



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

EVALUACIÓN DE REPRESENTACIÓN ERNC PARA PEAJES TRONCALES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

EMANUEL ALEJANDRO PALMA VALDÉS

PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DIAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JOSÉ MIGUEL AREVALO ARANEDA
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE
2015

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil Electricista.
POR: Emanuel Palma Valdés
FECHA: 23/04/2015
PROFESOR GUIA: Luis Vargas Díaz

EVALUACIÓN DE REPRESENTACIÓN ERNC PARA PEAJES TRONCALES

El presente trabajo muestra las limitaciones que existen en los modelos actuales del SING para el cálculo de peajes en las líneas de transmisión troncal. Esto dado porque las intermitencias características de cada central eólica y solar son obviadas, simplificando las centrales ERNC a centrales de generación constante dada por su potencia nominal ponderada por su factor de planta.

El trabajo contempla alternativas para representar, tanto el sistema interconectado como la forma de generar de las centrales eólicas y solares. El objetivo está en evaluar el desempeño de las representaciones propuestas, junto al impacto inducido en los peajes por las líneas de transmisión troncal del SING. A la vez se entrega en forma clara y detallada la metodología empleada para encontrar los perfiles de generación de cada central eólica y solar, en base a la información disponible de sus generaciones, junto a las configuraciones necesarias en el software Plexos.

Dentro de las propuestas de representación están las de pasar desde una curva de duración a una curva cronológica para la demanda del sistema, con distintas resoluciones, de 2 y 4 horas. Para la generación de las centrales eólicas y solares se proponen perfiles de generación diarios, pudiendo representar el año con perfiles trimestrales o por un par de clusters de las 365 muestras.

En los resultados puede apreciarse el impacto en la determinación de peajes troncales para centrales ERNC, al mejorar significativamente la fiel representación del sistema, en particular para los flujos de cada línea del sistema troncal.

Finalmente se concluye presentando el modelo óptimo, dado por una demanda cronológica con resolución de 4 horas, junto a perfiles diarios de generación, los cuales son trimestrales para las centrales solares, y de 2 clusters anuales para las centrales eólicas. Este modelo es el que mejora significativamente el resultado de los flujos por las líneas del sistema, y por tanto permite obtener peajes certeros, tanto para las centrales ERNC como para todas las inyecciones y retiros del sistema.

Tabla de Contenido

Tabla de Contenido.....	iii
Estructura de la memoria.....	v
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivo.....	1
1.3 Objetivos Específicos.....	1
2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	2
2.1 Estado Actual ERNC en SING.....	2
2.1.1 Proyectos en SEIA por sistema.....	2
2.2 Remuneración y Desarrollo del Sistema de Transmisión troncal del SING.....	4
2.2.1 Dirección de Peajes.....	4
2.2.2 Ley Corta I.....	5
2.2.3 Transmisión troncal.....	5
2.2.4 Estudio de Transmisión Troncal.....	5
2.2.5 Expansión de la Transmisión Troncal.....	5
2.2.6 Cálculo de Peajes para el Sistema de Transmisión Troncal.....	6
2.3 Plexos.....	10
2.3.1 Representación con Plexos.....	11
2.4 Forma de modelar el SING con Plexos para el cálculo de peajes.....	11
2.5 Representación ERNC en Plexos para el cálculo de peajes troncales.....	12
3 IMPLEMENTACION.....	13
3.1 Representaciones ERNC propuestas para modelar centrales en Plexos.....	13
3.1.1 Generación Solar.....	13
3.1.2 Modelo de representación solar.....	14
3.2 Generación Eólica.....	16
3.2.1 Modelos de Representación Eólica.....	16
3.3 Modelos generales propuestos.....	17
3.3.1 Modelo Curva de Duración.....	17

3.3.2	Modelo Cronológico	18
3.3.3	Modelo por generación promedio.....	18
3.3.4	Modelo de mayor resolución	18
3.4	Ajuste de Parámetros para Plexos.....	18
3.5	VARIABLES Aleatorias en Plexos	18
3.6	Características de los sistemas propuestos.....	20
3.6.1	Modelo 2013	21
3.6.2	Modelo 2019.....	23
4	RESULTADOS	25
4.1	Modelo 2013	25
4.1.1	Peaje de inyección fuera de AIC.....	25
4.1.2	Peaje de inyección en líneas AIC	27
4.1.3	Modelos de mayor y menor resolución.....	31
4.2	MODELO 2019	34
4.2.1	Centrales dentro de AIC	36
4.2.2	Centrales en límite AIC y no AIC	43
4.2.3	Centrales dentro de no AIC	47
4.2.4	Centrales fuera del sistema troncal, con llegada por líneas no AIC	47
5	CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	60
5.1	Trabajo futuro	63
6	BIBLIOGRAFÍA	64
7	ANEXOS	66
7.1	Anexo A.....	66
	Modelo 2013.....	66
7.1.1	Barras del sistema	66
7.1.2	67
7.1.3	Parque Generador	67
7.1.4	Líneas del sistema.....	68
7.2	Anexo B.....	70
	Modelo 2019.....	70
7.2.1	Barras del sistema	70

7.2.2	Parque generador	71
7.2.3	Líneas del sistema.....	73
7.3	Anexo C	76
Determinación de peajes, cargos únicos e ingresos tarifarios esperados por las líneas troncales del SING		76
7.3.1	Ingresos tarifarios esperados por tramo.	76
7.3.2	Ingresos tarifarios esperados por tramo de energía.....	76
7.3.3	Ingresos tarifarios esperados de potencia de punta.....	77
7.3.4	Cálculo de peaje anual por tramo	77
7.3.5	Peaje de inyección	78
7.3.6	Peaje de retiro	82
7.3.7	Peaje unitario de retiro (PUB)	83
7.3.8	Determinación del peaje de retiro	85
7.3.9	Cargos únicos de usuarios.....	87
7.3.10	Diferencias por aplicación de cargos únicos y peajes unitarios por barra de retiro	89
7.4	Anexo D.....	89
Determinación de clúster		89

Estructura de la memoria

El presente trabajo de título está dividido en 7 capítulos, los que se describen a continuación:

El capítulo 1, presentado como la introducción, donde se da la contextualización del trabajo, se plasma las motivaciones y objetivos del trabajo.

El capítulo 2 entrega una revisión bibliográfica. Se presenta la normativa vigente y la forma de calcular los peajes para el sistema troncal.

El capítulo 3 brinda la metodología a seguir para llegar a los objetivos del trabajo. Se da la propuesta de trabajo.

El capítulo 4 presenta los resultados obtenidos luego de seguir la metodología expuesta en el capítulo anterior.

El capítulo 5 revela las conclusiones rescatables de los resultados obtenidos.

Al final tenemos los capítulos 6 y 7, que corresponden a las referencias y anexos respectivamente.

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

El sistema interconectado del norte grande posee alrededor de 7.500MW entre proyectos aprobados y en calificación a inicios del 2014. A la fecha hay aproximadamente 1400MW en construcción, proyectados a conectarse entre los años 2014 y 2017, según la información entregada en el boletín semanal N° 241 del CDEC SING.

Se sabe que las inyecciones de las centrales con generación ERNC presenta la particularidad de ser intermitente –en particular para tecnologías de tipo solar y eólico-.

Esta intermitencia es obviada en la representación actual que se realiza para el cálculo de peajes en el sistema de transmisión troncal, donde se representa el consumo del sistema por curva de duración, y el aporte de las ERNC es dado por su energía media mensual. Esto provoca que toda temporalidad sea olvidada, y reemplazada por un aporte medio mensual. Ello hace pensar que el modelo actual para el uso de las líneas por parte de las ERNC podría estar subdimensionado. Aquí es donde se pretende atacar, buscando mejores formas de representar temporalmente la operación del sistema, con curvas cronológicas que muestren un comportamiento más cercano a la realidad.

1.2 Objetivo

Determinar el mejoramiento en la metodología de representación y reconocimiento del uso de inyección en el sistema de transmisión por centrales ERNC, sobre la base del análisis de alternativas de metodología. Dimensionar y sensibilizar el impacto económico en pago de peajes troncales de las alternativas de representación.

1.3 Objetivos Específicos

1. Proponer y evaluar alternativas de representación de las inyecciones de las centrales ERNC para el cálculo de peajes, en los modelos de operación. Considerar comportamiento estacional y aleatorio de la generación ERNC.
2. Desarrollar una metodología de representación en el software utilizado (Plexos).
3. Realizar simulaciones de las alternativas de representación de la inyección centrales ERNC, para poder establecer comparaciones con la representación base.
4. Determinar el impacto del nuevo modelo en los pagos de peajes troncales.

2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

2.1 Estado Actual ERNC en SING

Para poder contextualizar cuantitativamente la importancia de los proyectos ERNC, es necesario conocer el estado de estos proyectos, tanto a nivel de proyectos con evaluación ambiental como en proyectos actualmente en construcción.

2.1.1 Proyectos en SEIA por sistema

Según el último informe anual emitido por el Centro de Energías Renovables, hay un total de 7.543,6MW entre proyectos aprobados y en calificación para conectarse en el SING. De ellos 5812,1MW corresponden a tecnologías solares, con 1.434MW en calificación y 4378,1 aprobados; y hay 1681,5MW de tecnología eólica, con 440,5MW en calificación y 1.241MW aprobados.

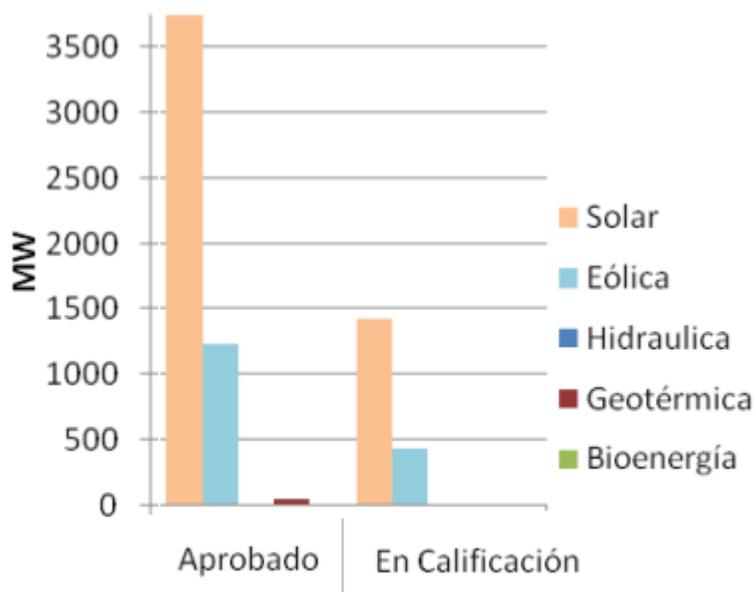


Figura 2.1: Proyectos en SEIA para el SING. Fuente: SEA, CER, Dic 2013.

A modo de aterrizar estos proyectos, la opción más directa es ver cuáles son los proyectos que ya están en construcción. Para conocerlo, recurrimos al boletín semanal que entrena el CDEC-SING (boletín semana 28, 2014). Aquí pueden encontrarse que hay 1.462MW de proyectos en construcción.

El detalle se presenta en la tabla 2.1:

Tabla 2.1: Proyectos en construcción en el SING, boletín semanal del CDEC-SING semana 28, 2014.

Proyectos en construcción SING			
Tipo de Central	Nombre	Puesta en Servicio	Capacidad [MW]
Solar FV	Parque Solar El Águila I	2° Semestre 2014	2
Termoeléctrica de Respaldo	Central Salar CODELCO	2° Semestre 2014	60
Termoeléctrica	PMG La Portada	Ago - 14	3
Solar FV	Proyecto Fotovoltaico María Elena	Sep - 14	72
Solar FV	Ampliación de Planta Fotovoltaica La Huayca (etapa II)	Oct - 14	30
Solar FV	Complejo Fotovoltaico San Pedro	Dic - 14	150
Solar FV	Arica Solar I	Abr - 15	40
Solar FV	Parque Fotovoltaico Pampa Camarones	Jun - 15	6
Ciclo Combinado	Kelar	May - 16	517
Termoeléctrica	Cochrane	May - 16	472
Solar Térmica	Planta de Concentración Solar Cerro Dominador	Jun - 17	110

2.2 Remuneración y Desarrollo del Sistema de Transmisión troncal del SING

2.2.1 Dirección de Peajes

La estructura de Peajes puede apreciarse en la figura 2.2:



Figura 2.2: Estructura de la Dirección de Peajes.

El departamento de Peajes tiene la función de determinar los peajes necesarios de las instalaciones de los sistemas de transmisión. Junto a ello debe licitar las obras nuevas del sistema de transmisión troncal.

Los objetivos principales del departamento de peajes pueden resumirse a continuación:

- Cumplir concretamente con las tareas y responsabilidades que asigna la Ley, el Reglamento y otras disposiciones a la Dirección de Peajes.
- Desarrollar el informe mensual de operación a la CNE, encomendado por el reglamento al CDEC.
- Actualizar constantemente la información estadística asociada a las actividades de transmisión de la Norma Técnica (Índice de calidad de suministro y producto, y Estadísticas de Transmisión).
- Desarrollar procedimientos y manuales aplicables.

El departamento de Transferencias se preocupa de los balances mensuales y anuales. Dentro de ello está la labor de verificar el cumplimiento de la ley de Energías Renovables No Convencionales.

La unidad de Planificación y desarrollo está encargada de la elaboración de estudios de desarrollo, a modo de identificar alternativas de expansión óptimas del SING. Además debe

entregar una propuesta anual de obras de transmisión troncal para iniciar construcción dentro de los 12 meses siguientes.

2.2.2 Ley Corta I

LA Ley 19.940 (Ley Corta I, año 2004) establece la regulación de los sistemas de transporte en la LGSE.

Se define el sistema de transmisión como el conjunto de líneas y subestaciones de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal mayor a 23kV. El sistema de transmisión debe distinguir instalaciones del “sistema de transmisión troncal”, del “sistema de subtransmisión” y del “sistema de transmisión adicional”.

2.2.3 Transmisión troncal

La transmisión troncal corresponde a un conjunto (líneas y subestaciones) que configuran un mercado común, con el fin de sustentar la competencia del segmento de generación, que es el que forma la estructura del sistema interconectado.

La transmisión troncal queda definida como servicio público, por lo que se impone un régimen de acceso abierto, bajo las remuneraciones correspondientes.

Se impone una restricción a las empresas de transmisión, quedando prohibido el poder dedicarse a actividades que comprendan el giro de generación o distribución de electricidad.

2.2.4 Estudio de Transmisión Troncal

Corresponde a un estudio cuatrienal, el cual es supervisado por un comité. Sus objetivos son los siguientes:

- Determinación del troncal al inicio.
- Encontrar la valorización del troncal inicial (VATT).
- Presentar alternativas de Expansión.

Con ello se emite un informe técnico de la CNE, el cual luego de un dictamen por el panel de expertos, se llega a un Decreto Supremo Ministerial de Energía.

2.2.5 Expansión de la Transmisión Troncal

Anualmente es presentada una propuesta a la CNE por parte de la Dirección de Peajes del CDEC, con la cual se llega a un Plan de expansión, el cual debe ser sometido al Panel de Expertos para un proceso de Discrepancias.

Dentro del plan de expansión pueden encontrarse dos modalidades: la de ampliación y la de obras nuevas.

Las ampliaciones son proyectos asignados al titular del proyecto existente que se amplía, el cual debe llamar a licitación para la construcción.

Las Obras Nuevas contemplan proyectos que se asignan por una licitación internacional, para nuevos tramos o trazados. La CNE es la que realiza las bases, para que la Dirección de Peajes licite la construcción y operación.

2.2.6 Cálculo de Peajes para el Sistema de Transmisión Troncal

A continuación se desarrolla el detalle del cálculo de peajes, bajo las normas de peajes de la Ley 19.940.

Para el desarrollo se tomarán algunas consideraciones del artículo 71 de la Ley número 19.940:

- Según el artículo 71-6 las empresas que inyecten o retiren energía y potencia del sistema eléctrico, hacen uso del sistema de transmisión troncal, subtransmisión y adicionales correspondientes, y por tanto deberán pagar los costos de transmisión asociados, en la proporción determinada acorde a las normas.
- Según el artículo 71-8, las empresas señaladas anteriormente deberán pagar a las empresas encargadas del sistema de transmisión los costos en conformidad con la liquidación que establezca la Dirección de Peajes del respectivo CDEC.
- Según el artículo 71-30 se detalla lo relacionado a los cargos únicos, los peajes por inyección y retiro en el sistema de transmisión troncal, y se establece que las reliquidaciones que fueran necesarias serán calculadas por el CDEC en base a la Ley y los procedimientos del reglamento establecido.

2.2.6.1 Peajes por Inyección y Retiros

Para efectos de remuneración del sistema troncal se fija el área de Influencia Común, la cual está constituida por un conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema. Además deben ocurrir simultáneamente las siguientes características:

- Entre los nudos se debe totalizar por lo menos un 75% de la inyección y demanda total de energía del sistema.
- La densidad de utilización sea máxima, entendida como el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del Área de Influencia Común y el porcentaje del V.I. de las instalaciones dentro del Área de Influencia Común.

2.2.6.2 Valor Anual de la Transmisión por Tramo

En cada tramo del Sistema de Transmisión Troncal se determina el “Valor Anual de la Transmisión por Tramo”. Este valor considera la anualidad del valor de inversión (AVI) del

tramo, junto a los costos anuales de operación, mantención y administración del tramo respectivo (COMA).

EL ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción es el encargado de fijar el valor anual de la transmisión por tramo, en base a valores establecidos por el estudio de transmisión troncal.

Según el artículo 71-29, para cada sistema interconectado y en cada tramo de este, las empresas de transmisión troncal deberán recaudar anualmente el valor anual de la transmisión por tramo de las instalaciones existentes. Este valor constituye el total de la remuneración anual para la transmisión troncal.

2.2.6.3 Ingreso Tarifario

A modo de poder recaudar el valor anual de la transmisión por tramo, las empresas deben cobrar un peaje por tramo, el cual es equivalente a la diferencia entre el valor anual de la transmisión por tramo y el ingreso tarifario esperado por tramo.

Según el artículo 71-29 el ingreso tarifario esperado “corresponde a la diferencia entre la aplicación de los costos marginales esperados del sistema y las inyecciones de energía y potencia en dicho tramo. Sin embargo, en forma provisional, el propietario del sistema de transmisión troncal tendrá el derecho a percibir los ingresos tarifarios reales, entendiéndose este último como la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema respecto a las inyecciones y retiros de energía y potencia. Ante ello, el reglamento deberá establecer los mecanismos y procedimientos de reliquidación de los ingresos tarifarios, con la finalidad de asegurar que las empresas de transmisión perciban como remuneración el valor exacto del valor anual de la transmisión por tramo.

2.2.6.4 Cargo Único por uso del sistema troncal

Se hace la distinción de dos segmentos:

- Grupo de usuarios finales con potencia conectada menor o igual a 2.000kW. A este grupo se le aplicará un cargo único por concepto de uso del sistema troncal, proporcional a sus consumos de energía.
- Grupo de consumidores de energía sobre los 15.000kW.

El cálculo del cargo único se basa en la participación porcentual del consumo correspondiente en el total de las energías retiradas por cada segmento en su respectiva barra del sistema troncal. La suma del aporte monetario que los consumos efectúan a la remuneración del sistema troncal es dividida por la energía total retirada por los consumos. Deberá haber reliquidación con la diferencia que se produzca entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación del peaje unitario indicado y el cargo único.

2.2.6.5 Peajes por Inyección y Retiros

El peaje por inyección –pagado por los propietarios de las centrales de generación eléctrica– será equivalente a la suma de los pagos del financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos fuera del área de influencia común dentro del sistema troncal.

Dentro del área de influencia común, el 80% del peaje total de los tramos es financiado por los propietarios de las centrales de generación eléctrica, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo. EL 20% restante es financiado por las empresas que efectúan retiros, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo.

Para los tramos fuera del área de influencia común:

- El pago por las inyecciones de cada central generadora será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación. Para ello el sentido del flujo se debe dirigir hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal. El pago del peaje total del tramo se les asignará a los propietarios de las centrales ubicados arriba de los flujos, “aguas arriba”, a prorrata del uso que den las inyecciones en el tramo.
- El pago final de las empresas que efectúan retiros en estos tramos será igual al valor esperado que los pagos determinados para cada escenario de operación. Para ello el sentido del flujo debe ser en dirección opuesta hacia el área de influencia común. El pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúan retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que los retiros hacen del tramo.

Las reliquidaciones que tuviesen lugar serán calculadas por el respectivo CDEC, en base a la Ley y los reglamentos establecidos.

2.2.6.6 Clasificación de los agentes según ubicación respecto al flujo

Cabe destacar que, independiente de si se está dentro o fuera del AIC, el sentido del flujo es quien determina los involucrados en el pago. Solo los actores “aguas arriba” del flujo son los que tienen un uso positivo de la línea analizada, y por tanto serán los encargados del pago de la línea.

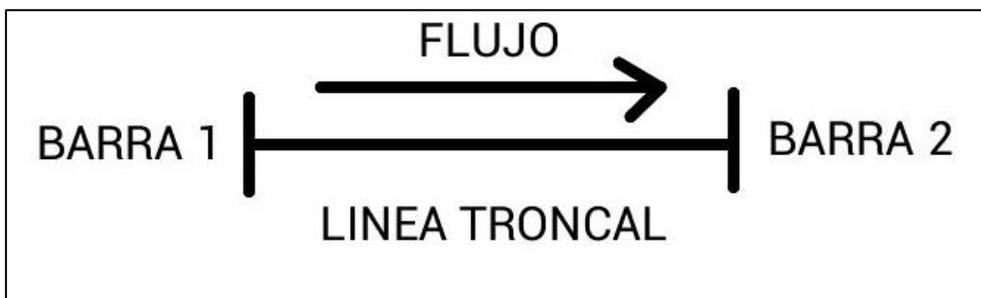


Figura 2.3: Clasificación de la ubicación de un agente según su ubicación respecto a la dirección del flujo.

Para el escenario dado por la ilustración, solo los agentes que lleguen a la línea troncal analizada por la barra 1 serán los que presenten usos positivos, mientras que los que lleguen a la línea por la barra 2 quedarán exentos.

A los agentes ubicados en la barra 1 se les clasificarán como “aguas arriba”, mientras que los ubicados en la barra 2 se clasificarán como “aguas abajo”.

Si la línea es AIC y el flujo va en la dirección indicada en la ilustración, las inyecciones que lleguen desde la barra 1 serán las que se prorratearán el 80% del valor de la línea troncal, y de igual forma los retiros que lleguen desde la barra 1 serán los que se prorrateen el 20% del valor de la línea troncal.

Si la línea troncal está fuera de AIC y el flujo va en la dirección propuesta en la figura 2.3:

1. Si el AIC se conecta a través de la barra 2, solo los generadores que lleguen por la barra 1 serán los que se prorrateen el valor de la línea troncal.
2. Si el AIC se conecta a través de la barra 1, solo los retiros que lleguen por la barra 2 serán los que se prorrateen el valor de línea en cuestión.

2.2.6.7 Simulación de los usos esperados

Para poder determinar las prorratas de cada empresa usuaria del sistema de transmisión troncal, es necesario hacer un análisis del uso esperado del sistema. Este es realizado en base a modelos de simulación y de participación de flujos consecuentes a las características definidas en el reglamento y aprobados por la CNE.

La operación del sistema interconectado es simulada para los siguientes 4 años, en base a los resultados del informe técnico definitivo del estudio de transmisión troncal, junto a que se asegura el abastecimiento de la demanda conforme a las exigencias de seguridad y calidad de servicio que establece la Ley y el reglamento.

Para la simulación es necesario considerar y ponderar los distintos escenarios que se puedan dar en la operación del sistema.

2.2.6.8 Peajes para generadores con ERNC

Según el artículo 71-7 de la Ley, los propietarios de medios de generación con fuentes no convencionales, entendiéndose con ellas las de geotermia, eólicas, solares, biomasa,

mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas por la Comisión, cuyas inyecciones a la red sean menores a 20.000kW, estarán excentos de pagar el total o una parte del peaje por el uso del sistema de transmisión troncal.

Para calcular el peaje, debe calcularse un factor proporcional dado por la siguiente regla:

- si potencia inyectada a la red es menor a 9.000kW, entonces el factor proporcional es igual a cero.
- Si la potencia inyectada a la red está entre los 9.000kW y los 11.000kW, entonces el factor proporcional será igual al cociente entre la potencia por sobre los 9.000kW y 11.000kW.

Cabe señalar que se establece que si la capacidad conjunta exceptuada de peajes sobrepasa el 5% de la capacidad instalada total que posee el sistema eléctrico, entonces estos propietarios de los medios de generación deberán pagar un peaje adicional equivalente a los montos de los peajes exceptuados, ponderado por un factor proporcional equivalente al cociente entre el señalado excedente sobre el 5% y la capacidad conjunta exceptuada de peajes.

Los montos de los peajes que quedan exceptuados deberán ser pagados por las demás empresas generadoras que efectúan inyecciones al sistema.

2.2.6.9 Factores de distribución

Son una metodología para encontrar índices que den una medida de la utilización en la red de transmisión, a nivel de generadores y de consumos.

Los factores definidos son los siguientes:

- GSDF (generalized shift distribution factors), este factor relaciona los cambios incrementales de inyección o retiro de potencia en las diferentes barras (excepto la de referencia) con la variación del flujo en una línea.
- GGDF (generalized generation distribution factors), los cuales representan el impacto total en el flujo de potencia por una línea de transmisión, dado por el cambio en la inyección de un generador del sistema.
- GLDF (generalized load distribution factos), los cuales representan el impacto total en el flujo de potencia en una línea de transmisión, dado por el cambio en el retiro de una carga del sistema.

2.3 Plexos

Para lograr la modelación necesaria para el cálculo de peajes es necesario un software, el utilizado por el CDEC- SING es PLEXOS.

Plexos es un software utilizado en servicios públicos, generadores, consultorías y agencias gubernamentales. Los usos del software son los siguientes:

- Operaciones. Programación unit commitment, despachos económicos, con el fin de minimizar los costos y maximizar los beneficios. Analizar la integración de recursos de energía variable.
- Planificación de riesgos. Planificación de recursos integrados. Evaluación del riesgo de la cartera.
- Análisis de Mercado.

Con la planificación del despacho en un sistema eléctrico, es posible tener un modelo esperado de la operación, y en base a ello poder realizar los costos esperados de los peajes del sistema de transmisión troncal.

2.3.1 Representación con Plexos

El software Plexos permite representar el SING completo en todas sus fases, corto, mediano y largo plazo. En base a condiciones iniciales y restricciones varias -como de combustible, GNL, límites de transmisión, entre otros- junto a los consumos, permite obtener los flujos de energía y potencia por cada línea del sistema de transmisión troncal.

Los flujos son necesarios para determinar los usos esperados que hacen las inyecciones y retiros en cada tramo del sistema de transmisión troncal. Para la generación se considera utilizar los factores generalizados de distribución de generación (GGDF), y para el uso de los consumos se utilizan los factores generalizados de distribución de carga (GLDF).

2.4 Forma de modelar el SING con Plexos para el cálculo de peajes

Los datos principales requeridos de la modelación del sistema son los flujos por todas las líneas, junto a la generación de las centrales. Con los flujos es posible determinar un uso de cada central generadora sobre las líneas en cuestión.

Una simplificación que se utiliza en el CDEC-SING para resolver el sistema completo es reducir la demanda a una curva de duración. Sabemos que al contemplar una curva de duración en vez de una curva real cronológica, se pierden todos los datos temporales del sistema.

A pesar que es una simplificación fuerte, esta forma de modelar representó en forma aceptable al sistema.

Para poder modelar ERNC, que tienen perfiles de generación horarios, es necesario contemplar otra forma de modelar, una forma que pueda mirar cronológicamente el sistema.

2.5 Representación ERNC en Plexos para el cálculo de peajes troncales

Dado que se utiliza una curva de duración para la demanda, basta con considerar las centrales ERNC como centrales generales, donde su potencia nominal se ve restringida por su factor de planta, inyectando a potencia fija durante todo el año. Esta es la forma que se utilizó para representar centrales solares y eólicas dentro del SING, previo al presente trabajo.

3 IMPLEMENTACION

El desarrollo del trabajo puede clasificarse como se presenta a continuación.

1. Determinación de alternativas de metodología de representación de inyección de centrales ERNC para peajes en los modelos de operación. Considerar comportamiento estacional y aleatorio de la generación ERNC.
2. Simulaciones de las alternativas de representación de la inyección centrales ERNC. Considera dos escenarios de penetración de ERNC, alto y bajo. El escenario alto es abordado en el modelo del año 2019, mientras que el bajo se aborda en el modelo 2013.
3. Comparación de resultados de usos esperados de las alternativas y sus sensibilizaciones respecto de la alternativa Base (Situación actual de representación) y análisis evaluación.
4. Análisis de impacto esperado de los resultados en los pagos de peajes troncales.
5. Conclusiones.

3.1 Representaciones ERNC propuestas para modelar centrales en Plexos

Para la representación de la generación se realizó un procesamiento de datos en base a la estimación de generación de cada central. Se hizo la distinción entre tecnología solar y eólica.

3.1.1 Generación Solar

Para la generación solar se hizo una estimación de la generación solar para un año completo. Para ello se realizó una estimación en base a radiación solar y rendimientos “típicos”, considerando el rendimiento de paneles solares tipo, rendimiento de los inversores, entre otros. Este modelo de generación solar está desarrollado por integrantes del CDEC-SING.

Para la radiación solar, se tomaron los datos desde el explorador solar del ministerio de Energía, el cual realizó mediciones de radiación en distintos lados del país, y con ellas estimaciones para gran parte del territorio nacional. La ubicación utilizada para los datos de radiación es en un punto de medición, a un costado de la subestación Crucero.

Con el modelo planteado es posible encontrar la generación tipo de una planta solar para los 365 días del año. Una gráfica de ello puede apreciarse en la Figura 3.1.

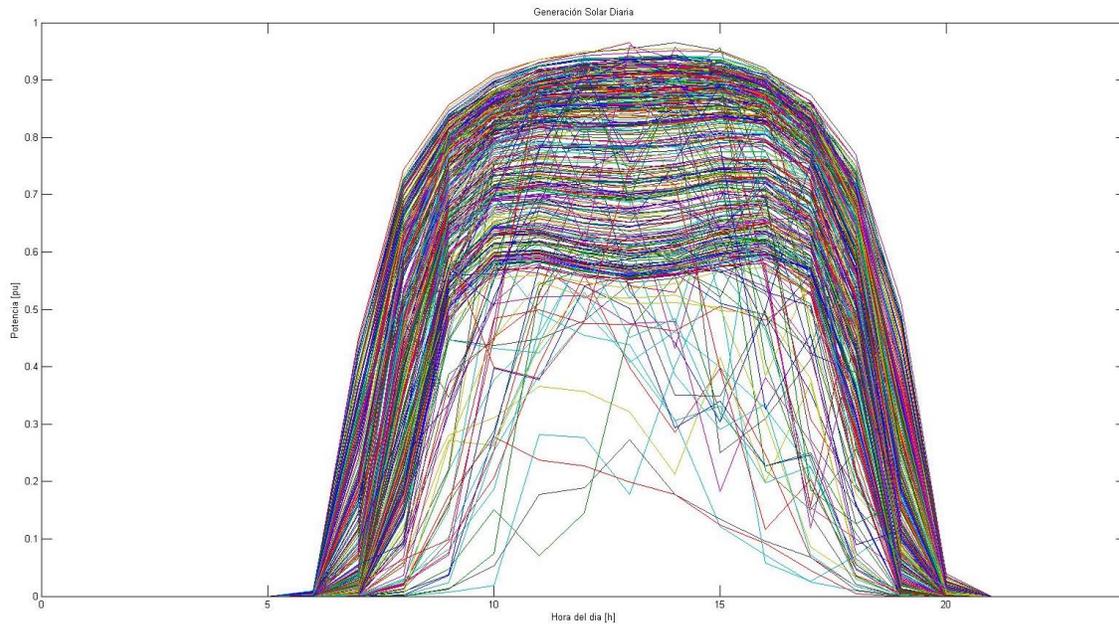


Figura 3.1: Generación solar diaria para los 365 días del año.

Con estos datos de generación es posible hacer modelos de representación para la generación solar.

3.1.2 Modelo de representación solar

Es claro que los días del año siguen un patrón según la estación del año en que se esté. Por ello que se propone hacer una división del año por trimestres, de tal forma de coincidir aproximadamente con las estaciones. En cada trimestre es posible obtener un clúster, es decir, un perfil representativo que minimice los errores cuadráticos medios en relación a cada perfil.

Los perfiles trimestrales se presentan en las Figura 3.2 y 3.3

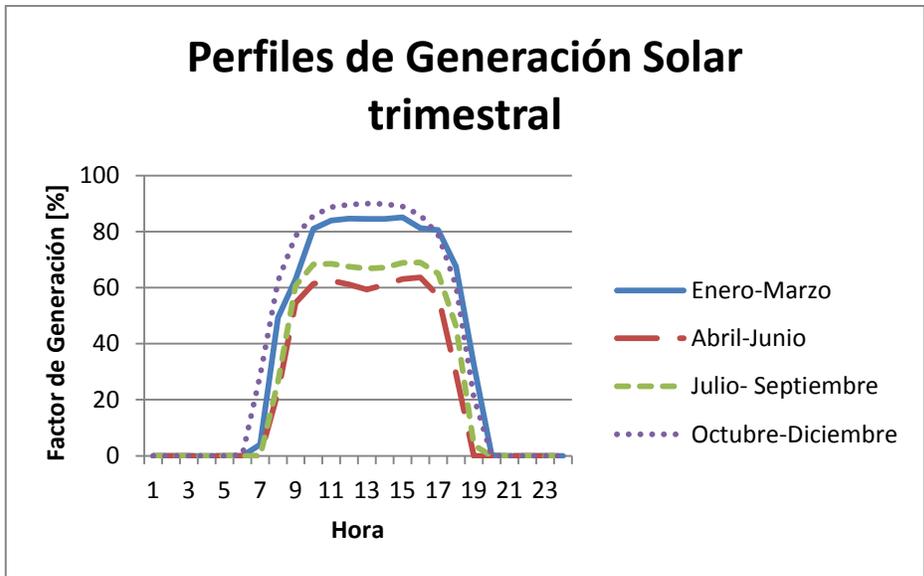


Figura 3.2: Perfiles de generación solar trimestrales.

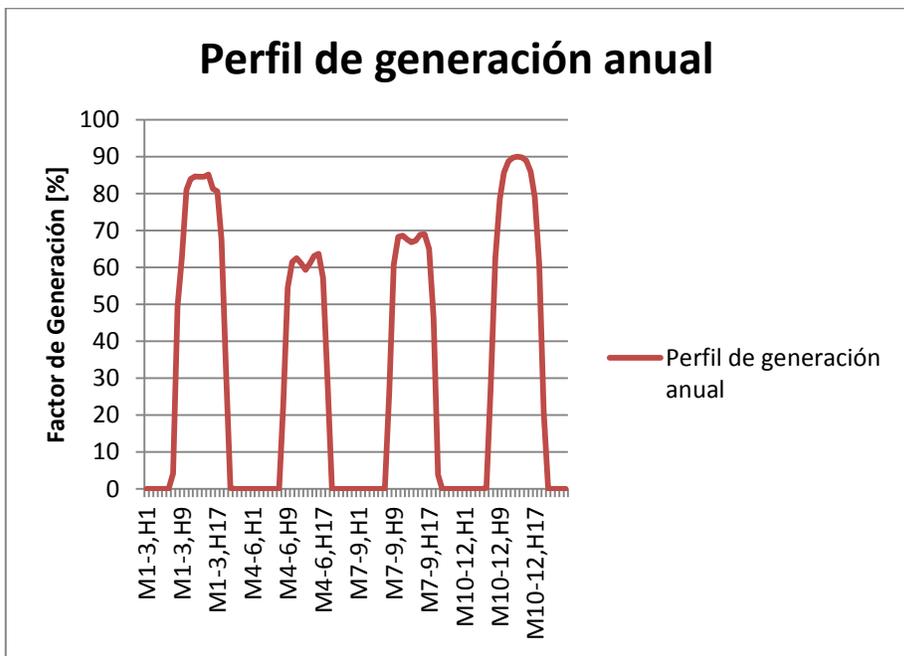


Figura 3.3: Perfiles de generación Solar.

3.2 Generación Eólica

En generación eólica se tienen registros de generación para la central Valle de los Vientos, por lo cual se usaron los históricos de generación de la central. Cabe mencionar que la central presenta su primera sincronización al SING en el mes de diciembre del año 2013, sin embargo estuvo limitada por capacidad de la línea a 63MW hasta julio del 2014. Posterior a ello pudo inyectar a su capacidad plena, por tanto se trabajó con los históricos de generación para los meses de julio, agosto y septiembre del año 2014.

La generación diaria de la central puede apreciarse en la Figura 3.4.

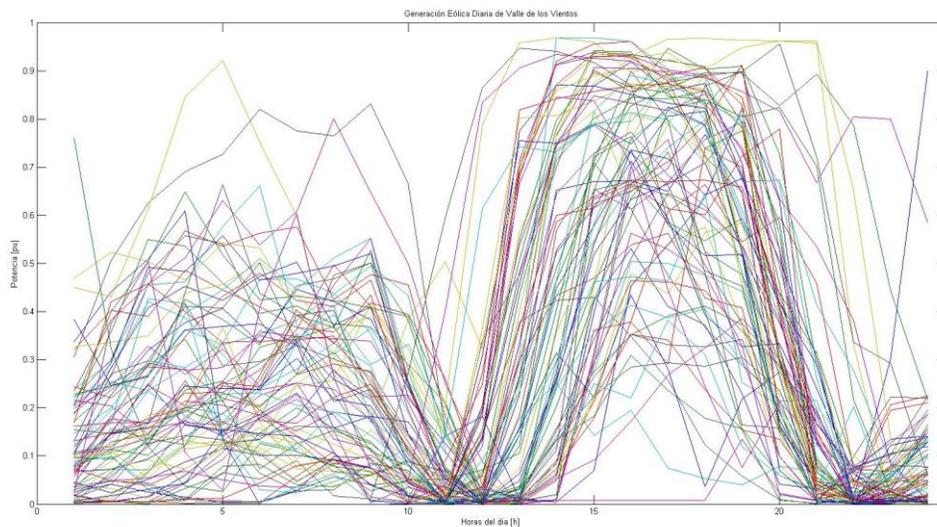


Figura 3.4: Generación Eólica para la central Valle de los Vientos, para los meses de julio, agosto y septiembre del 2014.

3.2.1 Modelos de Representación Eólica

Dado que los datos históricos de generación de la central Valle de los Vientos se limitan a 3 meses, solo se hace la representación de generación por un par de clúster, dejando la representación trimestral como un propuesto análogo al caso solar.

Con los 3 meses de perfiles diarios de generación, se procesa a calcular un par de clúster representativos a todos los días en cuestión.

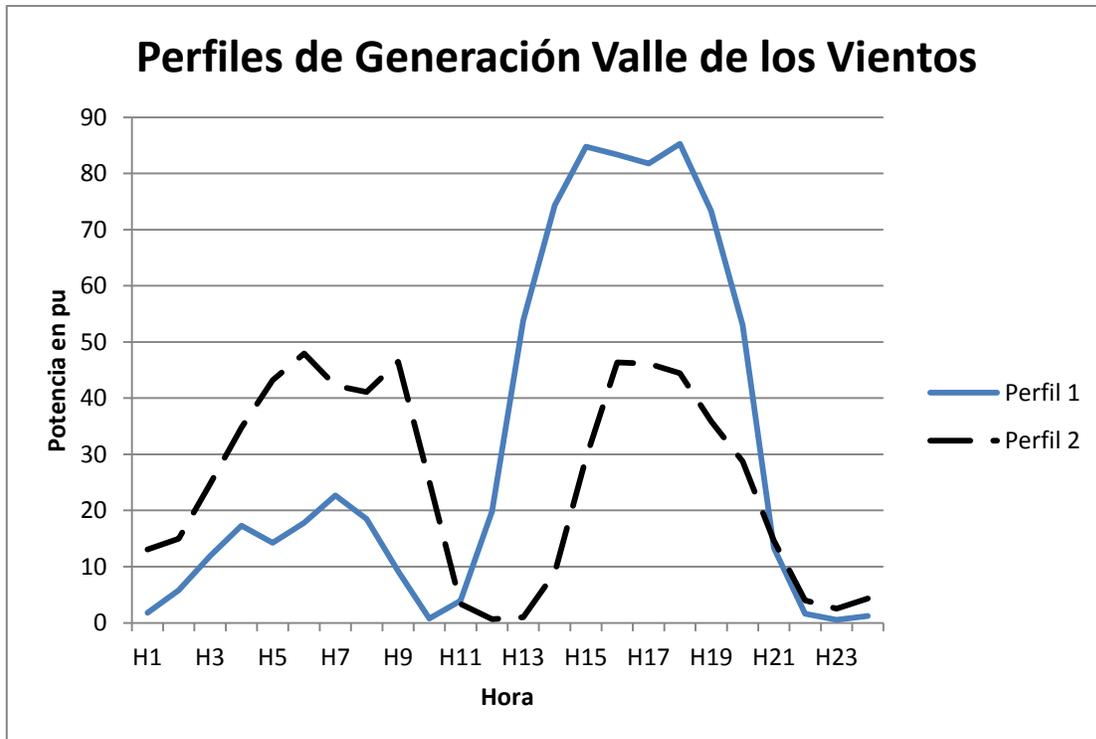


Figura 3.5: Representación de Generación Eólica, Valle de los vientos.

Cada perfil de generación tiene asociado una representatividad con respecto a las muestras.

Perfil 1: posee una representatividad del 52,5%

Perfil 2: poseen una representatividad del 47,5%

3.3 Modelos generales propuestos

Para entender los modelos utilizados al presentar los resultados, se clasificarán las representaciones y ajustes:

3.3.1 Modelo Curva de Duración

Este modelo es el base, sobre el cual se harán las comparaciones. Es el modelo utilizado por el CDEC-SING con fechas previas a noviembre 2014, el cual contempla la curva de demanda del sistema como una curva de duración. No posee ningún dato de entrada temporal, por la definición del mismo.

3.3.2 Modelo Cronológico

Este corresponde al modelo propuesto para la representación ERNC dentro del sistema. Contempla una curva de demanda cronológica, con una resolución de 4 horas.

Las centrales ERNC analizadas llevan perfiles diarios de generación. Para las centrales solares se utiliza un clúster trimestral, y para centrales eólicas contempla un par de clúster anuales.

3.3.3 Modelo por generación promedio

Este modelo contempla una curva de demanda cronológica. Su diferencia radica en que para representar centrales ERNC considera la potencia nominal ponderada por el factor de planta de la central.

3.3.4 Modelo de mayor resolución

Este modelo es análogo al modelo cronológico, con la salvedad que considera una resolución de 2 horas para resolver el sistema.

3.4 Ajuste de Parámetros para Plexos

El software en cuestión permite la manipulación de diferentes parámetros, los cuales inciden en la precisión y rapidez del modelo a resolver.

Dentro de las principales consideraciones ajustadas, cabe mencionar las siguientes:

- Ajustes para la convergencia del modelo
- GAP 1.5%
- Tiempo de 3600s para resolución de problemas
- Etapa de optimización 2 semanas
- Resolución bloque horario 4 horas
- Se agrega un modelo adicional con resolución de 2 horas, a modo de analizar la sensibilidad frente a este parámetro.

3.5 Variables Aleatorias en Plexos

El software Plexos permite modelar variables aleatorias mediante el objeto “variable”. Este objeto permite modelar diversos métodos, dentro de los cuales el método “random sampling” permite incluir los clúster como muestras asociadas a probabilidades. Dado que se proponen dos clúster, se debe trabajar a dos bandas para ello.

Cuando se trabaja con variables aleatorias es necesario configurar la cantidad de muestras que se desea simular, esto se realiza en el objeto “Stochastic”. Para este trabajo se propone 15 muestras aleatorias, lo que hace coincidir con el número de salidas forzadas, resultando la misma carga en términos computacionales para la modelación.

Para poder trabajar en dos bandas se debe configurar el modelo con tales características.

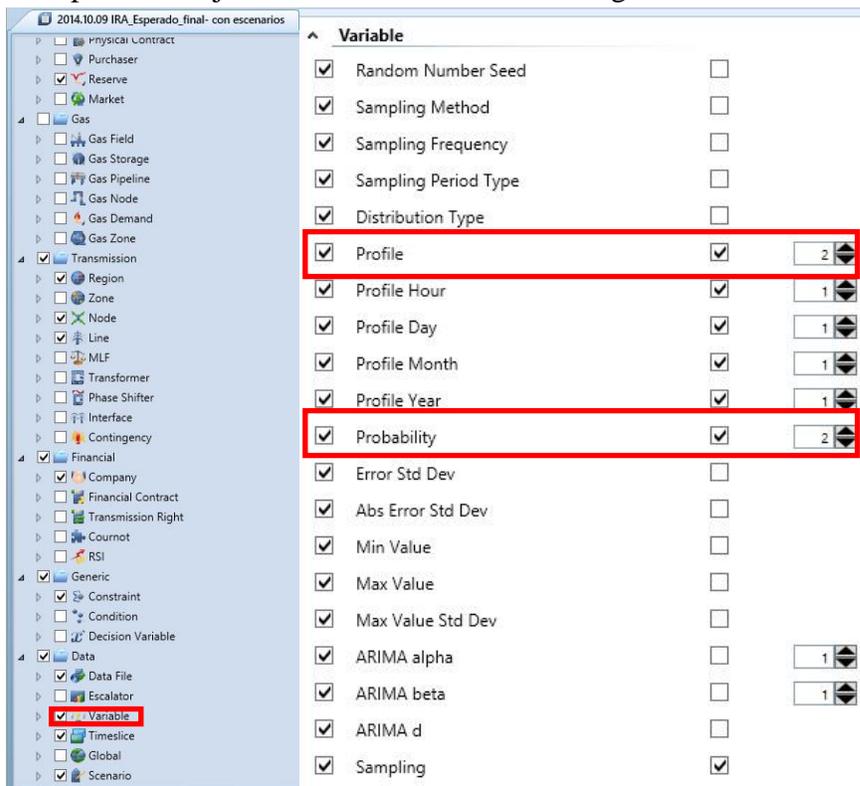


Figura 3.6: Configuraciones en el modelo del sistema en Plexos para trabajar en dos bandas, en el objeto "Variable".

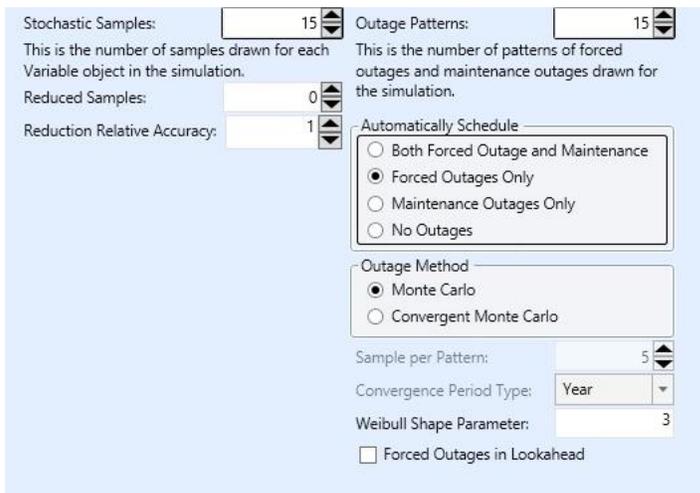


Figura 3.7: Configuración del objeto Stochastic en el modelo del sistema en Plexos.

Tabla 3.1: Objeto "Generator" en el modelo del sistema en Plexos, con el objeto "variable" asociado.

Valle de los Vientos										Show All
Membership	Property	Value	Units	Band	Data File	Scenario	Variable	Memo		
Valle de los Vientos	Latitude	0	degrees	1						
Valle de los Vientos	Longitude	0	degrees	1						
Valle de los Vientos	Fixed Load Method	Relax When Zero	-	1						
Valle de los Vientos	Units	0	-	1	Plan_gen_SING					
Valle de los Vientos	Max Capacity	90	MW	1						
Valle de los Vientos	Min Stable Level	0	MW	1						
Valle de los Vientos	Heat Rate Incr	1	GJ/MWh	1						
Valle de los Vientos	VO&M Charge	7.7	\$/MWh	1						
Valle de los Vientos	Rating Factor	30	%	1					Eolico_vdv	
Valle de los Vientos	Rating Factor	100	%	1		Gx eolica clusters, 2h			Eolico_2h	
Valle de los Vientos	Rating Factor	28.3666	%	1		Gx eolica promedio por clusters				
Valle de los Vientos	Rating Factor	28.9012	%	1		Gx eolica prom real				
Valle de los Vientos	Units Out	0	-	1	Mantenimientos_SING					
Valle de los Vientos	Forced Outage Rate	0	%	1						
Valle de los Vientos	Mean Time to Repair	6	hrs	1						

Para crear el objeto variable se propone crear un archivo del tipo .csv que contenga los perfiles de generación (clústeres, e ingresar directamente las probabilidades.

Tabla 3.2: Objeto "Variable" en el modelo del sistema en Plexos, con las muestras y probabilidades asociadas.

Eolico										Show All
Membership	Property	Value	Units	Band	Date From	Date To	Timeslice	Data File	Scenario	
Eolico	Random Number Seed	0	-	1						
Eolico	Sampling Method	Random Sampling	-	1						
Eolico	Sampling Frequency	0	-	1						
Eolico	Sampling Period Type	interval	-	1						
Eolico	Distribution Type	Normal	-	1						
Eolico	Profile	0	-	1				vdv, perfil1.csv	perfil de 1h con clusters	
Eolico	Profile	0	-	2				vdv, perfil2.csv	perfil de 1h con clusters	
Eolico	Profile	0	-	1				vdv, perfil1, 4 horas.csv	perfil 4h con clusters	
Eolico	Profile	0	-	2				vdv, perfil2, 4 horas.csv	perfil 4h con clusters	
Eolico	Profile	0	-	1				vdv, perfil1, 2h.csv	2 clusters eolico, 2h	
Eolico	Profile	0	-	2				vdv, perfil2, 2h.csv	2 clusters eolico, 2h	
Eolico	Probability	52.5	%	1						
Eolico	Probability	47.5	%	2						

3.6 Características de los sistemas propuestos

Para el análisis propuesto se plantean dos escenarios del SING. El primero es el sistema utilizado para los cálculos de peajes troncales del “informa de revisión anual 2013” publicado por el CDEC-SING. Este escenario será denominado como “Modelo 2013”.

El modelo 2013 considera las condiciones ocurridas en el año respectivo en el SING. Contempla la demanda real del sistema, la topología y el parque generador. Se adiciona un

par de centrales ERNC para el análisis en cuestión: la central solar María Elena, y la central eólica Valle de los Vientos.

Las líneas del sistema, junto al parque generador se presentan en la sección Anexos.

El segundo modelo propuesto contempla la demanda proyectada al año 2019, en base a los registros disponibles por el CDEC-SING con la información suministrada de los consumos. El parque generador contempla las centrales declaradas en construcción, y adicionalmente se consideran centrales ERNC adicionales, a modo de cumplir con la Ley 20/20.

Este escenario es denominado “Modelo 2019”.

Las líneas del sistema, junto al parque generador se presentan en la sección Anexos.

3.6.1 Modelo 2013

El modelo 2013 considera las condiciones ocurridas en el año respectivo en el SING. Contempla la demanda real del sistema, la topología y el parque generador. Se adiciona un par de centrales ERNC para el análisis en cuestión: la central solar María Elena, y la central eólica Valle de los Vientos.

Las líneas del sistema, junto al parque generador se presentan en la sección Anexos A.

3.6.1.1 Líneas del sistema troncal 2013

Los tramos considerados como troncales se presentan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Líneas troncales para el modelo 2013

Línea		Área de Influencia Común (AIC)
De Barra	A Barra	
Tarapacá 220	Lagunas 220	-
Crucero 220	María Elena 220	-
Crucero 220	Nueva Victoria 220	-
Nueva Victoria 220	Lagunas 220	-
María Elena 220	Lagunas 220	-
Crucero 220	Encuentro 220	AIC SING
Central Atacama 220	Encuentro 220	AIC SING

3.6.1.2 Representación topológica del SING

La representación topológica del sistema está dada por 96 barras. Estas barras están unidas en 117 líneas, las cuales se presentan el Anexo A.

3.6.1.3 Parque generador 2013

El parque generador del sistema simulado está dado por 26 centrales, las cuales se detallan en el anexo A.

3.6.1.4 Representación troncal y ERNC propuestas para el 2013

A continuación se representa el sistema troncal del modelo 2013, junto a las centrales ERNC propuestas para el análisis:

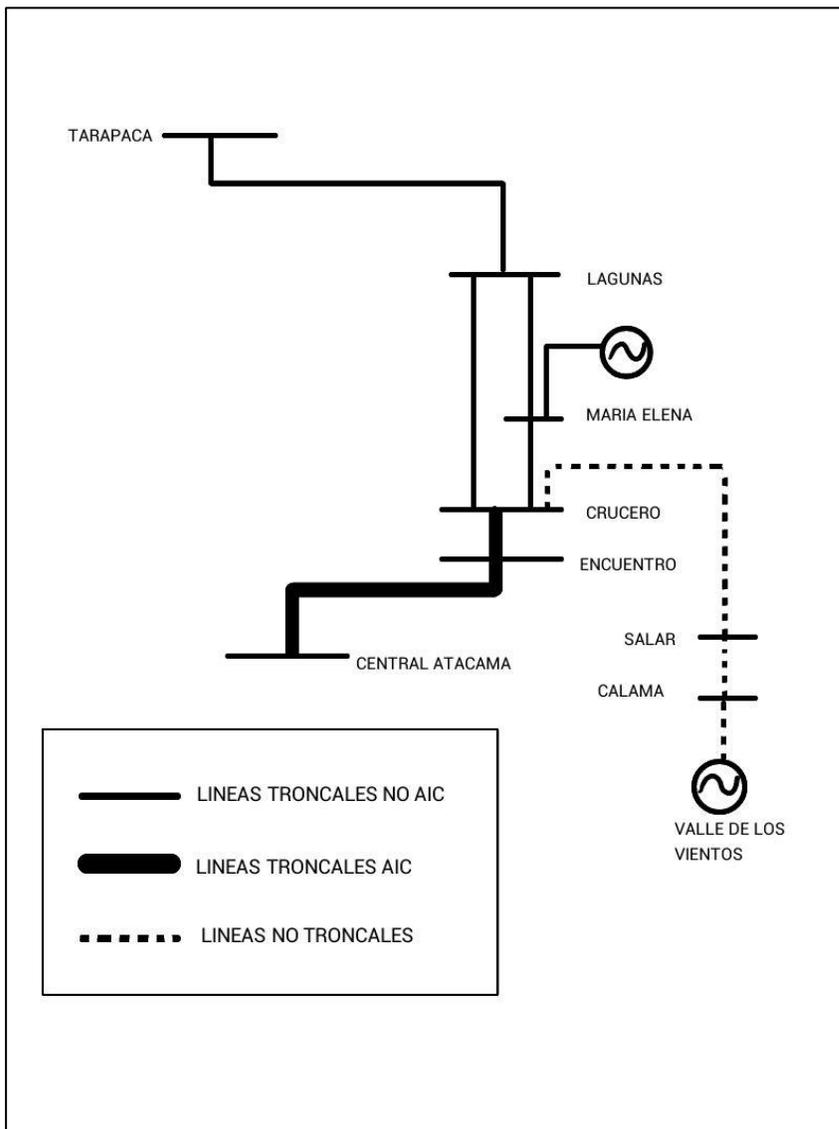


Figura 3.8: Sistema troncal 2013, junto a las centrales ERNC propuestas.

3.6.2 Modelo 2019

El segundo modelo propuesto contempla la demanda proyectada al año 2019, en base a los registros disponibles por el CDEC-SING con la información suministrada de los consumos.

El parque generador contempla las centrales declaradas en construcción, y adicionalmente se consideran centrales ERNC adicionales, a modo de cumplir con la Ley 20/20.

Este escenario es denominado “Modelo 2019”.

Las líneas del sistema, junto al parque generador se presentan en la sección Anexos B.

3.6.2.1 Tramos del sistema troncal 2019

Los tramos considerados como troncales se presentan en la tabla 3.4.

Tabla 3.4: Líneas troncales del modelo 2019.

Línea		Área de Influencia Común (AIC)
De Barra	A Barra	
Tarapacá 220	Lagunas 220	-
Crucero 220	María Elena 220	-
Crucero 220	Nueva Victoria 220	-
Nueva Victoria 220	Lagunas 220	-
Encuentro 220	Lagunas 1 220	
Encuentro 220	Lagunas 2 220	
María Elena 220	Lagunas 220	-
Central Atacama 220	Nueva Encuentro 220	AIC SING
Crucero 220	Nueva Crucero Encuentro	AIC SING
Nueva Crucero Encuentro 220	Encuentro 220	AIC SING
Nueva Encuentro 220	Encuentro 220	AIC SING

3.6.2.2 Representación topológica del SING

La representación topológica del sistema está dada por 107 barras. Estas barras están unidas en 134 líneas, las cuales se detallan en el Anexo B

3.6.2.3 Parque generador 2019

El parque generador del sistema simulado está dado por 46 centrales, las cuales se detallan en el anexo B

3.6.2.4 Representación troncal y ERNC propuestas para el 2019

A continuación se representa el sistema troncal del modelo 2019, junto a las centrales ERNC propuestas para el análisis:

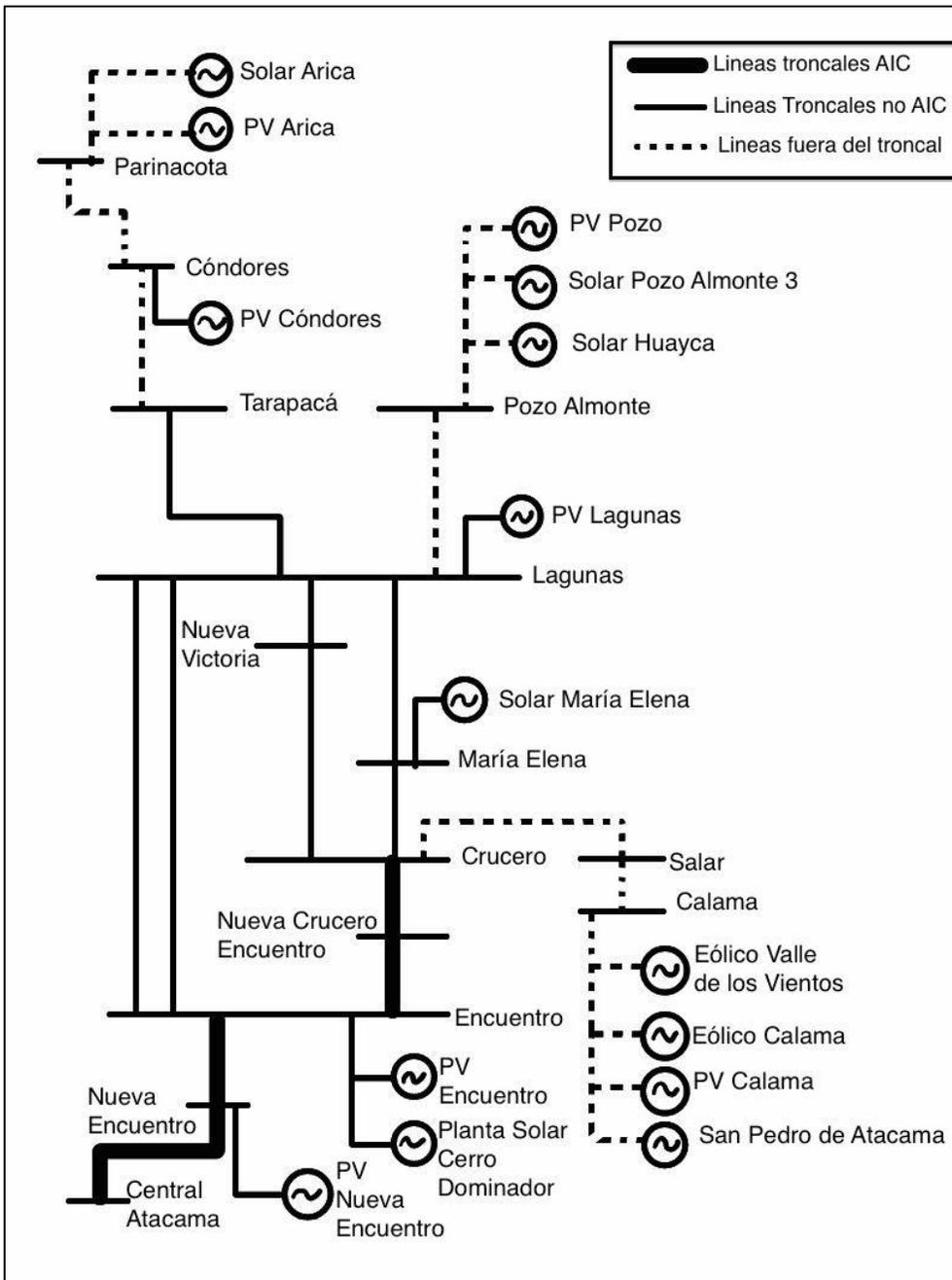


Figura 3.9: Sistema Troncal 2019 junto a las centrales ERNC propuestas.

4 RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados de los peajes determinados para las distintas modelaciones del sistema, y para los dos sistemas propuestos. El modelo del SING utilizado en el año 2013, y el modelo proyectado para el SING en el año 2019.

4.1 Modelo 2013

En la Tabla 4.1 se presenta el peaje de inyección determinado para el modelo 2013, con el modelo Curva de Duración, clasificando las líneas troncales entre AIC y no AIC.

Tabla 4.1: Peaje de Inyección en dólares para las centrales ERNC analizadas en el modelo 2013, con demanda modelada por curva de duración.

Peaje de Inyección ERNC 2013, modelo Curva de Duración			
Central Generadora	AIC		Total general
	No	Si	
María Elena	\$5.354	\$173.676	\$179.030
Valle de los Vientos	\$-	\$196.188	\$196.188
Total general	\$5.354	\$369.863	\$375.218

La determinación de peajes de inyección para el modelo cronológico se presenta en la tabla 4.2:

Tabla 4.2: Peaje de Inyección en dólares para centrales ERNC modeladas por clúster en el modelo 2013, con demanda modelada por curva cronológica de resolución de 4 horas.

Peaje de Inyección ERNC 2013, modelo Cronológico			
Central generadora	AIC		Total general
	No	Si	
María Elena	\$37.790	\$175.845	\$213.635
Valle de los Vientos	\$-	\$195.804	\$195.804
Total general	\$37.790	\$371.649	\$409.439

4.1.1 Peaje de inyección fuera de AIC

Es claro apreciar que se presentan diferencias en los pagos fuera del área de influencia común, específicamente para María Elena. Sabemos que aquello está relacionado a la dirección de los flujos por las líneas respectivas.

Es posible descomponer el pago por líneas, el cual se presenta a continuación:

Tabla 4.3: Peaje troncal en dólares de líneas no AIC, para central María Elena en modelo 2013.

Peaje para central María Elena	Líneas NO AIC				
	Crucero - María Elena	Crucero - Nueva Victoria	María Elena - Lagunas	Nueva Victoria - Lagunas	Tarapacá - Lagunas
Curva de Duración	\$5.354	\$-	\$-	\$-	\$-
Solar Trimestral	\$37.790	\$-	\$-	\$-	\$-

Así, la única línea no AIC involucrada es Crucero - María Elena. Para entender lo que ocurre con el cálculo es necesario observar los flujos. A continuación se presentan los flujos por la línea en cuestión.

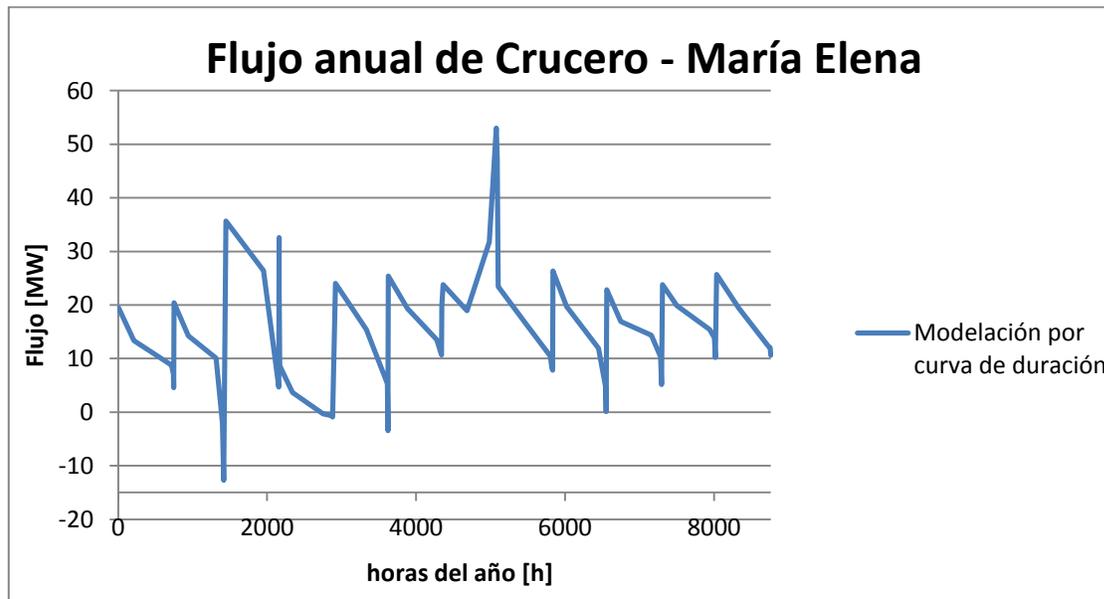


Figura 4.1: Flujo anual por la línea Crucero-María Elena, mediante modelación por curva de duración 2013.

Se puede apreciar que el flujo va la mayor parte del tiempo desde Crucero hacia María Elena, es decir, saliendo del AIC, donde el pago es de los consumos.

Para entender por qué el pago aumenta por la modelación cronológica, es necesario ver cómo cambian los flujos por la línea en cuestión.

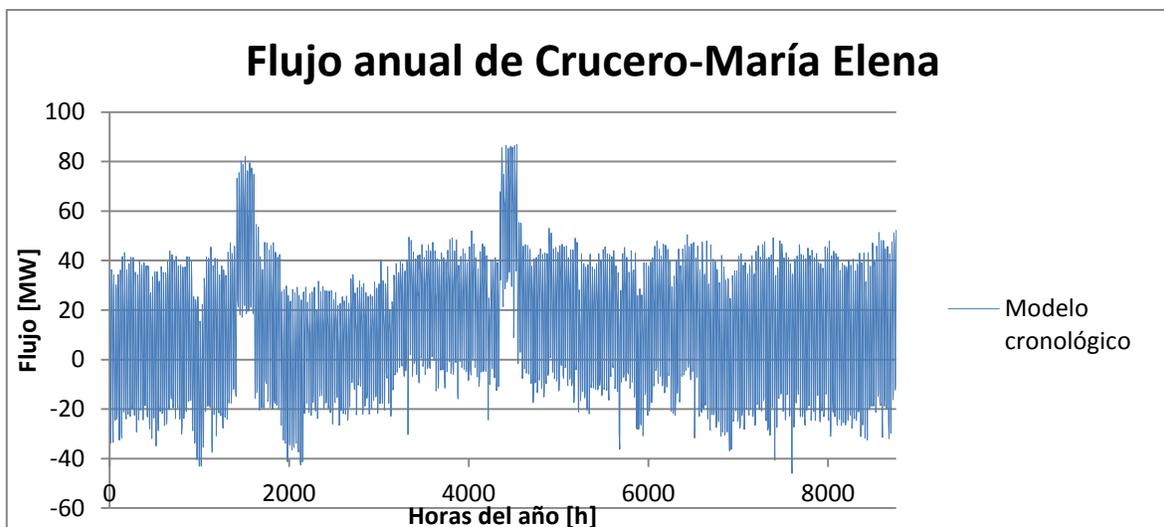


Figura 4.2: Flujo anual 2013 por la línea Crucero-María Elena mediante modelación cronológica de 4 horas, con ERNC solar por clúster trimestrales.

Es claro que los flujos se invierten cíclicamente (salvo en un par de ocasiones), lo que se traduce en pagos por parte de las centrales generadoras cuando el flujo es negativo, es decir, de María Elena hacia Cruceros. Cabe destacar que este cambio no solo afecta a la central María Elena, sino que también a todas las centrales que estén “aguas arriba” cuando el flujo va hacia AIC.

Para el caso de Valle de los vientos, el pago fuera de AIC resulta nulo. Para entender ello, es necesario contextualizarlo espacialmente. Esta central llega a las líneas troncales por la barra Crucero 220, es decir, en una barra limitante entre AIC y no AIC. Esto hace que cuando el flujo va hacia el AIC, el flujo de Valle de los Vientos no aporta en esa dirección.

4.1.2 Peaje de inyección en líneas AIC

El pago de las centrales dentro de AIC resulta similar en ambos modelos. Estas diferencias pueden ser atribuidas al cambio en el factor de planta según la representación. Cuando se representa la generación de las centrales ERNC por clúster, su generación difiere levemente al escenario real utilizado. Al modelar con el factor de planta se asegura que la energía anual entregada por la central será la real según los datos que se disponen. Al utilizar clúster, dado que involucra términos cuadráticos (minimiza el error cuadrático medio), su factor de planta resultante es ligeramente diferente.

Tabla 4.4: Generación ERNC para modelo 2013, con demanda por curva de duración.

Generación ERNC con modelo Curva de Duración		
	María Elena	Valle de los Vientos
Generación anual GWh	203,17	227,86
Potencia nominal [MW]	72	90
Potencia promedio [MW]	23,19	26,01
Factor de planta	32,21%	28,90%

Tabla 4.5: Generación ERNC para modelo 2013 con modelación de demanda por curva cronológica, y modelación ERNC por clúster.

Generación ERNC con modelo Cronológico		
	María Elena	Valle de los Vientos
Generación anual [GWh]	204,01	227,24
Potencia nominal [MW]	72	90
Potencia promedio [MW]	23,29	25,94
Factor de planta	32,35%	28,82%

Para el caso de María Elena, vemos que el aumento en el factor de planta es consecuente con el aumento en el pago por las líneas AIC. En el otro sentido también se aplica a Valle de los Vientos, donde el factor de planta disminuye, con el mismo efecto en el peaje determinado.

Es posible que el cálculo de usos cambie dentro de AIC según la modelación del sistema y de la generación ERNC elegida. Si esto fuera así, deberían producirse cambios en la dirección de los flujos a modo que la generación ERNC esté aportando a la dirección de flujo por la línea. Este efecto se produce en la línea Central Atacama - Encuentro, pero de forma muy sutil, por lo que sus efectos no se aprecian en el cálculo del peaje.

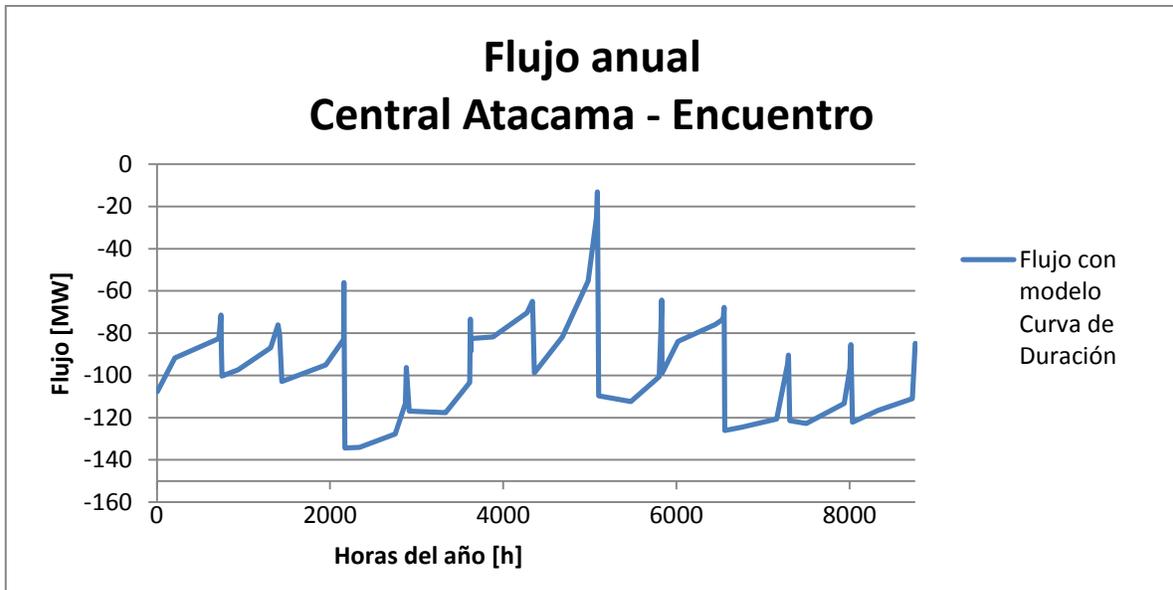


Figura 4.3: Flujo anual 2013 por la línea troncal AIC Central Atacama - Encuentro, con modelo Curva de Duración.

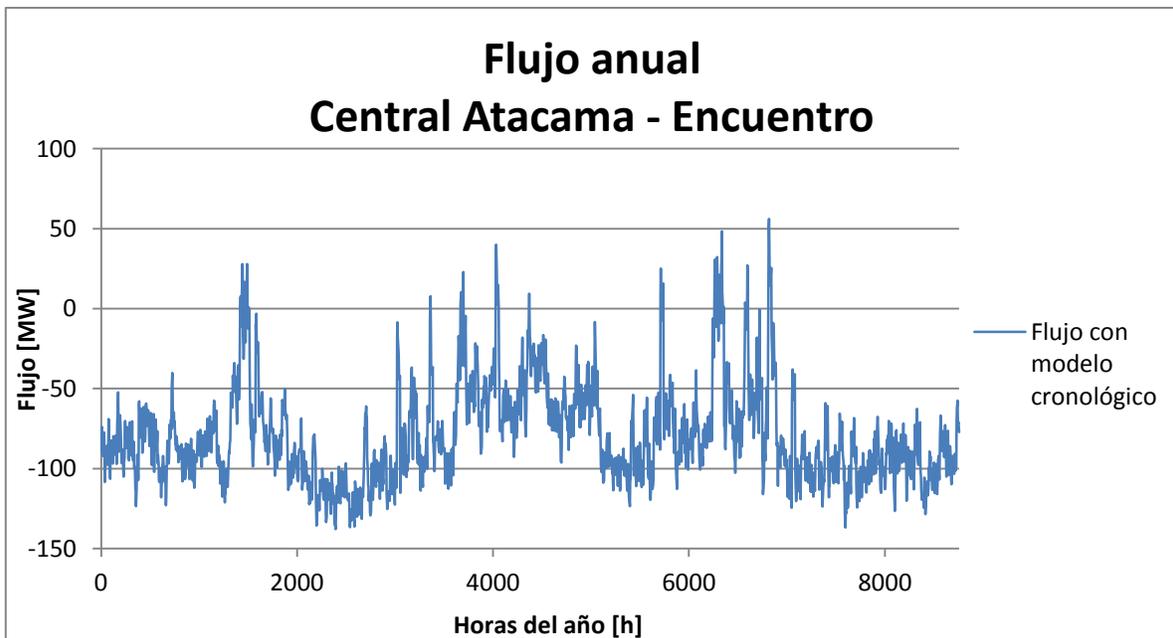


Figura 4.4: Flujo anual 2013 por la línea troncal AIC Central Atacama - Encuentro con modelación cronológica.

El sentido del flujo es siempre desde Encuentro hacia Central Atacama para la modelación por curva de duración. Cuando se modela por curva de demanda cronológica, y representación ERNC por clúster, vemos que el sentido cambia en algunas ocasiones. En esas oportunidades, el uso de las centrales ERNC analizadas por esta línea debe ser cero, ya que el flujo va hacia las centrales.

Este efecto no se produce en la línea Crucero -Encuentro, la cual está más cerca de las centrales analizadas.

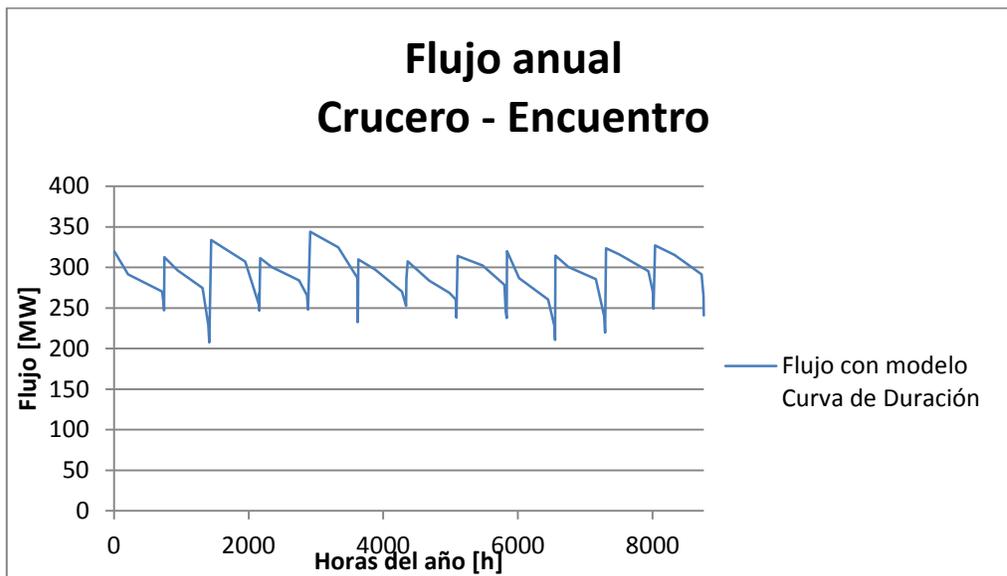


Figura 4.5: Flujo anual 2013 para la línea troncal Crucero - Encuentro, con modelo Curva de duración.

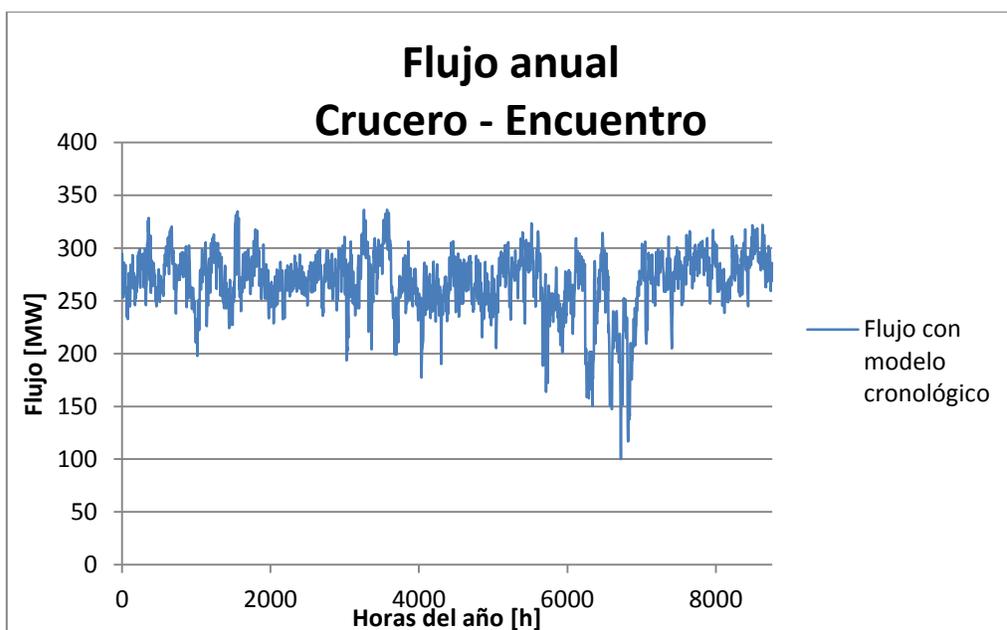


Figura 4.6: Flujo anual 2013 para la línea troncal Crucero - Encuentro, con modelo cronológico.

4.1.3 Modelos de mayor y menor resolución

Para entender las sensibilidades que pueden presentar los modelos anteriores, es necesario determinar cómo varían los pagos al aumentar la resolución del modelo de 4 a 2 horas. A su vez, es posible mantener el modelo con resolución cronológica y modelar las ERNC como centrales genéricas con una potencia nominal ponderada por su factor de planta (Modelo Generación Promedio).

El pago de las centrales ERNC propuestas al aumentar la resolución del modelo desde 4 hasta 2 horas, manteniendo las representaciones, con centrales solares por clúster trimestrales y centrales eólicas por 2 clúster anuales, se presenta en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Peaje de inyección ERNC 2013 con modelo de mayor resolución.

Peaje de Inyección ERNC, resolución de 2 horas			
Central Generadora	AIC		Total general
	No	Si	
María Elena	\$40.556	165.764	206.320
Valle de los Vientos	\$-	194.122	194.122
Total general	\$40.556	359.886	400.442

De la tabla vemos que los peajes determinados son similares. Sabemos que el cálculo en los usos es lineal, por tanto estas diferencias pueden ser atribuidas a cambios en los usos y/o a cambios en la frecuencia de la dirección de los flujos.

Es posible hacer un recuento de las horas que el flujo va en uno u otro sentido según la forma de modelar, la cual se presenta en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Conteo horario con las direcciones del flujo, para la línea troncal Crucero-María Elena

Cantidad de horas	Dirección del flujo	
	Crucero - María Elena	María Elena - Crucero
Resolución de 4 horas	5.872	2.888
Resolución de 2 horas	5.454	3.306

Vemos que al aumentar la resolución resultan más horas donde el flujo va de la barra María Elena hacia la barra Crucero. Es claro que cuando tenemos menos resolución se pierden detalles y por tanto un flujo en ambos sentidos puede verse aproximado por un flujo

promedio en una sola dirección. Al mirar en detalle unas horas del año se puede apreciar el efecto.

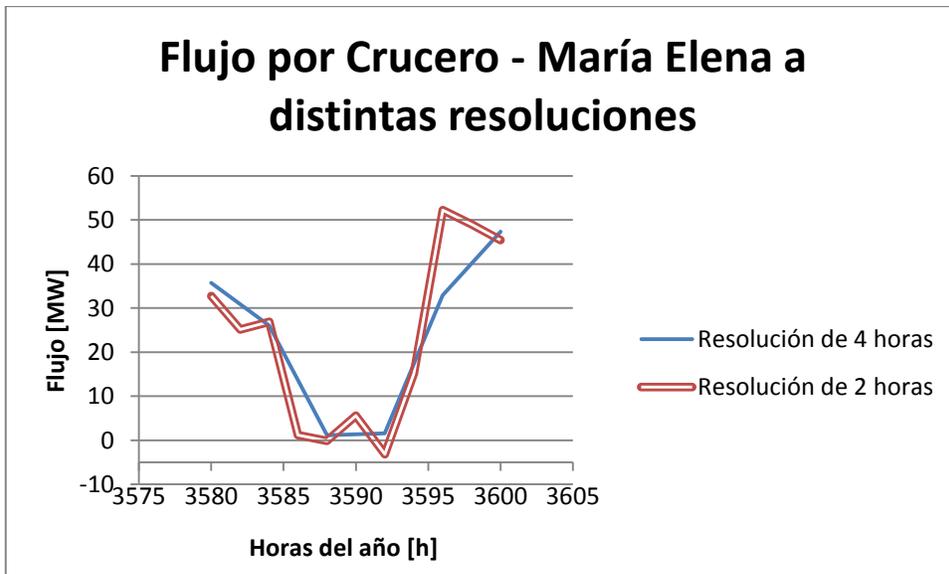


Figura 4.7: Flujo por línea troncal Crucero - María Elena para ambas resoluciones abordadas.

Sabemos que al modelar el sistema con una curva de demanda cronológica se logran más detalles en los flujos por las líneas que cuando se modela con curva de duración. A continuación se presenta la determinación de peajes para las ERNC propuestas si solo se considera este cambio, manteniendo la generación ERNC por una generación constante, dada por la ponderación de la generación máxima por su factor de planta.

Tabla 4.8: Peaje de Inyección ERNC 2013 en dólares, para líneas troncales, con representación promedio.

Peaje de Inyección ERNC con representación promedio			
Central Generadora	AIC		Total general
	No	Si	
María Elena	\$7.001	\$174.038	\$181.039
Valle de los Vientos	\$-	\$196.618	\$196.618
Total general	\$7.001	\$370.656	\$377.657

Se aprecia que los pagos dentro de AIC son similares, dándose valores intermedios entre el modelo por curva de duración y el de clúster. Esto hace pensar que la presentación propuesta mejora la representación del sistema en general, que se logra mayor detalle en los flujos por las líneas, pero que es inferior al modelo con representación por clúster.

Fuera de AIC, el peaje es similar al modelo por curva de duración. El peaje en María Elena se mantiene en la línea Crucero - María Elena, subiendo de US\$5.000 a US\$7.000, muy lejos de los US\$37.800 que se determinan con mayor detalle al incluir clúster.

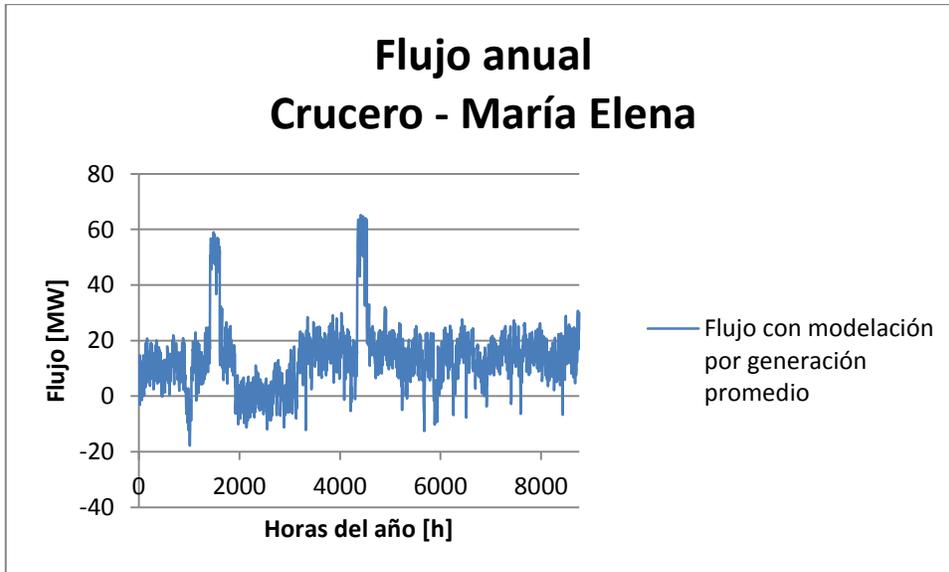


Figura 4.8: 1: Flujo anual 2013 para la línea troncal Crucero - María Elena con representación ERNC promedio.

Es posible apreciar que existen oportunidades en las cuales el flujo va de María Elena hacia Crucero, lo cual es consecuente con el aumento de los peajes al comparar con el modelo de curva de duración.

4.2 MODELO 2019

Ya se dispone de una intuición del comportamiento del sistema bajo los modelos por demanda en curva de duración, y modelación por demanda cronológica con ERNC solar representada por clúster trimestrales, junto a la generación eólica por un par de clúster anuales. Todo ello ante una pequeña inserción de ERNC en el sistema.

En este modelo 2019 se planteó un escenario distinto, donde la inserción ERNC es mucho mayor, lo que brindará otros efectos en el análisis.

A continuación se presentan los resultados del pago de peajes de inyección en líneas troncales, para el modelo Curva de Duración, para el sistema proyectado al año 2019:

Tabla 4.9: Peaje de inyección ERNC 2019 en dólares, con modelo Curva de Duración.

Peaje de Inyección para centrales ERNC, modelo Curva de Duración			
Central Generadora ERNC	AIC		Total general
	No	Si	
Eólico Valle de los Vientos	\$-	\$130.365	\$130.365
Eólico Calama	\$-	\$144.850	\$144.850
Planta Solar Cerro dominador	\$-	\$354.178	\$354.178
PV Arica	\$1.619.081	\$154.325	\$1.773.406
PV Calama	\$-	\$48.433	\$48.433
PV Cóndores	\$1.233.586	\$117.581	\$1.351.166
PV Encuentro	\$-	\$386.376	\$386.376
PV Lagunas	\$1.390.696	\$205.766	\$1.596.462
PV Nueva Encuentro	\$-	\$170.526	\$170.526
PV Pozo	\$1.788.037	\$264.557	\$2.052.594
San Pedro de Atacama	\$-	\$114.625	\$114.625
Solar Arica	\$222.045	\$21.165	\$243.210
Solar Huayca	\$298.006	\$44.093	\$342.099
Solar María Elena	\$58.627	\$111.866	\$170.493
Solar Pozo Almonte 3	\$95.362	\$14.110	\$109.472
Total general	\$6.705.440	\$2.282.815	\$8.988.255

A continuación se presenta la determinación de peajes de inyección considerando el modelo Cronológico.

Tabla 4.10: Peaje de inyección ERNC 2019 en dólares, con modelo Cronológico.

Peaje de Inyección para centrales ERNC, resolución de 4 horas			
Central Generadora ERNC	AIC		Total general
	No	Si	
Eólico Valle de los Vientos	\$-	\$156.014	\$156.014
Eólico Calama	\$-	\$173.433	\$173.433
Planta Solar Cerro dominador	\$-	\$417.531	\$417.531
PV Arica	\$1.559.735	\$173.084	\$1.732.819
PV Calama	\$-	\$39.774	\$39.774
PV Cóndores	\$1.188.370	\$131.873	\$1.320.243
PV Encuentro	\$-	\$455.488	\$455.488
PV Lagunas	\$1.373.700	\$230.778	\$1.604.478
PV Nueva Encuentro	\$-	\$180.664	\$180.664
PV Pozo	\$1.766.186	\$296.715	\$2.062.901
San Pedro de Atacama	\$-	\$94.132	\$94.132
Solar Arica	\$213.907	\$23.737	\$237.644
Solar Huayca	\$294.364	\$49.452	\$343.817
Solar María Elena	\$38.910	\$92.217	\$131.127
Solar Pozo Almonte 3	\$94.197	\$15.825	\$110.021
Total general	\$6.529.368	\$2.530.718	\$9.060.086

Para un mejor entendimiento del comportamiento en los pagos, se agruparán las centrales según su ubicación respecto al sistema troncal.

4.2.1 Centrales dentro de AIC

Las siguientes centrales están ubicadas dentro del AIC:

- PV Nueva Encuentro
- PV Encuentro
- Planta Solar Cerro Dominador

El pago de ellas en las líneas no AIC es nulo. Esto es de esperar, ya que estas centrales están “aguas abajo” cuando el flujo va hacia AIC.

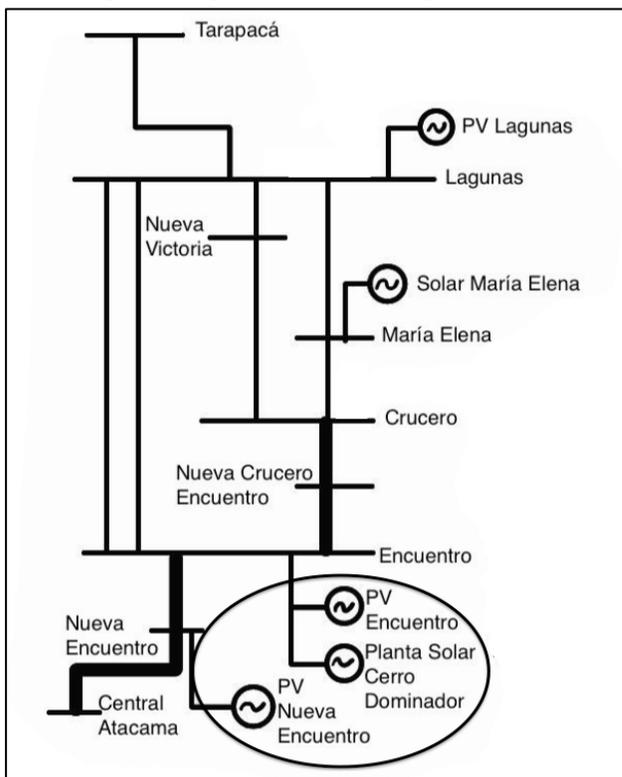


Figura 4.9: Centrales dentro de AIC en el sistema troncal 2019.

Para entender los cambios en el peaje por las líneas AIC, se presentan los pagos determinados por líneas.

En la Tabla 4.11 se presentan los pagos de las centrales dentro de AIC en los tramos troncales, con modelación por curva de duración.

Tabla 4.11: Peaje de inyección ERNC 2019 en dólares, para líneas AIC, con modelo Curva de Duración.

Peaje en líneas AIC, modelo Curva de Duración				
Centrales dentro de AIC	Planta solar Cerro		PV Nueva	Total
Nombre del tramo	Dominador	PV Encuentro	Encuentro	general
Central Atacama - Nueva Encuentro	\$35.577	\$38.812	\$97.121	\$171.510
Crucero - Nueva Crucero Encuentro	\$63.470	\$69.240	\$16.128	\$148.837
Nueva Crucero Encuentro - Encuentro	\$225.412	\$245.904	\$57.277	\$528.592
Nueva Encuentro - Encuentro	\$29.719	\$32.421	\$-	\$62.140
Total general	\$354.178	\$386.376	\$170.526	\$911.079

En la Tabla 4.12 se presentan los pagos de las centrales dentro de AIC para los tramos troncales, modelando el sistema por curva de demanda cronológica.

Tabla 4.12: Peaje de inyección ERNC 2019 en dólares, para líneas AIC, con modelo Cronológico.

Peaje en líneas AIC, modelo Cronológico				
Centrales dentro de AIC	Planta Solar Cerro		PV Nueva	Total
Nombre del tramo	Dominador	PV Encuentro	Encuentro	general
Central Atacama - Nueva Encuentro	\$33.103	\$36.113	\$90.458	\$159.673
Crucero - Nueva Crucero Encuentro	\$77.926	\$85.010	\$19.797	\$182.732
Nueva Crucero Encuentro - Encuentro	\$276.752	\$301.911	\$70.307	\$648.970
Nueva Encuentro - Encuentro	\$29.750	\$32.455	\$103	\$62.308
Total general	\$417.531	\$455.488	\$180.664	\$1.053.683

4.2.1.1 Peajes de inyección por línea Central Atacama - Nueva Encuentro

En general vemos que los pagos por la línea Central Atacama - Nueva Encuentro disminuyen al pasar de un modelo con curva de duración al modelo con curva de demanda cronológica. Es de esperar que este cambio esté asociado a cambios en la dirección de los flujos por la línea en cuestión. A continuación se presentan los flujos por la línea Central Atacama - Nueva Encuentro.

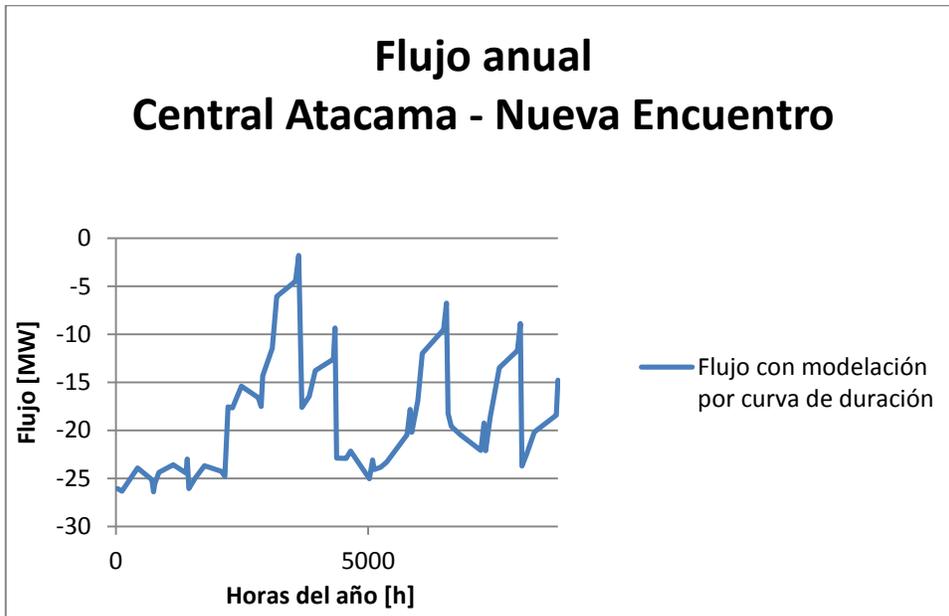


Figura 4.10: Flujo anual 2019 para línea troncal Central Atacama - Nueva Encuentro, con modelo Curva de Duración.

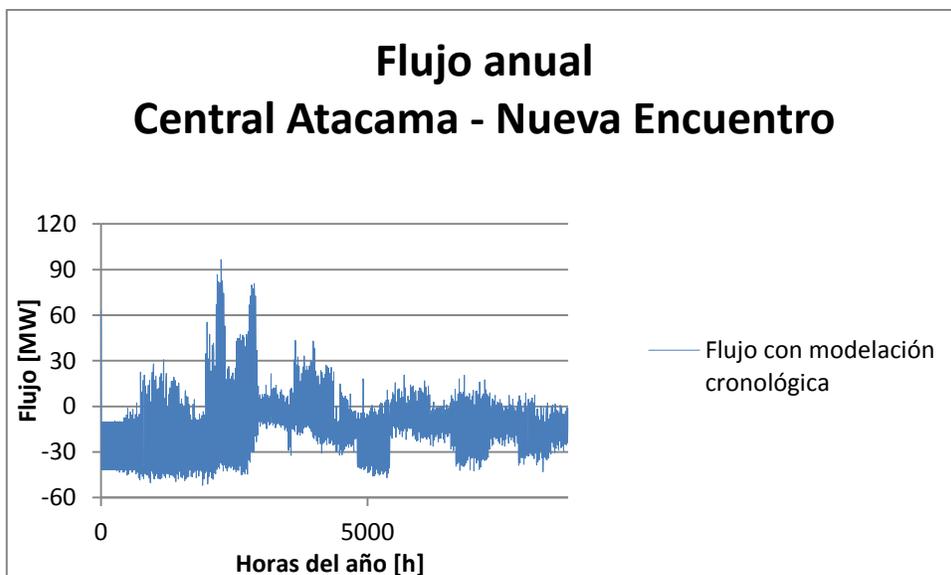


Figura 4.11: Flujo anual 2019 para la línea troncal Central Atacama - Nueva Encuentro, con modelo Cronológico.

Vemos que cuando se modela con curva de duración, el flujo por la línea Central Atacama - Nueva Encuentro va siempre alejándose de las centrales dentro de AIC, es decir, para las 8760 horas las centrales analizadas presentan un uso positivo por la línea en cuestión.

Cuando se cambia a modelar por curva de demanda cronológica vemos que los flujos se tornan bidireccionales. Es natural que el peaje disminuya en esta situación, ya que el uso que presentan las centrales ERNC dentro de AIC cuando el flujo va en dirección a ellas resulta nula, lo cual ocurre en algunas oportunidades del año.

4.2.1.2 Peaje de inyección entre Crucero y Encuentro

Para las líneas Crucero - Nueva Crucero Encuentro y Nueva Crucero-Encuentro - Encuentro, se observa que el peaje aumenta. Sabemos que una forma directa de entender ese cambio es a través de los flujos, cuando estos cambian de dirección, en particular alejándose de las centrales analizadas (hacia la barra Crucero).

Cabe destacar que en la modelación del sistema, la barra en común (Nueva Crucero-Encuentro) no presenta un consumo ni una central generadora, por tanto los flujos por ambas líneas son los mismos

A continuación se presentan los flujos desde Crucero hacia Encuentro.

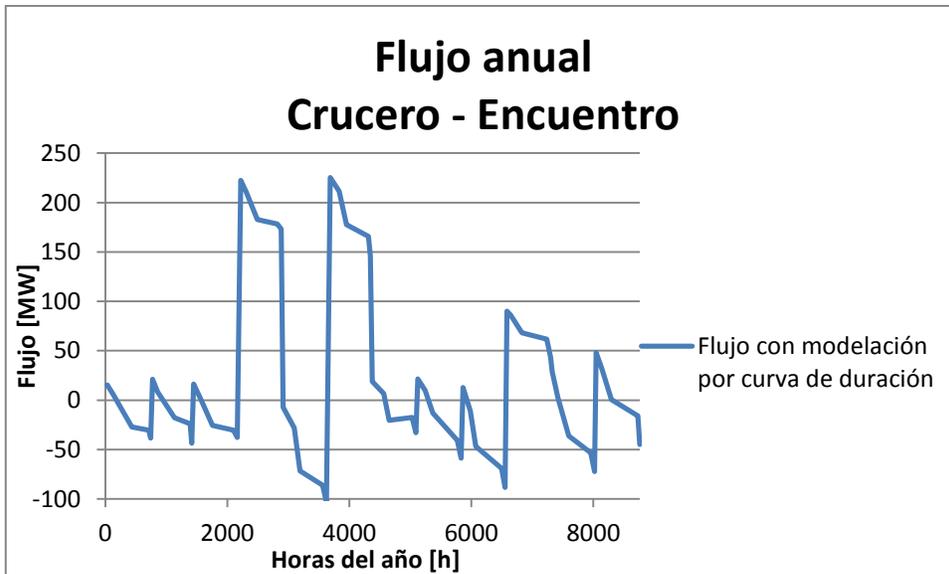


Figura 4.12: Flujo anual 2019 para las líneas troncales entre Crucero y Encuentro, con modelo Curva de Duración.

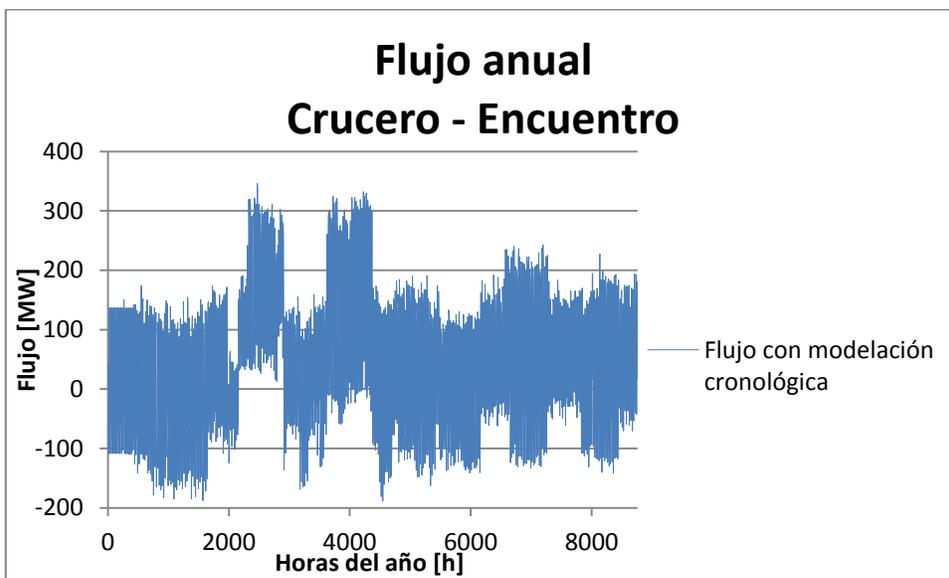


Figura 4.13: Flujo anual 2019 para las líneas troncales entre Crucero y Encuentro, con modelo Cronológico.

Para tener un seguimiento de la dirección del flujo se realiza un conteo horario total anual en cada dirección.

Tabla 4.13: Conteo horario para el año 2019 de las direcciones del flujo entre las barras Crucero 220 y Encuentro 220.

Cantidad de horas según modelo	Dirección del flujo	
	Desde Encuentro hacia Crucero	Desde Crucero hacia Encuentro
Curva de Duración	5.508	3.252
Cronológico	3.368	5.392

Se aprecia que al pasar a modelación cronológica el flujo aumenta las horas desde Crucero hacia Encuentro. Si las centrales ENRC generaran a potencia constante durante el año, ese cambio en el flujo se traduciría una disminución en el peaje, ya que los generadores están aguas arriba cuando el flujo va de Crucero hacia Encuentro. La forma de generar de las centrales solares es con un perfil diario. Para poder entender este cambio en el peaje según la modelación es necesario observar la relación entre la dirección y el peak de generación de la central. A continuación se presenta la relación entre flujo y generación:

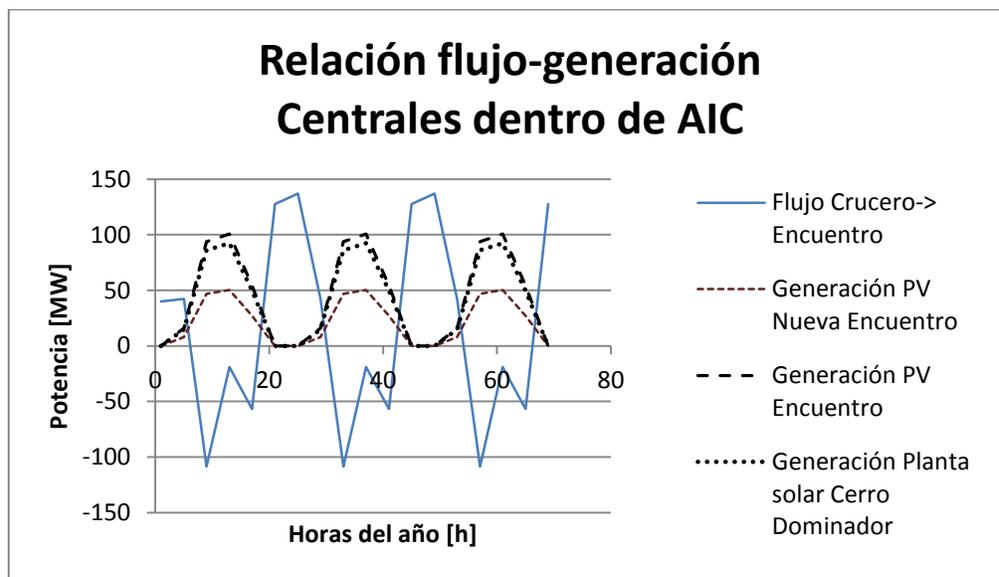


Figura 4.14: Relación flujo-generación entre el flujo de Crucero hacia Encuentro y las centrales ENRC dentro de AIC, para el año 2019.

Se puede apreciar que para los primeros 3 días del año analizado, la relación entre el flujo de Cruceros hacia Encuentro y la generación Solar es inversa, es decir, cuando es mayor la generación solar, el flujo va de Encuentro hacia Crucero, lo que se traduce en un aumento en el uso de estos generadores por las líneas entre estas barras. Esta relación inversa se produce durante todo el año, es decir, la mayor generación solar va acompañada con el menor flujo dentro de su ciclo.

4.2.1.3 Peaje de Inyección por la línea Nueva Encuentro - Encuentro

Para la línea Nueva Encuentro - Encuentro, que está ubicada entre las centrales ERNC analizadas, el peaje determinado con ambos modelos resulta similar. En las Figuras 4.15 y 4.16 se presenta el flujo por la línea en cuestión.

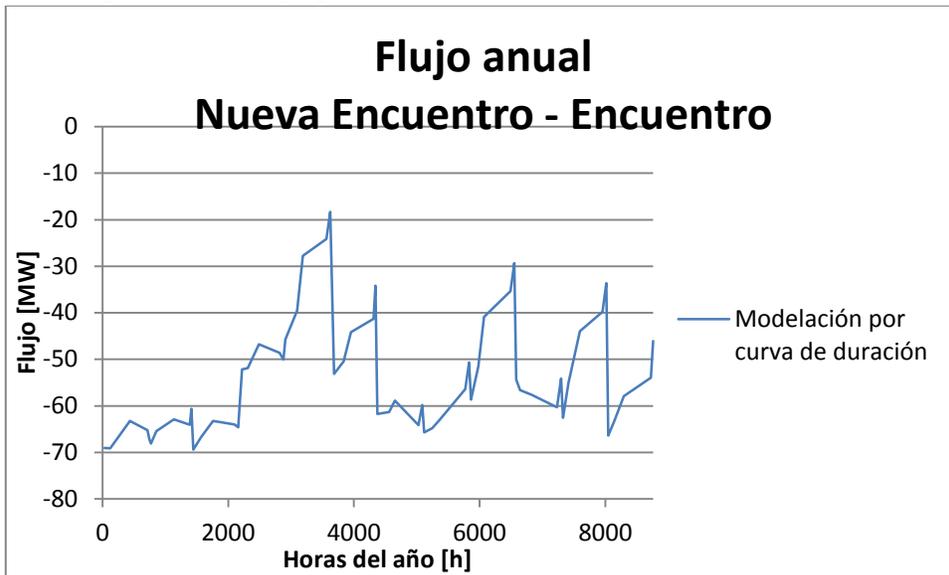


Figura 4.15: Flujo anual 2019 para la línea troncal Nueva Encuentro - Encuentro, con modelo Curva de Duración.

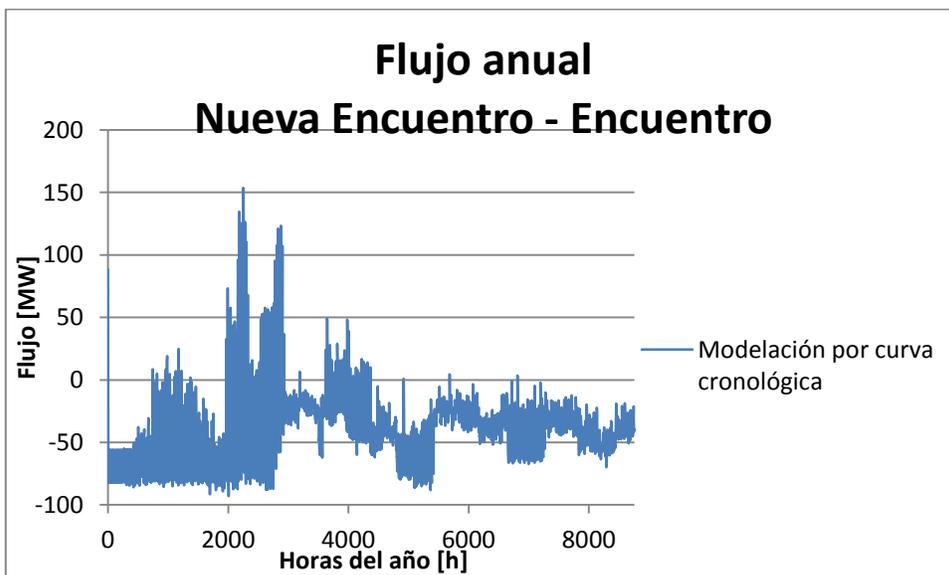


Figura 4.16: Flujo anual 2019 para la línea troncal Nueva Encuentro - Encuentro, con modelo Cronológico.

A pesar que el flujo cambia de dirección en ciertas ocasiones, el peaje se mantiene casi constante. Ello se debe al mismo fenómeno anterior, donde el flujo lleva cierta correlación

con la generación solar. En la Figura 4.17 se presenta algunas horas del año que ejemplifican el fenómeno.

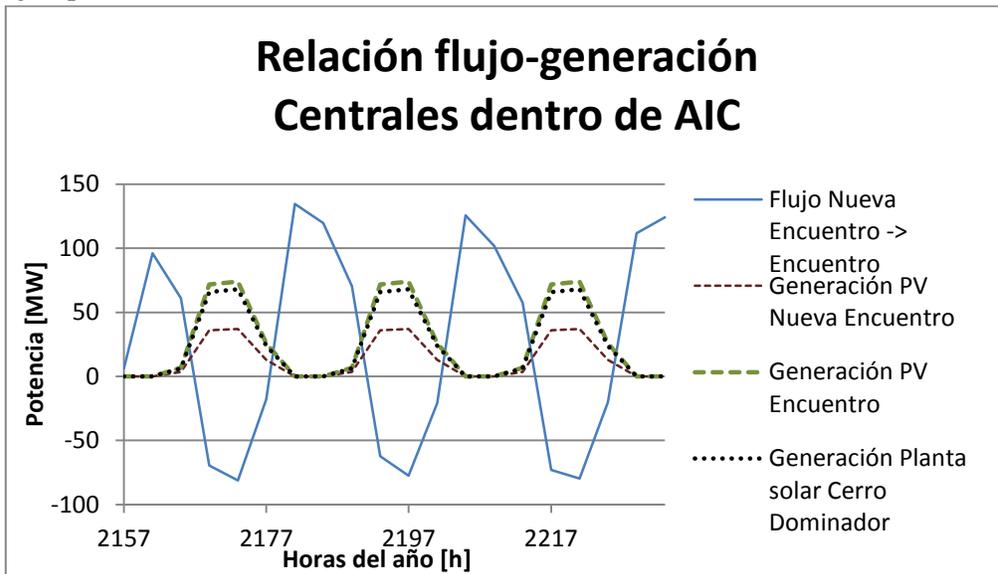


Figura 4.17: Relación flujo- generación 2019, entre el flujo de la línea Nueva Encuentro - Encuentro y las centrales ERNC dentro de AIC.

Luego se tiene que cuando las centrales solares involucradas están generando, el flujo va en el sentido consecuente para estar involucradas en el pago (desde Encuentro hacia Nueva Encuentro), y cuando estas centrales quedan exentas de pago por el sentido del flujo, su generación es cercana a cero.

4.2.2 Centrales en límite AIC y no AIC

Cuando las centrales están fuera del sistema troncal, pero su conexión a este es a través de una barra de alguna línea AIC, su implicancia en el pago por las líneas no AIC es nulo, dado que cuando el flujo va hacia AIC, estas centrales están “aguas arriba”. Ese es el caso de las centrales que llegan al sistema troncal por Calama - Salar - Crucero:

- Eólico Valle de los Vientos
- Eólico Calama
- PV Calama
- San Pedro de Atacama

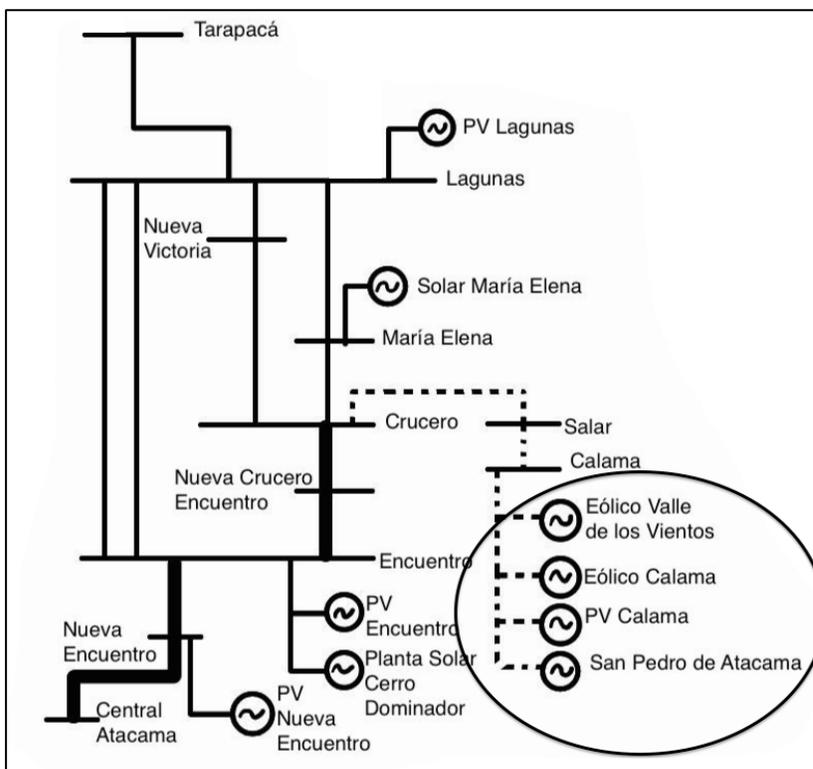


Figura 4.18: Centrales ERNC que llegan al sistema troncal por una barra entre AIC y no AIC.

Luego su peaje queda dado solo para las líneas AIC. En las tablas 4.14 y 4.15 se presenta la determinación del peaje para ambos modelos analizados.

Tabla 4.14: Peaje de inyección en dólares, para centrales ERNC que llegan al sistema troncal por barras entre AIC y no AIC, con modelo Curva de Duración.

Peaje troncal para centrales entre AIC y no AIC, Curva de duración					
Tramo	Valle de los Vientos	Eólico Calama	PV Calama	San Pedro de Atacama	Total general
Central Atacama - Nueva Encuentro	\$25.332	\$28.146	\$9.411	\$22.273	\$85.163
Crucero - Nueva Crucero Encuentro	\$18.411	\$20.457	\$6.840	\$16.188	\$61.896
Nueva Crucero Encuentro - Encuentro	\$65.387	\$72.652	\$24.293	\$57.492	\$219.824
Nueva Encuentro - Encuentro 220	\$21.235	\$23.595	\$7.889	\$18.671	\$71.391
Total general	\$130.365	\$144.850	\$48.433	\$114.625	\$438.274

Tabla 4.15: Peaje de inyección en dólares, para centrales ERNC que llegan al sistema troncal por barras entre AIC y no AIC, con modelo Cronológico.

Peaje troncal para centrales entre AIC y no AIC, modelo Cronológico					
Tramo	Valle de los Vientos	Eólico Calama	PV Calama	San Pedro de Atacama	Total general
Central Atacama - Nueva Encuentro	\$21.794	\$24.215	\$8.756	\$20.724	\$75.489
Crucero - Nueva Crucero Encuentro	\$24.851	\$27.631	\$5.080	\$12.022	\$69.584
Nueva Crucero Encuentro - Encuentro	\$88.259	\$98.131	\$18.040	\$42.695	\$247.126
Nueva Encuentro - Encuentro	\$21.110	\$23.456	\$7.898	\$18.691	\$71.154
Total general	\$156.014	\$173.433	\$39.774	\$94.132	\$463.353

Para comprender los cambios se observarán los mismos gráficos con los flujos por las líneas involucradas.

El comportamiento de las centrales solares es similar al caso de las centrales dentro de AIC en relación a la dirección de los flujos. Ya sabemos que hay una relación entre el perfil de generación solar y los cambios cíclicos en el sentido de las líneas troncales AIC.

La disminución en el pago de la línea Central Atacama - Nueva Encuentro al pasar de curva de duración a curva cronológica es consecuente con los cambios en el flujo. En las Figuras 4.10 y 4.11 se aprecia como al modelar por curva de duración se tiene flujos desde Nueva Encuentro hacia Central Atacama, lo cual se traduce en un uso distinto de cero en todo momento por las centrales generadoras analizadas. Al pasar a curva cronológica, los flujos se invierten cíclicamente en muchas oportunidades.

El mismo fenómeno en los flujos ocurre en la línea Nueva Encuentro - Encuentro, pero es en menor medida, por tanto se hace estos cambios se atenúan con la correlación entre los cambios de dirección y la generación. Con ello resultan peajes similares por esta línea para ambas modelaciones.

Un fenómeno interesante ocurre en las dos líneas que van entre Crucero y Encuentro, Crucero - Nueva Crucero Encuentro y Nueva Crucero Encuentro - Encuentro, cuando se cambia la modelación a curva cronológica las centrales eólicas aumentan su peaje, mientras que las centrales solares lo disminuyen.

Para entender este comportamiento es necesario observar la correlación existente entre el perfil de generación solar con los flujos por las líneas. Esta relación se presenta en la figura 4.19 para las primeras 120 horas del año, la cual sigue dándose la mayor parte de las 8760 horas.

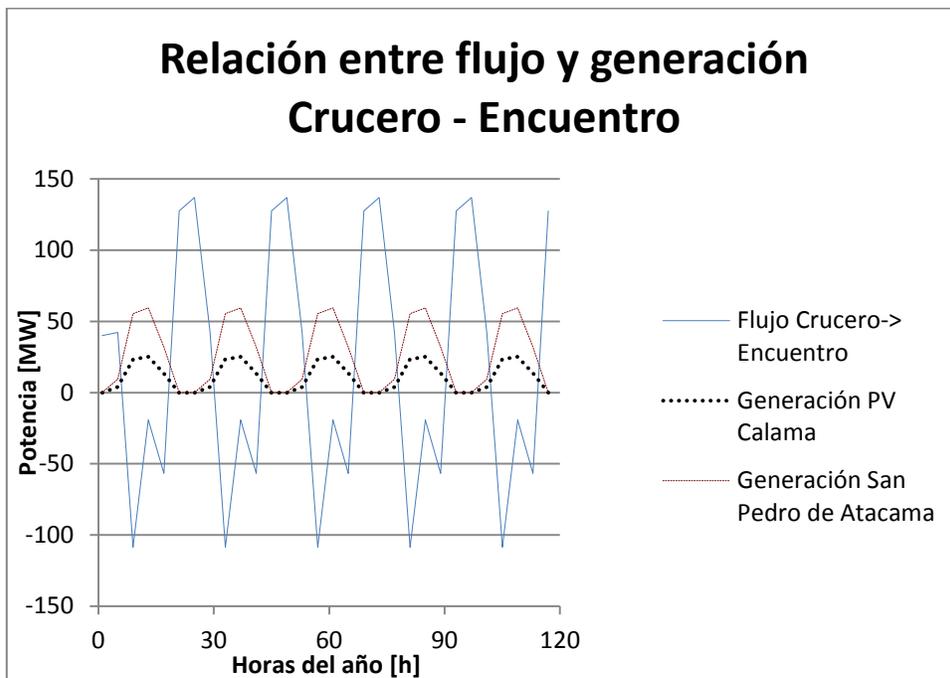


Figura 4.19: Relación flujo-generación entre el flujo por las barras Crucero 220 y Encuentro 220, con las centrales solares que llegan al sistema troncal por barras entre AIC y no AIC.

Debemos recordar que el perfil de generación diario de una central eólica es diferente al solar, principalmente dado porque el perfil solar concentra su generación solo al día, mientras que la generación eólica lo hace la mayor parte de las 24 horas. En la figura 4.20 se presenta la relación entre la generación de las centrales eólicas analizadas y el flujo por las líneas entre Crucero y Encuentro.

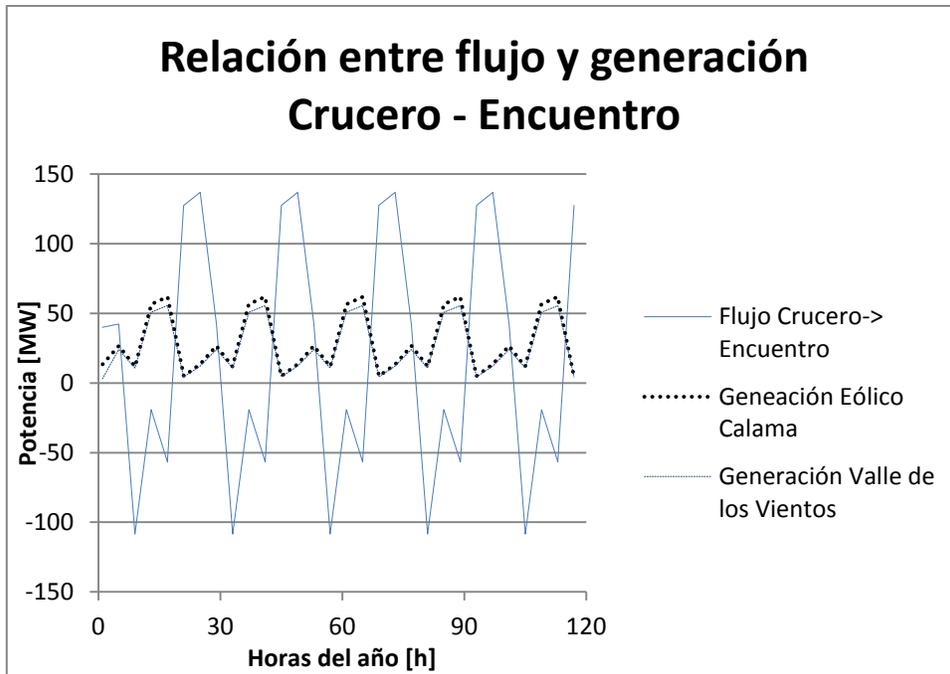


Figura 4.20: Relación flujo-generación entre el flujo que va por las barras Crucero 220 y Encuentro 220, con las centrales eólicas que llegan al sistema troncal por barras entre AIC y no AIC.

Esta relación presentada para las primeras 120 horas del año sigue cumpliéndose a lo largo de las 8760 horas cuando el flujo oscila en ambas direcciones.

De la Figura 4.20 se aprecia que las centrales eólicas generan energía independiente de la dirección del flujo por las líneas. Es natural entonces que cuando aumentan las horas con el flujo desde Crucero hacia Encuentro, el peaje de las centrales eólicas aumente también.

4.2.3 Centrales dentro de no AIC

La central generadora ERNC entre líneas no AIC es María Elena. Dada su ubicación, sabemos que se encuentra “aguas arriba” solo de la línea María Elena - Crucero cuando el flujo va hacia AIC, por tanto es solo en esta línea no AIC donde presenta pagos. El pago para las líneas AIC es análogo a las otras centrales solares que llevan a las líneas troncales por la barra Crucero.

4.2.4 Centrales fuera del sistema troncal, con llegada por líneas no AIC

Las centrales que llegan al sistema troncal a través de una conexión por líneas no AIC están por definición “aguas arriba” cuando el pago lo realizan las generadoras.

Las siguientes centrales llegan al sistema troncal por la barra Tarapacá 220:

1. PV Arica
5. Solar Arica
6. PV Cóndores

Las siguientes centrales llegan al sistema troncal por la barra Lagunas 220:

1. Solar Pozo Almonte
2. PV Pozo
3. Solar Huayca
4. PV Lagunas

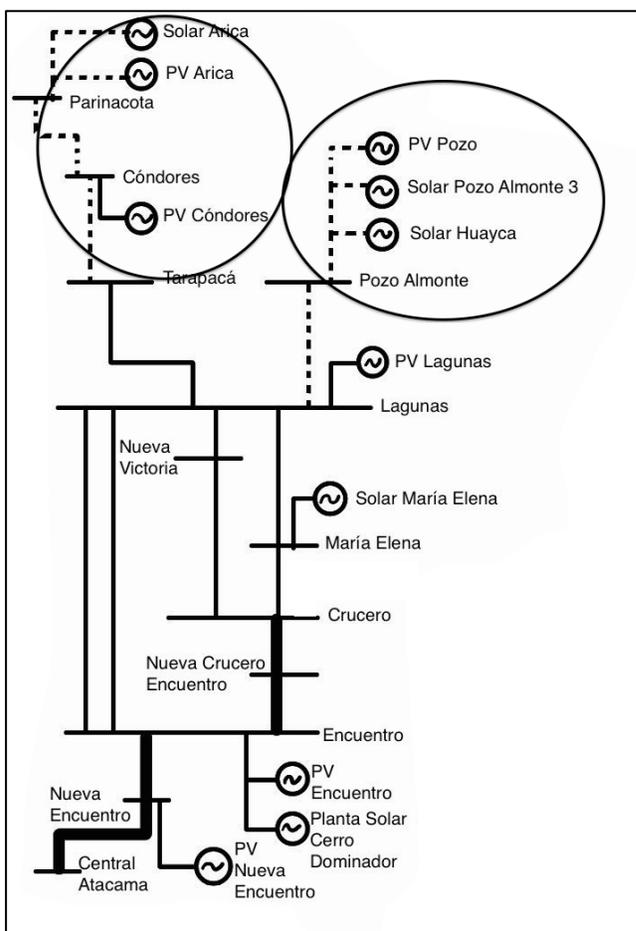


Figura 4.21: Centrales fuera del sistema troncal, con llegada por líneas no AIC.

El pago por las líneas troncales AIC sigue el mismo comportamiento que las centrales anteriores.

Para tener un mejor entendimiento en los cambios de peajes según la modelación, se presentará los peajes para cada línea no AIC.

4.2.4.1 Peajes de inyección por Tarapacá - Lagunas

En la Tabla 4.16 se presenta el peaje de generación para la línea en cuestión, para las centrales que llegan por la barra Tarapacá 220 y Lagunas 220.

Tabla 4.16: Peaje de inyección ERNC 2019 en dólares, para la línea troncal Tarapacá - Lagunas.

Peaje de Inyección para línea Tarapacá - Lagunas		
Centrales fuera del troncal	Modelación	
	Curva de duración	Cronológica
PV Arica	\$576.059	\$529.460
PV Cóndores	\$438.902	\$403.398
PV Lagunas	\$-	\$-
PV Pozo	\$-	\$-
Solar Arica	\$79.002	\$72.612
Solar Huayca	\$-	\$-
Solar Pozo Almonte 3	\$-	\$-
Total general	\$1.093.964	\$1.005.470

Es natural que las centrales que llegan por la barra Lagunas no presenten pagos por esta línea, ya que cuando el flujo es negativo los que pagan son los retiros, y cuando es positivo se encuentran “aguas abajo”.

Para entender la disminución en el peaje al cambiar al modelo cronológico se presentan en las Figuras 4.22 y 4.23 los flujos por la línea en cuestión.

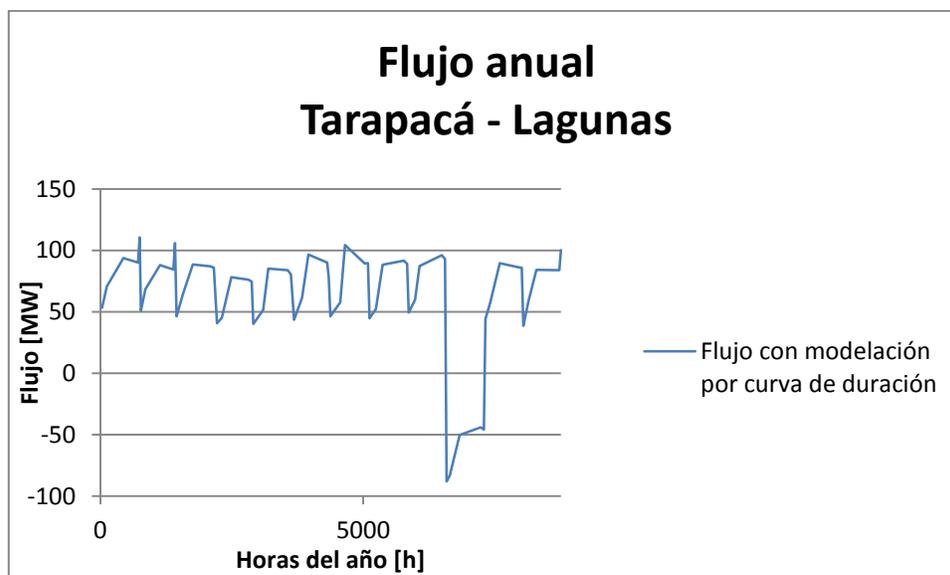


Figura 4.22: Flujo anual 2019 para la línea troncal Tarapacá - Lagunas, con modelo Curva de Duración.

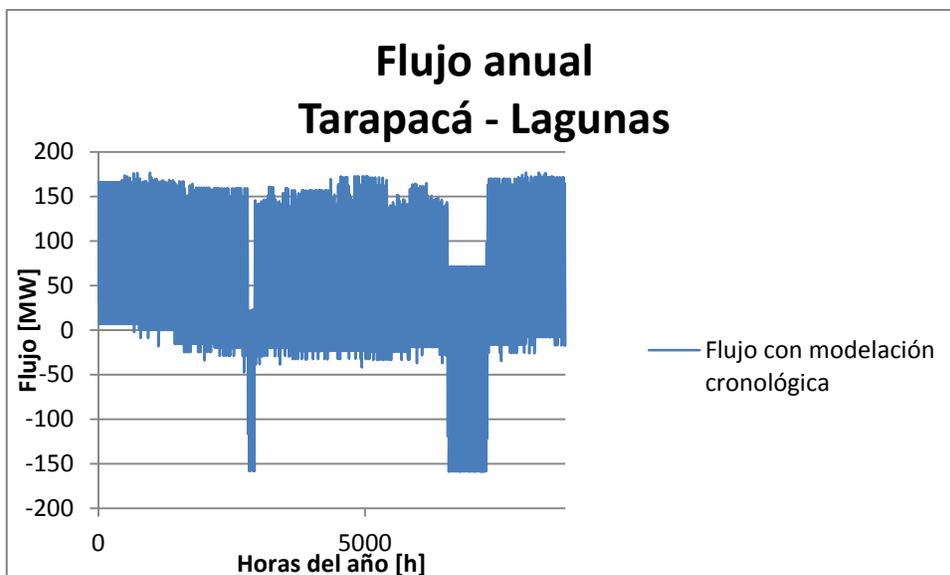


Figura 4.23: Flujo anual 2019 para la línea troncal Tarapacá - Lagunas, con modelo Cronológico.

Se aprecia en las Figuras que al pasar a modelación cronológica los flujos se invierten cíclicamente la mayor parte del tiempo. Cuando el flujo es negativo –de Lagunas a Tarapacá- el pago de la línea lo realizan los consumos, aumentando su pago anual y por tanto disminuyendo el pago de las centrales generadoras.

4.2.4.2 Peaje de inyección por líneas Encuentro - Lagunas

El peaje de ambas líneas, junto con su flujo se analizará en conjunto por ser líneas del mismo recorrido.

Para esta línea, todas las centrales analizadas están vistas como “aguas arriba” cuando el pago lo realiza la inyección.

El pago determinado según el modelo utilizado se presenta en la Tabla 4.17.

Tabla 4.17: Peaje de inyección ERNC 2019 en dólares, para línea troncal Encuentro - Lagunas, para los modelos Curva de Duración y Cronológico.

Peaje de Inyección Encuentro - Lagunas		
Central generadora	Modelación	
	Curva de Duración	Cronológico
PV Arica	\$431.297	\$407.873
PV Cóndores	\$328.607	\$310.761
PV Lagunas	\$575.063	\$543.831
PV Pozo	\$739.366	\$699.211
Solar Arica	\$59.149	\$55.937
Solar Huayca	\$123.228	\$116.535
Solar Pozo Almonte 3	\$39.433	\$37.291
Total general	\$2.296.143	\$2.171.440

La tendencia es clara, donde el peaje disminuye para todas las centrales al pasar a una modelación cronológica. Para entender este comportamiento se presentan los flujos por las líneas en las Figuras 4.24 y 4.25.

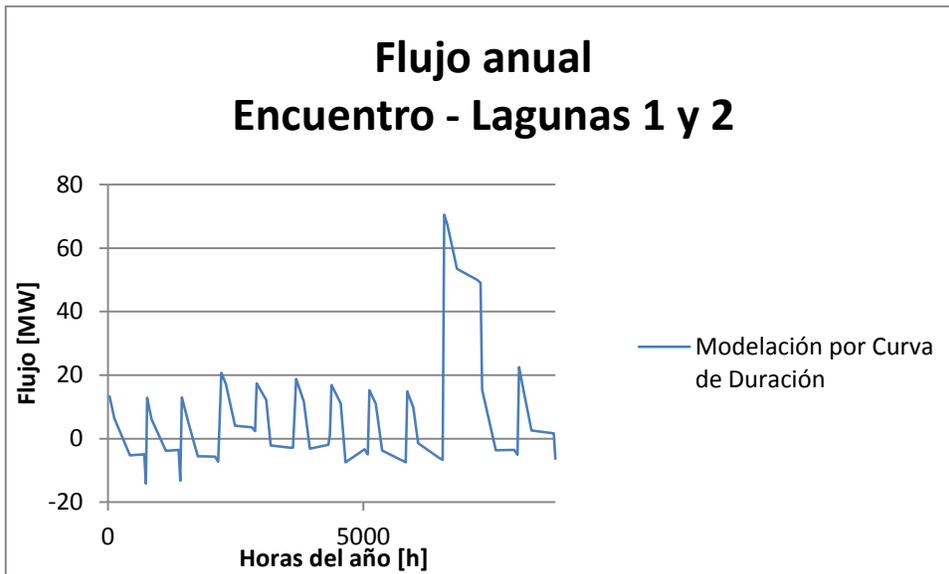


Figura 4.24: Flujo anual 2019 para ambas líneas troncales entre Encuentro 220 y Lagunas 220, con modelo Curva de Duración.

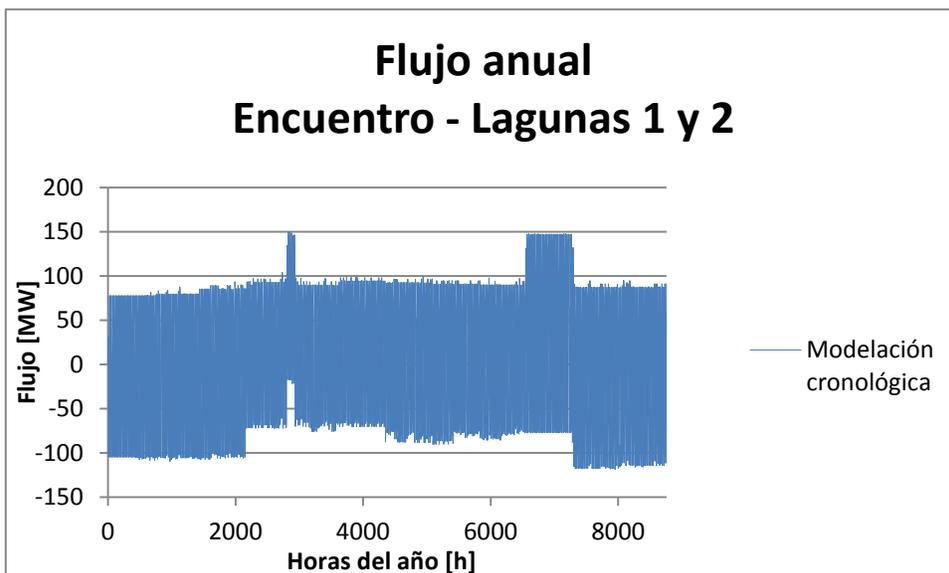


Figura 4.25: Flujo anual 2019 para ambas líneas troncales entre Encuentro 220 y Lagunas 220, con modelo Cronológico.

Si bien en ambos modelos hay tendencia a tener flujos bidireccionales, es claro que al pasar a curva cronológica la tendencia para ambos lados se equipara. También es importante notar que el uso en general por la línea aumenta notoriamente, pasando de tener flujos de 20MW en módulo a los 100MW. Dado que el valor de la línea debe ser cubierto independiente del uso en [MW] que se le dé, esto no se traduce en un aumento en el peaje. Al tener más tiempo con flujos negativos, aumenta el pago de los retiros, y por tanto disminuye el pago de las inyecciones.

4.2.4.3 Peaje de inyección por línea Crucero - Nueva Victoria

EL flujo por la línea Crucero - Nueva Victoria presenta el mismo comportamiento que por las líneas Encuentro - Lagunas 1 y 2.

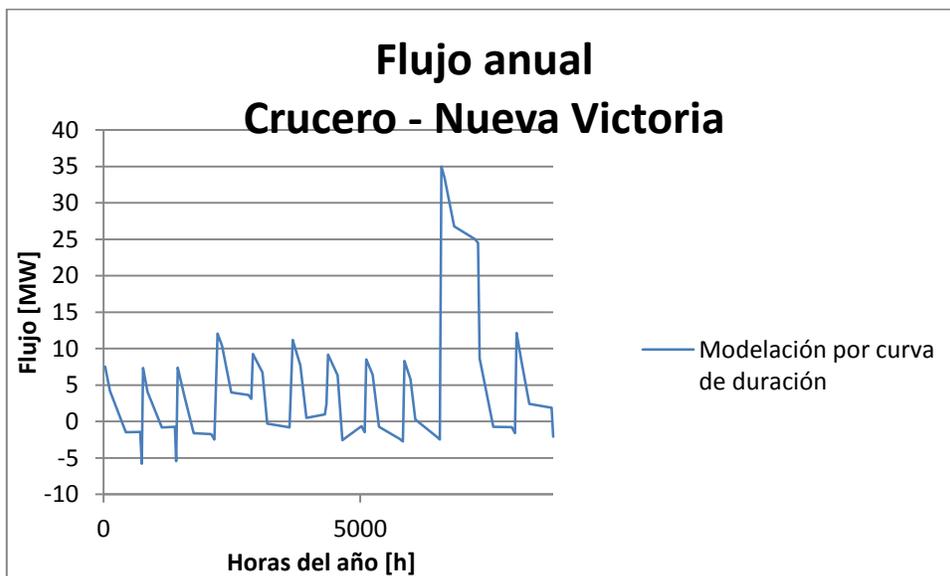


Figura 4.26: Flujo anual 2019 para la línea troncal Crucero - Nueva Victoria, con modelo Curva de Duración.

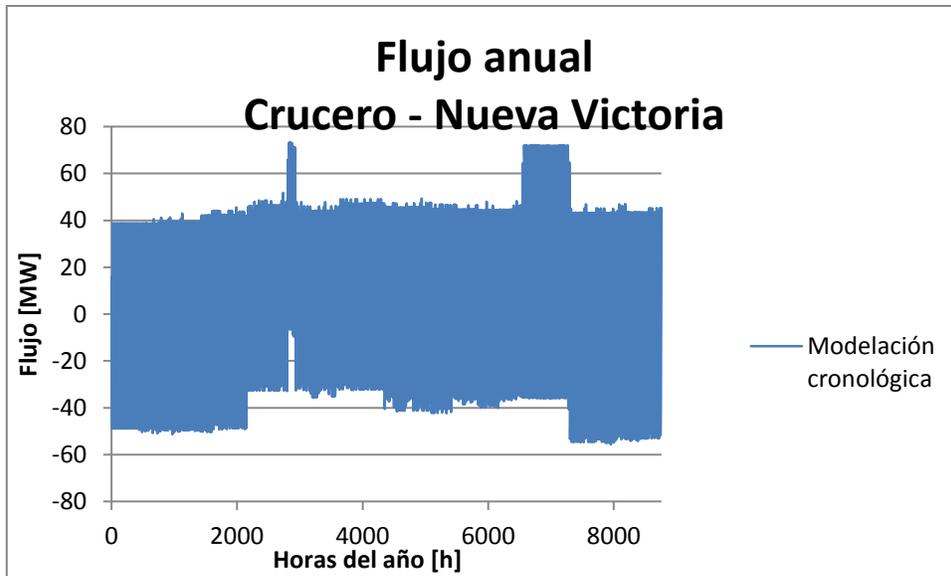


Figura 4.27: Flujo anual 2019 para línea troncal Crucero - Nueva Victoria, con modelo Cronológico.

El peaje de inyección para las centrales analizadas se presenta en la Tabla 4.18.

Tabla 4.18: Peaje de inyección ERNC en dólares, para la línea troncal Crucero - Nueva Victoria, para los modelos Curva de Duración y Cronológico.

Peajes de Inyección Crucero - Nueva Victoria		
Central Generadora	Modelación	
	Curva de duración	Cronológico
PV Arica	\$254.384	\$270.646
PV Cóndores	\$193.816	\$206.206
PV Lagunas	\$339.179	\$360.861
PV Pozo	\$436.087	\$463.964
Solar Arica	\$34.887	\$37.117
Solar Huayca	\$72.681	\$77.327
Solar Pozo Almonte 3	\$23.258	\$24.745
Total general	\$1.354.291	\$1.440.866

Es claro que el peaje aumente debido a que los flujos tienen mayor inclinación a ir de Crucero hacia Nueva Victoria –donde pagan los retiros- con modelación de curva de duración, mientras tienden a ser parejos cuando se modela con curva de demanda cronológica.

4.2.4.4 Peajes de inyección por la línea María Elena - Lagunas

El comportamiento de los flujos es de las mismas características al de Encuentro - Lagunas 1 y 2, con la diferencia que el sentido va en dirección opuesta, es decir, en modelación por curva de duración el flujo es predominante alejándose de AIC.

En las Figuras 4.28 y 4.29 se presentan los flujos para ambas modelaciones.

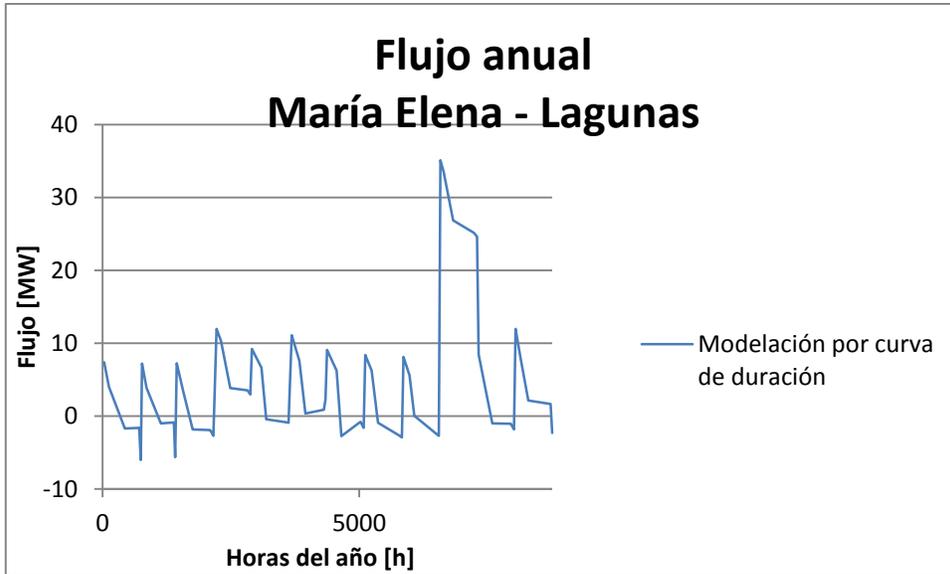


Figura 4.28: Flujo anual 2019 para la línea troncal María Elena - Lagunas, con modelo Curva de Duración.

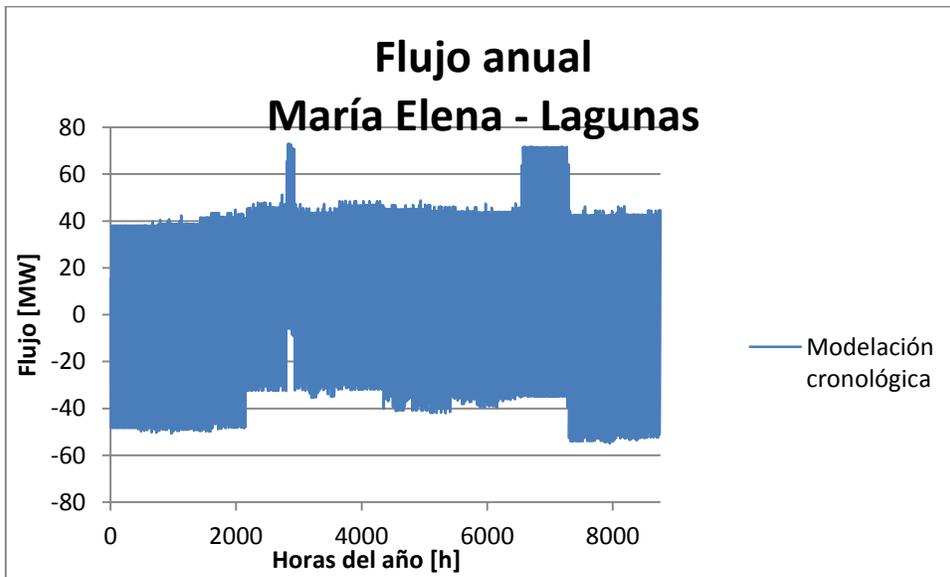


Figura 4.29: Flujo anual 2019 para la línea troncal María Elena - Lagunas, con modelo Cronológico.

El peaje asociado a la línea por parte de las centrales analizadas se presenta en la Tabla 4.19.

Tabla 4.19: Peaje de inyección ERNC 2019 en dólares, para la línea troncal María Elena - Lagunas, con modelos Curva de Duración y Cronológico.

Peajes de Inyección María Elena - Lagunas		
Central Generadora	Modelación	
	Curva de duración	Cronológico
PV Arica	\$285.732	\$303.998
PV Cóncores	\$217.701	\$231.618
PV Lagunas	\$380.976	\$405.331
PV Pozo	\$489.827	\$521.139
Solar Arica	\$39.186	\$41.691
Solar Huayca	\$81.638	\$86.857
Solar Pozo Almonte 3	\$26.124	\$27.794
Total general	\$1.521.184	\$1.618.427

Dado que al modelar con demanda cronológica se tienen a favorecer los flujos en dirección al AIC, en natural que los peajes de inyección aumenten.

4.2.4.5 Peaje de inyección por línea Nueva Victoria - Lagunas

EL flujo por la línea Nueva Victoria - Lagunas es similar en forma a las líneas Encuentro - Lagunas 1 y 2. La diferencia está dada por un desplazamiento cargando el flujo desde Lagunas hacia Nueva Victoria.

En las Figuras 4.30 y 4.31 se presentan los flujos por la línea Nueva Victoria - Lagunas.

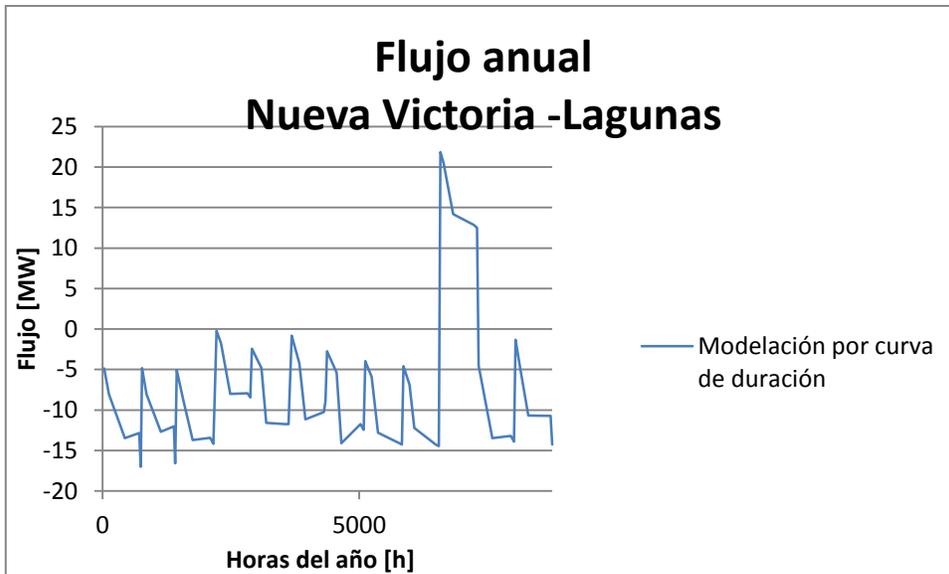


Figura 4.30: Flujo anual 2019 para la línea troncal Nueva Victoria - Lagunas, con modelo Curva de Duración.

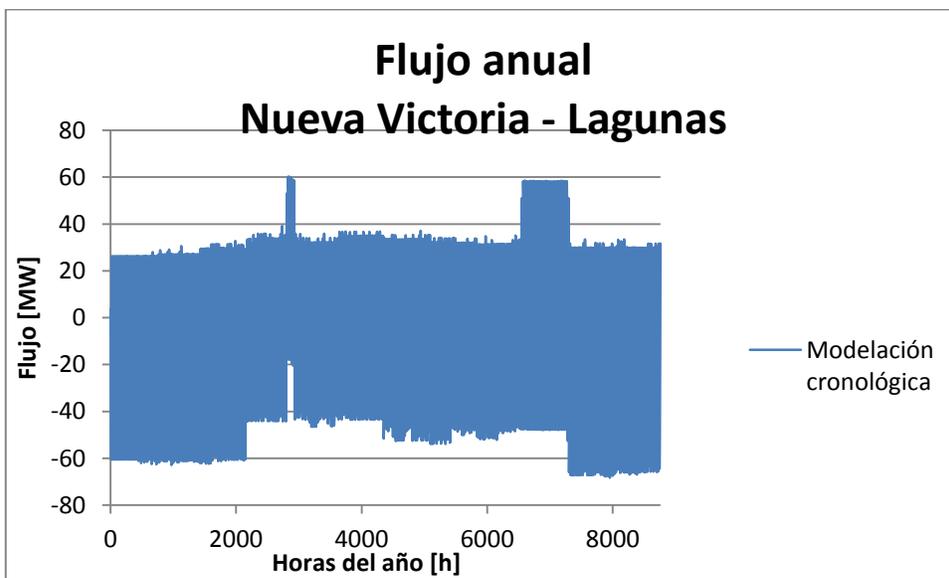


Figura 4.31: Flujo anual 2019 par a la línea troncal Nueva Victoria - Lagunas, con modelo Cronológico.

Al modelar con curva de duración, la mayor parte del año el flujo tiene una dirección única, dada de Lagunas hacia Nueva Victoria. Cuando se modela con curva de demanda cronológica, los flujos de vuelven bidireccionales durante todo el año, con diferentes intensidades en cada sentido, pero siempre cambiando de dirección.

Para apreciar cómo se traduce en peaje este cambio, se presentan los pagos según la forma de modelar en la Tabla 4.20.

Tabla 4.20: Peajes de inyección ERNC 2019 en dólares, para la línea troncal Nueva Victoria - Lagunas, con modelos Curva de Duración y Cronológico.

Peajes de Inyección Nueva Victoria - Lagunas		
Central Generadora	Modelación	
	Curva de duración	Cronológico
PV Arica	\$56.191	\$37.539
PV Cóndores	\$42.812	\$28.601
PV Lagunas	\$74.921	\$50.052
PV Pozo	\$96.327	\$64.352
Solar Arica	\$7.706	\$5.148
Solar Huayca	\$16.055	\$10.725
Solar Pozo Almonte 3	\$5.137	\$3.432
Total general	\$299.149	\$199.849

4.2.4.6 Peajes por línea Crucero - María Elena

Esta línea presenta un generador adicional –aguas arriba- cuando el flujo va hacia el AIC. Este generador es la central Solar María Elena.

El comportamiento en los flujos es similar al de la línea Nueva Victoria - Lagunas, solo variando en amplitudes.

En las Figuras 4.32 y 4.33 se presentan los flujos con ambas modelaciones.

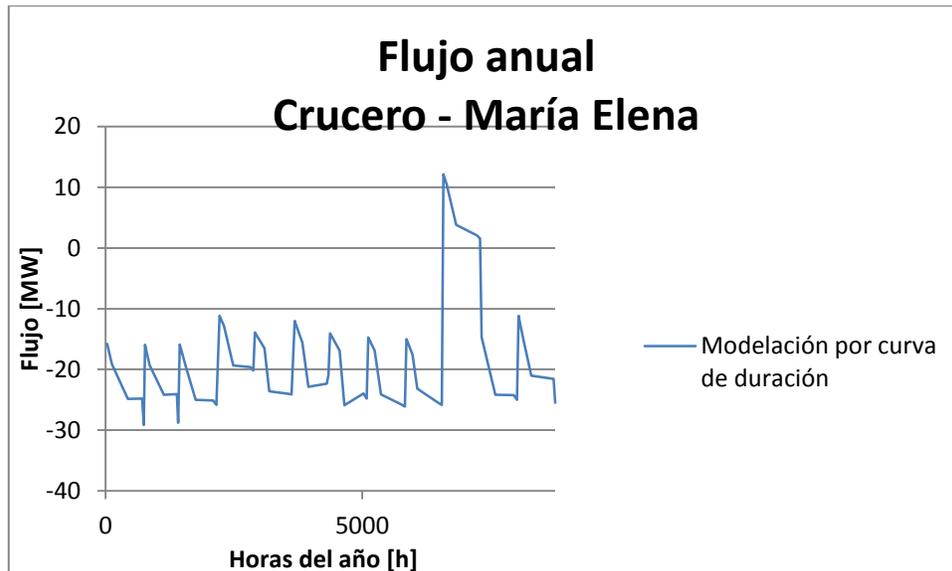


Figura 4.32: Flujo anual 2019 para la línea troncal Crucero - María Elena, con modelo Curva de Duración.

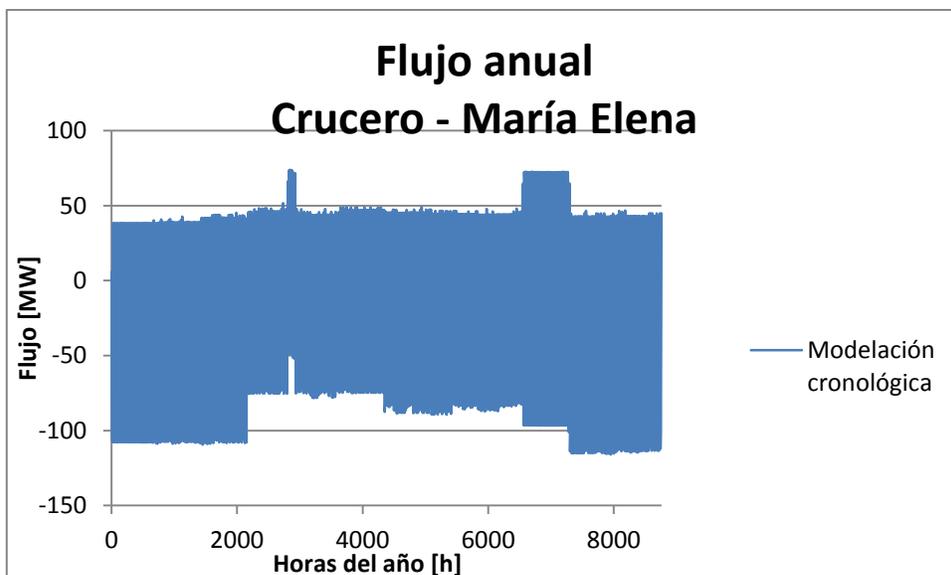


Figura 4.33: Flujo anual 2019 para la línea troncal Crucero - María Elena, con modelo Cronológico.

Vemos que al modelar por curva de duración los flujos son predominantemente desde María Elena hacia Crucero, mientras que al pasar a modelación cronológica los flujos son siempre bidireccionales durante todo el año.

En la Tabla 4.21 se presentan los peajes de inyección para la línea Crucero - María Elena.

Tabla 4.21: Peajes de inyección ERNC 2019 en dólares, para la línea troncal Crucero - María Elena, con modelos Curva de Duración y Cronológico.

Peajes de Inyección Crucero - María Elena		
Central Generadora	Modelación	
	Curva de duración	Cronológico
PV Arica	\$15.418	\$10.219
PV Cóndores	\$11.747	\$7.786
PV Lagunas	\$20.557	\$13.626
PV Pozo	\$26.431	\$17.519
Solar Arica	\$2.114	\$1.402
Solar Huayca	\$4.405	\$2.920
Solar María Elena	\$58.627	\$38.910
Solar Pozo Almonte 3	\$1.410	\$934
Total general	\$140.709	\$93.316

Es claro que al tener mayor tiempo el flujo alejándose de AIC, las inyecciones pagarán menos, mientras el pago de los retiros aumenta.

5 CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

En este trabajo se propone cambiar la representación del sistema interconectado del norte grande para estudios de peajes troncales, desde la representación actual que contempla 5 bloques de demanda para cada mes a una nueva donde se representa cronológicamente la demanda en bloques de 4 horas. Junto a ello se propone cambiar la forma de representar las centrales ERNC desde una generación promedio constante durante todo el año, a una representación con perfiles diarios de generación.

Los resultados de este trabajo muestran consistentemente que aumentar el nivel de detalle para la determinación del peaje troncal afecta significativamente el monto a pagar por las centrales ERNC.

Dado lo anterior, es fundamental realizar una buena representación del sistema, para determinar el correcto uso de cada inyección y retiro en las líneas troncales.

El uso de una central generadora queda determinado en gran medida por la dirección que presenta los flujos, el utilizar modelos simplificados puede llevar a muy malas estimaciones del flujo real por las líneas, y por tanto puede resultar un peaje alejado de la realidad.

Un caso emblemático es el de la central solar María Elena, en el escenario del año 2013, donde pudo apreciarse que al modificar su representación, el pago en la línea María Elena - Lagunas cambió drásticamente, pasando de 5.000 a 38.000 dólares. Este cambio estuvo determinado principalmente por la forma en que se representó la generación, ya que los flujos cambiaban de dirección conforme generaba la central, “empujando” el flujo hacia el AIC.

Cuando el sistema tiene una alta penetración ERNC, los flujos quedan determinados en gran medida por la forma en que se representa la generación de las centrales solares y eólicas, ya que una concentración de la potencia de esas centrales en algunas horas puede ser suficiente para invertir flujos dentro de las líneas troncales.

Otro resultado interesante lo constituye el caso de los aportes de los flujos de algunas centrales ERNC hacia el AIC. El caso más extremo se observó con las centrales solares PV Calama y San Pedro de Atacama, las cuales durante sus horas de mayor generación disminuyeron su aporte al flujo hacia el AIC, debido a que una representación más fina de la demanda reveló que el impacto de esas centrales no era lo suficientemente grande como para modificar los flujos que debían satisfacer el aumento de la demanda a esa misma hora, lo que se tradujo en una relación inversa entre flujos y generación, lo que finalmente se transformó en una disminución del peaje.

En términos generales para una línea troncal, que tenga más horas del año con el flujo hacia el AIC, provoca que las inyecciones aumenten su pago, mientras que el de los retiros

disminuye. Sin embargo si estos cambios no son producidos por la potencia con la que empujan el flujo hacia AIC, este aumento puede que no se produzca, llegando incluso a disminuir cuando se tienen una relación inversa.

Al considerar perfiles de generación solar, hay momentos donde las centrales dejan de inyectar, mientras que otros lo hacen muy cercano a su capacidad nominal. Existe la posibilidad que se dé una relación inversa entre la generación solar y el flujo por la línea, dada por las características del sistema, o incluso, dada por otras centrales solares dentro del AIC con potencia lo suficientemente grande como para determinar los flujos.

Con lo anterior podemos concluir que hay casos donde el perfil de generación llega a ser tan importante como la dirección del flujo para la determinación del peaje.

Para centrales eólicas, dados que los perfiles obtenidos presenta generación la mayor parte de las 24 del día, el fenómeno más importante resultó ser el de la dirección de los flujos, independiente del perfil de generación diario.

Mientras mayor resolución se pueda tener, mayor será la precisión de los resultados, y por tanto el peaje será el que corresponde en base a lo que ocurre realmente en el sistema. Si bien los cambios de pasar de 4 a 2 horas de resolución fueron menores, estos podrían ser considerables según las condiciones del sistema. Flujos en ambas direcciones en 4 horas pueden ser simplificados en un flujo promedio en solo una de las direcciones, dejando de lado el pago de inyecciones cuando en realidad si deberían considerarse.

Cuando se trata de cambios en la determinación de peajes para líneas no AIC, los involucrados en estas diferencias son tanto las inyecciones como los retiros. Esto porque para determinar si el pago lo realiza la inyección o el retiro, se observa la dirección del flujo. Cuando se modela por curva de duración, puede ocurrir que la totalidad (o gran parte) de una línea troncal no AIC esté pagada por las inyecciones, mientras que al considerar una curva cronológica el pago de la línea quede dado por tanto por retiros como por inyecciones. Este fue el caso de línea como Tarapacá-Lagunas en el escenario del año 2019, donde los pagos para las ERNC disminuyeron, aumentando el de los consumos. Situación similar ocurrió para la línea Central Atacama-Nueva Encuentro.

Cuando hay diferencias en tramos AIC, las diferencias en peaje para una inyección afectan solo a las demás inyecciones, y análogamente para los retiros. Si hay una central que pague menos, es porque alguna otra, o todas las demás centrales, están supliendo esta diferencia.

La ubicación de una central ERNC tiene gran importancia en la determinación de peajes. Que la central esté “aguas abajo” –o llegue al sistema troncal por alguna barra que lo sea– se traduce en pagos nulos por las líneas no AIC en las que se encuentra con esta característica. Si la central está en algún límite AIC o dentro de AIC, el pago por cualquiera de las líneas no AIC será cero, sin importar su cambio en los flujos. Cabe destacar que en este caso una buena representación recae en las otras centrales.

Mientras más información de registros históricos de una central generadora se posee, mejores modelos se podrán realizar. En el caso de las centrales solares, se utilizó registros horarios para un año completo, lo que permitió representar su generación por clúster trimestrales. Dado su buen desempeño esta modelación fue la indicada. Cabe destacar que cada central solar debe ser analizada para elegir el mejor modelo en base a sus características.

Existen diferencias en el factor de planta de una central, según se representa. Sabemos que hay un factor de planta real dado por las generaciones ocurridas. Cuando se representa con perfiles de generación, estos son obtenidos por clúster, los cuales minimizan un error cuadrático medio. Ello hace que la generación que se propone no esté dada por una composición lineal de los datos. Estas diferencias fueron menores a 0,2% en el presente trabajo, sin embargo estas diferencias deben ser consideradas según el nivel de detalle con el que se desea trabajar, junto a que en otras condiciones de generación con mayor variabilidad estas diferencias pueden acrecentarse. Entre las dos tecnologías propuestas, las centrales eólicas son las que tienen mayor variabilidad a lo largo del año en su generación, y por tanto en ellas se cree debe trabajarse con mayor cuidado. La generación solar presenta gran similitud en la mayoría de sus perfiles diarios de generación, variando principalmente la amplitud de las mismas.

La normativa asociada al cálculo de peajes podría cambiar en un futuro. Este escenario hace sensible los resultados en los pagos finales de las centrales generadoras. No obstante, las mejoras en la modelación con la representación ERNC propuesta se mantendrían, ya que son los flujos por las líneas los que presentan las mejoras.

5.1 Trabajo futuro

Siempre es importante trabajar con la mayor cantidad de datos históricos de generación, para poder desarrollar modelos lo más representativos a la realidad. En el caso de las centrales eólicas, se utilizó como datos históricos 3 meses de generación de la central Valle de los Vientos. Como propuesta a trabajo futuro se deja en ampliar estos datos al menos a un año. Ello permitirá decidir de mejor forma cual será la forma más adecuada de representar la generación de estas centrales. Con los datos disponibles fue posible representar de buena manera la generación con un par de clúster anuales. Esto sin duda puede cambiar al tener mayores registros, permitiendo ver el comportamiento en forma estacional dentro del año.

Evaluar caso a caso el tipo de representación para la generación de centrales ERNC. Para las centrales solares se vio que su comportamiento a la hora de generar energía era muy similar entre uno y otro día, y su variabilidad se acentuaba a nivel estacional dentro del año. Todo ello llevó a optar por clusters trimestrales. Para futuras centrales solares es necesario evaluar esta representación, y determinar si es necesario una resolución más fina, junto a si los perfiles trimestrales son suficientes. La estacionalidad del año podría no ser tan relevante, y sea necesario trabajar con más clúster anual.

En definitiva, para los alcances de este trabajo se propuso una representación, la cual debe evaluarse para cada caso particular.

6 BIBLIOGRAFÍA

1. Ley 19.940. “Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece un Nuevo Régimen de Tarifas Para Sistemas Eléctricos Medianos e Introduce las Adecuaciones que Indica la Ley General de Servicios Eléctricos”. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Marzo 2004.
2. Ley 20.018. “Modifica el Marco Normativo del Sector”. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Mayo 2005.
3. Ley 20.257. “Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales”. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Abril 2008.
4. Ley 20.698. “Propicia la Ampliación de la Matriz Energética, Mediante Fuentes Renovables No Convencionales”. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Octubre 2013.
5. Decreto Supremo N° 244. “Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos”. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Septiembre 2005.
6. Eduardo Andrés Pereira Bonvallet, “Modelo Estocástico de predespacho económico para el manejo de la incertidumbre eólica incorporando acciones correctivas”, Tesis para optar al grado de magíster en Ciencias de la Ingeniería, mención eléctrica, Universidad de Chile, junio 2011.
7. R. N. Adams, B.Sc. (Eng.), PhJ), Mem.I.E.E.E., C.Eng., M.I.E.E., and M. A. Laughton, B.A.Sc, PhJ>, C.Eng., M.I.E.E.
8. Ministerio de Energía, Campaña de mediciones de los recursos eólicos y solares. [En línea] < <http://walker.dgf.uchile.cl/Mediciones/> > [Consulta: 01/11/2015]

9. Boletines semanales, Informa Anual Troncal, base de datos del modelo SING en Plexos para los años 2013 y 2019. [En línea] < [http:// www.cdec-sing.cl/](http://www.cdec-sing.cl/)> [Consulta: 01/12/2015]
10. S. Haffner, A. Monticelli, A. García and R. Romero: Specialised branch-and-bound algorithm for transmission network expansion planning. IEE Proc.-Gener. Trunsm. Distri]. Vol. 148. No. 5, Septiembre 2001
11. Laura Bahiense, Gerson C. Oliveira, Mario Pereira, Member, IEEE, and Sergio Granville, Member, IEEE: A mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, No. 3, Agosto 2001

7 ANEXOS

7.1 Anexo A

Modelo 2013

A continuación se presentan las principales características del modelo 2013

7.1.1 Barras del sistema

El número de barras que componen el modelo 2013 es de 96. Los nombres de las barras llevan asociado un número al final, el cual corresponde a la tensión nominal en kV. El nombre de las barras se presenta a continuación:

Nombre	Nombre	Nombre
A 110	Dolores 110	Nueva Zaldívar 220
Alto Hospicio 110	Domeyko 220	Oeste 110
Alto Norte 110	El Abra 220	Oeste 220
Andes 220	El Águila 066	O'Higgins 220
Andes 345	El Cobre 220	Pacifico 110
Angamos 220	El Loa 220	Palafitos 110
Antofagasta 013	El Negro 110	Palestina 220
Antofagasta 110	El Tesoro 220	Pampa 110
Arica 066	Enaex 110	Parinacota 066
Arica 110	Encuentro 220	Parinacota 220
Barril 110	Escondida 220	Pozo Almonte 066
Barril 220	Esmeralda 110	Pozo Almonte 110
Calama 110	Esmeralda 220	Pozo Almonte 13.8
Capricornio 110	Esperanza 220	Pozo Almonte 220
Capricornio 220	Iquique 066	Pukara 066
CD Antofagasta 013	KM6 110	Quebrada Blanca 220
CD Arica 066	La Cruz 220	Quiani 066
CD Iquique 066	La Negra 110	Radomiro Tomic 220
Central Atacama 220	La Portada 110	Salar 110
Centro 110	Laberinto 220	Salar 220
Cerro Colorado 110	Lagunas 023	Spence 220
Cerro Dragón 110	Lagunas 220	Sulfuros 220
Chacaya 220	Lince 110	Sur 110
Chapiquina 066	Lomas Bayas 220	Tamarugal 066
Chinchorro 066	Mantos Blancos 220	Tamaya 110
Chuquicamata 110	Mantos de la Luna 110	Tarapacá 220
Chuquicamata 220	Mejillones 110	Tocopilla 005
Collahuasi 220	Mejillones 220	Tocopilla 110
Cóndores 110	Minsal 023	Tocopilla 220

Cóndores 220	Minsal 110	Uribe 110
Crucero 220	Norgener 220	Zaldívar 220
Desalant 110	Nueva Victoria 220	María Elena 220

7.1.2

7.1.3 Parque Generador

El parque generador contemplado para la modelación 2013 está dado por 26 centrales, 2 de las cuales corresponden a las centrales ERNC propuestas para el análisis.

Número	Nombre de Central	Barra de conexión
1	Andina	Chacaya 220
2	Angamos	Angamos 220
3	Atacama	Central Atacama 220
4	CD Arica	CD Arica 066
5	CD Iquique	CD Iquique 066
6	Chapiquiña	Chapiquina 066
7	CTM	Chacaya 220
8	Enaex	Enaex 110
9	Hornitos	Chacaya 220
10	Mantos Blancos	Mantos Blancos 220
11	Noracid	Mejillones 110
12	Norgener	Norgener 220
13	PMG Inacal	La Negra 110
14	PMG Ingenova	Palestina 220
15	PMGD Alto hospicio	Alto Hospicio 110
16	PMGD Cavanca	Cerro Dragón 110
17	PMGD El Toro	Alto Hospicio 110
18	Solar Huayca	Tamarugal 066
19	Tamaya	Tamaya 110
20	Tarapacá	Tarapacá 220
21	TOCO110	Tocopilla 110
22	TOCO220	Tocopilla 220
23	Zofri	Iquique 066
24	Solar el Águila	El Águila 066
25	Valle de los Vientos	Calama 110
26	María Elena	María Elena 220

Las potencias nominales de las centrales ERNC propuestas son las siguientes:

1. María Elena 72MW
2. Valle de los Vientos 90MW

7.1.4 Líneas del sistema

Las líneas que contempla el sistema 2013 son 96. El modelo original utilizado por el SING para el IAT2013 fue con 95 líneas. Para este trabajo se seccionó la línea Crucero - Lagunas en Crucero - María Elena y María Elena - Lagunas dado que se agregó la central María Elena que se ubica justamente en la barra María Elena que secciona la línea original.

Nombre de la línea	Nombre de la línea
Alto Hospicio 110->Cerro Dragón 110	Esperanza 220->El Cobre 220 I
Andes 220->Nueva Zaldívar 220	Esperanza 220->El Cobre 220 II
Andes 220->Oeste 220	Iquique 066->Pozo Almonte 066
Andes 345->Andes 220	La Cruz 220->Crucero 220
Angamos 220->Laberinto 220 I	La Negra 110->Alto Norte 110
Angamos 220->Laberinto 220 II	Laberinto 220->El Cobre 220
Antofagasta 013->Antofagasta 110	Laberinto 220->Lomas Bayas 220
Antofagasta 110->Capricornio 110	Laberinto 220->Mantos Blancos 220
Antofagasta 110->La Negra 110	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I
Arica 110->Arica 066	Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II
Arica 110->Dolores 110	Lagunas 220->Lagunas 023
Barril 110->Mantos de la Luna 110	Lagunas 220->Pozo Almonte 220
Barril 220->Barril 110	Mejillones 110->Enaex 110
Barril 220->La Cruz 220	Mejillones 110->Lince 110
Capricornio 110->El Negro 110	Mejillones 220->Mejillones 110
Capricornio 220->Capricornio 110	Mejillones 220->O'Higgins 220
Capricornio 220->Mantos Blancos 220	Minsal 110->Minsal 023
CD Antofagasta 013->Antofagasta 013	Norgener 220->Barril 220
CD Arica 066->Arica 066	Nueva Zaldívar 220->Escondida 220
CD Iquique 066->Iquique 066	Nueva Zaldívar 220->Sulfuros 220
Central Atacama 220->Domeyko 220	Nueva Zaldívar 220->Zaldívar 220
Central Atacama 220->Encuentro 220	Oeste 110->Minsal 110
Central Atacama 220->Esmeralda 220	Oeste 220->Laberinto 220
Chacaya 220->Capricornio 220	Oeste 220->Oeste 110
Chacaya 220->Crucero 220	O'Higgins 220->Palestina 220
Chacaya 220->El Cobre 220 I	Palestina 220->Domeyko 220
Chacaya 220->El Cobre 220 II	Pampa 110->Mejillones 110
Chacaya 220->Mejillones 220	Parinacota 066->Chinchorro 066
Chapiquina 066->El Águila 066	Parinacota 066->Pukara 066
Chuquicamata 110->A 110	Parinacota 066->Quiani 066
Chuquicamata 110->KM6 110	Parinacota 220->Parinacota 066

Chuquicamata 220->Chuquicamata 110	Pozo Almonte 066->Tamarugal 066
Collahuasi 220->Quebrada Blanca 220	Pozo Almonte 110->Cerro Colorado 110
Cóndores 110->Alto Hospicio 110	Pozo Almonte 110->Pozo Almonte 066
Cóndores 110->Pacífico 110	Pozo Almonte 220->Pozo Almonte 110
Cóndores 110->Palafitos 110	Pozo Almonte 220->Pozo Almonte 13.8
Cóndores 220->Cóndores 110	Salar 110->Calama 110
Cóndores 220->Parinacota 220	Salar 110->KM6 110
Crucero 220->Chuquicamata 220	Salar 220->Chuquicamata 220
Crucero 220->El Abra 220	Salar 220->Salar 110
Crucero 220->Encuentro 220	Tarapacá 220->Cóndores 220
Crucero 220->Laberinto 220 I	Tarapacá 220->Lagunas 220
Crucero 220->Laberinto 220 II	Tocopilla 110->Tocopilla 005
Crucero 220->Radomiro Tomic 220	Tocopilla 220->Tocopilla 110
Crucero 220->Salar 220	Zaldívar 220->Escondida 220
Desalant 110->Pampa 110	Crucero 220->María Elena 220
Dolores 110->Pozo Almonte 110	Crucero 220->Nueva Victoria 220
Domeyko 220->Escondida 220	Encuentro 220->Collahuasi 220
Domeyko 220->Sulfuros 220	Encuentro 220->Collahuasi 220 II
El Águila 066->Arica 066	Lagunas 220->Collahuasi 220
El Negro 110->Alto Norte 110	Nueva Victoria 220->Lagunas 220
Encuentro 220->El Tesoro 220	El Loa 220->Crucero 220
Encuentro 220->Spence 220	Tamaya 110->A 110
Esmeralda 110->Centro 110	Tamaya 110->Salar 110
Esmeralda 110->La Portada 110	Tocopilla 110->A 110
Esmeralda 110->Sur 110	Tocopilla 110->Tamaya 110
Esmeralda 110->Uribe 110	Tocopilla 220->El Loa 220
Esmeralda 220->Esmeralda 110	Esperanza 220->El Tesoro 220
	María Elena 220->Lagunas 220

7.2 Anexo B

Modelo 2019

A continuación se presenta las principales características del modelo 2019.

7.2.1 Barras del sistema

El número de barras que componen el modelo 2019 es de 107. Los nombres de las barras llevan asociado un número al final, el cual corresponde a la tensión nominal en kV. El nombre de las barras se presenta a continuación:

Nombre	Nombre	Nombre
A 110	El Águila 066	Palafitos 110
Alto Hospicio 110	El Cobre 220	Palestina 220
Alto Norte 110	El Loa 220	Pampa 110
Andes 220	El Negro 110	Parinacota 066
Andes 345	El Tesoro 220	Parinacota 220
Angamos 220	Enaex 110	Pozo Almonte 066
Antofagasta 013	Encuentro 220	Pozo Almonte 110
Antofagasta 110	Escondida 220	Pozo Almonte 13.8
Arica 066	Esmeralda 110	Pozo Almonte 220
Arica 110	Esmeralda 220	Pukara 066
Barril 110	Esperanza 220	Quebrada Blanca 220
Barril 220	Gaby 220	Quiani 066
Calama 110	Iquique 066	Radomiro Tomic 220
Capricornio 110	KM6 110	Salar 110
Capricornio 220	La Cruz 220	Salar 220
CD Antofagasta 013	La Negra 110	Salta 345
CD Arica 066	La Portada 110	Spence 220
CD Iquique 066	Laberinto 220	Sulfuros 220
Central Atacama 220	Laguna Seca 220	Sur 110
Centro 110	Lagunas 023	Tamarugal 066
Cerro Colorado 110	Lagunas 220	Tamaya 110
Cerro Dragón 110	Lince 110	Tarapacá 220
Chacaya 220	Lomas Bayas 220	Tocopilla 005
Chapiquina 066	Mantos Blancos 220	Tocopilla 110
Chinchorro 066	Mantos de la Luna 110	Tocopilla 220
Chuquicamata 110	Mejillones 110	Uribe 110
Chuquicamata 220	Mejillones 220	Zaldívar 220
Collahuasi 220	Minsal 023	Antucoya 220
Coloso 220	Minsal 110	Calama 220

Cóndores 110	Norgener 220	Cochrane 220
Cóndores 220	Nueva Victoria 220	Enlace 220
Crucero 220	Nueva Zaldívar 220	Ministro Hales 220
Desalant 110	Oeste 110	Nueva Crucero Encuentro 220
Dolores 110	Oeste 220	Nueva Encuentro 220
Domeyko 220	O'Higgins 220	María Elena 220
El Abra 220	Pacifico 110	

7.2.2 Parque generador

El parque generador para el año 2019 contempla 46 centrales, de las cuales 15 son consideradas para el análisis ERNC presente. Adicionalmente hay otras centrales ERNC las cuales no se presentan por tener potencias nominales menores a 9MW y por tanto estar exentas de pago en el peaje troncal. También está la central Chapiquiña, la cual presenta pagos en el sistema troncal, pero es de tecnología hidroeléctrica, por lo que escapa del análisis propuesto.

A continuación se presentan las centrales consideradas en el modelo 2019:

Nombre	Barra a la que conecta
Andina	Chacaya 220
Angamos	Angamos 220
Atacama	Central Atacama 220
CD Arica	CD Arica 066
CD Iquique	CD Iquique 066
Chapiquiña	Chapiquina 066
CTM	Chacaya 220
Enaex	Enaex 110
Hornitos	Chacaya 220
Mantos Blancos	Mantos Blancos 220
Noracid	Chacaya 220
Norgener	Norgener 220
PMG Inacal	La Negra 110
PMG Ingenova	Domeyko 220
PMG Portada	La Portada 110
PMGD Alto Hospicio	Alto Hospicio 110
PMGD Cavanca	Cerro Dragón 110
PMGD El Toro	Alto Hospicio 110
Solar Huayca	Pozo Almonte 066
Tamaya	Tamaya 110
Tarapacá	Tarapacá 220
Tocopilla 110	Tocopilla 110

Tocopilla 220	Tocopilla 220
Zofri	Iquique 066
Solar Arica	Parinacota 066
Solar el Águila	El Águila 066
Solar Pozo Almonte 2	Pozo Almonte 066
Solar Pozo Almonte 3	Pozo Almonte 066
Solar María Elena	María Elena 220
Eólico Valle de los Vientos	Calama 110
Solar los Puquios	Pozo Almonte 066
Diésel Aguas Blancas	O'Higgins 220
Central Salar	Salar 220
San Pedro de Atacama	Calama 220
Cochrane	Cochrane 220
Kelar	Enlace 220
Planta Solar Cerro Dominador	Encuentro 220
Carbón Mejillones 1	Enlace 220
Eólico Calama	Calama 220
PV Arica	Parinacota 220
PV Calama	Calama 220
PV Encuentro	Encuentro 220
PV Lagunas	Lagunas 220
PV Pozo	Pozo Almonte 220
PV Nueva Encuentro	Nueva Encuentro 220
PV Cóndores	Cóndores 220

De las centrales consideradas para modelar el sistema 2019, se detallan a continuación las potencias nominales de las centrales ERNC candidatas al presenta análisis, por tener potencias nominales superiores a 9MW y ser de tecnología eólica y solar.

Central Generadora ERNC	Potencia nominal [MW]
Solar Arica	18
Solar Pozo Almonte 3	16.038
Solar María Elena	72
Eólico Valle de los Vientos	90

San Pedro de Atacama	71
Planta Solar Cerro Dominador	110
Eólico Calama	100
PV Arica	105
PV Calama	30
PV Encuentro	120
PV Lagunas	140
PV Pozo	180
PV Nueva Encuentro	60
PV Cóndores	80

7.2.3 Líneas del sistema

Las líneas contempladas para el modelo 2019 son 134.

El nombre de cada líneas está dado por la unión de las barras que posee en los extremos. A continuación se detallan los nombres de cada una de ellas.

Nombre de la línea	Nombre de la línea
Alto Hospicio 110->Cerro Dragón 110	Nueva Zaldívar 220->Sulfuros 220
Andes 220->Nueva Zaldívar 220	Nueva Zaldívar 220->Zaldívar 220
Andes 220->Oeste 220	Oeste 110->Minsal 110
Andes 345->Andes 220	Oeste 220->Laberinto 220
Antofagasta 013->Antofagasta 110	Oeste 220->Oeste 110
Antofagasta 110->Capricornio 110	O'Higgins 220->Coloso 220
Antofagasta 110->La Negra 110	O'Higgins 220->Palestina 220
Arica 110->Arica 066	Palestina 220->Domeyko 220
Arica 110->Dolores 110	Pampa 110->Mejillones 110
Barril 110->Mantos de la Luna 110	Parinacota 066->Chinchorro 066
Barril 220->Barril 110	Parinacota 066->Pukara 066
Barril 220->La Cruz 220	Parinacota 066->Quiani 066
Capricornio 110->El Negro 110	Parinacota 220->Parinacota 066
Capricornio 220->Capricornio 110	Pozo Almonte 066->Tamarugal 066
Capricornio 220->Mantos Blancos 220	Pozo Almonte 110->Cerro Colorado 110
CD Antofagasta 013->Antofagasta 013	Pozo Almonte 110->Pozo Almonte 066
CD Arica 066->Arica 066	Pozo Almonte 220->Pozo Almonte 110
CD Iquique 066->Iquique 066	Pozo Almonte 220->Pozo Almonte 13.8
Central Atacama 220->Esmeralda 220	Salar 110->KM6 110
Chacaya 220->Capricornio 220	Salar 220->Chuquicamata 220
Chacaya 220->El Cobre 220	Salar 220->Salar 110
Chacaya 220->Mejillones 220	Salar 220->Salar 110 II
Chapiquina 066->El Águila 066	Salar 220->Salar 110 III

Chuquicamata 110->A 110	Salta 345->Andes 345
Chuquicamata 110->KM6 110	Tarapacá 220->Cóndores 220
Chuquicamata 220->Chuquicamata 110	Tarapacá 220->Lagunas 220
Collahuasi 220->Quebrada Blanca 220	Tocopilla 110->Tocopilla 005
Cóndores 110->Alto Hospicio 110	Tocopilla 220->Tocopilla 110
Cóndores 110->Pacífico 110	Zaldívar 220->Escondida 220
Cóndores 110->Palafitos 110	Encuentro 220->Collahuasi 220
Cóndores 220->Cóndores 110	Encuentro 220->Collahuasi 220 II
Cóndores 220->Parinacota 220	Lagunas 220->Collahuasi 220
Desalant 110->Pampa 110	Nueva Victoria 220->Lagunas 220
Dolores 110->Pozo Almonte 110	Tamaya 110->A 110
Domeyko 220->Escondida 220	Tamaya 110->Salar 110
Domeyko 220->Laguna Seca 220	Tocopilla 110->A 110
Domeyko 220->Sulfuros 220	Tocopilla 110->Tamaya 110
El Águila 066->Arica 066	Tocopilla 220->El Loa 220
El Cobre 220->Gaby 220	Cochrane 220->Encuentro 220
El Negro 110->Alto Norte 110	Encuentro 220->Lagunas 220 I
Encuentro 220->El Tesoro 220	Encuentro 220->Lagunas 220 II
Encuentro 220->Ministro Hales 220	Angamos 220->Enlace 220
Encuentro 220->Spence 220	Central Atacama 220-> O'Higgins 220
Esmeralda 110->Centro 110	Enlace 220->Laberinto 220
Esmeralda 110->La Portada 110	Enlace 220->O'Higgins 220 I
Esmeralda 110->Sur 110	Enlace 220->O'Higgins 220 II
Esmeralda 110->Uribe 110	O'Higgins 220->Domeyko 220
Esmeralda 220->Esmeralda 110	Antucoya 220-> Nueva Encuentro 220
Esperanza 220->El Cobre 220 I	Calama 220->Calama 110
Esperanza 220->El Cobre 220 II	Central Atacama 220->Antucoya 220
Esperanza 220->El Tesoro 220	Central Atacama 220->Nueva Encuentro 220 I
Iquique 066->Pozo Almonte 066	Crucero 220->Nueva Crucero Encuentro 220
La Negra 110->Alto Norte 110	Nueva Crucero Encuentro 220->Encuentro 220
Laberinto 220->El Cobre 220	Nueva Encuentro 220->Encuentro 220
Laberinto 220->Lomas Bayas 220	Salar 220->Calama 220
Laberinto 220->Mantos Blancos 220	Chacaya 220->Crucero 220
Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 I	Crucero 220->Chuquicamata 220
Laberinto 220->Nueva Zaldívar 220 II	Crucero 220->El Abra 220
Lagunas 220->Lagunas 023	Crucero 220->Laberinto 220 I
Lagunas 220->Pozo Almonte 220	Crucero 220->Laberinto 220 II
Mejillones 110->Enaex 110	Crucero 220->María Elena 220
Mejillones 110->Lince 110	Crucero 220->Nueva Victoria 220
Mejillones 220->Mejillones 110	Crucero 220->Radomiro Tomic 220
Mejillones 220->O'Higgins 220	Crucero 220->Salar 220

Minsal 110->Minsal 023	El Loa 220->Crucero 220
Norgener 220->Barril 220	La Cruz 220->Crucero 220
Nueva Zaldívar 220->Escondida 220	María Elena 220->Lagunas 220

7.3 Anexo C

Determinación de peajes, cargos únicos e ingresos tarifarios esperados por las líneas troncales del SING

A continuación se detalla los pasos a seguir para determinar los peajes –de inyección y retiro-, cargos únicos e ingresos tarifarios esperados por cada línea del sistema troncal del SING. Cabe mencionar que para el presente análisis se consideraron los ingresos tarifarios nulos, para un mejor entendimiento de las sensibilidades.

7.3.1 Ingresos tarifarios esperados por tramo.

El “ingreso tarifario esperado por tramo” corresponde a la diferencia entre los costos marginales de la operación esperada respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía.

La expresión para los ingresos tarifarios se expresa a continuación:

$$IT_{ij_total} = IT_{ij_E} + IT_{ij_PP} \quad \text{Ecuación C.1}$$

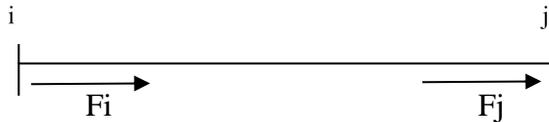
Donde:

- IT_{ij_total} : Ingreso Tarifario esperado anual para la línea ij del sistema troncal.
- IT_{ij_E} : Ingreso Tarifario esperado anual de Energía para la línea ij del sistema troncal.
- IT_{ij_PP} : Ingreso Tarifario esperado anual de Potencia de Punta para la línea ij del sistema troncal.

7.3.2 Ingresos tarifarios esperados por tramo de energía

Los Ingresos Tarifarios Esperados por Tramo en términos energéticos se obtienen a partir de los costos marginales de energía junto a sus respectivas inyecciones, así también como los respectivos retiros transmitidos por otras líneas de transporte resultantes de la operación esperada del sistema. A continuación se expresan las fórmulas utilizadas:

$$IT_{ij_E}^{m,b} = Cmg_j^{m,b} \cdot F_j^{m,b} - Cmg_i^{m,b} \cdot F_i^{m,b} \quad \text{Ecuación C.2}$$



$$IT_{ij_E} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{b=1}^{N_m} IT_{ij_E}^{m,b} \cdot \frac{h_{m,b}}{H} \quad \text{Ecuación C.3}$$

Donde:

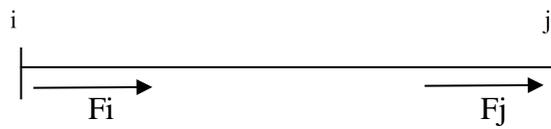
- IT_{ij_E} : Ingreso Tarifario esperado anual en términos de energía para la línea entre la barra “ i ” y la barra “ j ”.
- $IT_{ij_E}^{m,b}$: Ingreso Tarifario por concepto de energía del tramo para la línea entre la barra “ i ” y la barra “ j ” del bloque b del mes m .
- $Cmg_i^{m,b}$: Costo marginal esperado de energía de la barra “ i ” del bloque b del mes m .

- $Cmg_j^{m,b}$: Costo marginal esperado de energía de la barra "j" del bloque b del mes m.
 $F_j^{m,b}$: Inyección esperada de energía en la barra "j" en el bloque b del mes m.
 $F_i^{m,b}$: Retiro esperado de energía de la barra "i" en el bloque b del mes m.
 N_m : Número de bloques del mes m.
 $h_{m,b}$: Número de horas del bloque b del mes m.
 H : Número de horas del año.

7.3.3 Ingresos tarifarios esperados de potencia de punta

Los Ingresos Tarifarios Esperados para las líneas en términos de potencia de punta se determinan desde los costos marginales de potencia, junto a las respectivas inyecciones de potencia de punta que provienen de las líneas de transporte, junto a los respectivos retiros transmitidos por otras líneas de transporte. La fórmula utilizada para expresar lo anterior se detalla a continuación:

$$IT_{ij_PP} = Cmg(P)_j \cdot F_j - Cmg(P)_i \cdot F_i \quad \text{Ecuación C.4}$$



Donde:

- $IT(P)_{IR}$: Ingreso Tarifario esperado por concepto de potencia de la línea comprendida entre la barra "i" y la barra "j".
 F_{ij} : Inyección de potencia de punta en la barra "j".
 F_i : Retiro de potencia de punta en la barra "i".
 $Cmg(P)_j$: Costo marginal de potencia de punta en la barra "j" de inyección de la línea.
 $Cmg(P)_i$: Costo marginal de potencia de punta en la barra "i" de retiro de la línea.

7.3.4 Cálculo de peaje anual por tramo

El peaje anual de un tramo/línea está dado por el valor anual de la transmisión por tramo (VATT), descontando el ingreso tarifario esperado de la línea.

$$P_{ij} = VATT_{ij} - IT_{ij_total} \quad [MUS\$/año] \quad \text{Ecuación C.5}$$

$$VATT_{ij} = AVI_{ij} + COMA_{ij} \quad [MUS\$/año] \quad \text{Ecuación C.6}$$

Donde:

- P_{ij} : Peaje anual de la línea ij del STT.

- $VATT_{ij}$: Valor anual de transmisión de la línea ij del sistema troncal.
- AVI_{ij} : Anualidad del valor de inversión de la línea ij del sistema troncal.
- $COMA_{ij}$: Costo anual de operación, mantenimiento y administración de la línea ij del sistema troncal.
- IT_{ij_total} : Ingreso Tarifario esperado anual de la línea ij del sistema troncal.

La letra b) del Artículo 102° del DFL4 indica:

“Los propietarios de centrales de generación eléctrica pagarán un peaje de inyección que será equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en el área de influencia común.”

Las empresas que efectúen retiros pagarán por cada unidad de energía, un peaje unitario de retiro que se establecerá por barra de retiro y será equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra”.

Dado lo anterior, la determinación de los pagos por peaje del sistema troncal se divide en dos grupos:

- Tramos del STT pertenecientes al Área de Influencia Común (AIC).
- Tramos del STT no pertenecientes al Área de Influencia Común (no AIC).

7.3.5 Peaje de inyección

En la letra b) del Artículo 102° del DFL4 se indica:

“Los propietarios de centrales de generación eléctrica pagarán un peaje de inyección que será equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en el área de influencia común”.

Dado lo anterior, las centrales de generación pagarán por conceptos de peaje de inyección lo siguiente:

- Pagos correspondientes para el financiamiento de las líneas del área de influencia común del sistema troncal.
- Pagos correspondientes para financiar las líneas del sistema troncal que no están incluidas en el área de influencia común.
- Montos de exención de pagos de centrales cuya fuente sea no convencional, conforme a lo señalado en el Artículo 79 del DFL4.

A continuación se detalla como determinar cada uno de estos pagos.

7.3.5.1 Pagos por instalaciones del área de influencia común del sistema troncal

En la letra d) del Artículo 102° del DFL4 se indica además:

“d) En los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, el pago del peaje total de cada tramo se repartirá conforme a lo siguiente:

1.- Los propietarios de las centrales de generación eléctrica financiarán el ochenta por ciento del peaje total de los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo;”

Por ello, el peaje de inyección para el financiamiento de las líneas del AIC del sistema troncal, está dado por:

$$PI_{ij}^{AIC} = 0.8 \cdot P_{ij} \quad [MUS\$/año] \quad \text{Ecuación C.7}$$

Donde:

PI_{ij}^{AIC} : Peaje Anual de Inyección para la línea ij perteneciente al AIC del sistema troncal [MUS\$/año].

El pago mensual dado por el peaje de inyección para cada una de las centrales de generación en una línea perteneciente al AIC del sistema troncal, se determina con la fórmula que se expresa a continuación:

$$PI_{ij,g}^{AIC,m} = \frac{(PI_{ij}^{AIC})^{index_m}}{12} \cdot FUG_{ij,g} \cdot 1000 \quad [US\$/mes] \quad \text{Ecuación C.8}$$

Reemplazando la ecuación A.5 y A.7, se tiene:

$$PI_{ij,g}^{AIC,m} = \frac{0.8 \cdot FUG_{ij,g}}{12} \cdot (VATT_{ij}^{index_m} - IT_{ij_total}) \cdot 1000 \quad [US\$/mes] \quad \text{Ecuación C.9}$$

Donde:

$(PI_{ij}^{AIC})^{index_m}$: Peaje anual de inyección para la línea ij perteneciente al AIC del sistema troncal, indexado al mes m [US\$/año].

$PI_{ij,g}^{AIC,m}$: Pago mensual por concepto de peaje de inyección de la central g por el uso de la línea ij perteneciente al AIC del sistema troncal en el mes m [US\$/mes].

$FUG_{ij,g}$: Factor de uso esperado anual de la central g en la línea ij perteneciente al AIC del sistema troncal.

$VATT_{ij}^{index_m}$: Valor anual de transmisión de la línea ij perteneciente al AIC del sistema troncal, indexado al mes m [MUS\$/año].

IT_{ij_total} : Ingreso Tarifario esperado para la línea ij perteneciente al AIC del sistema troncal [MUS\$/año].

7.3.5.2 Pagos por instalaciones de las líneas troncales no incluidas en el área de influencia común

En la letra e) del Artículo 102° del DFL4 se indica:

“e) En los tramos del sistema troncal que no pertenezcan al área de influencia común, el pago del peaje total de cada tramo se asignará de la siguiente forma:

1.- El pago final que le corresponderá pagar a cada central generadora por el uso que hacen sus

inyecciones de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 4 siguiente;

....

3.- Para todos los escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, considerando, entre otros, hidrologías y niveles de demanda, se simulará el sentido del flujo de potencia en cada tramo;

4.- En los tramos en que el sentido del flujo se dirija hacia el área de influencia común del sistema de

transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo, definido en el artículo 101°, se asignará a los propietarios de las centrales ubicados aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus

inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario, y..."

Por ello, el peaje de inyección para el financiamiento de las líneas de no AIC del sistema troncal, está expresa a continuación:

$$PI_{ij,g}^{\sim AIC} = \sum_{e=1}^{N_E} PI_{ij,g}^{\sim AIC,e} \cdot h_e' \quad \text{Ecuación C.10}$$

Donde:

$PI_{ij,g}^{\sim AIC}$: Peaje de inyección anual esperado del generador g por el uso de la línea ij de no AIC.

$PI_{ij,g}^{\sim AIC,e}$: Peaje de inyección del generador g por el uso de la línea ij de no AIC, correspondiente al escenario de operación e .

$h_e' = \frac{h_e}{H}$: Peso relativo del bloque asociado al escenario e , donde h_e es el número de horas del bloque e y H es la cantidad de horas del año.

N_E : Número de escenarios considerados en un año.

Por otro lado, de acuerdo a lo que se indica en el numeral 4. Letra e) del Artículo 102°, el pago de cada central generadora es igual a:

$$PI_{ij,g}^{\sim AIC,e} = (VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot fug_{ij,g}^e \cdot \delta_{ij}^e \quad \text{Ecuación C.11}$$

Donde:

$fug_{ij,g}^e$: Factor de uso de la central g sobre la línea ij para el escenario de operación e .

$$fug_{ij,g}^e = \frac{GGDF_{ij,b}^{\prime e} \cdot G_{g,b}^e}{\sum_{s=1}^{N_B} \sum_{p=1}^{N_G} GGDF_{ij,s}^{\prime e} \cdot G_{p,s}^e}$$

$$GGDF_{ij,b}^{\prime e} = \begin{cases} GGDF_{ij,b}^{\prime e} & \text{si } b \in \{\text{barras de inyección que pagan tramo } ij\} \\ 0 & \text{si } b \notin \{\text{barras de inyección que pagan tramo } ij\} \end{cases}$$

$$GGDF_{ij,b}^{\prime e} = \begin{cases} GGDF_{ij,b}^e & \text{si } GGDF_{ij,b}^e \cdot F_{ij}^e \geq 0 \\ 0 & \text{si } GGDF_{ij,b}^e \cdot F_{ij}^e < 0 \end{cases}$$

$GGDF_{ij,b}^e$: Factor de Distribución Generalizado de Generación de la barra g sobre la línea ij para el escenario de operación e .

$G_{g,b}^e$: Generación de la central g que inyecta en la barra b para el escenario de operación e .

F_{ij}^e : Flujo por la línea ij para el escenario de operación e .

Factor de sentido de flujo hacia AIC:

$$\delta_{ij}^e = \begin{cases} 1 & \text{si el sentido del flujo en el tramo } ij, \text{ del escenario 'e', es hacia el AIC.} \\ 0 & \text{en caso contrario.} \end{cases}$$

Reemplazando la ecuación C.11 en C.10:

$$PI_{ij,g}^{\sim AIC} = \sum_{e=1}^{N_E} (VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot fug_{ij,g}^e \cdot \delta_{ij}^e \cdot h_e'$$

$$PI_{ij,g}^{\sim AIC} = (VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot \sum_{e=1}^{N_E} fug_{ij,g}^e \cdot \delta_{ij}^e \cdot h_e'$$

Ecuación C.12

Dado que:

$$FUG_{ij,g} = \sum_{e=1}^{N_E} fug_{ij,g}^e \cdot \delta_{ij}^e \cdot h_e'$$

La ecuación A.12 queda como:

$$PI_{ij,g}^{\sim AIC} = (VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot FUG_{ij,g}$$

Ecuación C.13

El pago mensual por concepto de peajes de inyección de cada uno de las centrales de generación en una línea perteneciente a no AIC del sistema troncal, se determina de la siguiente manera:

$$PI_{ij,g}^{\sim AIC,m} = \frac{FUG_{ij,g}}{12} \cdot (VATT_{ij}^{index_m} - IT_{ij_total}) \cdot 1000 \quad [US\$/mes]$$

Ecuación C.14

7.3.5.3 Pagos por aplicación del Artículo 79 del DFL4

El Artículo 79 del DFL4 indica:

“Los propietarios de los medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones

de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a los criterios establecidos en los incisos siguientes...

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

Si la capacidad conjunta exceptuada de peajes excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados en el inciso primero de este artículo deberán pagar además un peaje equivalente a los montos de los peajes exceptuados en virtud de la aplicación del inciso segundo de este artículo, multiplicados por un factor proporcional único igual al cociente entre el señalado excedente por sobre el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes.

Para los efectos de lo señalado en el inciso anterior, se entenderá por capacidad conjunta exceptuada de peajes a la suma de los excedentes de potencia suministrados al sistema por cada uno de los medios de generación a los que se refiere este artículo, multiplicados por la diferencia entre 1 (uno) y el factor proporcional referido en el inciso segundo de este artículo.

Los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud de la aplicación de este artículo, serán pagados por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento”.

7.3.6 Peaje de retiro

En la letra b) del Artículo 102° del DFL4 se indica:

“Las empresas que efectúen retiros pagarán por cada unidad de energía, un peaje unitario de retiro que se establecerá por barra de retiro y será equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra”.

Por ello, para la determinación de los peajes unitarios por barra de retiro se deben considerar los pagos mencionados a continuación:

1. Pagos para el financiamiento de las líneas del área de influencia común del sistema troncal.
 - Pagos correspondientes al financiamiento de las líneas no incluidos en el área de influencia común del sistema troncal.

A continuación se presenta la forma de determinar cada uno de los pagos anteriores.

7.3.6.1 Pagos de instalaciones del área de influencia común del sistema troncal

En la letra d) del Artículo 102° del DFL4 se indica:

“d) En los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, el pago del peaje total de cada tramo se repartirá conforme a lo siguiente:

...2.- Las empresas que efectúen retiros financiarán el veinte por ciento restante del peaje total de los tramos del área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo;”

El peaje de retiro para financiar las líneas del área de influencia común del sistema troncal está dado por la siguiente expresión:

$$PR_{ij} = 0.2 \cdot P_{ij} \quad [MUS\$/año]$$

Ecuación C.15

Donde:

PR_{ij} : Peaje anual de retiro para la línea ij del sistema troncal [MUS\$/año].

7.3.6.2 Pagos por instalaciones de líneas troncales no incluidas en el área de influencia común

En la letra e) del Artículo 102° del DFL4 se indica:

“e) En los tramos del sistema troncal que no pertenezcan al área de influencia común, el pago del peaje total de cada tramo se asignará de la siguiente forma:

...

2.- El pago final que le corresponderá pagar a cada empresa que efectúe retiros, por el uso que hacen éstos de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 5 siguiente;

3.- Para todos los escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, considerando, entre otros, hidrologías y niveles de demanda, se simulará el sentido del flujo de potencia en cada tramo;

....

5.- En los tramos en que el sentido del flujo no se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.”

7.3.7 Peaje unitario de retiro (PUB)

De acuerdo a lo expresado en el segundo inciso letra b) del Artículo 102 del DFL4, el Peaje Unitario de Retiro, PUB, se define como se expresa a continuación:

$$PU_b = \frac{C_b}{E_b}$$

Ecuación C.16

Donde:

PU_b : Peaje Unitario de retiro de la barra “b”.

C_b : Aporte en el financiamiento de las líneas AIC y ~ AIC del Sistema Troncal de la barra “b”.

E_b : Energía anual retirada de la barra “b”.

De lo indicado en la letra b) del Artículo 102 se tiene:

$$C_b = C_b^{AIC} + C_b^{\sim AIC}$$

Ecuación C.17

7.3.7.1 Aporte a líneas AIC

De acuerdo al numeral 2. Letra d) del artículo 102 del DFL4, el aporte dado por los retiros para los tramos AIC es el que se expresa a continuación:

$$C_b^{AIC} = \sum_{ij \in AIC} 0.2 \cdot (VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot FUB_{(l,k),b}$$

Ecuación C.18

Donde:

$FUB_{ij,b}$: Factor de uso esperado anual de retiro de la barra b sobre la línea ij .

$$FUB_{ij,b} = \sum_{e=1}^{N_E} fub_{ij,b}^e \cdot h_e' \cdot \sigma_{ij}^e$$

$fub_{ij,b}^e$: Factor de uso de la barra b sobre la línea ij para el escenario de operación e .

$$fub_{ij,b}^e = \frac{GLDF_{ij,b}^{ne} \cdot L_{c,b}^e}{\sum_{m=1}^{N_B} \sum_{n=1}^{N_C} GLDF_{ij,m}^{ne} \cdot L_{n,m}^e}$$

$$GLDF_{ij,b}^{ne} = \begin{cases} GLDF_{ij,b}^{te} & \text{si } b \in \{\text{barras de consumo que pagan tramo } ij\} \\ 0 & \text{si } b \notin \{\text{barras de consumo que pagan tramo } ij\} \end{cases}$$

$$GLDF_{ij,b}^{te} = \begin{cases} GLDF_{ij,b}^e & \text{si } GLDF_{ij,b}^e \cdot F_{ij}^e \geq 0 \\ 0 & \text{si } GLDF_{ij,b}^e \cdot F_{ij}^e < 0 \end{cases}$$

$GLDF_{ij,b}^e$: Factor de Distribución Generalizado de Consumo de la barra b sobre la línea ij para el escenario de operación e .

$L_{c,b}^e$: Retiro del consumo c que retira en la barra b para el escenario de operación e .

F_{ij}^e : Flujo por la línea ij para el escenario de operación e .

$\sigma_{ij}^e = 1 - \delta_{ij}^e$: Factor de sentido de flujo en contra AIC.

7.3.7.2 Aporte a líneas no AIC

Por otra parte, de acuerdo a lo indicado en el numeral 2. Letra e) del artículo 102 del DFL4, el aporte de los retiros a las líneas no AIC es el que se presenta a continuación:

$$C_b^{\sim AIC} = \sum_{e=1}^{N_E} C_b^{\sim AIC,e} \cdot h_e'$$

Ecuación C.19

$$C_b^{\sim AIC,e} = \sum_{ij \notin AIC} C_{ij,b}^{\sim AIC,e}$$

Ecuación C.20

$$C_{ij,b}^{\sim AIC,e} = (VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot fub_{ij,b}^e \cdot \sigma_{ij}^e$$

Ecuación C.21

Luego, realizando los reemplazos correspondientes se tiene:

$$C_b^{\sim AIC} = \sum_{e=1}^{N_E} \left(\sum_{ij \notin AIC} (VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot fub_{ij,b}^e \cdot \sigma_{ij}^e \right) \cdot h_e'$$

Ordenando:

$$C_b^{\sim AIC} = \sum_{ij \notin AIC} (VATT_{ij} - IT_{ij}) \cdot \left(\sum_{e=1}^{N_E} fub_{ij,b}^e \cdot \sigma_{(l,k)}^e \cdot h_e' \right)$$

$$C_b^{\sim AIC} = \sum_{ij \notin AIC} (VATT_{ij} - IT_{ij}) \cdot FUB_{ij,b}$$

Ecuación C.22

7.3.8 Determinación del peaje de retiro

El Peaje de Retiro, PR , se define como se expresa a continuación:

$$PR = \sum_{b=1}^{N_B} \sum_{c=1}^{N_C} PU_b \cdot E_{c,b}$$

Donde:

$E_{c,b}$: Energía anual del consumo "c" que retira de la barra "b".

Reordenando:

$$PR = \sum_{b=1}^{N_B} \left(PU_b \cdot \underbrace{\sum_{c=1}^{N_C} E_{c,b}}_{E_b} \right)$$

$$PR = \sum_{b=1}^{N_B} PU_b \cdot E_b$$

Ecuación C.23

Reemplazando la ecuación C.16 en C.23:

$$PR = \sum_{b=1}^{N_B} \frac{C_b}{E_b} \cdot E_b$$

$$PR = \sum_{b=1}^{N_B} C_b$$

Ecuación C.24

Reemplazando la ecuación C.17 en C.24:

$$PR = \sum_{b=1}^{N_B} C_b^{AIC} + \sum_{b=1}^{N_B} C_b^{\sim AIC}$$

$$PR = \sum_{b=1}^{N_B} \sum_{ij \in AIC} 0.2 \cdot (VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot FUB_{ij,b} + \sum_{b=1}^{N_B} \sum_{ij \notin AIC} (VATT_{ij} - IT_{ij}) \cdot \left(\sum_{e=1}^{N_E} fub_{ij,b}^e \cdot \sigma_{ij}^e \cdot h_e' \right)$$

Reordenando:

$$PR = \sum_{ij \in AIC} 0.2 \cdot (VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot \left(\underbrace{\sum_{b=1}^{N_B} FUB_{ij,b}}_1 \right) + \sum_{ij \notin AIC} (VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot \left(\sum_{e=1}^{N_E} \sigma_{ij}^e \cdot h_e' \cdot \underbrace{\sum_{b=1}^{N_B} fub_{ij,b}^e}_1 \right)$$

$$PR = \underbrace{\sum_{ij \in AIC} 0.2 \cdot (VATT_{ij} - IT_{ij_total})}_{PR^{AIC}} + \underbrace{\sum_{ij \notin AIC} \left((VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot \sum_{e=1}^{N_E} \sigma_{ij}^e \cdot h_e' \right)}_{PR^{\sim AIC}}$$

Ecuación C.25

$$PR^{AIC} = \sum_{ij \in AIC} 0.2 \cdot (VATT_{ij} - IT_{ij_total})$$

Ecuación C.26

$$PR^{\sim AIC} = \sum_{ij \notin AIC} \left((VATT_{ij} - IT_{ij_total}) \cdot \sum_{e=1}^{N_E} \sigma_{ij}^e \cdot h_e' \right)$$

Ecuación C.27

Donde:

PR^{AIC} : Peaje de Retiro de líneas AIC.

$PR^{\sim AIC}$: Peaje de Retiro de líneas no AIC.

7.3.9 Cargos únicos de usuarios

Los cargos únicos de usuarios finales están dados en forma anual y se aplican para cada mes mediante una indexación.

7.3.9.1 Cargos únicos de usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2.000 [kW]

El numeral 6.1 del Artículo Segundo del DS61, expresa lo siguiente:

“Para los usuarios finales con potencia conectada inferior a 2.000 kW, la DP calculará un Cargo Único Esperado Anual, en adelante “CUE2”, por concepto de uso del sistema troncal en proporción a sus consumos de energía, considerando la totalidad de los peajes por retiro mensuales esperados, asignables a estos para la remuneración del sistema troncal y la energía total retirada por o para este segmento de usuarios finales en todas las barras del sistema.

Para calcular el CUE2, primero se determinará el monto de pago que resulta multiplicar el peaje unitario de retiro calculado para cada barra de consumo modelada, por los correspondientes consumos regulados de la barra, llamado aporte monetario. Luego la sumatoria de estos aportes monetarios será dividida por la energía total regulada del respectivo sistema.....”.

El CUE2 está dado por la siguiente expresión:

$$CUE2^m = \frac{\sum_b PU_b^{index_m} \cdot E2_b}{E2} \quad [US\$/MWh] \quad \text{Ecuación C.28}$$

- $CUE2^m$: Cargo Único Esperado Anual para el segmento de usuarios finales con potencia conectada inferior a 2.000 kW, indexado al mes m , [US\$/MWh].
- $E2_b$: Energía de la barra b retirada por o para el segmento de usuarios finales con potencia conectada inferior a 2.000 kW.
- $E2$: Energía total retirada por o para el segmento de usuarios finales con potencia conectada inferior a 2.000 kW.

7.3.9.2 Cargos únicos de usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW

El numeral 6.2 del Artículo Segundo del DS61, indica lo siguiente:

“Para los usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW, la DP calculará un peaje unitario de retiro y un Cargo Único Esperado Anual, en adelante “CUE15”, “CUE30” o “CUE45”, según corresponda. A todos los consumos de energía efectuados hasta una potencia de 15.000, 30.000 y 45.000 kW, según corresponda, se les aplicará respectivamente los cargos únicos señalados, conforme a lo establecido en el inciso final del artículo 16 transitorio el DFL4. A los consumos de energía efectuados por sobre la potencia señalada, se les aplicará el peaje unitario de retro que corresponda.

Para calcular el CUE15, primero se determinará el monto de pago que resulta multiplicar el peaje unitario de retiro calculado para cada barra de consumo modelada, por la correspondiente energía

consumida hasta 15.000 kW, llamado aporte monetario. Luego la sumatoria de estos aportes monetarios será dividida por toda la energía consumida hasta esta potencia en el sistema. La determinación del CUE30 y CUE45 se realizará de forma análoga a lo señalado...”

Por otro lado, en el inciso final del Artículo 16 transitorio el DFL4, se expresa:

“Respecto del cargo único al que se refiere el artículo 102º, letra a), párrafo segundo, durante los primeros cuatro años desde el 13 de marzo de 2004 dicho cargo único se aplicará en proporción a sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de cuarenta y cinco megawatts. Durante los siguientes cuatro años, el cargo único se aplicará en proporción a sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de treinta megawatts. Una vez finalizado dicho período regirá lo establecido en el artículo 102º”.

El CUE15 está dado por las siguientes expresiones:

$$CUE15^m = \frac{\sum_b PU_b^{index_m} \cdot E15_b}{E15} \quad [US\$/MWh] \quad \text{Ecuación C.29}$$

- $CUE15^m$: Cargo Único Esperado Anual para el segmento de usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW y menor o igual a 15.000 kW, indexado al mes m [US\$/MWh]
- $E15_b$: Energía de la barra b retirada por o para el segmento de usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW y menor o igual a 15.000 kW durante el año A.
- $E15$: Energía total retirada por o para el segmento de usuarios finales con potencia conectada mayor a 2.000 kW y menor o igual a 15.000 kW

7.3.9.3 Pagos por concepto de aplicación de peajes unitarios a usuarios finales

Una vez que se determinan los peajes unitarios por barra de retiro y los cargos únicos, se pueden obtener los montos de los pagos mensuales correspondiente a los usuarios finales con potencia conectada superior a 15.000 kW. A continuación se dan las expresiones para determinar estos pagos:

$$PS_{ret}^{m,b,r} = PU_b^{index_m} \cdot \frac{(ES_{b,r})}{12} \quad [US\$/mes] \quad \text{Ecuación C.30}$$

Donde:

- $ES_{b,r}$: Energía anual del retiro r la barra b perteneciente al segmento Usuarios finales con potencia conectada superior a 15.000 kW, [MWh].
- $PS_{ret}^{m,b,r}$: Pago mensual por concepto de aplicación de peajes unitarios por barra de retiro, indexado al mes m , correspondiente al retiro r de la barra b perteneciente al segmento Usuarios finales con potencia conectada superior a 15.000 kW, [MUS\$-mes]

7.3.10 Diferencias por aplicación de cargos únicos y peajes unitarios por barra de retiro

En el inciso último del numeral 5 del Artículo Segundo del DS61, se expresa lo siguiente:

“Las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación de los cargos únicos y los pagos efectuados por la aplicación de peajes unitarios de retiro, serán determinadas por la DP y deberán ser reliquidadas por los transmisores, como parte del proceso de revisión anual a que refiere la letra b) del numeral 3.1 del presente artículo, entre las empresas generadoras que retiran energía del sistema troncal.”

7.4 Anexo D

Determinación de clúster

Para la determinación de los clúster de los perfiles diarios de generación para centrales solares y eólicas se utilizó una rutina Matlab. Esta rutina tiene sus bases en cálculos realizados dentro del CDEC-SING.

Los parámetros de entrada son:

1. Matriz “mxn” con “n” el número de curvas, donde la resolución de las curvas está compuesta por “m” datos.
2. Definir el número de clúster que se desean encontrar para las muestras ingresadas.

Parámetros de salida:

3. Perfiles diarios representativos (clúster).
4. probabilidad o “representatividad” de cada clúster, cuando son más de uno.