los clientes finales, libres o regulados sea igual o superior a 15 MW se aplicaran los cargos únicos, determinados según las siguientes reglas:

- Se establecerán cargos únicos diferenciados para los retiros de energía que se efectúen desde las barras que hayan pertenecido al SING y al SIC previo a la interconexión, que pagarán las instalaciones que originalmente pertenecían a cada uno de dichos sistemas.
- El cargo único de cada uno de estos sistemas, se dividirá a su vez en dos. Por una parte, se establecerá un cargo para los consumos que se encuentren fuera del Área de Influencia Común, que subsistan en cada sistema, que remuneren las instalaciones fuera de dicha Área. Por otra parte, se establecerá un cargo para los consumos que se encuentren dentro del Área de Influencia Común, que subsistan en cada sistema y que remuneren las instalaciones que se encuentren dentro de dicha Área.

Para la determinación de los cargos se debe agregar, además a lo mencionado anteriormente, las instalaciones correspondientes a la Interconexión Nacional de los Sistemas, las instalaciones que entren en operación a partir del 01 de enero del año 2019 y las proporciones de pagos resultantes de la rebaja del pago de las centrales generadoras ERNC, las cuales serán pagadas por los consumidores finales, lo anterior de acuerdo a lo señalado en la resolución exenta que la Comisión dicte para estos efectos.

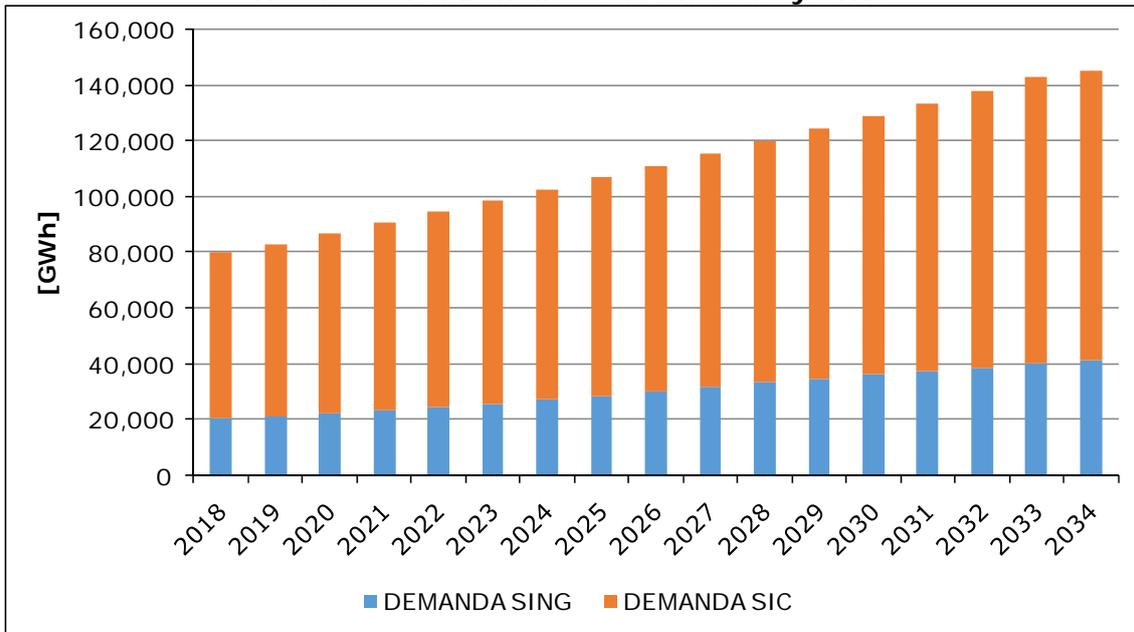
Finalmente, se deberá definir un cargo único nacional referencial, que se calculará como la totalidad de la valorización de las instalaciones del sistema de transmisión nacional dividida por la totalidad de la demanda. En base a dicho cargo referencial se establecerán anualmente los cargos de retiros que se efectúen desde las barras del sistema nacional que pertenecían al SIC y SING previo a la interconexión, conforme lo determine la resolución exenta que la Comisión dicte para estos efectos.

Conforme a lo establecido para estos efectos en la Ley, se tiene que al pasar a los últimos años, el Cargo Nacional del SIC y SING tomar valores cada vez más cercanos hasta llegar al año 2034, en el cual los valores son los mismos. Esto permite que exista una transición en el pago de desde lo que se paga en cada sistema interconectado.

4.4.1 Pagos de los retiros del sistema de transmisión

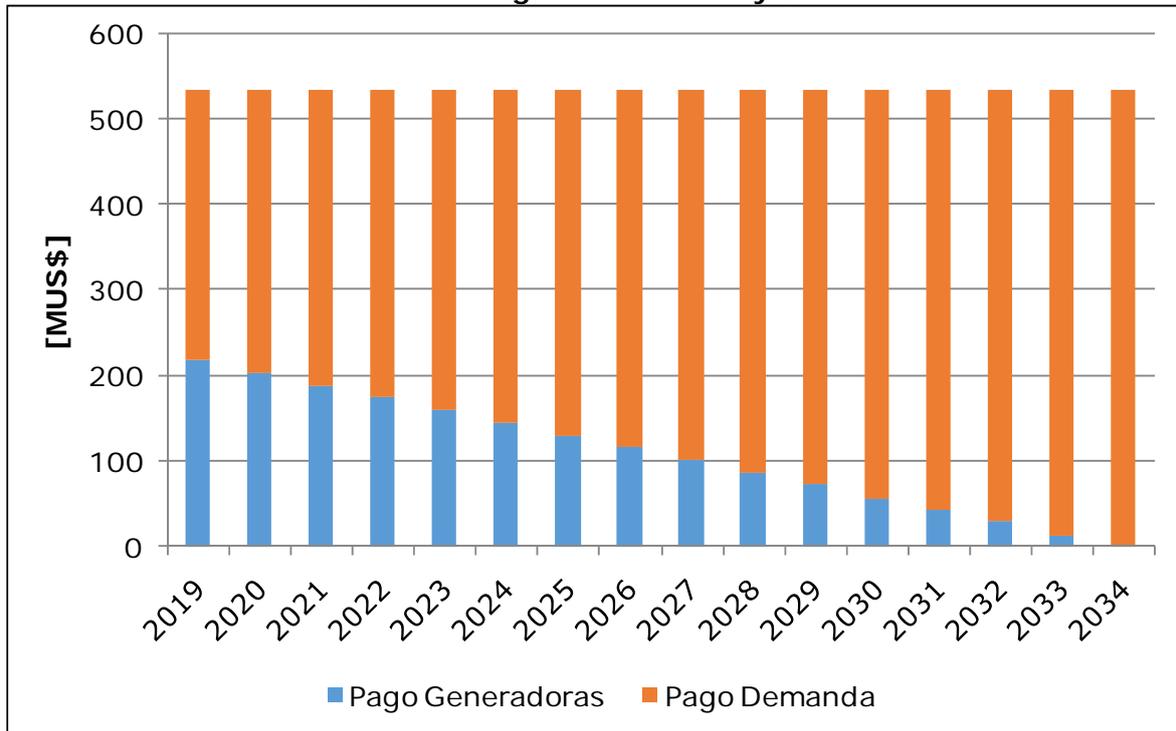
Como se ha mencionado anteriormente, la definición de las tarifas serán en base a los retiros realizados en el sistema. Por ello, es necesario realizar algunas estimaciones para poder proyectar el cargo unitario de transmisión.

Ilustración 3. Demanda Sistema SIC y SING



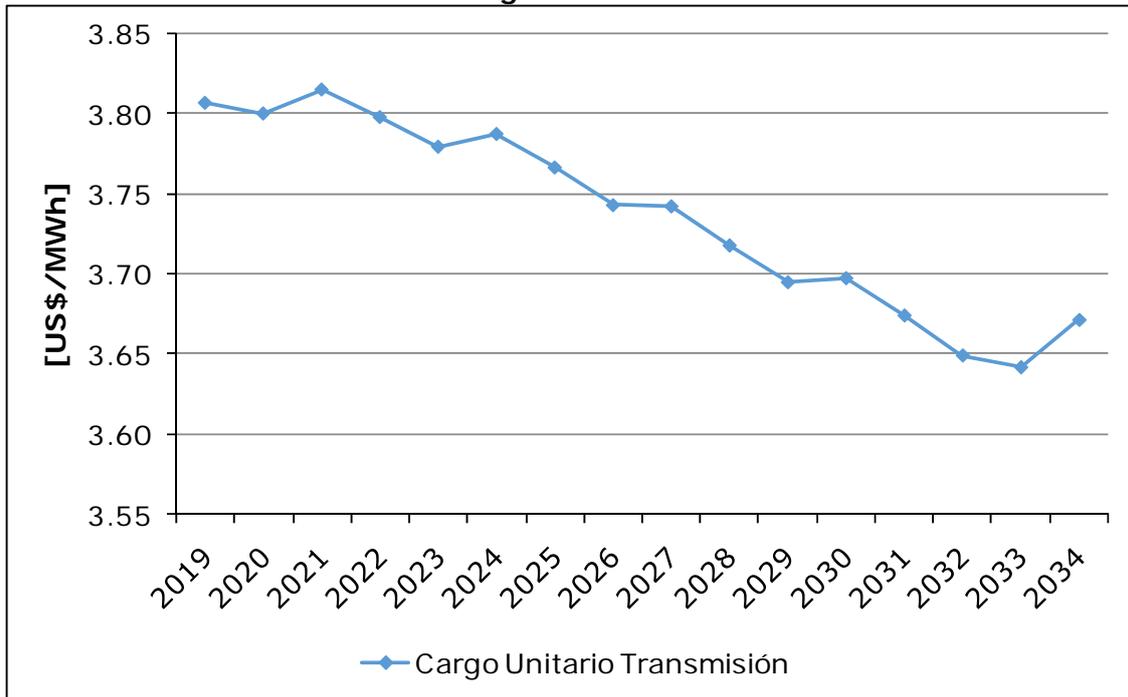
En la figura anterior se muestra la demanda proyectada de los sistemas SIC y SING. Esta demanda fue obtenida de los datos entregados por la CNE.

Ilustración 4. Pago Generadoras y Demanda



En la figura mostrada anteriormente se puede observar el pago que deben realizar las inyecciones y los retiros por el uso del sistema de transmisión troncal. Como es posible apreciar, el pago realizado por los generadores disminuye a medida que pasa el tiempo, mientras que va aumentando el pago realizado por la demanda. Además, el cargo a la demanda es mayor al pago de la generación para todos los años evaluados, debido a que el porcentaje que le corresponde pagar a esta última es de un 49% en el año 2018, mientras que el pago de la generación es de un 51%. Luego, al multiplicar esto último por los factores de ajuste, el porcentaje que le corresponde a los retiros disminuye.

Ilustración 5. Cargo Unitario de Transmisión



En la figura anterior se puede apreciar el cargo unitario de transmisión asociado al VATT del sistema de transmisión existente al 2018, el que tiene un comportamiento decreciente a medida que avanza el horizonte de estudio. Esta estimación considera el pago que deberían pagar los retiros tanto en el SIC como en el SING. En la próxima entrega se incluirán los cargos para cada uno de los sistemas y para las zonas AIC y FAIC.

Cabe señalar además que en la versión final del trabajo se complementarán los análisis hasta acá realizados, pues se requiere de un mayor tiempo para contrastar los resultados obtenidos, y una vez que estos sean depurados, iniciar los cálculos detallados que darán respuesta a los puntos pendientes de este trabajo, finalizando en posibles propuesta de mejora.