

# Anexo

## Definición punto óptimo de seccionamiento línea Cóndores - Parinacota

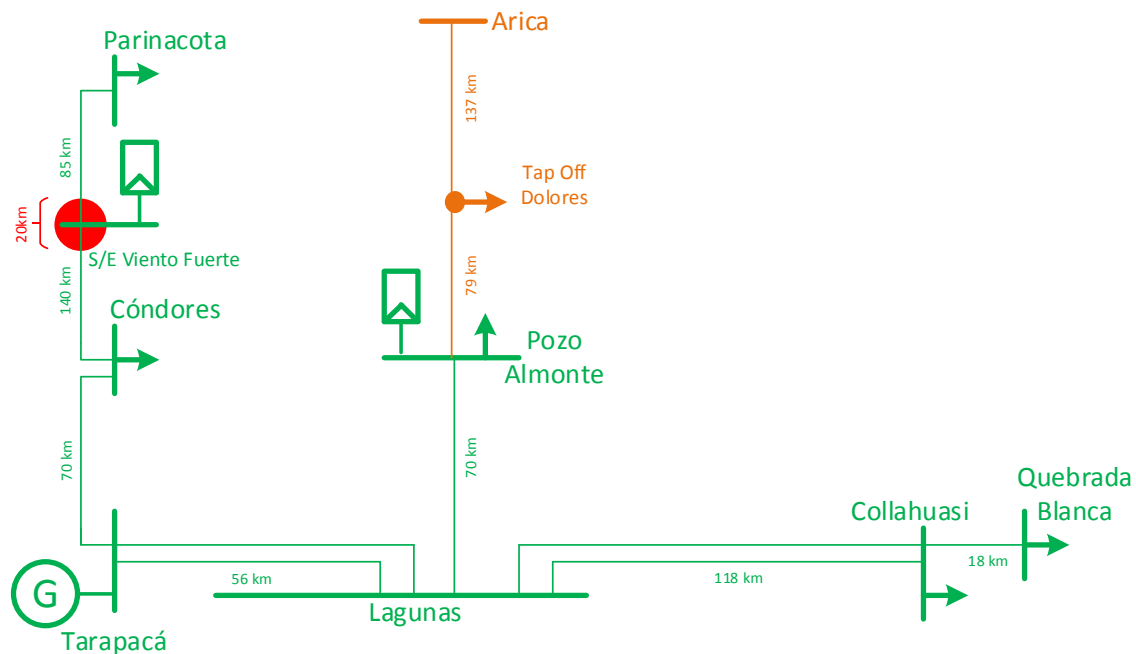
### 1 Resumen

Mediante carta PVF-001-2015, del 22 de Octubre de 2015, la empresa Parque Eólico Viento Fuerte S.A. entrega antecedentes actualizados del proyecto eólico Viento Fuerte, con una potencia nominal de 112 MW y cuya conexión al SING considera el seccionamiento de la línea 1x220 kV Cóndores - Parinacota.

De acuerdo a los análisis efectuados, la conexión óptima recomendada para el nuevo proyecto es:

- Seccionamiento de la Línea 1x220 kV Cóndores - Parinacota dentro de la zona ubicada entre los kilómetros 130 y 150 de la línea de transmisión, contados desde la S/E Cóndores, de acuerdo a lo mostrado en la Figura 1.

Figura 1: Seccionamiento recomendado para proyecto Viento Fuerte.





## 2 Antecedentes del proyecto

El proyecto de generación eólica Viento Fuerte, es presentado a CDEC – SING el día 22 de octubre de 2015, mediante carta PVF-001-2015, cuyo remitente y promotor es Parque Eólico Viento Fuerte S.A., y requiere, además, la definición de Punto Óptimo de conexión al Sistema Interconectado del Norte Grande.

Dentro de los antecedentes enviados en este documento se encuentran los siguientes:

Potencia Nominal: Rango de operación entre los 66 a 112 MW.  
Perfil de Operación: Similar a curva de operación solar con seguimiento (viento solar).  
Ubicación: Quebrada de Chiza, al sur de la Quebrada de Camarones.  
Fecha de Puesta en Servicio: Fines de 2017.

### 2.1 Solicitud de aprobación del punto de seccionamiento

En carta PVF-001-2015 de fecha 22 de octubre de 2015, Parque Eólico Viento Fuerte entrega los antecedentes generales y técnicos del proyecto del mismo nombre y solicita al CDEC-SING la definición del punto óptimo de seccionamiento de la línea 1x220 kV Cóndores – Parinacota, con el fin de conectar el proyecto.

### 2.2 Ubicación geográfica del proyecto

De acuerdo a lo informado en la solicitud de factibilidad de conexión y definición de punto de seccionamiento, la subestación seccionadora del proyecto eólico Viento Fuerte (alternativa propuesta por el promotor del proyecto) estaría ubicada en las coordenadas indicadas en la Tabla 1.

**Tabla 1: Ubicación Propuesta por el Promotor para Proyecto Viento Fuerte.**

N°	NOMBRE	ESTE	NORTE
1	Viento Fuerte	376.412	7.880.867
<b>PROYECCIÓN UTM / DATUM WGS84 / HUSO 19 SUR</b>			

En la Figura 2 se presenta la ubicación geográfica propuesta por el promotor para la subestación seccionadora del proyecto Viento Fuerte y su localización sobre la línea troncal 1x220 kV Cóndores – Parinacota.

Figura 2: Ubicación geográfica de la subestación del proyecto Viento Fuerte (propuesta del promotor).



### 3 Optimización del punto de conexión

#### 3.1 Principales supuestos de oferta, demanda y sistema de transmisión

##### 3.1.1 Oferta

El plan de obras de generación utilizado en el análisis realizado considera las unidades de generación disponibles en la actualidad más los proyectos declarados en construcción, según Resolución Exenta dictada por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Tabla 2: Plan de obras de generación en construcción.

Nombre	Fecha PES	Potencia Nominal [MW]	Nombre	Fecha PES	Potencia Nominal [MW]
Paruma (San Pedro I)	01/04/2015	17	Quillagua 2	01/04/2016	27
Jama (San Pedro III)	01/04/2015	30	Cochrane 1	01/05/2016	280
Pular (San Pedro IV)	01/04/2015	24	Bolero I (Laberinto I)	01/05/2016	42
Pica I	01/04/2015	1	Finis Terrae	01/06/2016	138
Andes Solar	01/05/2015	21	Huatacondo	01/07/2016	98
Pampa Camarones 1	01/06/2015	6	Blue Sky II	01/08/2016	51
La Huayca 2	01/07/2015	21	Cochrane 2	01/10/2016	280
Arica Solar 1 (Etapa I)	01/09/2015	18	Blue Sky I	01/10/2016	34

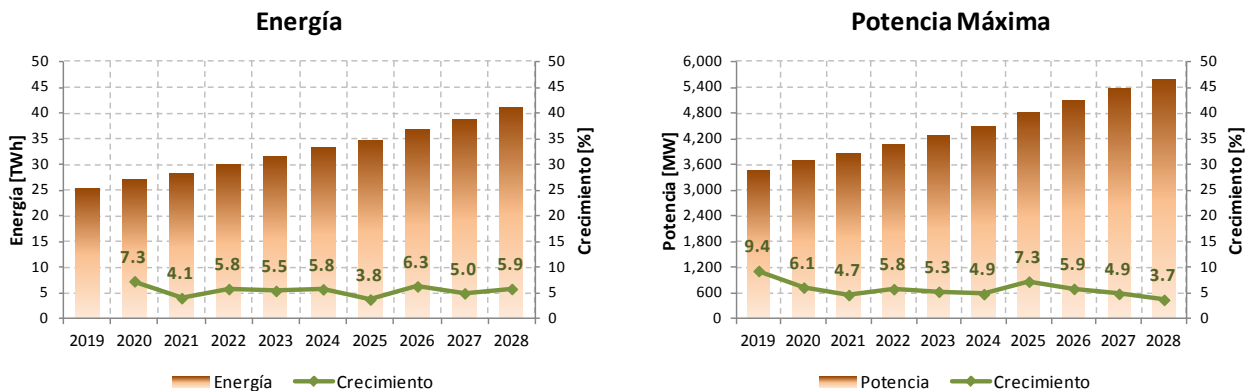
Nombre	Fecha PES	Potencia Nominal [MW]	Nombre	Fecha PES	Potencia Nominal [MW]
Arica Solar 1 (Etapa II)	01/09/2015	22	Kelar	01/10/2016	517
Salin (Calama Sur)	01/09/2015	30	Bolero II (Laberinto II)	01/10/2016	104
Lascar (San Pedro II)	01/09/2015	30	Quillagua 3	01/02/2017	50
Uribe Solar	01/11/2015	50	Cerro Dominador	01/03/2017	110
Quillagua 1	01/12/2015	23	IEM 1	01/06/2018	375
Atacama I	01/12/2015	100			

### 3.1.2 Demanda

La demanda de energía y potencia utilizada en el presente ejercicio considera como base lo informado por los Clientes del SING, información que es solicitada por el CDEC – SING mediante un proceso regular asociado al Informe de Expansión del Sistema de Transmisión, donde cada Cliente del SING informa la proyección de sus consumos existentes así como los nuevos proyectos para un horizonte de 15 años. En particular, para este análisis se utilizó la información recibida durante el mes de febrero del presente año.

La demanda de energía y potencia del SING se proyecta como sigue:

Figura 3: Proyección de Demanda del SING.



### 3.1.3 Transmisión

La topología del sistema de transmisión utilizada en el análisis realizado, comprende todas las instalaciones en tensiones mayores que 66 kV, salvo excepciones donde se recurrió a simplificaciones que no afectan la operación económica del sistema. Además de las instalaciones existentes, el Sistema de Transmisión Base considera todas aquellas nuevas obras y refuerzos a instalaciones troncales existentes que se encuentran incluidas en algún Decreto de Expansión, y aquellas instalaciones de transmisión adicional que se encuentren en construcción.

Las obras nuevas y refuerzos de instalaciones existentes consideradas en el plan de obras de transmisión son las siguientes:

**Tabla 3: Plan de obras de transmisión en construcción.**

Obras de Transmisión en Construcción	Capacidad [MVA]	Longitud [km]	Fecha PES
Barra seccionadora en S/E Tarapacá	NA	NA	mar-16
Subestación Miraje 220 kV	NA	NA	ene-16
Ampliación línea 2x220 kV Crucero-Encuentro + Ampliación S/E Encuentro	1000	1	mar-16
Nueva línea 2x220 Encuentro - Lagunas, circuitos 1 y 2	580	174	feb-17
Nueva Subestación seccionadora 220 kV Crucero Encuentro	NA	NA	mar-18
Extensión líneas 2x220 kV Crucero - Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	NA		dic-18
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	NA		dic-18
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	NA		dic-18
Nueva Línea 2x220 kV Los Changos - Kapatur	1500	3	ene-18
Nueva Línea 2x500 kV Los Changos - Nueva Crucero Encuentro	1500	140	ene-20
Banco de Autotransformadores 500/220 kV en Nueva Crucero Encuentro	2x750	NA	ene-20
Banco de Autotransformadores 500/220 kV en Los Changos	2x750	NA	ene-20
Nueva S/E Kapatur 220 kV (Secciona Líneas Angamos Laberinto 1 y 2)	1520	NA	2016
Ampliación S/E O'Higgins y Seccionamiento Línea 2x220 kV Atacama – Domeyko.	1000	NA	2016
Nueva Línea 2x220 kV Kapatur - O'Higgins, circuitos 1 y 2	2x840	NA	2016
Nueva Línea 2x220 kV O'Higgins - Coloso, circuito 1	245	NA	2017
Nueva Línea Los Changos - Nueva Cardones	1500	570	jul-17

NA: No aplica.

### 3.1.4 Evaluación económica

Para efectos de la evaluación económica de las distintas alternativas de conexión, se considera una tasa de descuento de un 10%, en un horizonte de evaluación 2017-2026 y los valores actuales netos se calculan al año 2017.

### 3.2 Definición de alternativas factibles de conexión

La metodología para la definición de alternativas factibles de conexión considera tres aspectos fundamentales:

- Optimización de costos globales de inversión en transmisión.
- Factibilidad de la zona de referencia.
- Evaluación de costos de inversión en transmisión de proyectos aledaños.

A continuación se muestra el desarrollo de estos aspectos para el seccionamiento solicitado por Parque Eólico Viento Fuerte S.A.

#### 3.2.1 Optimización de costos globales de inversión en transmisión para conexiones

En este punto se definirán zonas de localización referenciales para el seccionamiento de la línea troncal que se solicita evaluar, de tal manera que se minimicen los costos totales de conexión del proyecto.

En Figura 4 y Figura 5 se presenta un diagrama referencial para la conexión de N proyectos sobre el sistema de transmisión troncal. En primera instancia, la definición de alternativas óptimas de inversión deben al menos minimizar los costos de inversión en transmisión, para luego evaluar los costos totales de operación en la etapa de optimización de la operación.

Respecto a los usos del sistema de transmisión, una primera simplificación, sólo para efectos de definir alternativas de inversión de transmisión, consiste en asumir que en ambas condiciones (Condición A y B de Figura 4) los costos de operación son equivalentes, lo anterior permite acotar el problema, de tal manera de poder definir puntos finitos de seccionamiento.

En dicha condición, lo que se compara son los sobrecostos de inversión en desvío de líneas de transmisión, respecto a los costos iniciales de inversión en N subestaciones seccionadoras. Para evaluar lo anterior, se asumen los siguientes costos de inversión en transmisión, considerando que por tratarse de una subestación que secciona una línea del sistema troncal, tiene una configuración de barra simple con transferencia:

**Tabla 4: Costos unitarios de inversión en transmisión. Parque Eólico Viento Fuerte.**

Costo unitario Línea Transmisión circuito simple	0,25 MMUSD/km
Costo paño de transmisión	2,0 MMUSD
Sobrecosto por construcción S/E zona con desnivel ligero	1,1 Factor

Dentro de los costos involucrados en la evaluación económica se considera un sobrecosto por concepto de construcción en transmisión para una zona en particular. Este sobrecosto consiste en un factor adimensional que extrapola el costo asociado en la construcción de un proyecto de transmisión cualquiera con respecto a un valor de referencia dado, siendo la ubicación del proyecto la variable que define la magnitud de este factor. Este factor busca representar de manera adecuada los costos adicionales asociados a la ubicación de cada proyecto en particular, costo de transporte, servidumbres, utilización de equipamiento adecuado al nivel de contaminación presente en el ambiente y sus mantenciones, entre otros. Para definir el valor de referencia se toma en consideración la ubicación de un proyecto, que tenga fácil acceso a sus instalaciones, a una altura menor a 1.000 metros por sobre el nivel del mar y que su terreno sea plano.

**Figura 4: Optimización de conexión en doble circuito.**

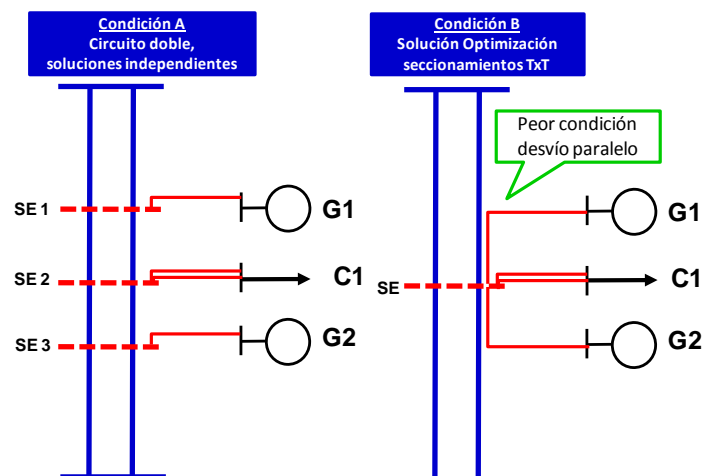
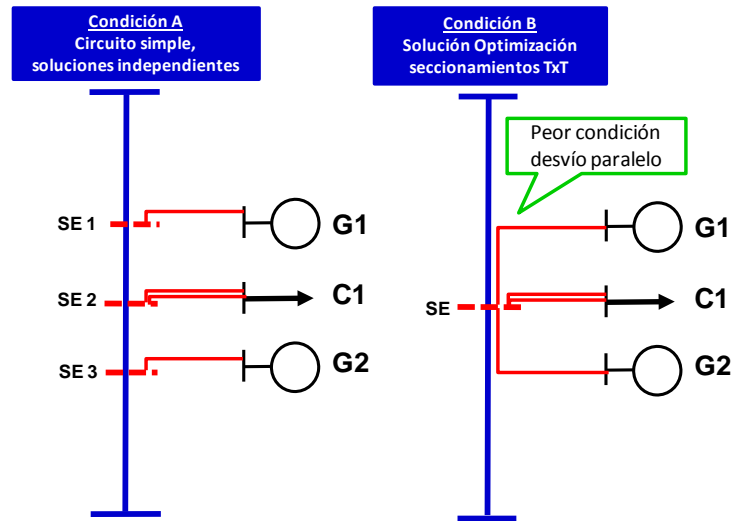


Figura 5: Optimización de conexión en simple circuito.



En términos prácticos, se identificaron las distancias máximas de desvío de líneas de transmisión, donde los costos de inversión en línea serían superiores a los costos de construir una nueva subestación.

$$C_{\text{unitario}} \cdot L_{Tx} \cdot L < C_{SE}$$

Considerando los costos unitarios de inversión en transmisión estimados en la Tabla 5, se obtiene la longitud máxima de línea de transmisión donde es indiferente invertir en línea o en una nueva subestación.

Tabla 5: Línea 1x220 kV Córdores – Parinacota Longitud de indiferencia entre costos de inversión de línea o subestación para circuito simple.

Tipo circuito	N° Paños	Costo S/E [MUSD]	Desvío máximo línea transmisión equivalente [km]	Costo desvío línea [MUSD]
Seccionamiento circuito simple	2	4.400	17,6	4.400

Considerando los resultados anteriores, se estima que las subestaciones seccionadoras deberían localizarse cada 35 kilómetros aproximadamente, a lo largo de la línea. Lo anterior significa, para efectos de este proyecto en particular, que la S/E seccionadora más cercana al proyecto tiene una ubicación de referencia a 140 kilómetros a lo largo de la línea, contados desde la S/E Córdores.

Lo anterior permite, en primera instancia, discretizar el problema de optimización, considerando un universo finito de alternativas de conexión, que luego serán evaluadas en términos de la optimización de la operación.

Posibles errores de estimación en el costo unitario de línea no fueron considerados.



Con el fin de no restringir las localizaciones factibles para ubicación de la S/E seccionadora, se definen zonas de referencia para su ubicación, cuya referencia es el punto indicado con una desviación de 10 kilómetros en ambos sentidos de la línea.

### **Seccionamiento línea 1x220 kV Cóndores – Parinacota.**

Considerando los supuestos utilizados para la ubicación de seccionamientos, y que la línea 1x220 kV Cóndores – Parinacota es un simple circuito cuya longitud es de 222 kilómetros aproximadamente, la zona de referencia de localización de seccionamiento factible para esta línea corresponde a 140 km de S/E Cóndores (zona entre 150 y 130 km de ésta).

Considerando que el proyecto Viento Fuerte se encuentra a 137 km de S/E Cóndores, se analiza el seccionamiento en dicha ubicación. Además, con el fin de comparar distintas alternativas, se analiza la conexión de dicho proyecto directamente en S/E Parinacota así como también la opción de seccionamiento 120 km al norte de S/E Cóndores.

### **3.2.2 Factibilidad de la zona de referencia para las conexiones.**

La ubicación geográfica de la subestación seccionadora del proyecto eólico Viento Fuerte, de acuerdo a lo informado en la solicitud de factibilidad de conexión, se encuentra en las coordenadas presentadas en la Tabla 6 y se presenta de manera gráfica y ampliada en la Figura 6.

**Tabla 6: Coordenadas subestación proyecto Viento Fuerte, propuesta del promotor.**

N°	NOMBRE	ESTE	NORTE
1	Viento Fuerte	376.412	7.880.867
<b>PROYECCIÓN UTM / DATUM WGS84 / HUSO 19 SUR</b>			

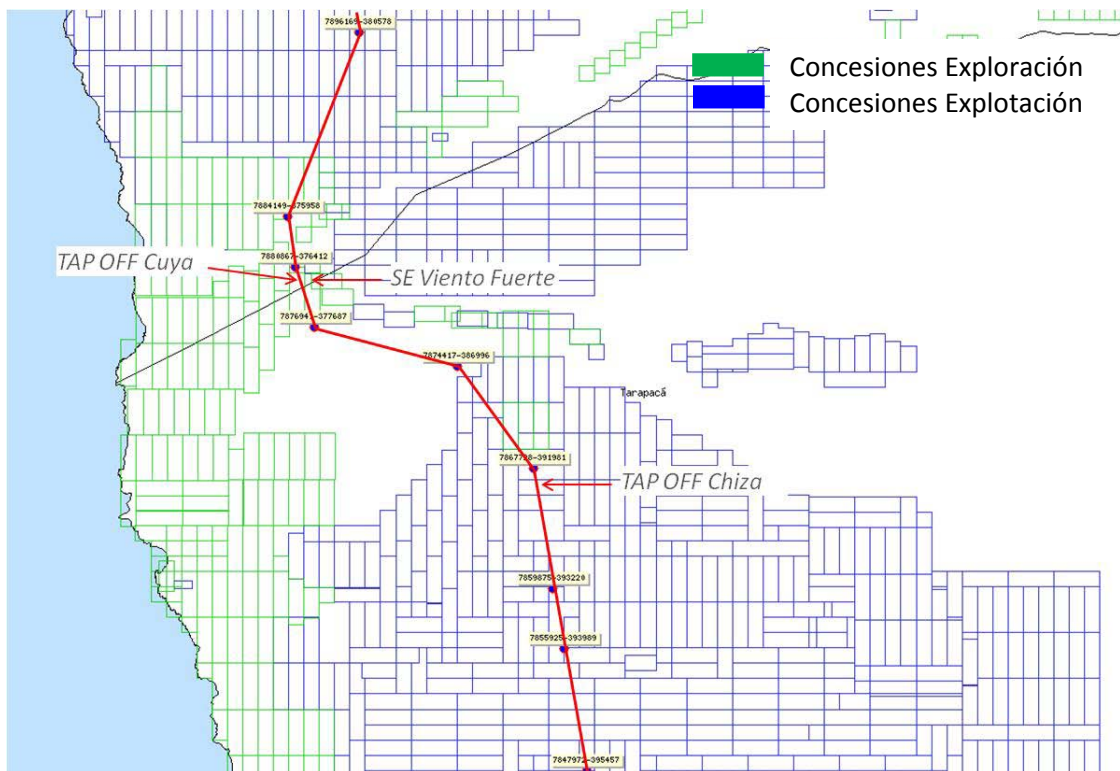
De acuerdo a lo presentado en la Figura 7, esta subestación se ubica sobre concesiones de exploración que ya se encuentran bajo el dominio de la empresa Parque Eólico Viento Fuerte S.A. Además, se debe destacar, que al tratarse del seccionamiento de una línea troncal, el propietario del proyecto debe garantizar el acceso abierto a dicha subestación en caso que se materialice el proyecto, por lo que si bien la localización de la subestación sería factible por encontrarse dentro de la zonas de referencia definidas, el propietario de este proyecto debe garantizar al menos técnicamente la posibilidad de conexión de otros proyectos, en lo que se refiere a acceso a la subestación, esto es, en términos de terreno disponible para ampliación de la S/E y entrada de nuevas líneas a la misma.



Figura 6: Ubicación propuesta por el promotor del proyecto Viento Fuerte. Imagen Google Earth.



Figura 7: Ubicación propuesta por el promotor del Proyecto Viento Fuerte. Imagen Concesiones Sernageomin.



Adicionalmente, con el fin de identificar posibles desarrollos de generación aledaños al proyecto Viento Fuerte, en la Figura 8 se presenta la localización de los proyectos que se encuentran con evaluación ambiental aprobada y en calificación, y se identifican las distancias entre dichos desarrollos y el proyecto Viento Fuerte.

**Figura 8: Desarrollos de generación aledaños al punto de seccionamiento propuesto por el promotor.**



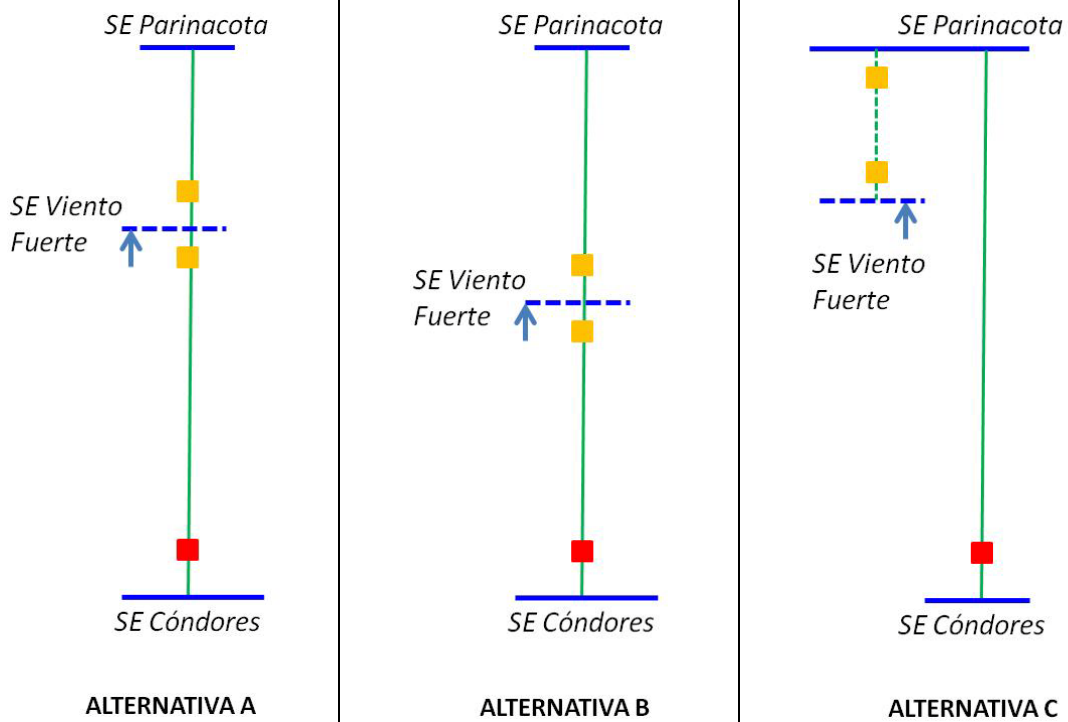
Los proyectos que podrían ver beneficios al considerar los puntos de seccionamiento presentados son: Central Termoelectrica Caleta Chica, Proyecto Fotovoltaico Gramadal y Proyecto Fotovoltaico Pampa Camarones.

### 3.2.3 Resumen alternativas factibles de conexión a evaluar.

De acuerdo a lo presentado, se identifican las siguientes alternativas factibles para evaluar la conexión del proyecto Viento Fuerte.

- i. **Alternativa A:** Seccionamiento Línea Cóndores – Parinacota 137 kilómetros al norte de S/E Cóndores.
- ii. **Alternativa B:** Seccionamiento Línea Cóndores – Parinacota 120 kilómetros al norte de S/E Cóndores.
- iii. **Alternativa C:** Conexión en S/E Parinacota.

Figura 9: Alternativas de conexión factibles.



### 3.3 Identificación de restricciones de transmisión para la optimización de la operación

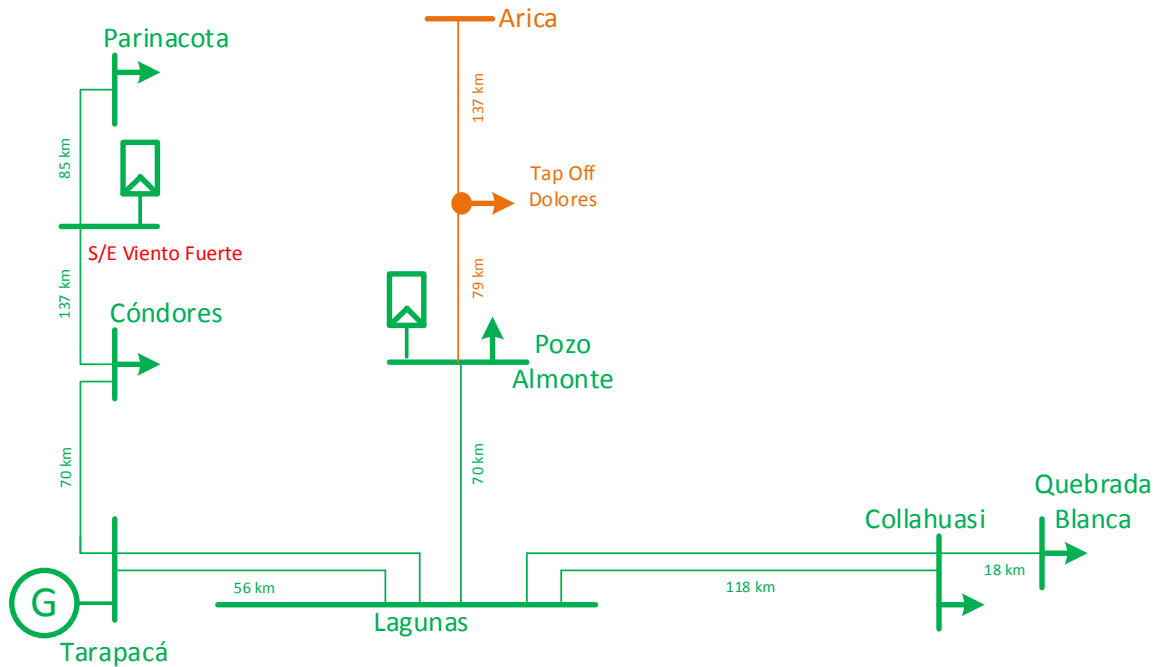
Esta sección tiene como objetivo identificar restricciones de transmisión que se podrían producir ante el desarrollo de alguno de los escenarios de conexión factibles para el proyecto Viento Fuerte en evaluación.

El análisis para identificar las restricciones se basó en realizar estudios eléctricos estáticos de flujo de potencia, supervisando el cumplimiento del criterio de seguridad N-1.

#### 3.3.1 Restricciones de transmisión identificadas

En la Figura 10 se presenta un diagrama unilineal simplificado de la zona norte del SING, con la ubicación del proyecto Viento Fuerte.

Figura 10: Diagrama unilineal simplificado zona norte y ubicación del proyecto Viento Fuerte.



Se puede observar que el proyecto se conectaría a instalaciones que actualmente operan de manera radial en el sistema de transmisión, por lo que su conexión no afecta ni modifica las condiciones operacionales de la zona.

Para el caso de la línea 1x220 kV Cóndores - Parinacota, no aplica el análisis del criterio de seguridad N-1 por tratarse de un circuito simple radial. Se considera que el límite de transmisión de esta línea está dado por su capacidad térmica (considerado a 30°C ambiente).

**Restricción de transmisión línea Cóndores - Parinacota.**

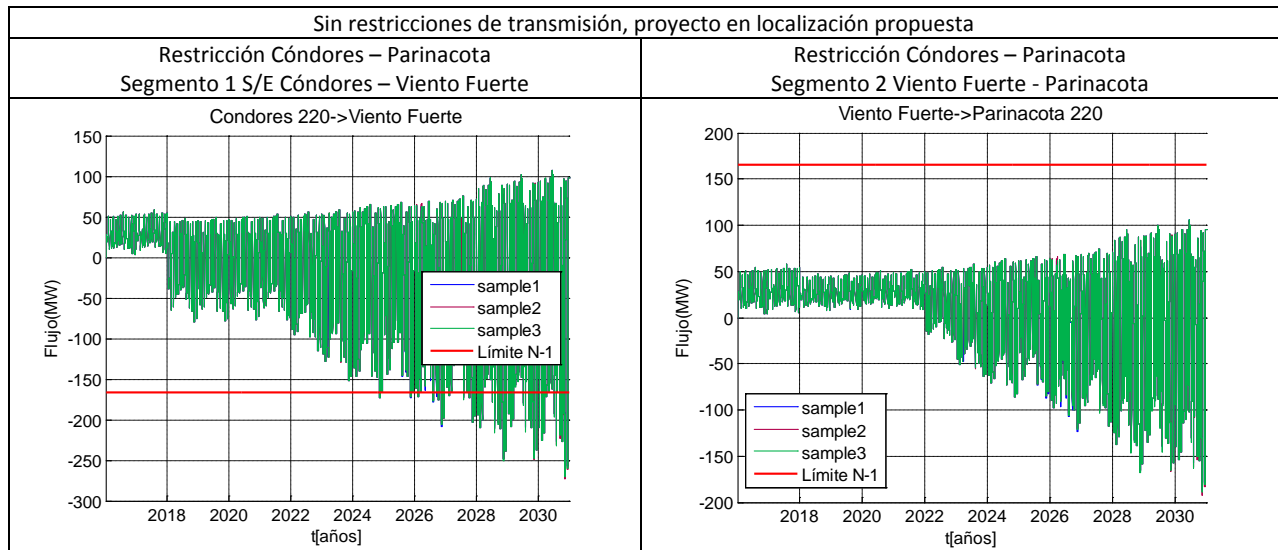
La capacidad de la línea Cóndores - Parinacota corresponde a la capacidad térmica del conductor la línea Cóndores – Parinacota existente:

$$F_{\text{Cóndores - Parinacota}} < 166 \text{ [MW]}$$

### 3.3.2 Resultados de las simulaciones sin restricciones de transmisión. Condición Base

En la Figura 11 se presentan los resultados de las simulaciones de la operación sin restricciones de transmisión, donde es posible evaluar las eventuales congestiones de la línea Córdores - Parinacota en los segmentos que se forman posterior al seccionamiento en S/E Viento Fuerte, con el fin de identificar el impacto de la conexión de este proyecto.

**Figura 11: Flujos esperados en línea Córdores-Parinacota, sin límites de transmisión.**



Verificando la activación de las restricciones de transmisión, se observa que para la línea 1x220 kV Córdores - Parinacota se requeriría una ampliación a partir del año 2024.

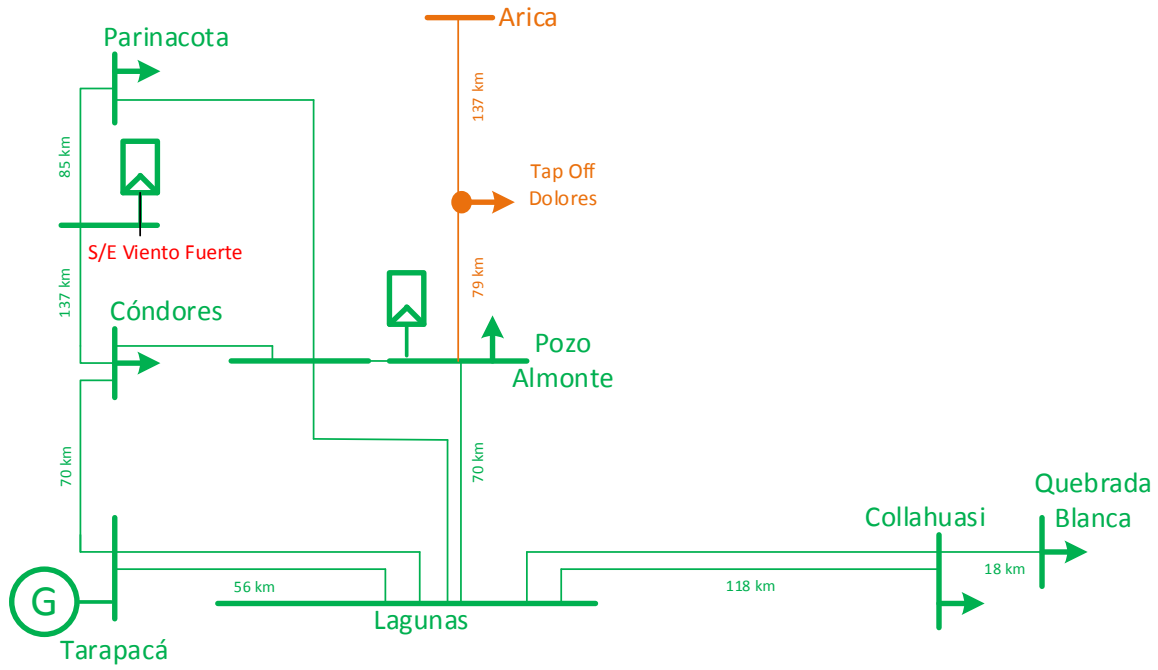
En relación a las congestiones en la red de transmisión, en la revisión anual de expansión troncal del año 2015, se han propuesto obras que permiten dar solución a los problemas de seguridad de suministro y evitar futuras congestiones para la zona norte del SING. Las obras propuestas en la mencionada revisión anual son las siguientes:

- Nueva Línea 2x220 kV Lagunas – Pozo Almonte, circuito 1, 2021.
- Nueva Línea 2x220 kV Pozo Almonte – Parinacota, circuito 1, 2021.
- Nueva Línea 2x220 kV Córdores – Pozo Almonte, circuito 1, 2021.

En la Figura 12 se presenta un diagrama unilíneal con el plan de obras recomendado para la expansión troncal, donde la obra más relevante para evitar congestiones futuras para el proyecto eólico Viento Fuerte corresponde a la Nueva Línea 2x220 kV Pozo Almonte - Parinacota.

No obstante lo anterior, dicho plan de obras aún está en etapa de recomendación mientras el proceso troncal sigue su curso normal de desarrollo, y mientras no exista un decreto troncal vinculante no existe certeza sobre su materialización. En virtud de lo anterior, las restricciones identificadas en la zona serán consideradas de igual forma en las simulaciones realizadas, al menos hasta el año 2024.

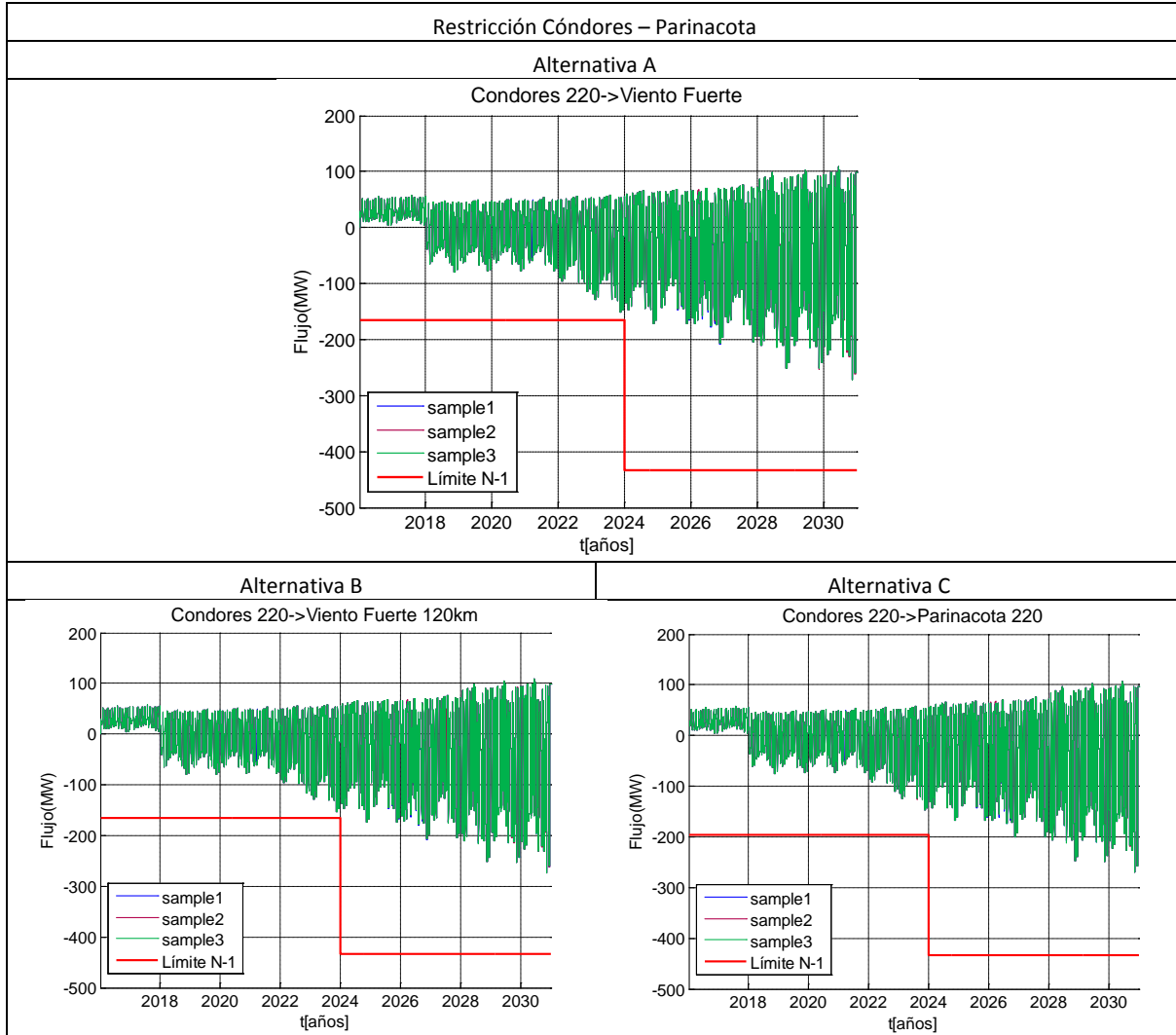
Figura 12: Diagrama unilineal zona norte con Plan de Obras Recomendado de Expansión Troncal.



### 3.3.3 Resultados de las simulaciones con restricciones de transmisión

Para las simulaciones de la operación utilizadas para evaluar las alternativas de conexión del proyecto Viento Fuerte, la restricción de transmisión crítica corresponde a la de la línea 1x220 kV Cóndores – Parinacota.

**Figura 13: Resultados simulación de la operación, evaluación de restricción Cóndores - Parinacota.**



### 3.4 Operación económica para las alternativas de conexión.

En la Tabla 7 se presentan los resultados de los costos totales de operación y falla obtenidos a partir de la optimización de la operación del sistema, considerando restricciones de transmisión identificadas en la sección 3.3.

**Tabla 7: Costos totales de operación en MMUSD, con restricciones de transmisión. Alternativas conexión proyecto Viento Fuerte.**

Año	Costos Totales de Operación con Restricciones de Transmisión [MMUSD]		
	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
	Seccionamiento 137 km	Seccionamiento 120 km	Conexión Parinacota
2017	1738,8	1738,8	1738,8
2018	1907,5	1907,5	1907,6
2019	2264,8	2264,8	2265,0
2020	2204,5	2204,4	2204,6
2021	2725,8	2725,8	2726,0
2022	2950,4	2950,4	2950,8
2023	3136,8	3136,7	3137,3
2024	3473,3	3473,2	3473,9
2025	2991,6	2991,5	2992,1
2026	3576,5	3576,4	3577,1
VAN 2017	\$15.599,98	\$15.599,71	\$15.601,65

Se puede observar que la alternativa que genera menores costos de operación, considerando restricciones de transmisión corresponde a la alternativa de seccionar la Línea 1x220 kV Córdones – Parinacota a 120 kilómetros de Córdones, traduciéndose como la mejor alternativa en términos de ahorro de costos de operación y falla del sistema, siendo 270.000 dólares más conveniente que la alternativa de seccionamiento a 137 km de S/E Córdones, monto poco significativo, considerando el monto de inversión asociado.

### 3.5 Costos de inversión para las alternativas de conexión.

Para evaluar económicamente las alternativas de conexión se consideraron los siguientes costos unitarios de inversión:

**Tabla 8: Costos unitarios y supuestos para valorización de inversiones en transmisión. Alternativas conexión proyecto Viento Fuerte.**

Costo unitario Tendido 1 circuito	0,25	MMUSD/km
Tasa descuento	10	%
Período Inv Tx	40	Años
COMA	2	%
Sobre costo S/E	1,1	Factor
Costo paño Tx	2	MMUSD



A partir de los costos unitarios de inversión y supuestos para la valorización presentados en la Tabla 8, se obtuvieron las siguientes valorizaciones de inversión en transmisión para las distintas alternativas de conexión del proyecto Viento Fuerte.

**Tabla 9: Valorización de Inversiones Alternativas conexión proyecto Viento Fuerte.**

Puntos Conexión	Longitud Línea Tx [km]	N Paños Ad.	Costo Línea [MUSD]	Costo S/E [MUSD]	Costo Inversión [MUSD]	AVI [MUSD]	COMA [MUSD]	VAT [MUSD]	VAT [MMUSD]
A-Seccionamiento 137km	0	2	0	\$4.400	\$4.400	\$409	\$8	\$417	\$0,417
B-Seccionamiento 120km	17	2	\$4.250	\$4.400	\$8.650	\$804	\$16	\$820	\$0,820
C-Conexión Parinacota	85	2	\$21.250	\$4.400	\$25.650	\$2.385	\$48	\$2.432	\$2,432

De las valorizaciones presentadas en la Tabla 9, se puede observar que la alternativa de menor costo de inversión corresponde al seccionamiento a 137 km al norte de la subestación Cóndores, alternativa A.

### 3.6 Evaluación económica y resultados problema de optimización.

A partir de los costos totales de operación presentados en la Tabla 7 y las valorizaciones de inversión presentadas en la Tabla 9, se realiza la evaluación económica para determinar la mejor alternativa de conexión para el proyecto Viento Fuerte, cuyos resultados se presentan en la Tabla 10.

**Tabla 10: Costos Totales de Operación e Inversión en Transmisión. Alternativas conexión Viento Fuerte**

Año	Costos Totales de Operación e Inversión Transmisión [MMUSD]		
	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
	Seccionamiento 137 km	Seccionamiento 120 km	Conexión Parinacota
2017	\$1.739,2	\$1.739,6	\$1.741,2
2018	\$1.907,9	\$1.908,3	\$1.910,1
2019	\$2.265,2	\$2.265,6	\$2.267,4
2020	\$2.204,9	\$2.205,3	\$2.207,0
2021	\$2.726,3	\$2.726,6	\$2.728,4
2022	\$2.950,9	\$2.951,2	\$2.953,2
2023	\$3.137,2	\$3.137,5	\$3.139,7
2024	\$3.473,7	\$3.474,0	\$3.476,4
2025	\$2.992,0	\$2.992,3	\$2.994,5
2026	\$3.576,9	\$3.577,2	\$3.579,5
VAN 2017	\$15.602,5	\$15.604,7	\$15.616,6

A partir de la Tabla 10, se puede deducir que la alternativa que minimiza el costo total de operación del sistema e inversión en transmisión, corresponde a la de seccionar la línea 1x220 Cóndores – Parinacota, 137 kilómetros al norte de S/E Cóndores. Cabe destacar que dicho punto se consideró representativo de la zona delimitada por un radio de 10 kilómetros a partir del punto



ubicado 140 kilómetros al norte de S/E Cóndores, por lo que finalmente este análisis se extiende para toda esa zona.

#### **4 Conclusiones y Recomendación**

Utilizando la metodología planteada por CDEC-SING para la determinación de puntos óptimos de seccionamiento o conexión al sistema troncal, la conexión recomendada para el proyecto Viento Fuerte consiste en:

- Seccionamiento de la línea 1x220 kV Cóndores – Parinacota dentro de la zona comprendida entre los kilómetros 130 y 150 de dicha línea, medidos desde S/E Cóndores.
- Si bien se recomienda la zona de conexión óptima para el proyecto Viento Fuerte, dicha definición sólo indica la aprobación por parte de CDEC-SING para la conexión del proyecto en dicha zona de referencia, sin embargo, será el responsable del proyecto quién defina el punto definitivo de seccionamiento o conexión, previo acuerdo con el propietario de la línea, mientras se encuentre dentro de la zona recomendada.