

Nombre empresa o proponente	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.
Representante Legal empresa o proponente	Luc Imschoot // luc.imschoot@cl.engie.com
Nombre del proyecto	Seccionamiento de la línea 1x110 kV Arica - Pozo Almonte en Tap-Off Dolores y aumento de capacidad de transformación
1. Descripción del proyecto	
<p>El proyecto considera el seccionamiento de la línea 1x110 kV Arica-Pozo Almonte en el Tap-Off Dolores 110 kV. Además, se contempla aumentar la capacidad de la subestación, reemplazando el transformador de poder de 2 MVA existente por uno de 10 MVA.</p> <p>La S/E cuenta actualmente con tres (3) patios: 110 kV, 24 kV y 13,8 kV; todos con una configuración de barra simple y tecnología AIS. En la página del CEN (www.coordinador.cl) se informa que las barras de 13,8 kV y 24 kV, tiene una capacidad de corriente nominal de 360 A.</p> <p>En subestación seccionadora se considera instalar tres (3) interruptores de tanque muerto junto con sus transformadores de corriente (debido al reducido espacio que existe actualmente en la subestación), seis (6) pararrayos con contador de descargas, cinco (5) desconectadores tripolares anclados a los marcos de línea y dos (2) marcos de línea para 110 kV. Para el seccionamiento se utilizará el mismo tipo de conductor existente en el tramo asociado a la LT 110 kV Arica-Pozo Almonte (ACSR Penguin) y no se contempla instalar cable de guardia.</p> <p>Para aumentar la capacidad de la subestación, se considera cambiar el transformador de poder 110/24 kV de 2 MVA conexión Dy1, por un transformador de poder 110/24 kV de 10 MVA Dyn1. El área proyectada para realizar el seccionamiento y los trabajos de cambio del transformador corresponden a 450 m² (aprox.).</p> <p>En ambos casos se considera movimiento de tierra, construcción de fundaciones, estructuras metálicas y ampliación de puesta a tierra.</p>	
2. Ubicación Geográfica	
3. Justificación del proyecto	
<p>Con el seccionamiento y aumento de la capacidad de transformación se obtienen los siguientes beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Provee una mayor confiabilidad del sistema, en una zona en la cual existe un gran número de Tap Off's conectados a la línea 110 KV Arica – Pozo Almonte. - Aumentar la capacidad de transformación de la subestación, de 2 a 10 MVA para permitir la conexión de nuevos proyectos. - Satisfacer requerimientos de aumento de capacidad de consumidores regulados de energía eléctrica de la zona. - Generar un punto de inyección adicional a la generación de energías renovables y PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuida). 	
4. Antecedentes de Demanda	
<p>Los antecedentes relativos a cargabilidad estimada al año 2022 (con y sin proyecto) de las instalaciones afectadas se encuentra en anexo DOL-110-EE-EST-0001.</p>	
5. Condiciones Operativas de las Instalaciones	
<p>Los nuevos interruptores y desconectadores de los paños se pueden operar local y/o remotamente. Los interruptores, al igual que los desconectadores se encuentran normalmente cerrados.</p> <p>En caso de existir falla en la barra principal de 110 kV los interruptores 52HT1, 52H1 y 52 H2 operan para despejar la falla.</p> <p>En caso de falla en el tramo 110 kV Arica-Dolores opera el interruptor 52H1.</p> <p>En caso de falla en el tramo 110 kV Dolores-Pozo Almonte opera el interruptor 52H2.</p> <p>La operación de los desconectadores en las nuevas posiciones, pasa a estado abierto cuando se realiza mantenimiento en los paños o se deja fuera de servicio alguno de ellos.</p>	
6. Cronograma	
<p>El cronograma se encuentra adjunto en el Anexo 1 del presente documento en formato pdf y Project.</p>	

7. Plazo constructivo (meses)

14 meses desde la adjudicación

8. Fecha inicio de construcción y fecha estimada entrada operación

Fecha estimada de inicio de Construcción: Primer trimestre 2020

Fecha estimada entrada operación: Primer trimestre 2021

En el Anexo 1 se puede ver con mayor detalle los plazos establecidos para cada etapa del proyecto.

9. Diagramas del Proyecto

Los siguientes documentos presentan la situación actual de la S/E Tap-off Dolores junto con las obras proyectadas. Estas últimas se encuentran encerradas en nubes en los planos.

- Plano DOL-110-EE-PLN-0001 "S/E DOLORES_PROPUESTA DE AMPLIACIÓN_DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO"
- Plano DOL-110-EE-PLN-0002 "S/E DOLORES_PROPUESTA DE AMPLIACIÓN_DISPOSICIÓN DE EQUIPOS PLANTA PATIO 110 KV"

I. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
1. Tensión de operación (kV)	2. Tensión de diseño (kV)	3. Número de circuitos
No se considera nueva línea de transmisión	No se considera nueva línea de transmisión	No se considera nueva línea de transmisión
4. Longitud estimada		
3.1 Longitud Estimada Conductor	-	km
3.2 Longitud Estimada Trazado	-	km
5. Tipo de conductor	6. Cantidad de conductores por fase	
-	-	-
7. Capacidad de transporte de la línea		
Temperatura ambiente en °C	Con efecto del sol (A)	Sin efecto del sol (A)
25	-	-
30	-	-
35	-	-
8. Parámetros de la línea		
9.1 Parámetros de secuencia positiva y negativa	R1 (ohm/km)	-
	X1 (ohm/km)	-
	B1 (uS/km)	-
9.1 Parámetros de secuencia cero	R0 (ohm/km)	-
	X0 (ohm/km)	-
	B0 (uS/km)	-
9. Reactores de línea		
NA		
10. Trazado		
NA		
11. Estructuras Tipo		
NA		
(*)No se considera en este proyecto incluir nuevas líneas o tramos.		

II. ANTECEDENTES DE SUBESTACIONES		
1. Estimación superficie del terreno (m2)	2. Ubicación geográfica	
450 m² a construir	Región de Tarapaca	
3. Patios		
La S/E cuenta actualmente con tres patios (110kV/24kV/13,8 kV) de tecnología AIS. Todos los patios de la subestación poseen una configuración de barra simple. El patio de 110 kV tiene un (1) paño, el patio de 24 kV tiene cuatro (4) paños y el patio de 13,8 kV tiene tres (3) paños de acuerdo a lo informado por el CEN (www.coordinador.cl). El alcance del proyecto considera modificar el patio de 110 kV, reemplazando lo existente por dos (2) paños de línea para normalizar la instalación (seccionamiento de la línea) y cambiar el transformador de poder existente por uno de 110/24 kV de 10 MVA, conexión Dy1.		
4. Equipos de Transformación		
3.1 Cantidad de equipos de transformación	La S/E Tap-off Dolores cuenta con dos transformadores de poder aislados en aceite, 110/24 kV y 24/13,8 kV, los cuales se encuentran ubicados a la intemperie.	
3.2 Tipo de equipos de transformación	El transformador de 2 MVA posee cambiador de taps bajo carga en el lado de AT y posee una conexión Dy1. El transformador de 0,3 MVA posee cambiador de taps y posee una conexión Dyn1. El alcance del proyecto considera reemplazar el transformador 110/24 kV por uno de 10 MVA con cambiador de tomos bajo carga en el lado de alta tensión. La conexión de este transformador es la misma que la existente.	
5. Coordenadas Georreferenciadas		
4.1 Coordenada Este		
4.2 Coordenada Norte		
4.3 Zona o Huso (Ej: 18H-19J)		
6. Configuración de barras		
La barra de 110 kV, 24 kV y 13,8 kV poseen una configuración de barra simple. En la página del CEN (www.coordinador.cl) se informa que las barras de 13,8 kV y 24 kV, tiene una capacidad de corriente nominal de 360 A.		
7. Banco de Condensadores Estático		
11.1 Tensión nominal	NA	kV
11.2 Número Total de Condensadores (Máximo Número de Pasos)		NA
11.3 Potencia Reactiva por Pasos del Banco	NA	MVar
11.4 Capacidad Total del Banco	NA	MVar
11.5 Superficie a utilizar	NA	m2
8. Diagramas, Planos y Cuadros		
- Plano DOL-110-EE-PLN-0001 "S/E DOLORES_PROPUUESTA DE AMPLIACIÓN_DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO" - Plano DOL-110-EE-PLN-0002"S/E DOLORES_PROPUUESTA DE AMPLIACIÓN_DISPOSICIÓN DE EQUIPOS PLANTA PATIO 110 KV"		

III. ANTECEDENTES DE TRANSFORMADORES		
1. Capacidad del transformador (MVA)	2. Capacidad Máxima de Transformación (MVA)	3. Tipo (Transformador/Autotransformador)
10	10	Transformador
4. Unidad Trifásica o Banco	5. Tipo Conexión (Y,Δ,YN)	6. Razón de Transformación
Trifásico	Dyn1	110/24-13,8
7. Impedancia Secuencia Positiva y Negativa		
10.1 Base Propia	10	MVA
10.2 Resistencia (R1) en base propia	0,00	p.u.
10.3 Reactancia (X1) en base propia	0,12	p.u.
8. Impedancia Secuencia Cero		
10.1 Base Propia	10	MVA
10.2 Resistencia (R0) en base propia	0,00	p.u.
10.3 Reactancia (X0) en base propia	0,03	p.u.
(*)Valores tomados como referencia de transformador de las mismas características.		

IV. ANTECEDENTES DE OTROS TIPOS DE PROYECTOS		
No se consideran otro tipo de alcance en las obras a realizar en la S/E Dolores		
NA	NA	NA
NA	NA	NA
NA	NA	NA
NA	NA	NA
NA	NA	NA
NA	NA	NA

Valorización (USD \$)	
1. Costos Directos	
1.1. Ingeniería	160.814
1.2. Gestión medioambiental	50.000
1.3. Instalación de Faenas	133.333
1.4 Subestación	2.071.841
1.4.1 Materiales eléctricos	828.752
1.4.1.1 Equipamiento de paño	657.880
1.4.1.2 Instalaciones comunes de patio	170.872
1.4.2. Materiales civiles	226.336
1.4.2.1 Equipamiento de paño	226.336
1.4.2.2 Instalaciones comunes de patio	
1.4.3 Montaje eléctrico	676.126
1.4.3.1 Equipamiento de paño	373.230
1.4.3.2 Instalaciones comunes de patio	302.896
1.4.4 Construcción obras civiles	340.627
1.4.4.1 Equipamiento de paño	340.627
1.9. Pruebas y puesta en servicio	120.000
2. Costos Indirectos	
2.1 Gastos Generales	152.159
2.2 Seguros	26.377
2.3 Imprevistos	254.188
2.4 Inspección Técnica de Obras	50.400
Costo Total	3.019.113

I. ANÁLISIS DE IMPACTOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

El proponente deberá incorporar, cuando corresponda, dentro de su propuesta de expansión al menos los siguientes estudios:

1.- Las conclusiones del estudio del sistema se encuentra adjunto en el documento: DOL-110-EE-EST-0001

2.- El proyecto propuesto no interviene de manera significativa a instalaciones del sistema de transmisión Nacional.

3.- La base de datos de simulación se adjunta en formato .pfd, bajo el siguiente código: DOL-110-EE-EST-0001