

**Comité de Estudio C1 – Desarrollo y Economía del Sistema**

**ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA Y SOLAR  
FOTOVOLTAICA PARA UN USO SEGURO Y EFICIENTE DEL SISTEMA DE  
TRANSMISIÓN**

**J. AVALOS \***  
Coordinador Eléctrico  
Nacional  
Chile

**J. ARANEDA**  
Coordinador Eléctrico  
Nacional  
Chile

**R. GÁLVEZ**  
Coordinador Eléctrico  
Nacional  
Chile

**C. LEYTON**  
Coordinador Eléctrico  
Nacional  
Chile

**N. GUENUL**  
Coordinador Eléctrico  
Nacional  
Chile

**D. GUACUCANO**  
Coordinador Eléctrico  
Nacional  
Chile

**Resumen** – Chile tiene una meta para el 2025 de suministrar el 20% de la demanda con energías renovables no convencionales (ERNC) y, actualmente, cerca de un 8% de la demanda del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de Chile está siendo suministrada por dichas fuentes de energía. Asimismo, el SING está compuesto de un parque generador principalmente de tecnología vapor-carbón, la cual, tiene una limitada flexibilidad operacional. A su vez, la demanda del SING está compuesta en un 90% por grandes consumos asociados a compañías mineras de extracción de cobre, la que se caracteriza por poseer consumos de gran tamaño y regímenes de funcionamiento constantes y continuos a lo largo del año. Considerando estas características de generación y demanda, una integración masiva de ERNC en el SING representa un desafío para la planificación y operación de corto plazo y largo plazo. A la fecha existe una profunda investigación y experiencias sobre nuevas metodologías aplicadas a los procesos de la planificación de la operación a efectos de internalizar los efectos de mayor variabilidad e incertidumbre en la producción de energía derivados de una mayor integración de ERNC en los sistemas eléctricos. Sin embargo, en menor medida se ha estudiado el impacto de la localización de centrales ERNC en el uso de sistema de transmisión, considerando que dichas centrales se construyen en tiempos muy menores respecto a los desarrollos efectivos de nueva capacidad de transmisión. De acuerdo a lo anterior, en el presente trabajo se analizan los efectos de dos alternativas de localización de nuevas centrales ERNC en el SING proyectado al año 2021: una representativa de una situación tradicional, es decir, puntos de conexión en torno a sistemas de transmisión sujetas a acceso abierto y cercanas a las mejores condiciones de recurso ERNC, y, por otro lado, una localización en torno a zonas principalmente de demanda, respectivamente. En base a los resultados y conclusiones del presente trabajo, se busca entregar señales anticipadas al mercado respecto de localizaciones para nuevos proyectos ERNC que tengan ventajas comparativas en términos de eficiencia económica, así como en estándares de seguridad y otros servicios derivadas de las capacidades tecnológicas de centrales ERNC. Respecto a los aspectos metodológicos, la evaluación de ambas localizaciones, se evalúan a través de simulaciones de Unit-Commitment anual con resolución horaria y simulaciones eléctricas estáticas para variadas condiciones de operación del SING.

**Palabras clave:** ERNC - Energía solar fotovoltaica - Energía eólica - Congestión - Transmisión - Localización - Control de tensión - Unit-commitment.

## **1 INTRODUCCIÓN**

Los principales desafíos de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), asociados a la inserción de energía solar fotovoltaica y eólica, están asociados a la gestión de la variabilidad e incertidumbre de estas fuentes de energía, a efectos de mantener los estándares de seguridad y eficiencia operacional preestablecidos. Al

---

\* juan.avalos@coordinadorelectrico.cl

respecto, en [1][2][3] se estudia en detalle el impacto de los esquemas de control de frecuencia, control automático de generación, interconexión con otros sistemas eléctricos y la flexibilidad (cycling y/o ramping) del parque generador convencional para hacer frente a estos desafíos en sistemas predominantemente térmicos. Sin embargo, considerando las características de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas, tales como su modularidad y tiempos de construcción significativamente menores a los desarrollos de nueva capacidad en transmisión, y, por otro lado, la omisión de las restricciones actuales y futuras del sistema de transmisión en las fórmulas de financiamiento que los inversionistas consideran en este tipo proyectos, redundando en que estas centrales tienden a ubicarse en localizaciones tradicionales, es decir, concentradas en torno a los sistemas de transmisión que están sujetos a acceso abierto y donde están las mejores condiciones de viento e irradiancia solar. Al respecto, existe experiencia nacional e internacional que demuestra como los crecimientos significativos de centrales solares fotovoltaicas y eólicas pueden ocasionar serias congestiones en el sistema de transmisión lo que reduce los estándares de seguridad y eficiencia operacional del sistema eléctrico.

Conforme a lo anterior, es relevante contar con una evaluación holística y anticipada del comportamiento del sistema de transmisión en el corto y mediano plazo ante escenarios de alta inserción de energía solar fotovoltaica y eólica que permitan a inversionistas y desarrolladores de proyectos identificar localizaciones que permitan un mejor uso de la capacidad existente del sistema de transmisión y así no afectar la seguridad y eficiencia operacional del sistema eléctrico.

En este contexto, el objetivo general de este trabajo es comparar los efectos sobre el sistema de transmisión de una localización tradicional (LT) versus una localización de demanda (LD), cercana a zonas de altos consumos y flujos de potencia unidireccionales, con altos niveles de inserción de generación eólica y solar fotovoltaico. Para el cumplimiento de los objetivos, se realizaron los siguientes análisis para cada tipo de localización (LT y LD): (i) evaluación de la operación anual del SEP, mediante una simulación de Unit-Commitment (predespacho) con una representación horaria, a efectos de caracterizar el comportamiento horario de los flujos de potencia por el sistema de transmisión y de los costos marginales de la energía, (ii) evaluación de la confiabilidad (cargabilidad y control de tensión) del sistema de transmisión en base a una simulación exhaustiva de flujo de potencia para condición N y N-1, (iii) determinar montos admisibles de inyección de proyectos en base a energías renovables para un conjunto de subestaciones asociada a cada tipo de localización, en base a simulaciones de flujos de potencia para condición N y N-1 y (iv) determinar desafíos operacionales, así como requerimientos de Servicios Complementarios específicos.

Para evaluar los efectos de ambas localizaciones de proyectos renovables, se utilizó como base el SING de Chile previsto al año 2021, considerando el sistema de transmisión en construcción y proyectado para dicho año, para escenarios de exportación e importación de energía con el Sistema Interconectado Central (SIC) producto de la interconexión de ambos sistemas prevista al año 2018.

Finalmente se presentan los resultados obtenidos y conclusiones respecto a los efectos del tipo de localizaciones consideradas en el presente trabajo, de manera de entregar información de valor respecto de las localizaciones que permitirían hacer frente a mayores niveles de integración de centrales ERNC en forma confiable y eficiente.

## **2 METODOLOGÍA**

Para lograr los objetivos planteados en la sección 1, se considera una proyección de la evolución del SING al año 2021, en cuanto al desarrollo de la generación, sistema de transmisión y demanda (27,8 TWh anuales, demanda máxima de 3305 MW sin considerar intercambio con el SIC); se considera una capacidad instalada de ERNC tal que el 19% de la energía generada en el año en estudio sea provista por estas tecnologías, en particular, solar fotovoltaica y eólica, esto implica considerar una capacidad instalada de 1990 MW de ERNC, es decir, se considera un 50% sobre la cuota ERNC exigida al año en cuestión por la ley 20.698 [4]. Respecto de la interconexión con el SIC, se considera un intercambio determinístico (1000 MW).

Se analizan dos escenarios denominados LT y LD, los cuales tienen la misma cantidad de capacidad instalada de centrales ERNC pero difieren en la ubicación de dichas centrales. El primero considera la

instalación de ERNC en la parte norte y centro del SING y en la subestación Calama; el segundo escenario, considera la instalación del mismo monto de ERNC del escenario anterior, ahora ubicados en puntos del sistema en donde se encuentran consumos importantes, como lo es la industria minera de Chile, por ejemplo, en la zona sur-este del SING. En la Fig. 1 se presenta la distribución de centrales ERNC en el SING para los escenarios LT y LD, para este último, existe una importante cantidad de generación ERNC conectada en la zona este del SING, en particular en barras cercanas al punto de conexión de importantes compañías mineras, tales como la subestación Domeyko, Zaldívar y Nueva Zaldívar, en donde se concentra del orden del 25% de la demanda del sistema.

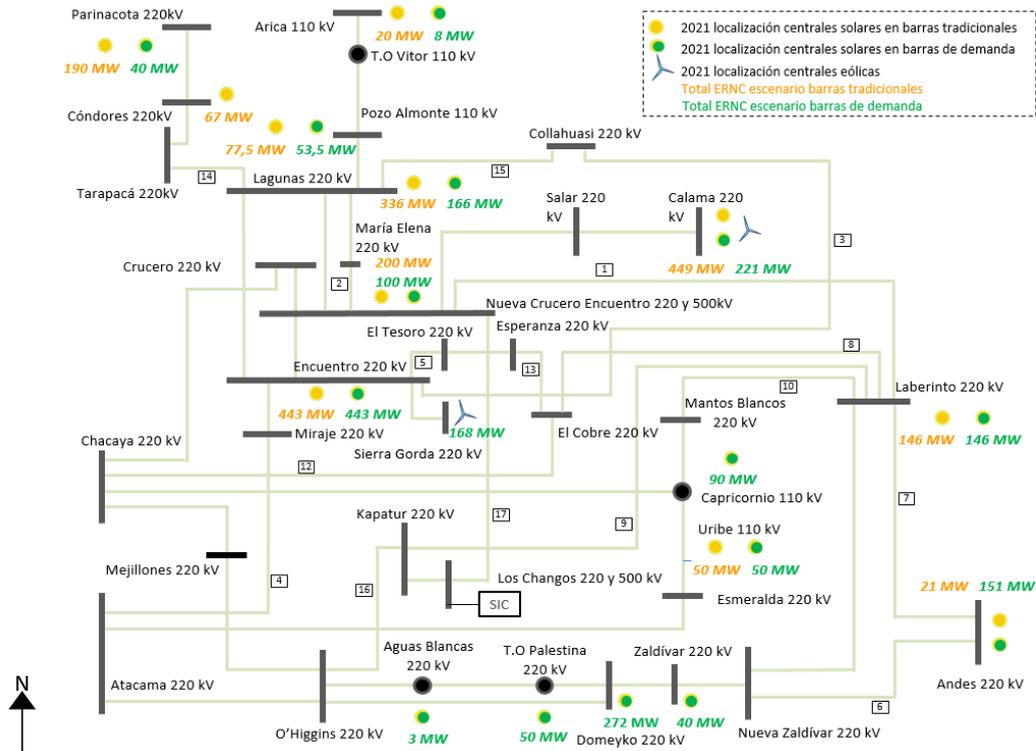


Fig. 1. Distribución de centrales ERNC para localización tradicional y de demanda.

En base a lo anterior, se realizan tres análisis principales, los cuales se describen a continuación:

### 2.1 Análisis de operación anual del SING

Se utiliza el software PLEXOS (utilizado actualmente para realizar la programación de la operación y planificación del sistema de transmisión del SING) para realizar simulaciones de predespacho con un horizonte anual considerando todas las restricciones propias de la programación de corto plazo del SING, tales como: potencias máxima y mínima de generadores, tiempos mínimos de operación y detención de los mismos, costos variables y de partida/parada de generadores, programa de mantenimiento mayor de centrales, requerimientos sistémicos de reserva y capacidades del sistema de transmisión. Se considera una resolución horaria para dicho análisis, de manera tal de representar de forma más precisa el comportamiento de las centrales ERNC y su efecto es la operación del sistema eléctrico. Desde simulaciones de operación económica relajadas (sin restricciones del parque generador térmico) de la operación conjunta del SING y SIC, se obtiene un perfil de intercambio entre ambos sistemas el cual es modelado en la simulación del predespacho anual como una restricción.

Debido a que el foco del presente trabajo se encuentra en el sistema de transmisión del SING, se extraen como resultados los flujos de potencia por las principales líneas de transmisión y se clasifican según el siguiente criterio:

1. Flujo alto: cuando el flujo máximo dentro del año de simulación es mayor o igual al 80% de la capacidad máxima, considerando criterio N-1.

2. Flujo moderado: cuando el flujo máximo dentro del año de simulación se encuentra entre el 50-80% de la capacidad máxima, considerando criterio N-1.
3. Flujo bajo: cuando el flujo máximo dentro del año de simulación es a lo más el 50% de la capacidad máxima, considerando criterio N-1.

Asimismo, se realiza un análisis del comportamiento del costo marginal (CMg) por barra, identificando su relación con la generación ERNC dentro de un día, entre distintas subestaciones del sistema, así como describiendo fenómenos particulares donde el CMg es marcado por centrales ERNC.

## **2.2** Análisis de criterio N-1

Se realizan simulaciones eléctricas en DIgSILENT PowerFactory, para verificar diversos casos de contingencias o indisponibilidades de líneas y/o circuitos del sistema de transmisión, de tensión igual y superior a 66kV, a efectos de confirmar si se mantienen los estándares de seguridad establecidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), en particular, la banda admisible de tensión para condiciones normales de operación, así como eventuales sobrecargas y requerimientos adicionales de potencia reactiva. Para la realización de este análisis se recrearon variadas condiciones de operación en base a despachos de generación y niveles de demanda, según los resultados del predespacho anual descrito en la sección 2.1.

En particular, se recrearon casos de estudios representativos de una condición de operación de día, caso más desafiante para el sistema desde el punto de vista del control de tensión en el SING, considerando además flujos de importación y exportación al SIC por un monto de 1000 MW. Cada caso de estudio fue evaluado para la localización LT y LD.

## **2.3** Análisis de monto admisible de inyección ERNC por subestación

Este análisis consiste en realizar simulaciones eléctricas en DIgSILENT PowerFactory para determinar los montos admisibles de inyección ERNC en subestaciones específicas del sistema manteniendo condiciones de seguridad para condiciones normales de operación y condición N-1. De acuerdo a lo anterior, los montos admisibles de ERNC por subestación no tienen asociadas sobrecargas en sistema de transmisión y las tensiones en subestaciones de conexión y adyacentes se encuentran dentro de la banda admisible establecida en la NTSyCS.

En cuanto a la generación ERNC, para la realización de este análisis se considera como punto de partida la capacidad instalada en operación actualmente más lo declarado en construcción al año 2018. En puntos específicos del sistema se incrementó gradualmente la inyección ERNC. Para cada incremento, se realizan distintas contingencias, de manera tal de verificar dos condiciones: 1) que no fueran superados los rangos de tensión aceptables en las subestaciones y 2) ausencia de sobrecargas en líneas de transmisión adyacentes. Una vez detectado la violación de una de estas dos condiciones, se detiene el incremento de inyección y se define el monto de inyección admisible en dichos puntos del sistema.

Cabe destacar que el análisis se realizó para cada subestación de manera independiente, por lo que los resultados no deben ser sumados o entenderlos como una capacidad conjunta del SING para incorporar a nivel sistémico generación ERNC.

Este análisis se realiza en base a los escenarios de día utilizados en el análisis de seguridad de criterio N-1. Se contemplan escenarios de día debido a que éstos presentan una mayor restricción en cuanto a los flujos que pueden ser transportados por la red de transmisión y debido a que coincide con la mayor disponibilidad de recurso solar en el SING.

En cuanto a la interconexión con el SIC, se analizan un escenario de importación y otro de exportación, cada uno con niveles de intercambio constante de 1000 MW.

### 3 RESULTADOS

#### 3.1 Operación anual del SING

En la Fig. 2 y Fig. 3 se presenta la cargabilidad, conforme a una evaluación anual (8760 horas de operación), del sistema de transmisión para los escenarios de localización LT y LD de las centrales ERNC. En términos de cargabilidad del sistema de transmisión, se observa que reubicar los proyectos ERNC en subestaciones donde típicamente solo existe demanda conectada es una mejor condición que el escenario con localización tradicional, debido a que los consumos son abastecidos en parte de manera local, reduciendo el uso del sistema de transmisión para transportar energía desde la zona centro. Dicha situación permite en algunos casos mitigar sobrecargas en el sistema de transmisión que ocurren en el escenario LT. En particular, para un escenario LD desaparecen las sobrecargas al norte de la SE Lagunas, así como como las congestiones de la Línea 220 kV Salar – Calama y algunas sobrecargas en la zona norte del SING, lo que demuestra los primeros beneficios de este tipo de localización en la operación del SING bajo condiciones normales de operación.

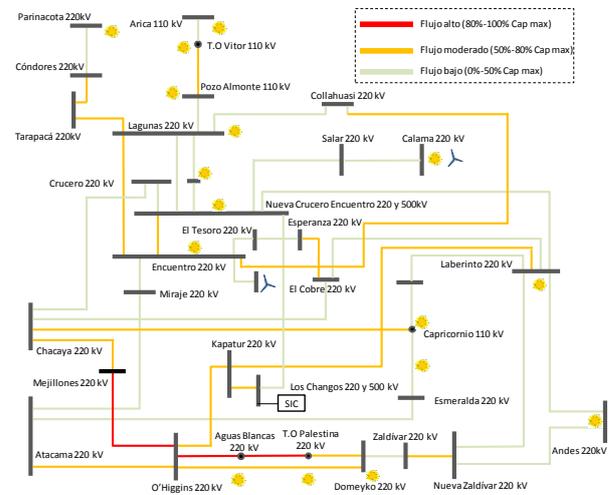
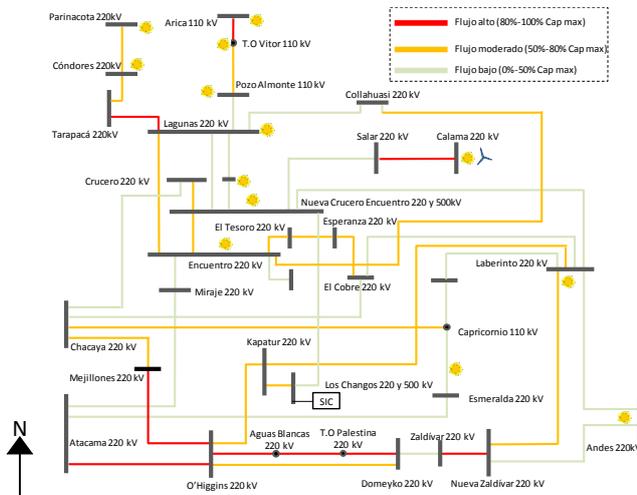


Fig. 2. Cargabilidad del sistema de transmisión, escenario de localización tradicional de centrales ERNC

Fig. 3. Cargabilidad del sistema de transmisión, escenario de localización de demanda de centrales ERNC

Cabe mencionar que algunas líneas de transmisión de la zona sur del sistema presentan un alto uso no por el hecho de una mayor generación ERNC, sino que debido al aumento de demanda previsto al año 2021 en la zona y la ausencia de nueva capacidad de transmisión en el horizonte de análisis.

En la TABLA I, se muestra el detalle del comportamiento de las líneas de transmisión con mayor uso para ambas localizaciones. Al respecto, se compara, en términos de la dirección de los flujos y máxima cargabilidad anual, tanto para el escenario LT y escenario de LD. En general, en un escenario LD la cargabilidad disminuye a excepción de la Línea Mejillones - O'Higgins, debido a los crecimientos de demanda en dicha zona y la limitada capacidad de transmisión en la zona a sur-este del SING.

TABLA I. CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Líneas de transmisión	Carga máxima (%)	
	Localización tradicional	Localización demanda
Línea 110 kV Arica - TO Vitor	86	33
Línea 110 kV TO Vitor - TO Dolores	95	34
Línea 220 kV Atacama - O'Higgins I y II	80	77

Línea 220 kV Mejillones - O'Higgins	100	100
Línea 220 kV O'Higgins - Palestina	92	87
Línea 220 kV Palestina - Domeyko	83	78
Línea 220 kV Calama - Salar	100	45
Línea 220 kV Tarapacá - Lagunas I y II	86	63
Línea 220 kV Nueva Zaldívar - Zaldívar	82	79

Respecto de los costos marginales, en la Fig. 4 y Fig. 5 se observan los valores diarios promedio, en donde se identifica una clara variación intra-diaria, la cual obedece a la variación que tiene el aporte de generación ERNC a lo largo del día, en especial la generación solar fotovoltaica, alcanzando valores promedio en torno a 40 USD/MWh en las horas de sol; asimismo, los resultados muestran que los CMg's no se ven alterados significativamente entre los escenarios LT y LD, excepto leves diferencias producto de las menores pérdidas de transmisión en el escenario de localización de demanda. Sin embargo, las horas de bajos CMg's, coincidente con el periodo donde la generación solar fotovoltaica está presente, lo que representa un incentivo para que grandes compañías mineras o industriales establezcan contratos de suministro de energía con centrales ERNC para atender requerimientos actuales y/o futuros de energía a efectos de lograr en algunos periodos importantes reducciones de costos de la energía del sistema eléctrico respecto de un escenario con baja integración ERNC. Adicionalmente, las variaciones intra-diarias de los CMg's podrían incentivar a dichas compañías para contar con una gestión activa de su demanda, por ejemplo, modulando y/o desplazando consumos a horas de bajos CMg's, a efectos de reducir los costos totales de la energía que dichas compañías utilizan para llevar a cabo sus faenas productivas.

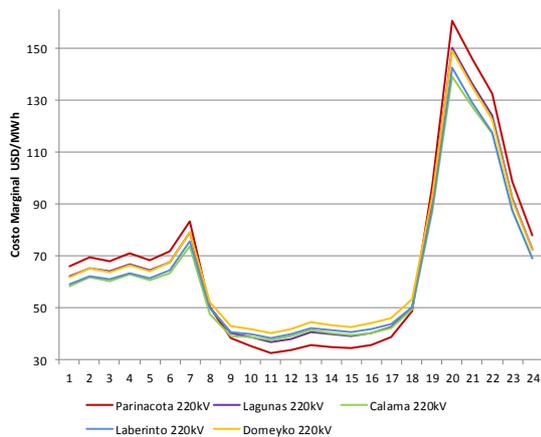


Fig. 4. Costos marginales diarios promedio, localización tradicional de centrales ERNC

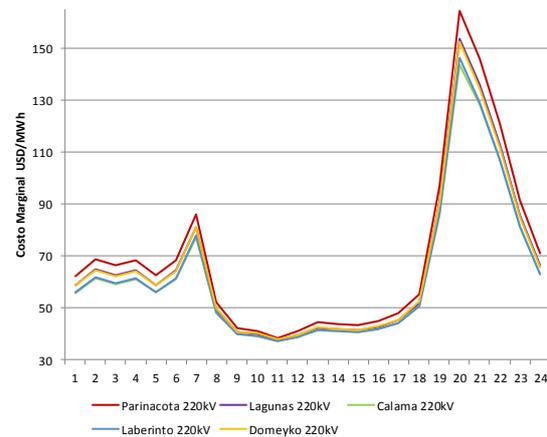


Fig. 5. Costos marginales diarios promedio, localización de demanda de centrales ERNC

En general, ambos escenarios presentan una reducida cantidad de horas en el año en que centrales ERNC vierten energía, 18 y 35 horas en el año para el caso LT y LD respectivamente, solo en el escenario LT se constató un desacople económico en zona Calama de sólo 22 horas en el año producto de la congestión de la Línea 220 kV Salar - Calama, con una magnitud máxima del vertimiento ERNC que no superó el 3,5% de la capacidad ERNC instalada en la zona Calama, en dichas horas el CMg de la zona desacoplada correspondía al de las centrales ERNC.

### 3.2 Análisis de criterio N-1

Se evaluaron 55 contingencias de manera estática en las líneas de transmisión del SING más relevantes, monitoreando su impacto en las tensiones de barras y posibles sobrecargas en otras líneas de transmisión. Al respecto, para los casos LT existen contingencias que implicaron sobrecargas en líneas de transmisión y tensión en barra fuera de rango; por ejemplo, para el caso del circuito 2 de la línea 220 kV Laberinto - Nueva Zaldívar existen tres contingencias que provocan sobrecargas y, por otra parte, para la barra Laguna Seca

220 kV existen 21 contingencias que provocan tensiones fuera de rango. Sin embargo, para los escenarios LD, y cualquier condición de transferencia SING-SIC, la cantidad de contingencias que producen sobrecargas y/o tensiones fuera de rango se reducen a cero.

Es por lo anterior que localizar generación ERNC, en las subestaciones en donde se encuentran los mayores consumos de la zona sur-este del SING, posibilita tener una mejor condición de seguridad del sistema, en lo referido al control de tensión, respecto de un escenario de generación que no disponga de dichas centrales. Así también, este tipo de centrales ubicadas en subestaciones de grandes consumos, podrían no solo proporcionar potencia activa, de manera de mejorar las condiciones de suficiencia de la zona, sino que de igual manera podrían aportar potencia reactiva, mejorando el factor de potencia y, por lo tanto, la calidad del suministro en dichas subestaciones. Contar con un aporte de potencia reactiva que esté disponible tanto de día como de noche (actuando como Static Synchronous Compensator-STATCOM), es una prestación que podría entregar flexibilidad al SING, considerando que la tecnología de los convertidores de potencia que utilizan las centrales ERNC tienen la capacidad para estos fines; por ejemplo, con la capacidad ERNC instalada en subestación Domeyko (272 MW para escenarios LD), se podría solventar el déficit de potencia reactiva (55 MVar) que requiere dicha zona frente a las contingencias analizadas. Cabe mencionar que, bajo la regulación actual de servicios complementarios, el control de tensión puede ser proporcionado por centrales ERNC. Otro beneficio de que las centrales ERNC puedan proveer potencia reactiva en la zona sur del SING, es que podrían liberar en parte el aporte que realiza el Static VAR Compensator (SVC) ubicado en las cercanías de subestación Domeyko, de manera de priorizar la capacidad de este equipo para controlar tensiones durante y posterior a una contingencia u otra condición de operación que signifique una mayor vulnerabilidad del sistema eléctrico.

Respecto del control de tensión, un escenario más complejo es cuando el SING importa grandes cantidades de energía desde el SIC, ya que podría implicar una baja cantidad de unidades convencionales en servicio en el SING con capacidad de controlar la tensión.

### 3.3 Monto admisible de inyección ERNC por subestación

En las Fig. 6 y Fig. 7 se presentan los resultados del análisis de máxima inyección ERNC admisible por subestación. Se observa que en promedio los montos admisibles de inyección ERNC en subestaciones con localización de demanda triplica los montos admisibles promedio en subestaciones con localización tradicional.

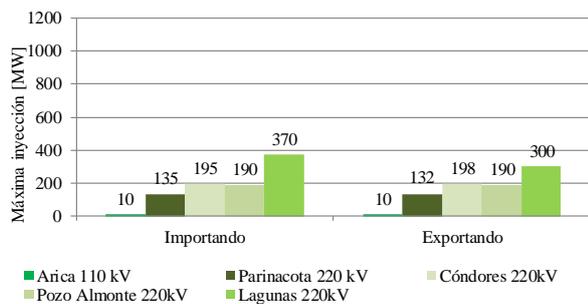


Fig 6. Máxima inyección admisible ERNC en subestaciones con localización tradicional

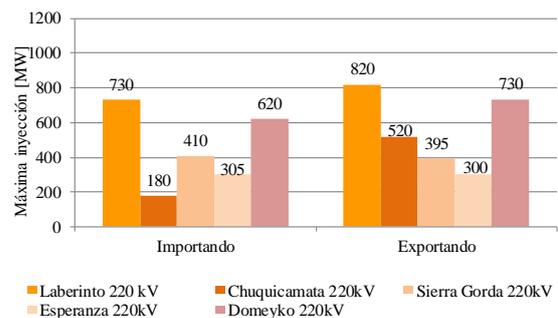


Fig 7. Máxima inyección admisible ERNC en subestaciones con localización de demanda

De acuerdo a los crecimientos de demanda esperada del SING, los mayores montos de inyección admisible para el escenario LT y LD es de 370 MW (Lagunas 220 kV, caso importación del SIC) y 820 MW (Laberinto 220 kV, caso exportación al SIC), respectivamente, es decir un 221% superior.

Por otra parte, los montos admisibles de inyección de ERNC por subestación en la zona norte del SING son bajos producto del bajo enmallamiento de la zona y no dependen significativamente de la dirección (exportación/importación) del flujo por la interconexión del SING con el SIC, debido a la importante distancia eléctrica entre dichas zonas del sistema y la subestación de interconexión; por otra parte, se aprecia que al ir incrementando la inyección en las subestaciones de la zona norte, la tensión de las mismas comienza

a subir, lo que limita la máxima inyección debido a que se estableció que las tensiones no pueden superar el rango definido para estado normal en la NTSyCS. Por otra parte, dicha interconexión sí influye en las subestaciones de la zona centro-sur del SING produciéndose diferencias en los montos admisibles, según la dirección del flujo por la interconexión. Al respecto, las subestaciones donde se intensifica este efecto son Chuquicamata, Domeyko, Laberinto y Lagunas, con variaciones respecto al caso de exportación entre -70 MW (Lagunas) y +340 MW (Chuquicamata).

#### **4 CONCLUSIONES**

De acuerdo a los análisis realizados y resultados obtenidos, se confirma que el sistema de transmisión del SING del año 2021 permite la integración de los escenarios de inyección ERNC evaluados, en términos de que no se obtiene una peor condición en cuanto al control de tensión y cargabilidad del sistema de transmisión. Asimismo, se obtiene un uso más eficiente del sistema de transmisión del SING al considerar una localización de los proyectos ERNC en torno a subestaciones en donde típicamente se conectan las demandas importantes de sistema, lo que se traduce mayores montos admisibles de inyección ERNC para dichas subestaciones.

Sumado a lo anterior, la localización de proyectos ERNC en las subestaciones de demanda presenta beneficios en la seguridad del SING respecto de la localización en subestaciones tradicionales, debido a los siguientes aspectos:

1. Menor cargabilidad del sistema de transmisión al reducir flujos máximos en la zona norte, centro y sur-este para condiciones normales de operación y ante indisponibilidad (N-1) del sistema de transmisión.
2. Mejor control de tensión en las subestaciones de demanda al utilizar de mejor forma las prestaciones que podrían brindar las ERNC. Al respecto, es trascendental inyectar potencia reactiva tanto en las horas de día como en las de noche, lo cual es posible instruir bajo el mecanismo de servicios complementarios presente en Chile

Sin perjuicio de lo anterior, para viabilizar estos montos admisibles de inyección ERNC es necesario analizar aspectos fuera del alcance de este estudio, tales como: espacio en subestaciones, capacidad de barras, entre otros. Sumado a lo anterior, los montos admisibles de inyección ERNC en subestaciones con localización de demanda triplica los montos admisibles promedio en SSEE con localización tradicional.

Respecto a los CMg's, conforme a lo montos ERNC evaluados, existe una clara tendencia intra-diaria de los CMg's de acuerdo al perfil de la inyección ERNC, siendo menores en el horario en que se produce la mayor inyección ERNC, representando un incentivo para una participación más activa de la demanda como respuestas a las fluctuaciones de los precios de la energía.

#### **5 REFERENCIAS**

- [1] P. Valenzuela, R. Galvez, J. Avalos, C. Leyton y F. Salinas, "Technical - Economical Study of Solar and Wind Power Integration Into the Northern Interconnected System of Chile", Solar & Wind Integration Workshop, Brussels, 2015.
- [2] P. Valenzuela, R. Galvez, J. Avalos, C. Leyton y F. Salinas, "Alternativas de Mediano Plazo para la Integración Masiva de Energías Renovables en Sistemas Térmicos", XVI Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ (ERAC), Argentina, 2015.
- [3] P. Valenzuela, R. Galvez, J. Avalos y C. Suazo, "Impacto de Energías Renovables No Convencionales en Sistemas Térmicos Medianos", XV Encuentro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ (ERAC), Brasil, 2013.
- [4] Ley número 20.698, "Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales", Ministerio de Energía, 2013.