

Anexo

Definición punto óptimo de seccionamiento línea Lagunas – Pozo Almonte

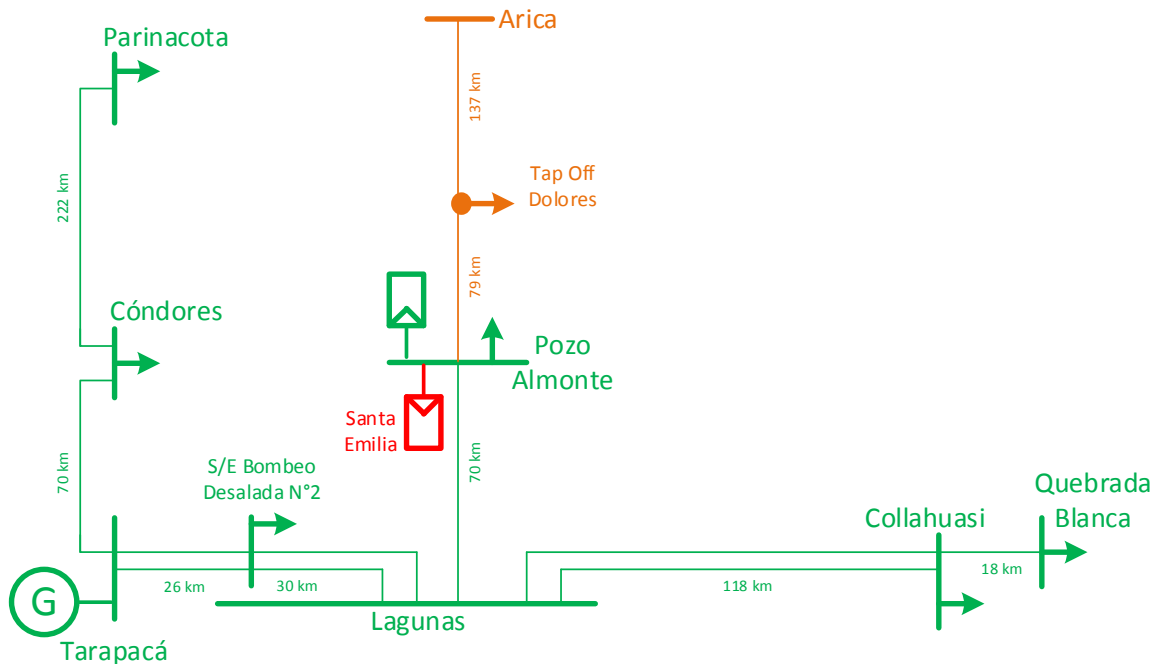
1 Resumen

Mediante carta N° 041/2015, del 27 de Octubre de 2015, la empresa Sky Solar Chile entrega antecedentes actualizados del proyecto fotovoltaico Santa Emilia, con una potencia nominal de 115 MW y cuya conexión al SING considera el seccionamiento o conexión a la línea 1x220 kV Lagunas – Pozo Almonte.

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

- Conexión en S/E Pozo Almonte mediante línea de transmisión de 1x220 kV de 15 km de longitud, de acuerdo a lo mostrado en la Figura 1.

Figura 1: Conexión recomendada para proyecto Santa Emilia.





2 Antecedentes del proyecto

El proyecto de generación solar Santa Emilia es presentado a CDEC – SING el día 27 de octubre de 2015, mediante carta N° 041/2015 cuyo remitente y promotor es Sky Solar Chile, solicitando 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:	115 MW
Consumos Propios:	150 kVA
Tecnología:	Solar Fotovoltaica con seguimiento en un eje
Ubicación:	17 km al sur de la ciudad de Pozo Almonte
Fecha de Puesta en Servicio:	Primer Semestre de 2017

2.1 Solicitud de aprobación del punto de seccionamiento

En carta N° 041/2015 de fecha 27 de octubre de 2015, Sky Solar Chile entrega los antecedentes generales y técnicos del proyecto Santa Emilia y solicita al CDEC-SING se pronuncie acerca de la factibilidad de conexión a la línea 1x220 kV Lagunas – Pozo Almonte.

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 del proyecto solar Santa Emilia estaría ubicada en las coordenadas indicadas en la Tabla 1.

Tabla 1: Ubicación Geográfica Proyecto Santa Emilia.

N°	NOMBRE	ESTE	NORTE
1	Santa Emilia	429260	7748688
		PROYECCIÓN UTM / DATUM WGS84 / HUSO 19 SUR	

En la Figura 2 se presenta la ubicación geográfica de la subestación seccionadora del proyecto Santa Emilia y su localización sobre la línea troncal 1x220 kV Lagunas – Pozo Almonte.

Figura 2: Ubicación geográfica de la subestación del proyecto Santa Emilia.



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

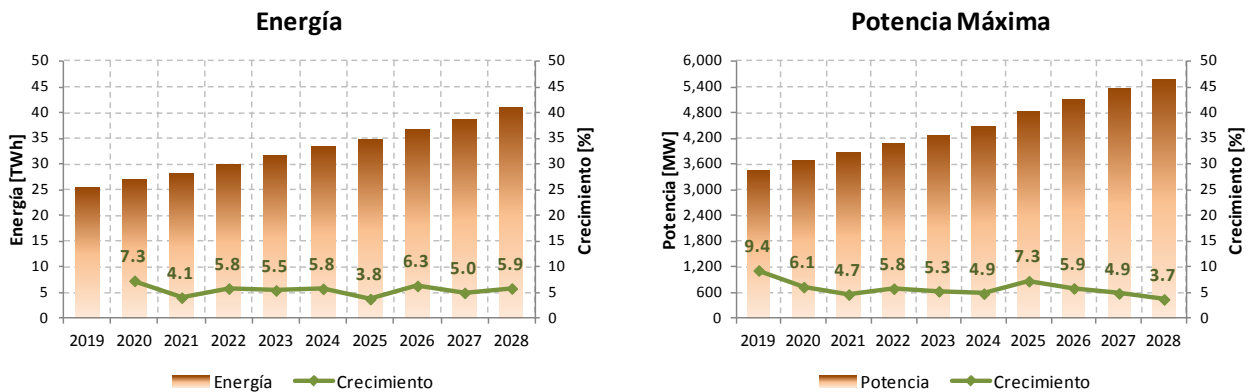
Nombre	Fecha PES	Potencia Nominal [MW]	Nombre	Fecha PES	Potencia Nominal [MW]
Pica I	01/04/2015	1	Finis Terrae	01/06/2016	138
Andes Solar	01/05/2015	21	Huatacondo	01/07/2016	98
Pampa Camarones 1	01/06/2015	6	Blue Sky II	01/08/2016	51
La Huayca 2	01/07/2015	21	Cochrane 2	01/10/2016	280
Arica Solar 1 (Etapa I)	01/09/2015	18	Blue Sky I	01/10/2016	34
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 Sky Solar Chile.

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. Proyecto Santa Emilia.

Costo unitario Línea Transmisión circuito simple	0,2 MMUSD/km
Costo paño de transmisión	2,0 MMUSD

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.

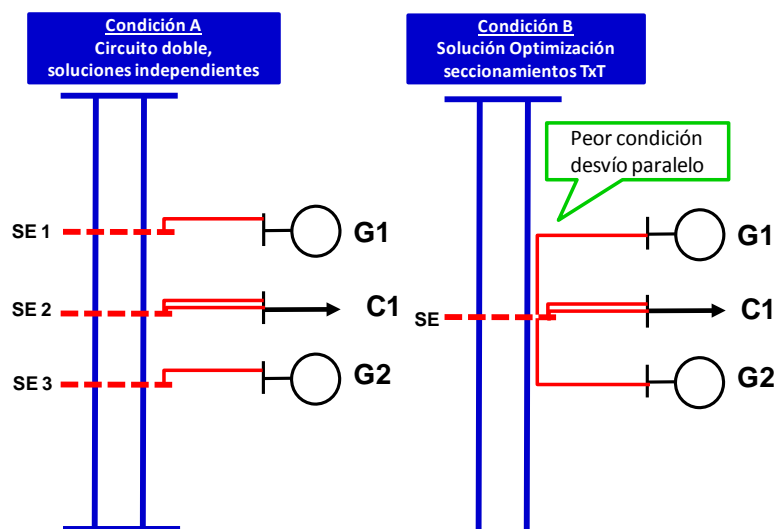
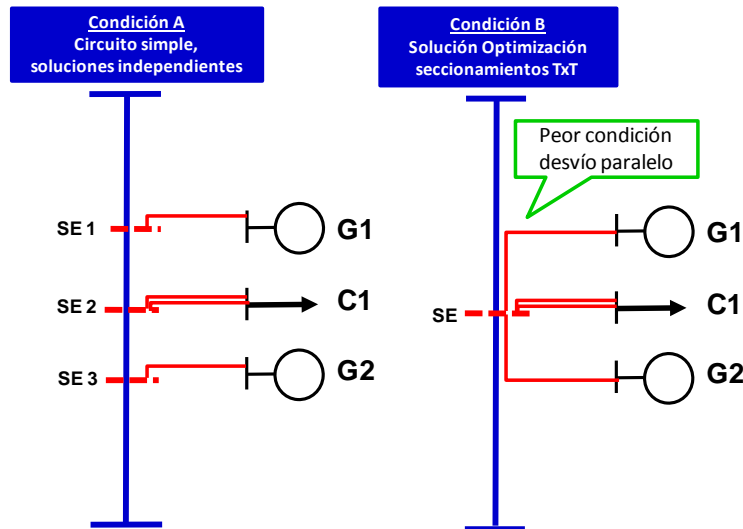


Figura 5: Optimización de conexión en simple circuito.



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.

$$C_{\text{unitario } LTx} \cdot L < C_{SE}$$

Considerando los costos unitarios de inversión en transmisión estimados en la Tabla 4, 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 Lagunas – Pozo Almonte 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	20	\$4

Considerando los resultados anteriores, se estima que las subestaciones seccionadoras deberían localizarse cada 40 kilómetros aproximadamente, a lo largo de la línea, de manera que para cada proyecto en la zona la longitud máxima de la línea a construir sea de 20 kilómetros. Lo anterior significa, para efectos de este proyecto en particular, que resulta más conveniente analizar la conexión directa a S/E Pozo Almonte en vez de la construcción de una nueva subestación que seccione la línea 1x220 kV Lagunas – Pozo Almonte.

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.

Seccionamiento línea 1x220 kV Lagunas – Pozo Almonte

Considerando que el proyecto Santa Emilia se encuentra a 15 km de S/E Pozo Almonte, la conexión directa en dicha subestación es la primera alternativa a analizar.

Además, con el fin de comparar distintas alternativas, se analiza la alternativa de seccionar la línea 1x220 kV Lagunas – Pozo Almonte a la altura a la que se encuentra el proyecto Santa Emilia, esto es, en el kilómetro 11 de dicha línea de transmisión, medidos desde S/E Pozo Almonte.

3.2.2 Factibilidad de la zona de referencia para las conexiones

La ubicación geográfica del proyecto Santa Emilia, 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 Geográficas proyecto Santa Emilia.

N°	NOMBRE	ESTE	NORTE
1	Santa Emilia	429260	7748688
PROYECCIÓN UTM / DATUM WGS84 / HUSO 19 SUR			

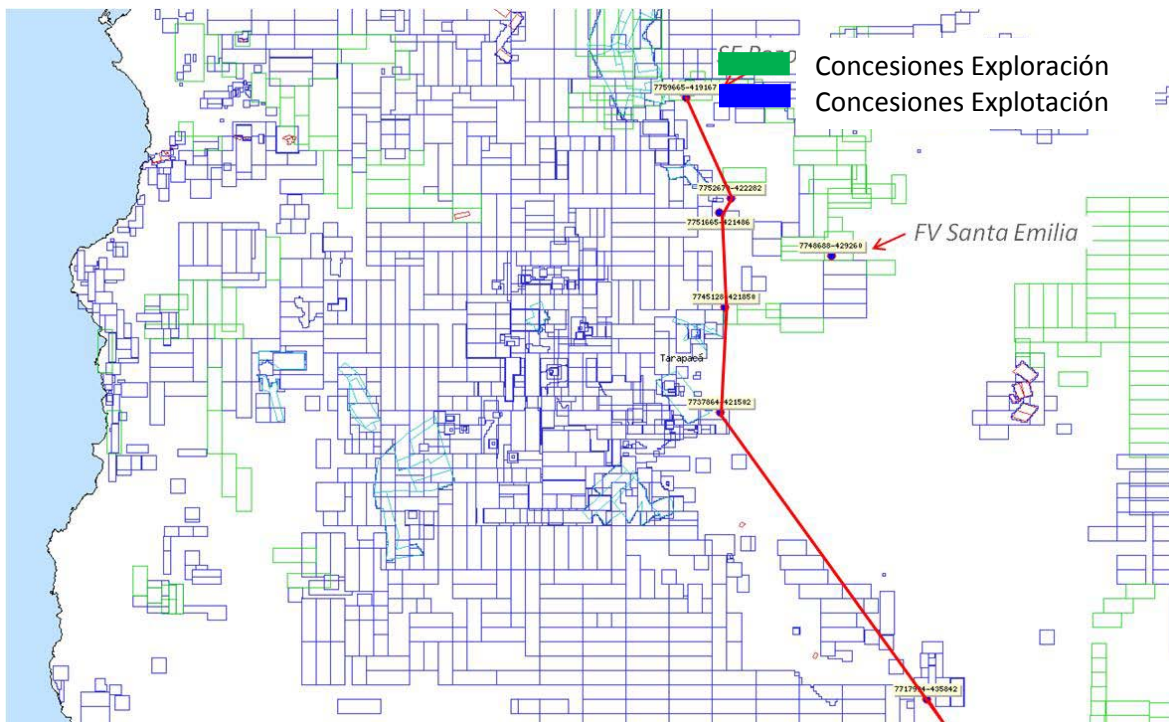
De acuerdo a lo presentado en la Figura 7, el proyecto Santa Emilia se ubica sobre concesiones de exploración que ya se encuentran bajo el dominio de la empresa Sky Solar Chile. Además, se puede observar que una posible conexión de este proyecto en la S/E Pozo Almonte, requiere la negociación de concesiones para el trazado de la línea hacia esta subestación.

Por otro lado, también se observa que no hay una gran cantidad de concesiones que impidan el seccionamiento de la línea 1x220 Lagunas – Pozo Almonte a la altura del proyecto Santa Emilia. En este sentido, se debe destacar que al tratarse del seccionamiento de una línea troncal, el propietario del proyecto debe garantizar el acceso abierto a la subestación seccionadora en caso que se materialice el proyecto, y debe garantizar, al menos técnicamente, la factibilidad 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 las barras de la S/E y la entrada de nuevas líneas a la misma.

Figura 6: Ubicación propuesta por el promotor del proyecto Santa Emilia. Imagen Google Earth.

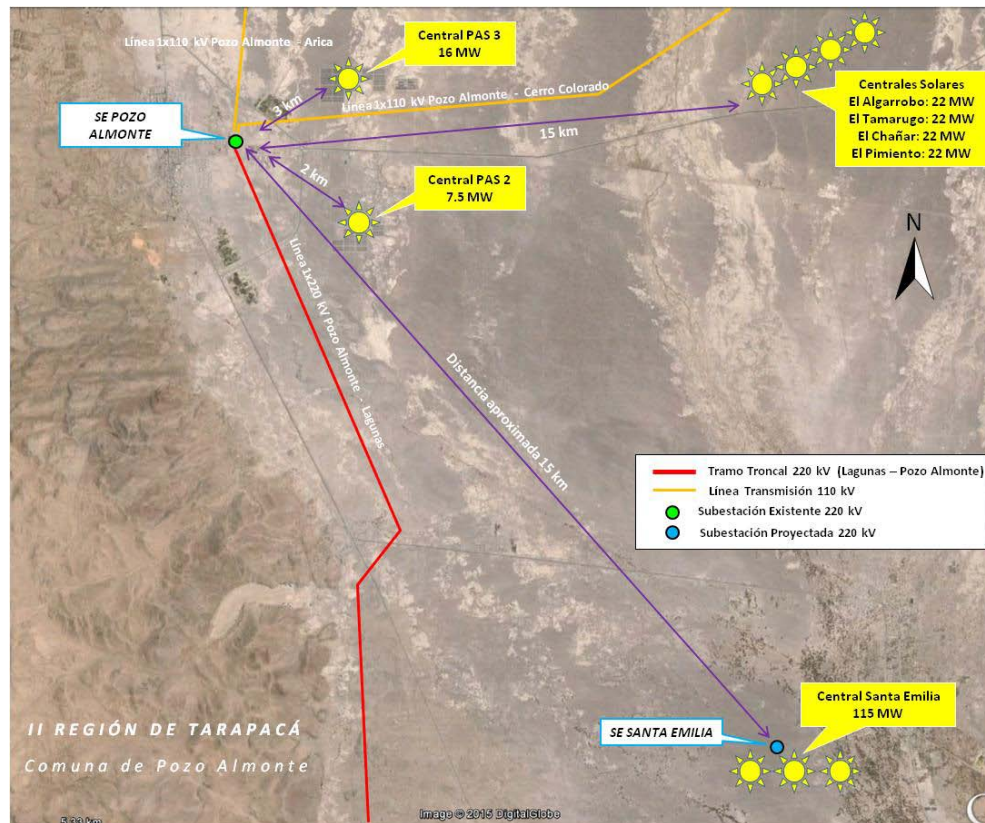


Figura 7: Ubicación propuesta por el promotor del Proyecto Santa Emilia. Imagen Concesiones Sernageomin.



Adicionalmente, con el fin de identificar posibles desarrollos de generación aledaños al proyecto Santa Emilia, 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 Santa Emilia.

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

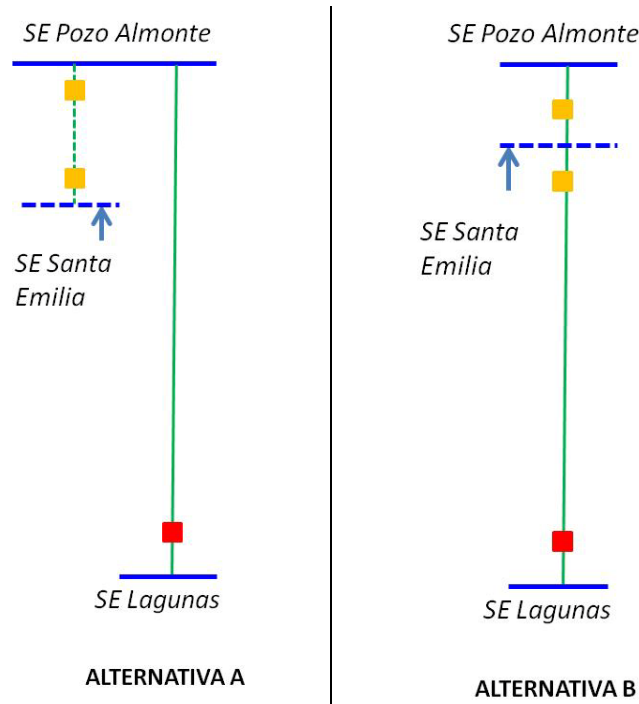


3.2.3 Resumen alternativas factibles de conexión a evaluar

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

- i. **Alternativa A:** Conexión en S/E Pozo Almonte.
- ii. **Alternativa B:** Seccionamiento Línea Lagunas – Pozo Almonte 11 kilómetros al sur S/E Pozo Almonte.

Figura 9: Alternativas de conexión factibles.



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

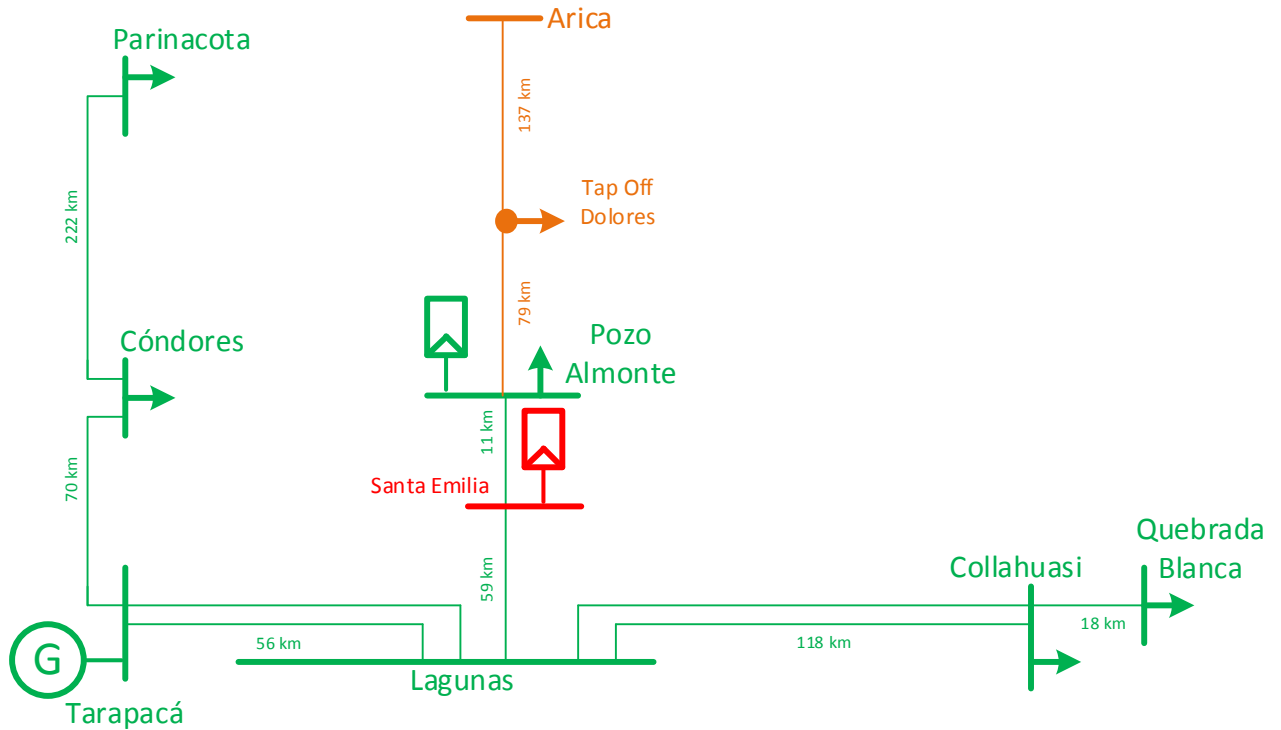
Esta sección tiene como objetivo identificar restricciones de transmisión que se podrían producir ante el desarrollo de alguno de los escenarios de conexión factibles para el proyecto Santa Emilia en evaluación.

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 Santa Emilia.

Figura 10: Diagrama unilineal simplificado zona norte y ubicación del proyecto Santa Emilia.



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 Lagunas – Pozo Almonte, 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 Lagunas – Pozo Almonte

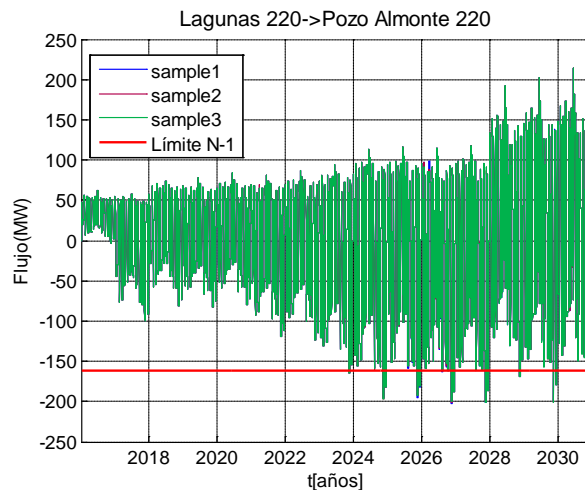
La capacidad de la línea Lagunas - Pozo Almonte corresponde a la capacidad térmica del conductor de la línea Lagunas – Pozo Almonte existente:

$$F_{Lagunas - Pozo Almonte} < 162 [MW]$$

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 Lagunas – Pozo Almonte, con el fin de identificar el impacto de la conexión de este proyecto.

Figura 11: Flujos esperados en línea Lagunas – Pozo Almonte, sin límites de transmisión.



Verificando la activación de las restricciones de transmisión, se observa que para la línea 1x220 kV Lagunas – Pozo Almonte se requeriría una ampliación a partir del año 2023.

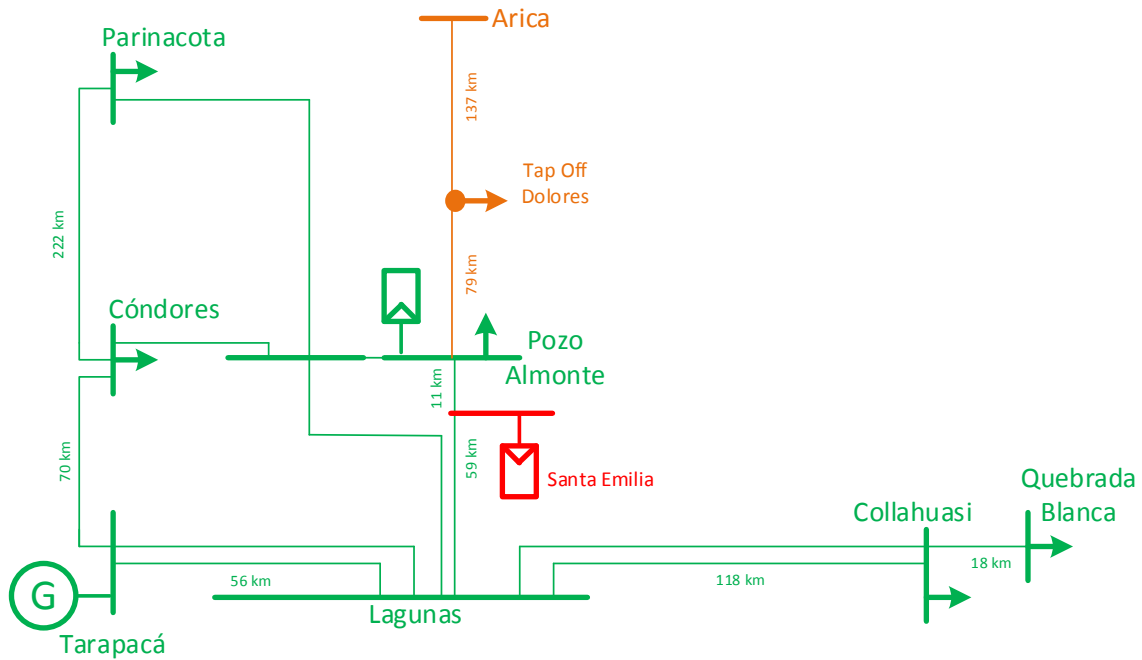
En relación a las congestiones en la red de transmisión, en la revisión anual de expansión troncal del año 2015, se han propuesto obras que permiten dar solución a los problemas de seguridad de suministro y evitar futuras congestiones para la zona norte del SING. Las obras propuestas en la mencionada 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 Cóndores – 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 Santa Emilia corresponde a la nueva línea 2x220 kV Lagunas – Pozo Almonte.

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 2023.

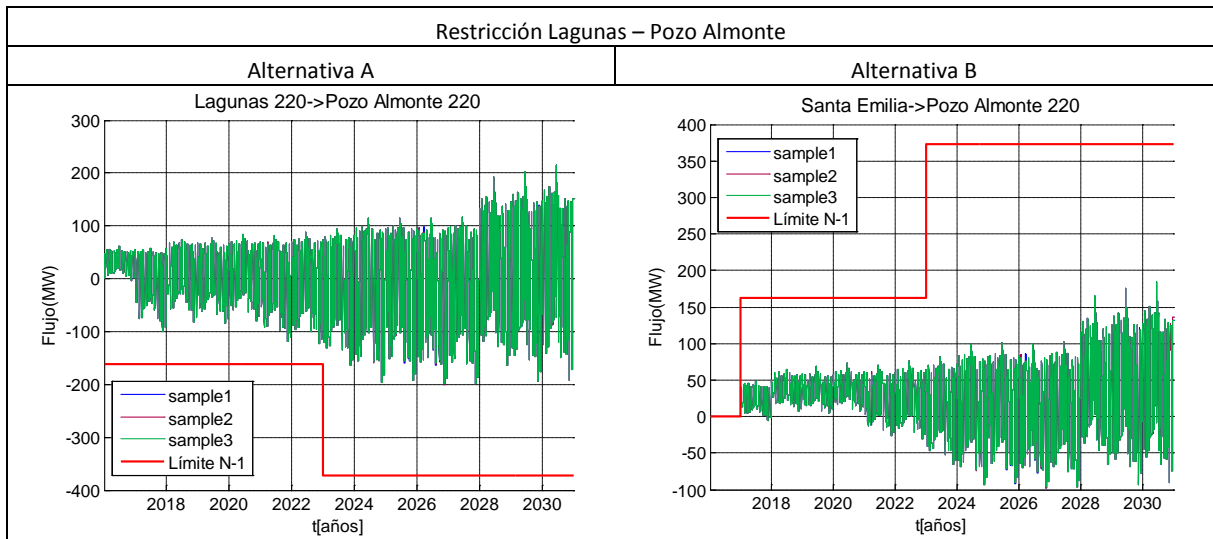
Figura 12: Diagrama unilineal zona norte con Plan de Obras Recomendado de Expansión Troncal.



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 Santa Emilia, la restricción de transmisión crítica corresponde a la de la línea 1x220 kV Lagunas – Pozo Almonte, en donde los flujos hacia Pozo Almonte se muestran en la Figura 13, dado que son los de mayor relevancia.

Figura 13: Resultados simulación de la operación, evaluación de restricción Lagunas – Pozo Almonte.



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 Santa Emilia.

Año	Costos Totales de Operación con Restricciones de Transmisión [MMUSD]	
	Alternativa A	Alternativa B
	Conexión en Pozo Almonte	Seccionamiento 11 km
2017	1667,7	1680,9
2018	1908,2	1921,3
2019	2228,2	2244,8
2020	2278,7	2296,6
2021	2717,4	2735,9
2022	2945,2	2965,3
2023	3179,2	3200,2
2024	3408,1	3427,7
2025	2920,7	2938,2
2026	3584,2	3600,7
VAN 2017	\$15.515,19	\$15.619,32

Se puede observar que la alternativa que genera menores costos de operación y falla, considerando restricciones de transmisión, corresponde a la alternativa de conexión del proyecto Santa Emilia directamente en la S/E Pozo Almonte, traduciéndose como la mejor alternativa en términos de ahorro de costos de operación y falla del sistema, siendo aproximadamente 104 millones de dólares más conveniente que la alternativa de seccionamiento a 11 km de S/E Pozo Almonte.

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 Santa Emilia.

Costo unitario Tendido 1 circuito	0,2	MMUSD/km
Tasa descuento	10	%
Periodo Inv Tx	40	Años
COMA	2	%
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 Santa Emilia.

Tabla 9: Valorización de Inversiones Alternativas conexión proyecto Santa Emilia.

Puntos Conexión	Longitud Línea Tx[km]	N Paños Adicionales	Costo Línea [MUSD]	Costo S/E [MUSD]	Costo Total Inversión [MUSD]	AVI [MUSD]	COMA [MUSD]	VAT [MUSD]	VAT [MMUSD]
A-Conexión Pozo Almonte	11	0	\$2.200	\$0	\$2.200	\$205	\$4	\$209	\$0,209
B-Seccionamiento 11 km	0	2	\$0	\$4.000	\$4.000	\$372	\$7	\$379	\$0,379

De las valorizaciones presentadas en la Tabla 9, se puede observar que la alternativa de menor costo de inversión en transmisión corresponde a la conexión en S/E Pozo Almonte, 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 Santa Emilia, cuyos resultados se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10: Costos Totales de Operación e Inversión en Transmisión. Alternativas conexión Santa Emilia.

Año	Costos Totales de Operación e Inversión Transmisión [MMUSD]	
	Alternativa A	Alternativa B
	Conexión en Pozo Almonte	Seccionamiento 11km
2017	\$1.667,9	\$1.681,3
2018	\$1.908,4	\$1.921,7
2019	\$2.228,4	\$2.245,2
2020	\$2.278,9	\$2.297,0
2021	\$2.717,6	\$2.736,3
2022	\$2.945,4	\$2.965,6
2023	\$3.179,4	\$3.200,5
2024	\$3.408,3	\$3.428,1
2025	\$2.920,9	\$2.938,6
2026	\$3.584,4	\$3.601,1
VAN 2017	\$15.516,5	\$15.621,6

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 conectar el proyecto directamente en S/E Pozo Almonte, sin seccionar la línea 1x220 kV Lagunas – Pozo Almonte.



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 Santa Emilia consiste en conexión directa a la S/E Pozo Almonte.

Sin perjuicio de lo anterior, será el responsable del proyecto quién defina el trazado definitivo de la línea de conexión directa y el punto definitivo de conexión en la S/E Pozo Almonte, previo acuerdo con el propietario de ésta.