

**RESUELVE CONTROVERSIAS PRESENTADA
POR LA EMPRESA ECOINVERSOL CHILE SPA
EN CONTRA DE LA COMPAÑÍA GENERAL DE
ELECTRICIDAD S.A., EN RELACIÓN CON EL
PMGD DON NICOLÁS.**

VISTO:

Lo dispuesto en la Ley N°18.410, Orgánica de esta Superintendencia; en la Ley N°19.880, que establece Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado; en el DFL N°4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos; en el D.S. N°327, de 1997, del Ministerio de Minería, Reglamento de la Ley Eléctrica; en el D.S. N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala; en la Resolución Exenta N°42, de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, que dicta Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en instalaciones de media tensión; en las Resoluciones N°s 6, 7 y 8, de 2019, de la Contraloría General de la República, sobre exención del trámite de toma de razón; y

CONSIDERANDO:

1º. Que mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°237.702, de fecha 11 de octubre de 2023, la empresa Ecoinvert Sol Chile SpA, en adelante "Propietario" o "Reclamante", presentó un reclamo en contra de la empresa Enel Distribución Chile S.A., en adelante "ENEL S.A." o "Distribuidora", en relación con el proceso de conexión del PMGD Don Nicolás. Lo anterior, en el marco de lo dispuesto en el D.S. N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, "Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala", en adelante "D.S. N°88" o "Reglamento". Funda su reclamo en los siguientes antecedentes:

"(...) Que, encontrándome dentro del plazo, vengo en presentar una reclamación regulada en los artículos 62, 121 y siguientes, y 7º transitorio del Decreto Supremo N°88 de 2020 del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (en adelante el "DS 88"), en contra de la empresa distribuidora Enel Distribución S.A. (en adelante "Enel" o la "Distribuidora"), respecto de una controversia surgida con ésta en relación con el Informe de Criterios de Conexión y el Informe de Costos de Conexión emitidos por dicha empresa con fecha 8 de septiembre de 2023 acerca del PMGD Don Nicolás¹ (en adelante y respectivamente el "ICC" y el "Informe de Costos"). La reclamación se funda en que el Informe de Costos adjunto al ICC incurre en diversos incumplimientos normativos y técnicos en relación con la valorización y justificación de las obras adicionales y adecuaciones necesarias para la conexión del PMGD Don Nicolás a la red de la Distribuidora, resultando los costos de conexión absolutamente excesivos, improcedentes y desproporcionados.

Por lo anterior, solicito a esta Superintendencia que instruya a Enel corregir y actualizar el Informe de Costos y, por consiguiente, el ICC, atendidos los fundamentos que a continuación paso a exponer.

I. ANTECEDENTES

Ecoinvert Sol Chile SpA se encuentra desarrollando el Proyecto PMGD Don Nicolás, el cual consiste en una planta solar fotovoltaica con una potencia nominal de 9 MW, ubicado en la comuna de Lampa, Región Metropolitana cuya energía es evacuada a través del sistema

¹ Proceso de conexión N°1865, alimentador Liray de propiedad de Enel.



de distribución en 23 kV del alimentador Liray, que a su vez pertenece a la Subestación Batuco.

El PMGD Don Nicolás corresponde a lo que el DS 88 califica como un “Medio de generación de pequeña escala”, de acuerdo a su artículo primero.

El alimentador Liray es de titularidad de Enel y la Subestación Batuco es de titularidad de Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A.

Con fecha 12 de junio de 2023 Enel emitió y comunicó a Ecoinvertor Chile SpA un primer Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión del PMGD Don Nicolás. En cuanto a la valorización de los costos de conexión, Enel cifró en esa oportunidad en 54.475 UF las obras adicionales y en 1.342 UF las adecuaciones. Cabe hacer presente que el Informe de Criterios de Conexión fue emitido con cuatro meses de retraso respecto del plazo establecido en el artículo 58 del DS 88.

Pues bien, los mencionados Informe de Criterio de Conexión e Informe de Costos de Conexión, contenían severos errores y desprolijidades, que hacían que los documentos fueran inservibles para su propósito propio. En efecto el Informe de Costos de Conexión mezclaba las partidas de obras valorizadas a VNR, sin separarlas por cada tramo de refuerzo. Lo anterior hacía que fuera imposible verificar que las cantidades y montos fueran correctos.

Por lo anterior, el 7 de julio de 2023 Ecoinvertor Chile SpA, mediante el “Formulario N°15: Conformidad con ICC”, no aceptó el primer Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión del PMGD Don Nicolás, formulando observaciones y solicitando diversas correcciones, principalmente en materia de costos. El resumen de las observaciones y solicitud de correcciones fue el siguiente:

- Las partidas de obras valorizadas a VNR no se encontraban separadas por cada tramo de refuerzo de red, por lo que no era posible verificar que las cantidades y montos sean correctos. Por lo anterior, se solicitó desglosar el presupuesto de obras por cada obra propuesta en la tabla n°28 del Informe de Criterio de Conexión.
- Los precios indicados para algunas de las partidas no guardaban relación con precios de mercado u otros Informes de Criterio de Conexión de la zona de concesión. Por lo anterior se solicitó revisar estas partidas y verificar el precio indicado.
- Se solicitó indicar la justificación del cargo por “Costos asociados a Operación y Mantenimiento” de la tabla n°8 de la valorización de obras.
- Dados los retrasos en la revisión de los estudios y emisión del Informe de Criterio de Conexión del proyecto por parte de la distribuidora, se solicitó modificar el cronograma de ejecución del proyecto presentado en el Formulario 3, adjuntándose un nuevo cronograma de avance para ser incluido en el Informe de Criterio de Conexión.

El 8 de septiembre de 2023, Enel dio respuesta a las observaciones efectuadas por Ecoinvertor Chile SpA, enviando, ente otros documentos, un nuevo ICC, un nuevo Informe de Costos y una planilla Excel denominada “Respuesta F15_1865 – Don Nicolás”, la cual especifica a qué tramo o cota corresponde cada partida del Informe de Costos (en adelante la “Planilla Excel”). En cuanto a la valorización de los costos de conexión, Enel efectuó una rebaja de las obras adicionales, que pasaron de 54.475 UF a 50.501 UF, manteniendo el valor de las adecuaciones en 1.342 UF.



Si bien en el Informe de Costos y el ICC la Distribuidora se hizo cargo de una parte menor de nuestros reclamos, valorizando las partidas por tramos y no por módulos, lo cierto es que no resolvió las observaciones en materia de costos de conexión arrojando como monto por las obras adicionales una suma de 50.501 UF, manteniendo un valor tremendamente alto y totalmente fuera de mercado para este tipo de trabajos. Asimismo, tampoco actualizó el cronograma de ejecución del proyecto.

Así entonces, la valorización de dichos costos contenida en el Informe de Costos y el ICC incumple sustancialmente con las exigencias de la normativa vigente y resulta a todas luces desmesurada.

Cabe hacer presente que la respuesta de Enel se produjo con un retraso de 25 días respecto del vencimiento del plazo de 20 días que establece el DS 88.

II. FUNDAMENTOS

Según ya quedó dicho más arriba, el Informe de Costos y, por consiguiente, el ICC, incurren en diversos incumplimientos normativos y técnicos en relación con la valorización y justificación de las obras adicionales y adecuaciones necesarias para la conexión del PMGD Don Nicolás a la red de la Distribuidora, por las razones de hecho y de derecho que se pasan a exponer a continuación.

Lo anterior llama especialmente la atención, teniendo presente que las distribuidoras, al ser empresas que participan en un sector regulado, como es el caso de Enel, deben dar estricto cumplimiento a la normativa, al momento de emitir los documentos que forman parte del proceso de conexión de los proyectos. A lo anterior se suma el hecho de que Enel, en su VNR, contempla una partida que corresponde al 8% del valor de los refuerzos, la cual está prevista para la ejecución de la ingeniería de detalles de los trabajos involucrados, de manera que cuesta encontrar explicación a la desprolijidad y deficiencia de la ingeniería de detalle y los documentos emitidos por la Distribuidora.

Uno. Errores en la valorización de costos de obras por tramo.

El Informe de Costos y el ICC valora las partidas por tramos, dividiendo la línea en 15 tramos o cotas. En este ejercicio de valorización Enel cometió una serie de errores, los cuales se detallan en lo sucesivo.

Uno.Uno. Tramo 3.

En este tramo de 410 metros, Enel presupuesta en el Informe de Costos reemplazar el cable aéreo existente, que corresponde a cable desnudo de cobre de 70 mm², por cable protegido de aluminio de 185 mm². Detallamos a continuación los errores encontrados.

Uno.Uno.Uno. Cantidad excesiva de cable de acero.

La cantidad de cable de acero indicada en la cota 3 del ICC (410 metros) no coincide con la longitud del cable a reforzar indicada en el Informe de Costos (648 metros).

Lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada en base a la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad
3	COTA N°3 - PROYECTO RED MT AÉREA	CABLE AC GALV 3/8 ALTA RESIST ESP 006	CDACAG3A025000	0,648	[km]

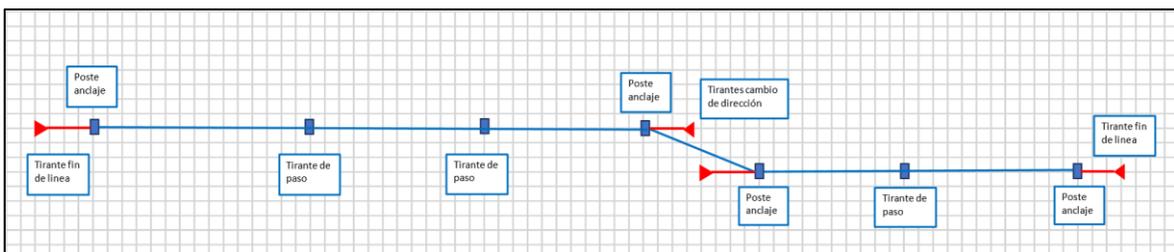


Uno.Uno.Dos. Tirantes innecesarios.

En un tramo de 10 postes se contempla retirar 10 tirantes e instalar 6 tirantes nuevos, además de instalar 3 postes mozo. Todo lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada en base a la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad
3	COTA N°3 - RETIRO RED MT AÉREA	RETIRO DE TIRANTE	TASRSS	6,000
3	COTA N°3 - PROYECTO RED MT AÉREA	ANCLAJE P/TIRANTE A POSTE MOZO A-2 DMAD	TASRSS	6,000
3	COTA N°3 - PROYECTO RED MT AÉREA	POSTE MOZO H.A 7,2 M ALTA RES DMAD-0185	TASCSS	3,000
3	COTA N°3 - PROYECTO RED MT AÉREA	RETIRO DE TIRANTE	TASRSS	4,000

Aquí claramente hay un error, pues, no hay ninguna razón técnica para modificar la infraestructura de sujeción de esta manera, con esta cantidad de tirantes, en un tramo de 400 metros que discurre recto. Lo anterior, puesto que, como bien sabe esta Superintendencia, los tirantes son normalmente utilizados en estructuras de anclaje de fin de línea o de cambio de dirección y no son requeridos en tramos rectos (lo que se grafica en el esquema preparado por nuestros ingenieros, que se inserta al final de este párrafo). Además, las distancias normales de tramos entre tirantes suelen ser de 400 o 500 metros (esto sí es que no hay cambios de dirección), por lo que en estos tramos de refuerzos en el alimentador Liray, el cambio o modificación de tirantes debería ser mucho menor, en atención a que son tramos cortos y rectos.



Atendido lo recién mencionado, Enel debe revisar esta partida y disminuir el elevado e innecesario número de tirantes que contempla el Informe de Costos.

Uno.Uno.Tres. Número excesivo de crucetas.

En este pequeño tramo de 10 postes se propone retirar 12 crucetas y adicionar 20 crucetas nuevas de 2,4 metros, las cuales no se justifican para una red compacta, además se contempla incluir 10 brazos tipo C. Lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada en base a la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad
3	COTA N°3 - RETIRO RED MT AÉREA	RETIRO DE CRUCETA SIMPLE O DOBLE EN DISPOSICIÓN DE PASO	ER3CC03CHBE5	12,000
3	COTA N°3 - PROYECTO RED MT AÉREA	CRUCETA H.A 2,40 MT DMAD-0082	ER3CC03CHBE5	17,000
3	COTA N°3 - PROYECTO RED MT AÉREA	BZO TIPO C 23 kV P/RED COMPACT SPACE-CAB	EP3CL00L00CNNF5	10



3	COTA N°3- PROYECTADO TD	CRUCETA H.A 2,40MT DMAD-0082	ER3CC03CHBE5	3,000
---	----------------------------	---------------------------------	--------------	-------

Pues bien, como bien sabe esta Superintendencia y conforme a las buenas prácticas en ingeniería, en el caso de instalar brazos tipo C, no es necesario instalar crucetas, por lo que, si se instalan los 10 brazos tipo C, se deberían eliminar las 20 crucetas. Por último, teniendo presente lo indicado en los números Uno.Uno.Uno., Uno.Uno.Dos. y Uno.Uno.Tres. anteriores, y como esta Superintendencia bien sabe, el cambio de conductor en una línea de distribución, como es la del tramo 3, no debería contemplar cambios de postes, ni de tirantes, ni crucetas, ya que, el peso del conductor es marginal versus el factor viento, salvo que estos equipos se encuentren en mal estado. Y en ese caso, indudablemente, la responsabilidad de asumir el costo de la sustitución le corresponde a la Distribuidora.

De este modo, no existe razón técnica alguna para los requerimientos que está haciendo Enel en este punto. La única manera de entenderlos es que Enel esté intentando mejorar su estándar constructivo a costa del PMGD Don Nicolás, lo cual es absolutamente contrario al espíritu de la norma.

Uno.Dos. Tramo 4:

Este es un tramo pequeño de 20 metros en el cual el conductor aéreo existente en el alimentador al llegar a este punto se conecta de forma subterránea por atravesar una línea de alta tensión.





En este tramo, el Informe de Costos contempla reemplazar el cable existente subterráneo por un cable subterráneo de Aluminio 240 mm². A continuación, se desarrollan los cuestionamientos respecto las obras en este tramo.

Uno.Dos.Uno. Obras injustificadas.

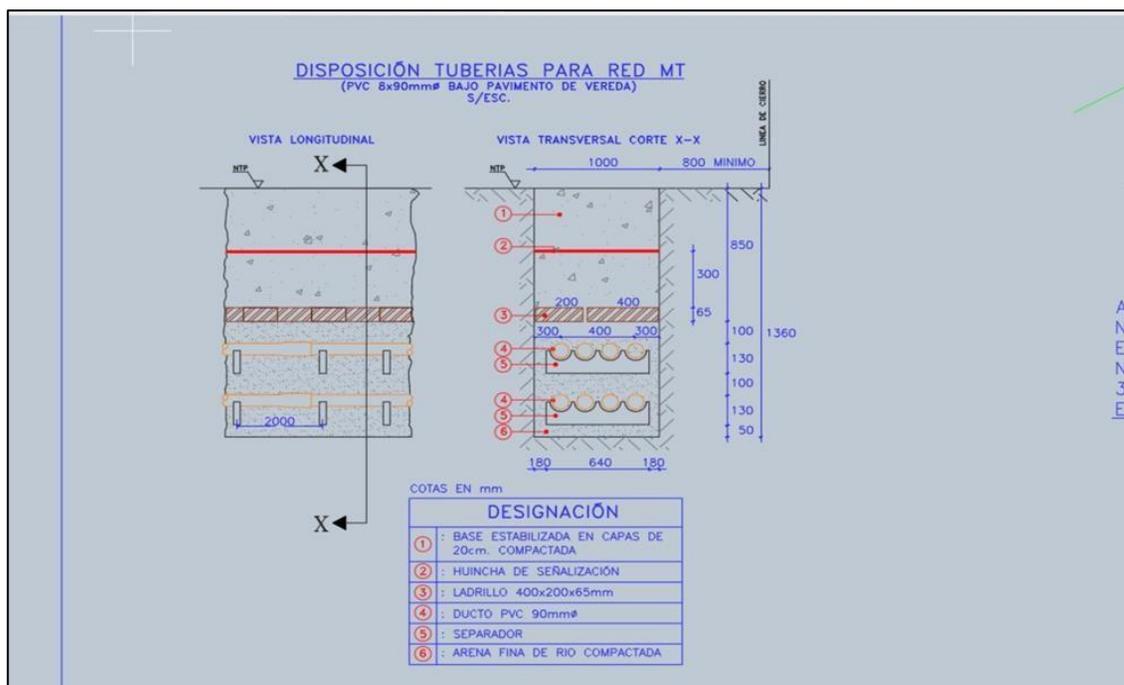
En el Informe de Costos se contempla para este tramo, romper aceras, realizar excavaciones, instalar ductos adicionales por mayor profundidad, entre otras actividades.

Es importante hacer presente que la norma interna de Enel para canalizaciones en aceras dispone lo siguiente:

- *El diámetro de ductos establecido por Enel es de 90 mm para MT bajo aceras.*
- *La norma RPT11 establece que el diámetro interno de los ductos debe ser no menos de 1,5 veces el diámetro del conductor, o sea el diámetro máximo de conductor es de alrededor de 60 mm o algo menos.*
- *En el tramo 4 se especifica conductor de 240 mm² que según varios fabricantes tiene un diámetro externo 48 mm.*

En este sentido, en la siguiente imagen, la cual corresponde a un plano elaborado por Enel, relativo a la disposición de tuberías para red MT, se grafica con más detalle lo señalado en los puntos anteriores.





Pues bien, si Enel tuviera su canalización de acuerdo con su norma no habría necesidad de realizar las obras mencionadas en el primer párrafo del presente número Uno.Dos.Uno., y bastaría sólo con el cambio de conductor. Lo anterior, ya que el cable de 240 mm², que tiene un diámetro de 48 mm, cabría sin ningún problema ni dificultad en el ducto. Todas las demás actividades que se requieran para que la canalización cumpla con su norma interna, deben ser de cargo de Enel, ya que de lo contrario se estaría mejorando el estándar constructivo a costa del PMGD Don Nicolás.

Uno.Dos.Dos. Errores en el diámetro y longitudes del cable conductor.

Para el improbable caso de que esta Superintendencia considere necesario realizar las obras mencionadas en el primer párrafo del número Uno.Dos.Uno. anterior, es necesario dar cuenta de serios errores en el alcance y en la estimación de costos de dichas obras. En efecto, en la siguiente tabla, elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel, se aprecia que para el mencionado tramo de 20 metros se considera instalar 750 metros de cable subterráneo y, además, en vez de un cable 240 mm² de espesor, según se indica en el ICC, se considera instalar uno de 400 mm².

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad
4	COTA N°4 – PROYECTO RED MT SUBT	CABLE AL XT 25 kV 400 MM ² AZUL GSC001	CLSCAL3C400000	0,200	[km]
4	COTA N°4 – PROYECTO RED MT AÉREO	CABLE AC GALV 3/8 ALTA RESIST ESP 006	CDACAG3A025000	0,032	[km]
4	COTA N°4 – PROYECTO RED BT AÉREO	CABLE ALUM 400 MM ² XLPE GSC002	CLSCAL3C400000	0,267	[km]
4	COTA N°4 – PROYECTO RED APA AÉREO	CABLE ALUM 400 MM ² XLPE GSC002	CLSCAL3C400000	0,267	[km]

Lo anterior demuestra que, para el caso de que esta Superintendencia considere necesario realizar las obras mencionadas en el primer párrafo del número Uno.Dos.Uno. anterior, será necesario que Enel corrija el Informe de Costos en razón de los evidentes errores consignados en el párrafo precedente.



Uno.Dos.Tres. Partidas que no se corresponden con el eventual trabajo requerido y desproporción de los montos involucrados.

En el improbable evento de que fueren necesarias las obras mencionadas en el primer párrafo del número Uno.Dos.Uno. anterior, Enel incurre en un error al incluir una serie de partidas que no se justifican para dichas obras, las cuales se grafican en la siguiente tabla, elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad	Total_VNR_2021
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	SUPLEMENTO POR INSTALACIÓN DE UN DUCTO HORIZONTAL EN ZANJA O CANALIZACIÓN A O B EN CONCRETO MAS DE 15 CM	BAAV08424	5,409	[u]	\$44.132.451
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	CONSTRUIR CÁMARA O CAMARILLA EN VEREDA DE MAMPOSTERÍA, ALBAÑILERÍA PARA MT O BT	BAAV08424	3,000	[u]	\$24.476.039
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES BT	CONSTRUIR CÁMARA O CAMARILLA EN VEREDA DE MAMPOSTERÍA, ALBAÑILERÍA PARA MT O BT	BAAV08424	3,000	[u]	\$24.476.039
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES AP	CONSTRUIR CÁMARA O CAMARILLA EN VEREDA DE MAMPOSTERÍA, ALBAÑILERÍA PARA MT O BT	BAAV08424	3,000	[u]	\$24.476.039
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES BT	SUPLEMENTO POR INSTALACIÓN DE UN DUCTO HORIZONTAL EN ZANJA O CANALIZACIÓN A O B EN CONCRETO MAS DE 15 CM	BAAV08424	2,705	[u]	\$22.066.226
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	RECONSTRUCCIÓN O REPARACIÓN VEREDA O ANDÉN ESPECIAL (REPOSICIÓN BALDOSA ESPECIAL (TIPO FULGET-ADOCRET CERÁMICOS ETC.))	BAAV08424	2,686	[u]	\$21.917.464
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES BT	RECONSTRUCCIÓN O REPARACIÓN VEREDA O ANDÉN ESPECIAL (REPOSICIÓN BALDOSA ESPECIAL (TIPO FULGET-ADOCRET CERÁMICOS ETC.))	BAAV08424	2,686	[u]	\$21.917.464
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES AP	RECONSTRUCCIÓN O REPARACIÓN VEREDA O ANDÉN ESPECIAL (REPOSICIÓN BALDOSA ESPECIAL (TIPO FULGET-ADOCRET CERÁMICOS ETC.))	BAAV08424	2,686	[u]	\$21.917.464

Pero incluso en el evento de que dichas partidas estuvieren justificadas, los valores finales son totalmente improcedentes. En efecto, en dichas partidas se multiplica el valor VNR por



Caso:1947500 Acción:3569845 Documento:3941153
V°B° SSF/JSF/JCC/JCS/NMM

un factor que no se explica y que no tiene ningún sentido, lo que es posible apreciar en la tabla antes insertada. Como resultado de esta fórmula, el desarrollador termina pagando montos totalmente desproporcionados. Un ejemplo de lo anterior es que para una obra sencilla como hacer una zanja de 20 metros, se considera una partida por "SUPLEMENTO POR INSTALACIÓN DE UN DUCTO HORIZONTAL EN ZANJA O CANALIZACIÓN A O B EN CONCRETO MAS DE 15 CM" por la suma de \$44.132.451, lo que claramente es desproporcionado.

Por otra parte, existen partidas que contemplan trabajos en baldosa especial, en circunstancias que en las imágenes incluidas al principio del presente número Uno.Dos., se puede apreciar que el terreno por donde discurre la línea subterránea es, en una mitad de tierra y, en la otra mitad de losa de hormigón, por lo que estas partidas resultan del todo improcedentes.

Uno.Dos.Cuatro. Número elevado de mallas de puesta a tierra.

En este ítem de la planilla Enel está considerando una serie de partidas con un monto muy elevado de mallas de puesta a tierra y barras de tierra, lo cual es absolutamente desproporcionado en atención a que están contempladas para un tramo de apenas 20 metros. Lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	BARRA TIERRA 12MMX1,3M DMAD0240	KC22A	12,000	[u]
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	MALLA DE PUESTA A TIERRA	KB22A	54,618	[u]
4	COTA N°4 - PROYECTO RED MT AÉREO	BARRA TIERRA 12MMX1,3M DMAD0240	KC22A	16,000	[u]
4	COTA N°4 - PROYECTO RED BT AÉREO	BARRA TIERRA 12MMX1,3M DMAD0240	KC22A	8,000	[u]
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES BT	BARRA TIERRA 12MMX1,3M DMAD0240	KC22A	12,000	[u]
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES BT	MALLA DE PUESTA A TIERRA	KB22A	54,618	[u]
4	COTA N°4 - PROYECTO RED AP AÉREO	BARRA TIERRA 12MMX1,3M DMAD0240	KC22A	8,000	[u]
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES AP	BARRA TIERRA 12MMX1,3M DMAD0240	KC22A	12,000	[u]
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES AP	MALLA DE PUESTA A TIERRA	KB22A	54,618	[u]

Por regla general, cualquier cambio o refuerzo de mallas de tierra, debiese justificarse a través de una medición de la resistencia de puesta a tierra de la malla. Revisando el ICC no podemos sino concluir que Enel no ha hecho las mediciones pertinentes para demostrar que hay cambios en las mallas de tierra.

Si la malla de tierra no fuese suficiente para efectos de las nuevas condiciones de corto circuito, la malla existente podría reforzarse hincando varillas de cobre en el suelo, conectadas a dicha malla y realizar las mediciones de la resistencia nuevamente. De esa forma, no sería necesario instalar una malla nueva.

Atendido lo recién mencionado, se debiese revisar esta partida y disminuir el elevado e innecesario número de mallas de puesta a tierra que contempla el Informe de Costos.



Uno.Dos.Cinco. VNR no concordante con la obra descrita.

Enel, en su Informe de Costos y en la Planilla Excel, contempla una partida relativa a “cierres ecológicos”, según se indica más abajo en la tabla, elaborada sobre la base de la información contenida en el de Informe de Costos y la Planilla Excel, concepto técnicamente desconocido, respecto del cual ignoramos completamente su función y utilidad, y que Enel no justificó ni explicó en qué consistía, por lo que no procede su cobro.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad	Total_VNR_2021
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	CIERRE ECOLÓGICO	BAAV08424	1,000	[u]	\$8.158.680
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES BT	CIERRE ECOLÓGICO	BAAV08424	1,000	[u]	\$8.158.680
4	COTA N°4 - PROYECTO OBRAS CIVILES AP	CIERRE ECOLÓGICO	BAAV08424	1,000	[u]	\$8.158.680

Por otra parte, cualquiera sea el sentido del término “cierre ecológico”, el VNR ya incluye partidas relacionadas con las obras en terreno, de manera que este valor debería estar comprendido dentro del VNR.

Además, Enel no explica ni justifica el uso, para el cierre ecológico, del CUDN BAAV08424, el cual corresponde a “RECONSTRUCCIÓN O REPARACIÓN VEREDA O ANDÉN ESPECIAL (REPOSICIÓN BALDOSA ESPECIAL (TIPO FULGET-ADOCRET CERÁMICOS ETC.)”.

En este sentido, esta Superintendencia ha señalado que “en el caso de no existir un componente valorizado en VNR, las partes deben acordar el valor de dicho componente y este debe ser homologado a otro componente de características similares, correspondiendo a esta Superintendencia dirimir el costo de ellas en caso de desacuerdo” (Resolución exenta N°14.916 de 2022).

Así entonces, conforme a lo expuesto en el presente número Uno.Dos., una obra tan sencilla como un atravesado subterráneo de 20 metros, es valorada por Enel en aproximadamente \$343.000.000, lo cual no tiene absolutamente ninguna relación con los costos de mercado de una obra de este tipo y redundante en poner en serio riesgo la viabilidad del PMGD Don Nicolás. Enel debe corregir sustancialmente esta partida.

Uno.Tres. Tramo 5.

En este tramo de 1.700 metros, Enel proyecta en el Informe de Costos reemplazar el cable aéreo existente, que corresponde a cable desnudo de cobre de 70 mm², por cable protegido de aluminio de 185 mm². Detallamos a continuación los errores encontrados.

Uno.Tres.Uno. Cantidad excesiva de cable de acero.

En este tramo el Informe de Costos contempla reforzar con cable de acero y conductor una distancia de 2.700 metros, en circunstancias que la longitud real del tramo es de 1.700 metros. Lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad
5	COTA N°5 - PROYECTO RED MT AÉREA	CABLE AC GALV 3/8 ALTA RESIST ESP 006	CDACAG3A025000	2,760	[km]
5	COTA N°5 - PROYECTO RED MT AÉREA	CABLE AL PROTEG 185 MM ² 25 kV E-MT-0010 R2	CLAGAL3C185000	2,600	[km]



Uno.Tres.Dos. Tirantes innecesarios.

En un tramo de 44 postes se retiran 36 tirantes y se instalan 20 tirantes nuevos. Todo lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la planilla Excel.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad
5	COTA N°5 - PROYECTO RED MT AÉREA	RETIRO DE TIRANTE	TASRSS	24,000	[u]
5	COTA N°5 - PROYECTO RED MT AÉREA	RETIRO DE TIRANTE	TASRSS	12,000	[u]
5	COTA N°5 - PROYECTO RED MT AÉREA	ANCLAJE P/TIRANTE A POSTE MOZO A-2 DMAD	TASRSS	20,000	[u]
5	COTA N°5 - PROYECTO RED MT AÉREA	POSTE MOZO H.A 7,2 M ALTAS RES DMAD-0185	TASCSS	4,000	[u]

Aquí claramente hay un error, pues un tramo de 1.700 metros que discurre recto no debería tener esta cantidad de tirantes. Lo anterior conforme a los argumentos expuestos en el punto Uno.Uno.Dos. anterior.

Atendido lo recién mencionado, Enel debiese revisar esta partida y disminuir el elevado e innecesario número de tirantes que contempla el Informe de Costos.

Uno.Cuatro. Tramo 6.

En este tramo recto de 2.100 metros, Enel presupuesta en el Informe de Costos, reemplazar el cable aéreo existente, que corresponde a cable desnudo de cobre de 120 mm², por cable protegido aéreo de aluminio de 185 mm². Detallamos a continuación los errores encontrados.

Uno.Cuatro.Uno. Obras injustificadas.

Tal como se establece en el ICC, este tramo discurre de forma aérea en toda su extensión, lo que es fácilmente comprobable en terreno. A pesar de ello, el Informe de Costos considera la realización de obras subterráneas, lo cual es contradictorio y no tiene ningún sentido.

Hemos incluido en la siguiente tabla, elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel, las partidas relativas a las obras subterráneas de mayor valor. Enel considera entonces, para este tramo, partidas subterráneas por un valor de 280 millones de pesos, lo cual no tiene sentido, dado lo informado por Enel en el ICC y las características de este tramo.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad	Total_VNR	Total_VNR_2021
6	COTA N°6 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	CONSTRUIR CÁMARA O CAMARILLA EN VEREDA DE MAMPOSTERÍA, ALBAÑILERÍA PARA MT O BT	BAAV08424	10,000	[u]	\$62.232.492	\$81.586.797
6	COTA N°6 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	SUPLEMENTO POR INSTALACIÓN DE UN DUCTO HORIZONTAL EN ZANJA O CANALIZACIÓN A O B EN CONCRETO MAS DE 15 CM	BAAV08424	21,637	[u]	\$134.652.788	\$176.529.805



6	COTA N°6 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	RECONSTRUCCIÓN O REPARACIÓN VEREDA O ANDÉN ESPECIAL (REPOSICIÓN BALDOSA ESPECIAL (TIPO FULGETADOCRET CERÁMICOS ETC.))	BAAV08424	2,686	[u]	\$16.718.127	\$21.917.464
---	---	---	-----------	-------	-----	--------------	--------------

Uno.Cuatro.Dos. Número excesivo de crucetas.

En este tramo de aproximadamente 54 postes, el Informe de Costos contempla retirar 58 crucetas e instalar 40 crucetas nuevas de 2,4 metros, además de agregar 44 brazos tipo C. Como se ha observado anteriormente en el punto Uno.Uno.Tres. si se instalan brazos tipo C no hace falta incluir además crucetas, por ser innecesarias. Lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad
6	COTA N°6- RETIRO RED MT AÉREA	RETIRO DE CRUCETA SIMPLE O DOBLE EN DISPOSICIÓN DE REMATE	ER3CC03L00CFAA5	20,000
6	COTA N°6- RETIRO RED MT AÉREA	RETIRO DE CRUCETA SIMPLE O DOBLE EN DISPOSICIÓN DE PASO	ER3CC03L00CFAA5	38,000
6	COTA N°6 - PROYECTO RED MT AÉREO	CRUCETA H.A 2,40MT DMAD-0082	ER3CC03CHBE5	40,000
6	COTA N°6 - PROYECTO RED MT AÉREO	BZO TIPO C 23 kV P/RED COMPACT SPACE-CAB	EP3CL00L00CNNF5	44,000

Uno.Cuatro.Tres. Tirantes innecesarios.

En un tramo de aproximadamente 54 postes se retiran 10 tirantes y se instalan 24 tirantes nuevos. Todo lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad
6	COTA N°6- RETIRO RED MT AÉREA	RETIRO DE TIRANTE	TASRSS	10,000	[u]
6	COTA N°6 - PROYECTO RED MT AÉREO	ANCLAJE P/TIRANTE A POSTE MOZO A-2 DMAD	TASRSS	24,000	[u]
6	COTA N°6 - PROYECTO RED MT AÉREO	POSTE MOZO H.A 7,2 M ALTA RES DMAD-0185	TASCSS	5,000	[u]

Aquí claramente hay un error, pues un tramo de 2.100 metros que discurre recto no debería tener esta cantidad de tirantes. Lo anterior conforme a los argumentos expuestos en el punto Uno.Uno.Dos.

Atendido lo recién mencionado, se debiese revisar esta partida y disminuir el elevado e innecesario número de tirantes que contempla el Informe de Costos.

Uno.Cinco. Tramo 7 y 10.

Conforme a la Planilla Excel, entendemos que la columna denominada EDT 7, incluiría tanto el tramo 7 como el tramo 10, ya que este último no está incluido en dicha planilla y ambos tramos están en la misma zona. El tramo 7 es de 50 metros de cable aéreo y en el Informe de Costos Enel proyecta cambiar el cable aéreo existente, que corresponde a cable desnudo de aluminio de 70 mm², por cable protegido de aluminio de 185 mm². Por su parte, el Tramo 10 es de 400 metros de cable aéreo y en el Informe de Costos Enel proyecta cambiar el cable aéreo existente, que corresponde a cable desnudo de aluminio de 70 mm², por cable protegido de aluminio de 185 mm².



Uno.Cinco.Uno Cantidad excesiva de cable de acero.

La cantidad de cable de acero indicada en el Informe de Costos (67 metros) no coincide con la longitud del cable de 185 mm² a reforzar (820 metros). Lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad
7	COTA N°7- PROYECTO RED MT AÉREA	CABLE AC GALV 3/8 ALTA RESIST ESP 006	CDACAG3A025000	0,067	[km]
7	COTA N°7- PROYECTO RED MT AÉREA	CABLE AL PROTEG 185 MM ² 25 kV E-MT0010 R2	CLAGAL3C185000	0,820	[km]
7	COTA N°7 - PROYECTO RED MT SUBT	CABLE AL XT 25 kV 400 MM ² AZUL GSC001	CLSCAL3C400000	0,180	[km]

Uno.Cinco.Dos. Obras injustificadas.

Tal como se establece en el ICC, este tramo discurre de forma aérea en toda su extensión, lo que es fácilmente comprobable en terreno. A pesar de ello, el Informe de Costos considera la realización de obras subterráneas, lo cual es contradictorio y no tiene ningún sentido.

Hemos incluido en la siguiente tabla, elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel, las partidas relativas a las obras subterráneas de mayor valor. Enel considera entonces, para este tramo, partidas subterráneas por un valor de \$30.430.000, lo cual no tiene sentido, dado lo informado por Enel en el ICC y las características de este tramo.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN HOMOLOGADO	Cantidad	Unidad
7	COTA N°7 - RETIRO RED MT SUBT	RETIRO DE PASO AÉREO SUBTERRÁNEO MT	DAEAB011400	0,012	[km]
7	COTA N°7 - RETIRO RED MT SUBT	RETIRO LAS TRES FASES CABLE MONOPOLAR DE	CLSCAL3C120000	0,060	[km]
7	COTA N°7 - PROYECTO RED MT SUBT	MUFA 15 kV TERM EXTER 1F CABLE 400 MM ²	IHC3D1	3,000	[u]
7	COTA N°7 - PROYECTO RED MT SUBT	CABLE AL XT 25 kV 400 MM ² AZUL GSC001	CLSCAL3C400000	0,180	[km]
7	COTA N°7 - PROYECTO RED MT SUBT	TUB PVC CONDUIT 140MMX6M 4,1 MM ESP 51	JC3LA120	0,114	[km]
7	COTA N°7 - PROYECTO RED MT SUBT	PASO AÉREO SUBT.	DAEAB011400	0,006	[km]
7	COTA N°7 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	BARRA TIERRA 12MMX1,3M DMAD-0240	KC22A	8,000	[u]
7	COTA N°7 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	CABLE CU DESN SEMIDURO 25 MM ² 7H	CDACCU3A025000	0,013	[km]
7	COTA N°7 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	TUB PVC CONDUIT CL II 90MMX6M C/C-C/A	DAEGB040900	0,040	[km]
7	COTA N°7 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	CIERRE ECOLÓGICO	BAAV08424	1,000	[u]
7	COTA N°7 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	MALLA DE PUESTA A TIERRA	KB22A	36,412	[u]
7	COTA N°7 - PROYECTO OBRAS CIVILES MT SUBT	RECONSTRUCCIÓN O REPARACIÓN VEREDA O A	NBAAV08424	0,500	[u]

Uno.Cinco.Tres. Número excesivo de crucetas.

En estos tramos de aproximadamente 31 postes, el Informe de Costos no contempla el retiro de crucetas y contempla la instalación de 14 crucetas y 60 brazos tipo C. Respecto de los brazos tipo C, cabe señalar que estos tramos tienen una longitud de 450 metros,



Caso:1947500 Acción:3569845 Documento:3941153
V°B° SSF/JSF/JCC/JCS/NMM

razón por la cual no tiene ninguna lógica, ni sentido técnico, instalar 60 unidades de brazos tipo C en tramos tan cortos, lo que a todas luces resulta excesivo e innecesario. Lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel.

EDT	APARTADO	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad
7		COTA N°7- PROYECTO RED MT AÉREA	CRUCETA H.A 2,40MT DMAD-0082	ER3CC03CHBE5	14,000	[u]

EDT	APARTADO	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad
7		COTA N°7- PROYECTO RED MT AÉREA	BZO TIPO C 23 KV P/RED COMPACT SPACE-CAB	EP3CL00L00CNNF5	60,000	[u]

Uno.Cinco.Tres. Tirantes innecesarios.

En estos tramos que tienen una longitud de 450 metros se contempla el retiro de 30 tirantes. Todo lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel.

EDT	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad
7	COTA N°7- RETIRO RED MT AÉREA	RETIRO DE TIRANTE	TASRSS	15,000	[u]
7	COTA N°7- PROYECTO RED MT AÉREA	ANCLAJE P/TIRANTE A POSTE MOZO A-2 DMAD	TASRSS	4,000	[u]
7	COTA N°7- PROYECTO RED MT AÉREA	RETIRO DE TIRANTE	TASRSS	15,000	[u]

Resulta claro entonces que estamos en presencia de un error, pues estos tramos tan cortos no deberían tener esta cantidad de tirantes. Lo anterior conforme a los argumentos expuestos en el punto Uno.Uno.Dos.

Atendido lo recién mencionado, se debiese revisar esta partida y disminuir el elevado e innecesario número de tirantes que contempla el Informe de Costos.

Uno.Cinco.Cuatro. Retiro de cable desproporcionado y cobro impropio de suministro.

El informe de Costos y la Planilla Excel contienen un ítem denominado "RETIRAR CONDUCTOR DESDE 16 MM2 A 120 MM2 COBRE O SU EQUIVALENTE EN ALUMINIO". Dentro de este ítem se contempla retirar cable por una distancia de 1,3 km con un costo aproximado de \$43.000.000, en circunstancias que la longitud de estos tramos es de 450 metros. Lo anterior se grafica en la siguiente tabla elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe Costos y la planilla Excel. Cabe señalar que esta partida además de contener un evidente error resulta absolutamente desproporcionada en relación con la longitud de estos tramos.

TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Unidad	P_Base	Total_VNR	Total_VNR_2021
COTA N°7- RETIRO RED MT AÉREA	RETIRAR CONDUCTOR DESDE 16 MM2 A 120 MM2 COBRE O SU EQUIVALENTE EN ALUMINIO.	CDACCU3C120000	1,330	[km]	\$18.042.313	\$33.436.869	\$43.835.736



Por otro lado, además de los cobros de retiro de conductor, se incluye el cobro de suministro, en circunstancias que sólo se requiere mano de obra, por lo que el cobro suministro resulta improcedente y carece de toda justificación.

Dos. Trabajos en líneas energizadas.

En el Informe de Costos la Distribuidora presenta diversas partidas de trabajos en líneas energizadas según se da cuenta en la siguiente tabla. Como sabemos, el objetivo de trabajar con líneas energizadas es no tener que realizar desconexiones a los usuarios de la red.

EDT	APARTADO	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUI	CUDN	COMUNA	Llave
1	COFA N°1- RETIRO RED MT ABREA	1	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	15.170.432	420,61
2	COFA N°1- PROYECTO RED MT ABREA	2	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	23.279.609	645,44
3	COFA N°1- RETIRO TD	3	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	2.661.930	73,80
4	COFA N°1- PROYECTO TD	4	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	4.230.036	117,28
1	COFA N°3- RETIRO RED MT ABREA	5	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	34.317.976	396,97
2	COFA N°3- PROYECTO RED MT ABREA	6	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	28.411.730	787,73
3	COFA N°3- RETIRO TD	7	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	7.985.729	221,41
4	COFA N°3- PROYECTO TD	8	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	30.366.928	287,43
4	COFA N°4- RETIRO RED MT ABREA	10	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	30.343.657	294,01
5	COFA N°4- PROYECTO RED MT ABREA	11	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	23.571.935	653,54
1	COFA N°5- RETIRO RED MT ABREA	14	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	35.334.703	979,67
2	COFA N°5- PROYECTO RED MT ABREA	15	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	75.791.834	2.101,37
3	COFA N°5- RETIRO TD	16	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	7.017.761	194,57
4	COFA N°5- PROYECTO TD	17	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	17.994.508	498,91
1	COFA N°6- RETIRO RED MT ABREA	20	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	30.803.483	1.408,36
2	COFA N°6- PROYECTO RED MT ABREA	21	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	73.857.825	2.047,75
3	COFA N°6- RETIRO TD	22	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	7.017.761	194,57
4	COFA N°6- PROYECTO TD	23	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	17.994.508	498,91
1	COFA N°7- RETIRO RED MT ABREA	24	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	11.293.557	313,12
2	COFA N°7- PROYECTO RED MT ABREA	25	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	61.082.596	1.693,36
3	COFA N°7- RETIRO RED MT SUBT	26	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	3.148.889	87,30
1	COFA N°9- RETIRO DISC. FUSIBLE N°62722	27	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	8.248.500	228,69
2	COFA N°9- PROYECTO DISC. CUCHILLO	28	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	8.397.115	232,81
1	COFA N°11- RETIRO DISC. HDLB 190845	30	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	5.380.648	154,73
2	COFA N°11- PROYECTO DISC. CUCHILLO	31	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	12.995.926	360,32
1	COFA N°12- RETIRO DISC. HDLB 78389	32	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	8.283.522	226,89
2	COFA N°12- PROYECTO DISC. CUCHILLO	33	TRABAJO EN LÍNEAS ENERGIZADAS	N/A	N/A	11.446.211	317,35

Sin embargo, la Distribuidora en el Informe de Costos no da cuenta de ningún trabajo que requiera necesariamente desconexión.

En este sentido, no cabe ninguna duda, para cualquier técnico que analice el asunto objetivamente, que en este caso en particular no es necesario recurrir a trabajos en líneas energizadas. En efecto, trabajar con líneas energizadas conlleva una serie de riesgos y peligros de electrocución que por normas de seguridad internacionales y protocolos de buenas prácticas se deben minimizar al máximo posible y solamente atender a ellas cuando sea estrictamente necesario.

Como bien sabe esta Superintendencia, antes de recurrir a la opción de trabajar con líneas energizadas existen diversas alternativas y procedimientos que no implican dejar sin suministro a los clientes. Entre ellos cabe destacar los que siguen:

- Transferencias de carga a otros alimentadores; o
- Contar con generadores de emergencia para alimentar a clientes que se encuentren conectados en aquellos tramos donde se van a llevar a cabo los trabajos.

Por otra parte, además de que trabajar con líneas energizadas es muy riesgoso, requiere de equipamiento sofisticado y personal altamente calificado lo que implica presupuestos muy elevados, lo que no tiene ningún sentido cuando es factible hacer los trabajos de forma



más segura, más sencilla, menos costosa para el PMGD y sin sacrificar el suministro eléctrico de los usuarios.

En la eventualidad, que no logramos ver, de que esta Superintendencia estimara que es necesario realizar algunos trabajos en líneas energizadas, es evidente que los valores propuestos por Enel para estos trabajos están muy por sobre los valores de mercado. Hoy existen empresas certificadas, con mucha experiencia y reconocidas a nivel nacional por todas las empresas eléctricas, que dan seguridad y permiten realizar los trabajos indicados a un costo muchísimo menor al propuesto por Enel. De hecho, si se cotizan valores con estas empresas se obtienen precios que corresponden a una fracción de aquel presupuestado por Enel.

Asimismo, en este improbable evento de que esta Superintendencia estimara que es necesario trabajar con líneas energizadas en algunas secciones, debiese reducirse sustancialmente el número de tramos que requieren de este tipo de trabajo tan especializado y riesgoso. En efecto, hay tramos cortos (menos de 500 metros) en los cuales se puede utilizar como alternativa la instalación de grupos electrógenos.

Tres. Enel no entrega la estimación del valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento de la red sin la existencia del PMGD.

Según lo establecido en el artículo 7 transitorio del DS 88 la empresa distribuidora deberá “estimar el valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento, exceptuando el costo asociado a las pérdidas eléctricas de sus instalaciones de distribución sin considerar la existencia del PMGD”. De esta forma Enel tiene la obligación de estimar el valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento de sus instalaciones de distribución, sin considerar la existencia del PMGD Don Nicolás.

Como se puede apreciar en la siguiente tabla Enel valoró en cero las inversiones a futuro siendo el PMGD el que, reforzando la red con el conductor máximo, absorberá las mejoras potenciales en la red que de otra manera tendría que invertir la Distribuidora en caso de la no existencia del PMGD. Tener en cuenta que el PMGD se encuentra ubicado en la comuna de Lampa, comuna en franca y explosiva expansión tanto industrial como habitacional.

Tabla 10: "Sumatoria de Valor Presente de Costos de Obras Adicionales Escenario A Sin PMGD"

OBRAS ADICIONALES	HE: Horizonte de evaluación (años)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
COSTOS DE CONEXION SIN PMGD												
Costos inversión (VNR) - Empalme	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos inversión (VNR) - Empalme (\$)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo de Operación y Mantenimiento (\$)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo Total (\$)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
VALOR PRESENTE (\$)	\$ -											
SUMATORIA DE VALOR PRESENTE (\$)												

El incomprensible incumplimiento por parte de Enel deja en la incertidumbre todas aquellas inversiones que la Distribuidora debería contemplar realizar en la zona, tanto en términos de crecimiento vegetativo como a los nuevos requerimientos (consumos industriales y comerciales, entre otros), lo cuales debiesen haberse descontado de las inversiones a ser financiadas por el PMGD Don Nicolás. En otras palabras, Enel deliberadamente omite informar aquellas inversiones que, por normativa legal, en virtud de su carácter de concesionario, debería financiar directamente.

Cuatro. Enel incluyó separadamente en sus costes las partidas "Reposición de Pavimento" y "Derechos Municipales" que claramente están contemplados dentro del precio VNR, por lo que la Distribuidora está cobrando dos veces por el mismo concepto.



El “Anexo Sistemas de Cuentas para Informar Aumentos y Retiros”, de octubre de 2020, el cual fue emitido por esta Superintendencia, considera en su punto 5.1 los siguientes elementos:

- a) Dependiendo del tipo de instalación y su CUDN:
 1. Costo Unitario (valor unitario de cada componente).
 2. Cantidad de Horas Hombre.
 3. Valor de la Hora Hombre.
- b) Dependiendo del tipo de instalación y la comuna a la que pertenezca, se establecen los siguientes recargos:
 1. Flete a Bodega.
 2. Bodegaje.
 3. Flete a Obra.
- c) Dependiendo del tipo de instalación se establecen los siguientes recargos:
 1. Ingeniería.
 2. Intereses Intercalarios.
 3. Gastos Generales.
- d) En función de derechos efectivamente pagados en los procesos de A y R, se debe agregar:
 1. Servidumbres.
 2. Derechos Municipales.
 3. Derechos de Vialidad.
 4. Reposición de Pavimento.
 5. Otros derechos pagados.

En este sentido, corresponde señalar que el valor de VNR es la sumatoria de cada uno de los elementos expuestos, por lo que los cálculos presentados en el Informe de Costos de Conexión del PMGD Don Nicolás, deberán contener la aplicación de dichos ítems, incluyendo los costos de los recargos –flete bodega, bodega y flete obra–, y los recargos generales –ingeniería, intereses intercalarios y gastos generales–, de acuerdo con el ítem de cada componente.

En las siguientes tablas elaboradas sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel se refleja el cobro de estas partidas.

COSTOS ADICIONALES PERMISOS MUNICIPALES	35	DERECHOS MUNICIPALES	1	[u]	61.384.668	1.701,92
COSTOS ADICIONALES PERMISOS MOP	35	INSPECCIÓN DELEGADA/(ASESORIA) y PLAN DE SEÑALIZACIÓN VIAL	3	[km]	42.086.036	1.166,86

EDT	APARTADO	TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUI	CUDN	COMUNA	Uave	Cantid
4	3	COTA N°4 - PROYEC	RECONSTRUCCIÓN O REPARACIÓN VEREDA O ANDÉN ESPECIAL (REPOSICIÓN BALDOSA ESPECIAL (TIPO FULGET-ADOCRET C	BAAV	BAAV084	13302	1013302BAAV	2,686
4	11	COTA N°4 - PROYEC	RECONSTRUCCIÓN O REPARACIÓN VEREDA O ANDÉN ESPECIAL (REPOSICIÓN BALDOSA ESPECIAL (TIPO FULGET-ADOCRET C	BAAV	BAAV084	13302	1013302BAAV	2,686
4	14	COTA N°4 - PROYEC	RECONSTRUCCIÓN O REPARACIÓN VEREDA O ANDÉN ESPECIAL (REPOSICIÓN BALDOSA ESPECIAL (TIPO FULGET-ADOCRET C	BAAV	BAAV084	13302	1013302BAAV	2,686
6	5	COTA N°6 - PROYEC	RECONSTRUCCIÓN O REPARACIÓN VEREDA O ANDÉN ESPECIAL (REPOSICIÓN BALDOSA ESPECIAL (TIPO FULGET-ADOCRET C	BAAV	BAAV084	13302	1013302BAAV	2,686
7	5	COTA N°7 - PROYEC	RECONSTRUCCIÓN O REPARACIÓN VEREDA O ANDÉN ESPECIAL (REPOSICIÓN BALDOSA ESPECIAL (TIPO FULGET-ADOCRET C	BAAV	BAAV084	13302	1013302BAAV	0,500

A este respecto esta Superintendencia ha señalado que: “Lo anterior, es sustentado considerando que el recargo para la tramitación de permisos viales, **los costos referidos están considerados en la valorización de cada componente a reemplazar o a instalar en la red según VNR, en el concepto de “Gastos Generales”,** por lo que no es procedente su cobro. Lo anterior, fue señalado por esta Superintendencia en Resolución Exenta N°34099 de fecha 09 de febrero de 2021 y Resolución Exenta Electrónica N°7059 de fecha 10 de junio de 2021, por mencionar algunas.” (Resolución Exenta N°11.413 de 2022).



De esta forma, queda claro que el cobro de partidas Reposición de Pavimento y Derechos Municipales están contemplados dentro del precio VNR, por lo que no procede el doble cobro por parte de Enel.

Cinco. Enel omitió incorporar la valorización o la mejor estimación de los materiales retirados como resultado de la venta o reacondicionamiento de estos como descuento.

Enel omitió incorporar en su Informe de Costos la valorización de o la mejor estimación de los materiales retirados como resultado de la venta o reacondicionamiento de estos como descuento. La Distribuidora debió haber incorporado lo anterior atendido lo dispuesto en el artículo 2-30 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión (NTCO).

Al respecto, la Resolución Exenta N° 17056 del 2017, estableció que al momento de dar inicio a las obras de modificación del sistema de distribución, definidas en el correspondiente ICC, la empresa propietaria del proyecto PMGD coordinará la alternativa de recibir los materiales retirados del sistema de distribución directamente en un lugar de almacenamiento que disponga, o someterse a los procedimientos de análisis de reacondicionamiento que posee la Distribuidora, para luego recibir la devolución de la valorización de los materiales como resultado de la venta o reacondicionamiento de estos.

Por lo tanto, Enel incumplió con este deber, lo cual debe ser remediado, incorporando esta valorización o la mejor estimación a la fecha dentro del ICC como un descuento.

Seis. Cobro de materiales impropcedente.

En relación con el ítem retiros, se observa que Enel está cobrando los materiales en la columna "Precio_Base" y la mano de obra en las columnas "Montaje_HH" y "Montaje Valor_HH", en circunstancias que sólo debiese cobrar la mano de obra, ya que no hay un suministro adicional en estas partidas para lo que se retira.

TIPO DE TRABAJO	Descripción	Cantidad	Precio_Base	Montaje_HH	Montaje_V
COTA N°1- PROYECTADO TD	DESC FUS 1F 25KV 100A 8KA 125KV E-MT-000	1,000	\$ 113.649	3,476	5942
COTA N°3- PROYECTO RED MT AEREA	DESC FUS 1F 25KV 100A 8KA 125KV E-MT-000	2,000	\$ 113.649	3,476	5942
COTA N°3- PROYECTADO TD	DESC FUS 1F 25KV 100A 8KA 125KV E-MT-000	1,000	\$ 113.649	3,476	5942
COTA N°5- PROYECTO RED MT AEREA	DESC FUS 1F 25KV 100A 8KA 125KV E-MT-000	7,000	\$ 113.649	3,476	5942
COTA N°5- PROYECTADO TD	DESC FUS 1F 25KV 100A 8KA 125KV E-MT-000	7,000	\$ 113.649	3,476	5942
COTA N°5- PROYECTADO TD	DESC FUS 1F 25KV 100A 8KA 125KV E-MT-001	7,000	\$ 181.538	5,766	5942
COTA N°6- PROYECTO RED MT AEREO	DESC FUS 1F 25KV 100A 8KA 125KV E-MT-000	5,000	\$ 113.649	3,476	5942
COTA N°6- PROYECTADO TD	DESC FUS 1F 25KV 100A 8KA 125KV E-MT-000	7,000	\$ 113.649	3,476	5942
COTA N°7- RETIRO RED MT AEREA	RETIRADA DE UN SECCIONADOR AEREO (CUCHILLAS, FUSIBLES,	1,000	\$ 113.649	3,476	5942
COTA N°7- RETIRO RED MT AEREA	RETIRAR CONDUCTOR DESDE 16 MM2 A 120 MM2 COBRE O SU E	1,330	\$ 18.042.313	282,7403333	5942
COTA N°11- RETIRO DESC. HDLB 1908484	RETIRAR CONDUCTOR DESDE 16 MM2 A 120 MM2 COBRE O SU E	0,060	\$ 18.042.313	282,7403333	5942
COTA N°11- RETIRO DESC. HDLB 1908484	RETIRO DE CRUCETA SIMPLE O DOBLE EN DISPOSICIÓN DE REM.	4,000	\$ 181.538	5,766	5942
COTA N°11- RETIRO DESC. HDLB 1908485	RETIRADA DE UN SECCIONADOR AEREO (CUCHILLAS, FUSIBLES,	1,000	\$ 113.649	3,476	5942
COTA N°11- PROYECTO DESC. CUCHILLO	RETIRO DE TIRANTE	4,000	\$ 114.785	12,789	5942
COTA N°11- PROYECTO DESC. CUCHILLO	RETIRO DE TIRANTE	4,000	\$ 114.785	12,789	5942

Solicitamos considerar únicamente la mano de obra y no los materiales en los ítems relativos a retiros.

Siete. Cobro de partidas de cargo de la Distribuidora.

En la siguiente tabla, que corresponde a aquella que figura en la página 26 del ICC, se indican los refuerzos necesarios en el escenario A1 y quién es el responsable por los costos de estos refuerzos.



Tabla 6: Refuerzos escenario A1.

Cota	Tramo o Equipo	Aéreo o subterráneo	Distancia [m]	Nuevo tramo o equipo	Responsable
1	16mm ² Cu des.	Aéreo	350	Aluminio spc 185 mm ²	PMGD
2	70 mm ² Al des.	Aéreo	200	Terreno (Aluminio 70 mm ²)	-
3	70 mm ² Al des.	Aéreo	410	Aluminio spc 185mm ²	PMGD
4	70 mm ² Cu EPR.	Subterráneo	20	Aluminio 240 mm ² XLPE	PMGD
5	70 mm ² Al SPC.	Aéreo	1694	Aluminio spc 185mm ²	PMGD
6	120 mm ² Al des.	Aéreo	2058	Aluminio spc 185mm ²	PMGD
7	70 mm ² Al des.	Aéreo	50	Aluminio spc 185mm ²	PMGD
8	35 mm ² Al EPR	Subterráneo	40	Aluminio 240 mm ² XLPE	ENEL
9	70 mm ² Al des.	Aéreo	111	Aluminio spc 185mm ²	ENEL
10	120 mm ² Al des.	Aéreo	400	Aluminio spc 185mm ²	PMGD
11	70 mm ² Al des.	Aéreo	59	Aluminio spc 185mm ²	ENEL
12	Seccionalizador 62722	Aéreo	-	Seccionalizador Cuchillo	PMGD
13	HDLB 1404813	Aéreo	-	Seccionalizador Cuchillo	PMGD
14	HDLB 1908485	Aéreo	-	Seccionalizador Cuchillo	PMGD
15	HDLB 78589	Aéreo	-	Seccionalizador Cuchillo	PMGD

Como se puede apreciar, Enel es responsable de las cotas 2, 8, 9 y 11. No obstante, en la siguiente tabla elaborada sobre la base de la información contenida en el Informe de Costos y la Planilla Excel, se pueden apreciar las siguientes partidas, que corresponden a las cotas 9 y 11.

TIPO DE TRABAJO	Descripción	CUDN	Cantidad	Total_VNR_2021
COTA N°9- PROYECTO DESC. CUCHILLO	DESC CUCHILLO 1F 15KV 600A	QA3AB10K01A0600	1,000	\$ 858.639
COTA N°9- PROYECTO DESC. CUCHILLO	CRUCETA H.A 2,40MT DMAD-0082	ER3CC03CHBE5	2,000	\$ 716.994
COTA N°11- RETIRO DESC. HDLB 1908484	RETIRAR CONDUCTOR DESDE 16 MM2 A 120 MM2 COBRE O SU E	CDACCU3C120000	0,060	\$ 1.977.552
COTA N°11- RETIRO DESC. HDLB 1908484	RETIRO DE CRUCETA SIMPLE O DOBLE EN DISPOSICIÓN DE REM	ER3CC03L00CFAA5	4,000	\$ 1.433.988
COTA N°11- RETIRO DESC. HDLB 1908485	RETIRADA DE UN SECCIONALIZADOR AEREO (CUCHILLAS, FUSIBLES,	QC3AA10K01A0100	1,000	\$ 223.202
COTA N°11- PROYECTO DESC. CUCHILLO	RETIRO DE TIRANTE	TASRSS	4,000	\$ 1.243.095
COTA N°11- PROYECTO DESC. CUCHILLO	RETIRO DE TIRANTE	TASRSS	4,000	\$ 1.243.095
COTA N°11- PROYECTO DESC. CUCHILLO	DESC CUCHILLO 1F 15KV 600A	QA3AB10K01A0600	1,000	\$ 858.639
COTA N°11- PROYECTO DESC. CUCHILLO	BARRA TTIERRA 12MMX1,3M DMAD-0240	KC22A	4,000	\$ 224.129
COTA N°11- PROYECTO DESC. CUCHILLO	POSTE H.A 11,5M DMAD-0180	PA115H3	1,000	\$ 350.046
COTA N°11- PROYECTO DESC. CUCHILLO	CRUCETA H.A 2,40MT DMAD-0082	ER3CC03CHBE5	4,000	\$ 1.433.988
COTA N°11- PROYECTO DESC. CUCHILLO	CABLE CU DESN SEMIDURO 25MM2 7H	CDACCU3A025000	0,007	\$ 51.281
COTA N°11- PROYECTO DESC. CUCHILLO	CABLE AC GALV 3/8 ALTA RESIST ESP 006	CDACAG3A025000	0,060	\$ 524.632
COTA N°11- PROYECTO DESC. CUCHILLO	CABLE AL PROTEG 185MM2 25KV E-MT-0010 R2	CLAGAL3C185000	0,060	\$ 544.864

Existe, por lo tanto, una clara incoherencia entre estas dos tablas elaboradas por Enel.

Por lo anterior, es necesario que Enel elimine los ítems correspondientes a las cotas 9 y 11 del Informe de Costos, en atención a que, según el ICC estas cotas son de su responsabilidad y no del PMGD Don Nicolás.

Ocho. Plazo excesivo y no entrega del Cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.

La Distribuidora indicó en el segundo Formulario N° 14 el plazo 20,5 meses de ejecución de las obras, el cual es a todas luces excesivo para reforzar sólo 5 km de tramo. Enel ni siquiera proporciona una justificación respecto de dicho plazo tan prolongado.

Por otra parte, de conformidad con lo establecido en el artículo 58 del DS 88, el ICC deberá adjuntar, entre otros antecedentes, el Cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes. Lo cierto es que Enel no adjuntó al ICC el mencionado cronograma.

Tanto el extensísimo plazo para realizar las obras, como la falta de cumplimiento por parte de Enel de entregar el cronograma, causan un perjuicio económico al PMGD Don Nicolás, respecto del cual no es necesario abundar.



Atendido lo anterior, corresponde que Enel reduzca sustancialmente el plazo de 20,5 meses y que cumpla con su obligación legal de enviar el Cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.

Nueve. Falta de respuesta a la solicitud de actualización cronograma.

Tal como se señaló en el acápite relativo a los antecedentes Enel no actualizó el cronograma de ejecución del proyecto a que hace referencia el artículo 44 del DS 88. Lo anterior fue solicitado por este interesado, en atención a los retrasos existentes en la revisión de los estudios y emisión del Informe de Criterios de Conexión del PMGD Don Nicolás, por parte de la Distribuidora.

El nuevo cronograma de ejecución del proyecto que se envió a la Distribuidora cumple con los establecidos en el mencionado artículo 44, motivo por el cual no se logra entender la omisión de Enel al no responder a esta solicitud de actualizar el mencionado cronograma.

Lo anterior irroga un grave perjuicio a este interesado, ya que con el actual cronograma de ejecución del proyecto existe el riesgo de no cumplir con los hitos allí establecido, lo cual, como ya se señaló, se debe a los retrasos por parte de Enel en la revisión de los estudios y emisión del Informe de Criterios de Conexión.

Por lo anterior se solicita que Enel reemplace el cronograma de ejecución del proyecto por el nuevo cronograma enviado por este interesado para que sea incluido en el Informe de Criterios de Conexión.

III. ANTECEDENTES LEGALES GENERALES APLICABLES

De acuerdo con el artículo 149 inciso sexto de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), “los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación o sistemas de almacenamiento cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes (...)” (el subrayado es nuestro).

En relación con lo anterior, las distribuidoras deben permitir la conexión a sus instalaciones de los PMGD, cuando estos se conecten a dichas instalaciones mediante líneas propias o de terceros, conforme lo establecido en el artículo 31 del DS 88, siempre y cuando la conexión dé estricto cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes. Para ello se deberán ejecutar los estudios técnicos necesarios que permitan realizar una conexión segura de los PMGD a las instalaciones de las empresas distribuidoras, de acuerdo con lo indicado en el DS 88 y en la NTCO.

El artículo 38 del DS 88 agrega que “las Empresas Distribuidoras no podrán imponer a los propietarios u operadores de PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes ni requerir antecedentes adicionales a los dispuestos en la Ley y en la normativa técnica vigente” (el subrayado es nuestro).

Asimismo, el artículo 32 inciso tercero del DS 88 agrega que “las Empresas Distribuidoras, en conformidad a lo dispuesto en la normativa vigente, deberán entregar la información referida a los estándares de diseño y construcción de sus instalaciones que sean necesarios para un adecuado diseño de la conexión y posterior operación del PMGD y que deben ser utilizados para estimar las eventuales Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes. Dichos estándares de diseño deberán ajustarse a los efectivamente utilizados por la Empresa Distribuidora en sus redes”.



Ahora bien, respecto a la emisión del Informe de Criterios de Conexión el artículo 58 del DS 88 establece que para los casos en que los proyectos no califiquen como de impacto no significativo, la distribuidora deberá comunicar el Informe de Criterios de Conexión al interesado, mediante el medio de comunicación acordado, dentro de los cinco meses siguientes al inicio de la tramitación de su respectiva SCR. Este informe es emitido por la distribuidora y permite validar el cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes y permitir la conexión y operación del PMGD.

Asimismo, el referido artículo establece que el Informe de Criterios de Conexión deberá además adjuntar:

- a) Contrato de Conexión.
- b) Contrato de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, de ser estos necesarios.
- c) Cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.

Respecto a las Adecuaciones, Ajustes y Obras Adicionales, mientras no sea dictada la resolución referida en el artículo 89 del DS 88, la determinación de estos deberá realizarse conforme lo establecido en el artículo 7° transitorio del DS 88, el cual señala lo siguiente:

“El informe de costos de conexión del PMGD deberá considerar el costo de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarios para permitir la conexión del mismo. Para dichos efectos, se considerarán tanto los costos adicionales en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión, como los ahorros y costos en el resto de la red de distribución producto de la operación de los PMGD, conforme a los criterios y procedimientos establecidos en el Capítulo 6 del Título II del reglamento aprobado en el Artículo primero del presente decreto.

Los costos a los que se refiere el presente artículo se determinarán mediante la sumatoria entre los costos adicionales en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión de un PMGD y los ahorros o costos por la operación del PMGD respectivo.

La Empresa Distribuidora podrá acreditar que los costos adicionales en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión de un PMGD y los costos por operación del PMGD correspondiente son mayores a los ahorros asociados a la operación de éste, mediante el informe de costos de conexión señalado en el presente artículo. En caso contrario, los costos de conexión indicados en el inciso precedente serán improcedentes y, en caso de haberse verificado el cobro del mismo, la Empresa Distribuidora deberá efectuar su devolución, dentro de los diez días siguientes a la verificación del cobro.

La determinación del costo de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes deberá calcularse considerando los requerimientos necesarios para mantener los estándares de seguridad y calidad de suministro establecidos por la normativa vigente. Dicho cálculo deberá considerar los valores de cada uno de los componentes de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes, los costos de montaje asociados, y los valores establecidos para los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica o, en su defecto, los recargos establecidos en el procedimiento de determinación del Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante “VNR”, de las instalaciones de distribución, fijados por la Superintendencia. En caso de que los componentes considerados no se encuentren fijados en el VNR, la Empresa Distribuidora deberá indicar el valor de los mismos según su última cotización, sin perjuicio de mantener el resto de los costos de montaje y recargos ya mencionados”.

Por su parte el, el artículo 2-30 de la NTCO, establece que “la valorización de las instalaciones deberá basarse en los valores de componentes, costos de montaje asociados y recargos, establecidos en el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) vigente de la Empresa de Distribución, fijado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles o el Panel de Expertos, según corresponda. En caso de que los componentes no se encuentren fijados



en el VNR de la Empresa Distribuidora correspondiente, se deberá buscar en los registros del resto de las Empresas Distribuidoras del sistema. Si tampoco existen en el VNR de otras Empresas Distribuidoras, estos deberán ser homologados con los disponibles en aquella red de distribución, mediante un mecanismo determinado de común acuerdo entre el Interesado y la Distribuidora”.

Finalmente, en caso de desacuerdo entre las partes, el citado artículo 7° transitorio del DS 88, en su inciso final, establece que “en caso de desacuerdo respecto de la metodología y los resultados del informe de costos de conexión o de no existir acuerdo respecto a los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes, el propietario u operador del PMGD podrá recurrir a la Superintendencia, de conformidad al Título IV del reglamento aprobado en el Artículo primero del presente decreto”. Esta disposición debe relacionarse con lo dispuesto en los artículos 62 y 121 del DS 88.

III. CONCLUSIÓN

De acuerdo a todo lo expuesto, ha quedado plenamente demostrado que Enel, en la elaboración del Informe de Costos, adjunto al ICC, se ha apartado de las disposiciones contenidas en el DS 88, en la NTCO y en la LGSE, al determinar, justificar y valorizar las obras necesarias para la conexión del PMGD Don Nicolás a la red de Enel, resultando en costos de conexión absolutamente excesivos, improcedentes y desproporcionados, que harían absolutamente imposible la continuidad de este proyecto.

POR TANTO;

SOLICITO A ESTA SUPERINTENDENCIA, de conformidad con lo expuesto y lo dispuesto en los artículos 62, 121 y siguientes, y 7° transitorio del DS 88 y demás normas legales aplicables, se sirva tener por interpuesta la presente reclamación por controversia en contra de Enel, declararla admisible y, en definitiva, acoger dicho reclamo y ordenar a Enel lo siguiente:

1. Ajustar los costos de conexión del Informe de Costos y, por consiguiente, del ICC, de acuerdo a la normativa vigente y a lo resuelto por esta Superintendencia en diversos pronunciamientos sobre la materia, todo en aquellos términos antes expuestos o en aquellos que esta Superintendencia considere apropiados al caso.
2. Eliminar los costos de conexión del Informe de Costos y, por consiguiente, del ICC, que sean improcedentes, de acuerdo a la normativa vigente y a lo resuelto por esta Superintendencia en diversos pronunciamientos sobre la materia, todo en aquellos términos antes expuestos o en aquellos que esta Superintendencia considere apropiados al caso.
3. Tomar las providencias que sean adecuadas, a efectos de que proceda a emitir un nuevo Informe de Costos y, por consiguiente, un nuevo ICC, que se ajuste a la normativa vigente y a lo resuelto por esta Superintendencia en diversos pronunciamientos sobre la materia. (...).

SEGUNDO OTROSÍ: SOLICITO A ESTA SUPERINTENDENCIA, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 123 del DS 88 y a fin de evitar posibles perjuicios a mi representada, que decrete la suspensión de todos los plazos a que se refiere el mencionado decreto, mientras no resuelva la presente reclamación por controversia”

2°. Que, por medio de la carta ingresada a esta Superintendencia con N°237.765, de fecha 12 de octubre de 2023, la empresa Ecoinversol Chile SpA complementó su presentación adjuntando el documento que ratifica la personería jurídica para representar a esta empresa.



3°. Que, mediante el Oficio Ordinario Electrónico N°202.678, de fecha 04 de diciembre de 2023, esta Superintendencia declaró admisible la presentación de Ecoinvertor Chile SpA, dando traslado de esta a la empresa Enel Distribución Chile S.A. Asimismo, se instruyó la suspensión inmediata de los plazos de tramitación de los procesos de conexión que eventualmente podrían estar en etapa de estudios, asociados al alimentador Liray (S/E Batuco), hasta el pronunciamiento de esta Superintendencia respecto de la presente controversia.

4°. Que, por carta ingresada a esta Superintendencia con N°248.556, de fecha 18 de diciembre de 2023, la empresa Enel Distribución Chile S.A., solicitó una prórroga para dar cumplimiento a las instrucciones señaladas en el Oficio Ordinario Electrónico N°202.678.

5°. Que, por medio de la carta ingresada a esta Superintendencia con N°251.124, de fecha 05 de enero de 2024, la empresa Enel Distribución Chile S.A. dio respuesta al Oficio Ordinario Electrónico N°202.678, señalando:

“(…) Encontrándome dentro de plazo y en conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 numeral 17 de la Ley N°18.410 que Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“Ley N°18.410”), en relación con lo señalado en el artículo 123 del D.S. N°88 de 2019, del Ministerio de Energía, “Reglamento Para Medios de Generación de Pequeña Escala”, (en adelante, “DS 88” o “Reglamento”), vengo a responder a la solicitud de antecedentes según consta en Oficio Ordinario SEC N°202678 de fecha 04 de diciembre de 2023 (en adelante el “Oficio Ordinario”), emitido por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (la “SEC” o “Superintendencia”).

En síntesis, el Oficio Ordinario da curso a la tramitación de la reclamación presentada por la empresa Ecoinvertor Chile SpA mediante carta de ingreso SEC N°237.765, de fecha 12 de octubre de 2023 (la “Reclamante” y la “Reclamación”, respectivamente), empresa propietaria del PMGD Don Nicolás (el “Proyecto” o el “PMGD”), que consta en el expediente Caso Times N°1947500, en donde se instruye a Enel Distribución a proporcionar los antecedentes que estime pertinentes, informando a la SEC fundada y detalladamente sobre la Reclamación, debiendo pronunciarse especialmente sobre los Costos de Conexión y las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes del PMGD.

Según se expondrá en esta presentación, los Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento fueron establecidos de acuerdo con la metodología estipulada en el título 2-5: “Determinación De Los Costos De Conexión” de la Norma Técnica de Conexión y Operación PMGD (En adelante “NTCO”) según las obras definidas en el Informe Con Criterios de Conexión (En Adelante “ICC”) emitido con fecha 08 de septiembre de 2023.

Sin perjuicio de lo antes mencionado, tras el levantamiento en terreno se identificaron Obras Civiles, consignadas en el ICC que serán excluidas del Informe de Costos de Conexión. Por otro lado, se realizó una revisión de las cantidades de materiales considerados en el Informe de Costos. El detalle de cada cambio se explicará a lo largo del escrito.

Por lo tanto, vengo a presentar los antecedentes requeridos, y solicitar a esta Superintendencia reemitir el Informe de Costos del PMGD Don Nicolás e incorporar algunos ajustes al presupuesto emitido por parte de Enel Distribución.

I. ANTECEDENTES DE HECHO

1. El proceso de conexión del PMGD fue tramitado por la empresa Ecoinvertor Chile SpA (en adelante, “Ecoinvertor”), propietaria del PMGD. Con fecha 22 de julio de 2022, Ecoinvertor presentó el “Formulario N°3: Solicitud de Conexión a la Red” para solicitar la conexión del Proyecto a las redes de Enel Distribución a través de la placa poste número 558876, perteneciente al alimentador Liray de la Subestación



Caso:1947500 Acción:3569845 Documento:3941153
V°B° SSF/JSF/JCC/JCS/NMM

23/50

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3569845&pd=3941153&pc=1947500>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl

Batuco. Con fecha 04 de agosto de 2022, Enel Distribución emitió el “Formulario N°4: Declaración de Admisibilidad” solicitando complementar con más antecedentes la Solicitud de Conexión a la Red (“SCR”), motivo por el cual, con fecha 05 de agosto de 2022, Ecoinvertor proporcionó el “Formulario N°5: Solicitud Rectificación Antecedentes Admisibilidad”, subsanando las observaciones levantadas, lo que quedó reflejado en la segunda versión del Formulario 4 de fecha 11 de agosto de 2022, donde se otorgó la Admisibilidad de la SCR.

2. Con fecha 07 de septiembre de 2022, Enel Distribución proporcionó el “Formulario 7: Respuesta a SCR” junto a los antecedentes técnicos de la red. Sin embargo, con fecha 13 de septiembre de 2022, el PMGD presentó el “Formulario 8: Conformidad de la SCR”, manifestando no conformidad a la SCR, con el propósito de que Enel Distribución, pudiese considerar el conductor Aluminio 240 mm² dentro de sus estándares constructivos. Con fecha 27 de septiembre de 2022, Enel Distribución emitió la segunda versión del Formulario 7 y rechazó la propuesta del PMGD, declarando que no es factible utilizar el conductor tipo Cairo, puesto que actualmente el estándar de diseño vigente en Enel Distribución sólo contempla la utilización de conductores de Aluminio de 70 mm² y 185 mm² Space Cab en redes aéreas. Por tanto, con fecha 30 de septiembre de 2022 Ecoinvertor presentó la segunda versión del Formulario 8, manifestando su conformidad a la respuesta a la SCR.
3. Con fecha 24 de octubre de 2022 el PMGD presentó el “Formulario 9: Entrega Estudios Técnicos Preliminares”. Con fecha 30 de noviembre de 2022 Enel Distribución mediante el envío del “Formulario 10: Revisión de Resultados Preliminares”. emitió observaciones al Estudios de Flujo de Potencia (EFP) y Estudios de Coordinación y Ajuste de protecciones (ECAP), Posteriormente, con fecha 27 de diciembre de 2022 Ecoinvertor presentó el “Formulario 11: Ajustes de los Resultados de Estudios de Conexión”. Con fecha 19 de enero de 2023 Enel Distribución envió el “Formulario 12: Observaciones Finales a los Resultados De Estudios”, manteniendo observaciones a los estudios antes mencionados respecto al ECAP. Con fecha 02 de febrero de 2023, el PMGD Presentó el “Formulario 13: Resultados Finales Estudios Eléctricos”, sin embargo, el PMGD no corrigió los puntos observados, lo que fue comunicado por correo electrónico con fecha 07 de marzo de 2023, por lo que a petición del PMGD, se realizó una reunión con fecha 14 de marzo de 2023, donde se explicó con mayor profundidad las observaciones emitidas. Finalmente, con fecha 22 de marzo de 2023, el PMGD presentó las correcciones finales a sus estudios, los que fueron aprobados por Enel Distribución con fecha 13 de abril de 2023.
4. Con fecha 12 de junio de 2023, Enel Distribución procedió a la entrega del “Formulario 14: Informe de Criterios de Conexión” (en adelante, “**Primer ICC**”), el cual describe los trabajos necesarios para distintos escenarios de conexión. Específicamente, el escenario A, contempla la ejecución de 5,170 km de refuerzos en el alimentador Liray, la instalación de Equipos desconectores cuchillos, la ejecución de Obras Civiles con ocasión de la ejecución de refuerzos subterráneos y la ejecución de obras de Empalme. Todos los costos asociados a la ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes fueron valorizadas en **55.817 U.F. + I.V.A.** El Reclamante presentó el día 07 de julio de 2023 su disconformidad a las condiciones expuestas en el Informe de Costos a través del envío del Formulario N°15.
5. Posteriormente, con fecha 08 de septiembre de 2023, Enel Distribución presentó una segunda versión del ICC (“en adelante, “**Segundo ICC**”), dando respuesta a las observaciones de cliente relacionadas con:
 - i. Realizar el desglose de las partidas VNR según obra propuesta en ICC.



- ii. Detallar el origen de los Costos, los que provienen del Anexo de la Resolución Exenta N° 31871 y los recargos VNR definidos.
- iii. Explicar determinación de Costos de Operación y Mantenimiento (O&M), establecidos en artículo 2-30 de la NTCO.

Además, se presentó una segunda versión de Informe de Costos, estableciendo un único escenario de Obras Adicionales, donde se tomó como consideración la entrada en operación del PMGD Chicauma, proceso de conexión N°354, puesto que las obras relacionadas con su conexión ya se encontraban ejecutadas. Las obras requeridas para la conexión del PMGD Don Nicolás, fueron valorizadas en **50.501 U.F. + I.V.A.** La disminución del presupuesto corresponde a la eliminación del costo de una de las partidas, las cuales son de responsabilidad de Enel Distribución y el ajuste de los costos relacionados a la gestión y tramitación de permisos MOP.

6. Las Obras Adicionales requeridas para la conexión del PMGD Don Nicolás, tienen relación con la mitigación de las sobrecargas de algunos tramos del Alimentador Liray.

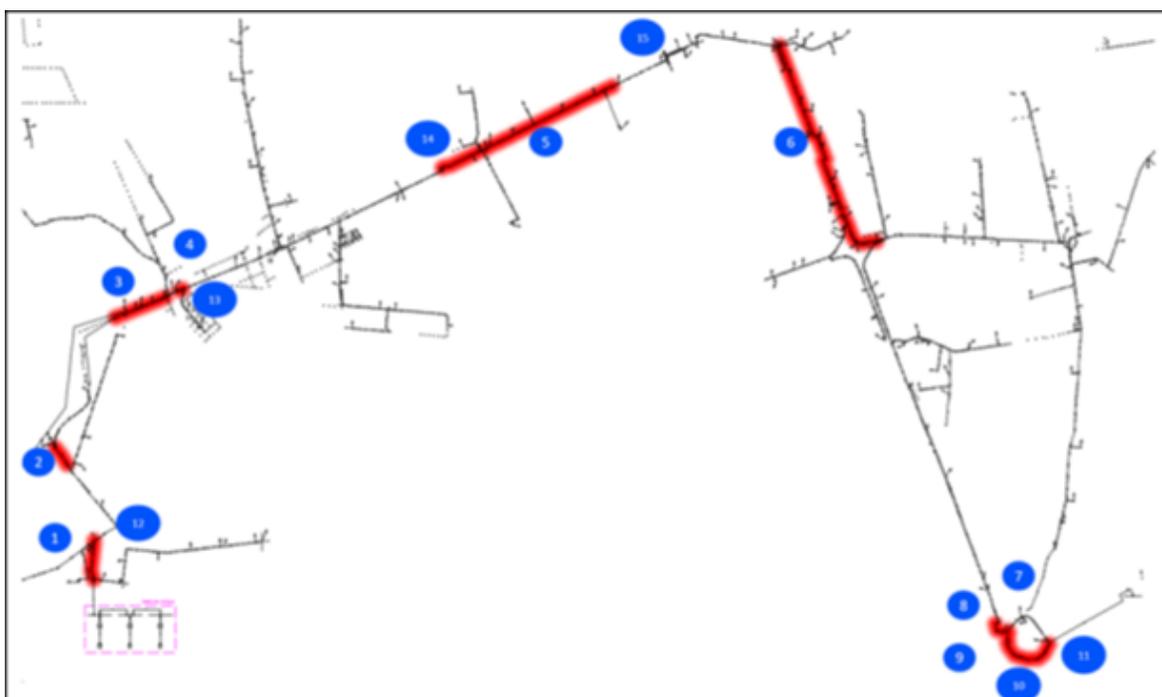


Figura 1: Sobrecargas en alimentador Liray, escenario A1.

Las obras adicionales identificadas se agruparon en 15 tramos. A continuación, se presenta los tramos que requieren obras adicionales, junto con el responsable del financiamiento y la posición de dichos tramos:

Tabla 1: Obras Adicionales Escenario A1.

Cota	Tramo o Equipo	Aéreo o subterráneo	Distancia [m]	Nuevo tramo o equipo	Financiamiento
1	16 mm ² Cu des.	Aéreo	350	Aluminio spc 185 mm ²	PMGD
2	70 mm ² Al des.	Aéreo	200	Terreno (Aluminio 70 mm ²)	No Aplica1
3	70 mm ² Al des.	Aéreo	410	Aluminio spc 185 mm ²	PMGD
4	70 mm ² Cu EPR.	Subterráneo	20	Aluminio 240 mm ² XLPE	PMGD
5	70 mm ² Al SPC.	Aéreo	1694	Aluminio spc 185 mm ²	PMGD
6	120 mm ² Al des.	Aéreo	2058	Aluminio spc 185 mm ²	PMGD
7	70 mm ² Al des.	Aéreo	50	Aluminio spc 185 mm ²	PMGD
8	35 mm ² Al EPR	Subterráneo	40	Aluminio 240 mm ² XLPE	ENEL



Caso:1947500 Acción:3569845 Documento:3941153
V°B° SSF/JSF/JCC/JCS/NMM

9	70 mm ² Al des.	Aéreo	111	Aluminio spc 185 mm ²	ENEL
10	120 mm ² Al des.	Aéreo	400	Aluminio spc 185 mm ²	PMGD
11	70 mm ² Al des.	Aéreo	59	Aluminio spc 185 mm ²	ENEL
12	Seccionalizador 62722	Aéreo		Seccionalizador Cuchillo	PMGD
13	HDLB 1404813	Aéreo		Seccionalizador Cuchillo	PMGD
14	HDLB 1908485	Aéreo		Seccionalizador Cuchillo	PMGD
15	HDLB 78589	Aéreo		Seccionalizador Cuchillo	PMGD

Tabla 2: Obras Adicionales Escenario A1 de responsabilidad del PMGD.

Cotas	Tramo o Equipo	Aéreo o subterráneo	Distancia [m]	Nuevo tramo o equipo	Ubicación	Inicio	Fin	MOP
1	Cobre des. 16 mm ²	Aéreo	350	Aluminio spc 185 mm ²	Villa Rossina	PP2 558876	PP 558886	No
3	Aluminio des. 70 mm ²	Aéreo	410	Aluminio spc 185 mm ²	Av. España, entre camino Lampa Batuco y Lo Fontecilla	PP 558627	PP 583121	Sí
4	Cobre ERP. 70 mm ²	Subterráneo	20	Aluminio XLPE 240 mm ²	Av. España entre camino Lo Fontecilla y Las Palmeras	Subida/Bajada MT SMT1167548	Subida/Bajada MT SMT1167550	Sí
5	Aluminio spc 70 mm ²	Aéreo	1694	Aluminio spc 185 mm ²	Av. Juan Ortega Beiza	3 7049398 PID	PID 2714867	Sí
6	Aluminio des. 120 mm ²	Aéreo	2058	Aluminio spc 185 mm ²	Ruta 5, entre calle Santa Sara y Av. Liray	PP 584881	PP 318124	Sí
7	Aluminio spc 70 mm ²	Aéreo	50	Aluminio spc 185 mm ²	Calle Lo Pinto	PID 3006261	PP 89347	Sí
10	Aluminio des. 120 mm ²	Aéreo	400	Aluminio spc 185 mm ²	Calle Lo Pinto	PID 99987950	PP 317798	Sí
12	Seccionalizador 62722	Aéreo		Cuchillo N°1	Villa Rossina	PP 558886		Sí
13	HDLB 1404813	Aéreo		Cuchillo N°2	En Av. España, a 20 [m] de la calle Los Robles.	PP 583108		Sí
14	HDLB 1908485	Aéreo		Cuchillo N°3	Av. Juan Ortega Beiza con Calle Las Palmeras	PP 600826		Sí
15	HDLB 78589	Aéreo		Cuchillo N°4	Av. Juan Ortega Beiza con Av. Coquimbo	PP 314153		Sí

7. Los Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento, fueron determinados según la fórmula establecida en el artículo 2-30 de la NTCO PMGD:

$$CC = \sum_{i=1}^{HE} VP (C_{Proy_{PMGD}})_i - \sum_{i=1}^{HE} VP (C_{Proy_{NO PMGD}})_i$$

Donde:

CC: Costos de Conexión



Caso:1947500 Acción:3569845 Documento:3941153
V°B° SSF/JSF/JCC/JCS/NMM

$$VP (CProy_{PMGD})_i$$

Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuidora, considerando la operación del PMGD.

$$VP (CProy_{NO PMGD})_i$$

Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuidora, sin considerar la operación del PMGD.

HE: Horizonte de evaluación de 10 años.

8. Cada tramo tiene asociado costos de inversión valorizados según VNR y costos comerciales de actividades no homologables al VNR. Respecto a los costos valorizados en VNR, para todos se consideraron los siguientes recargos:

Tabla 3: Recargos VNR utilizados en valorización.

Tipo de recargo 4	Porcentaje
Flete a Bodega	1,48%
Bodega	6,00%
Flete a Obra	1,22%
Gastos Generales	6,28%
Ingeniería	8,20%
Intereses Intercalarios	3,14%
Reposición de pavimento	0%
Derechos Municipales	0%

Cabe señalar que los costos valorizados en el VNR dependen de parámetros tales como el valor de la U.F. y la variación del IPC. Para ello fue utilizado los valores que provienen de la Resolución Exenta N° 31871, emitido en diciembre del año 2018.

Tabla 4: Parámetros utilizados en la valorización.

Tipo de recargo	Valores
VALOR 1 U.F AL 12 DE JUNIO 2023	\$ 36.068
Tasa de descuento (Antes de Impuesto)	7,96%
Costo de Operación y Mantenimiento	2,60%
VARIACIÓN DEL IPC DE DIC 2018 A LA FECHA	31,1%

Por su parte, las actividades no homologables con el VNR se asocian a la ejecución de trabajos con líneas energizadas y otros costos asociados a la tramitación de permisos MOP, tal como la inspección delegada/(asesoría) y plan de señalización vial y derechos municipales no contemplados en los recargos VNR.

II. OBSERVACIONES DE ENEL DISTRIBUCIÓN RESPECTO A LA RECLAMACIÓN PRESENTADA ECOINVERSOL

En relación con los fundamentos, con los que sustenta la reclamación Ecoinvertsol, venimos a declarar y justificar cada uno de los puntos observados por el PMGD.

En primer lugar, Enel Distribución ha realizado la estimación de los Costos de Conexión de acuerdo con el levantamiento en terreno efectuado. En dicha instancia, se verifica la factibilidad para la ejecución del proyecto propuesto, se identifican los elementos que deben ser incorporados y/o retirados de la red, y si es necesario de prescindir de alguna obra inicialmente propuesta. Dado que el plazo para la emisión de Costo de Conexión es acotado, la ingeniería de detalle se desarrolla en una etapa posterior a la emisión del ICC.



Cabe destacar que, la ingeniería de detalle implica la elaboración del plano que constata la condición real de la red de distribución.

1. Errores en la valorización de costos de obras por tramo.

1.1. Tramo 3: Referido al refuerzo aéreo, donde se reemplaza 410 m de conductor de Aluminio des. 70 mm² por Aluminio SPC 185 mm², desde la placa poste 558627 a la placa poste 583121.

1.1.1. Cantidad excesiva de cable de acero

Se mantiene la cantidad de 628 m de cable de acero proyectado, debido a que existen pequeñas diferencias de longitud respecto a los tramos identificados por los sistemas técnicos de información y lo constatado en terreno. Adicionalmente, siempre debe considerarse un metraje adicional por las características de la red, tal como su curvatura.

1.1.2. Tirantes innecesarios

Se mantiene la cantidad de 10 unidades de tirantes proyectado. Es importante considerar que la red no es una línea recta, por lo que en las curvaturas de la red es necesario instalar tirantes adicionales.

1.1.3. Número excesivo de crucetas.

Se propone como mejora reducir la cantidad de 17 crucetas de madera de 2,4 m por 10 brazos tipo C y 4 crucetas de fierro de 1,2 m.

1.2. Tramo 4: Referido al refuerzo subterráneo, donde se reemplaza de 20 m de conductor de Cobre ERP 70 mm² por Aluminio XLPE 240 mm², desde la Subida/Bajada MT SMT1167548 a la Subida/Bajada MT SMT1167550.

1.2.1. Obras injustificadas.

Inicialmente se había considerado el soterramiento de la red aledaña al tramo subterráneo, debido a la presencia de red de Alta Tensión, con el objetivo de mantener condiciones seguras para la operación y mantenimiento de la red de Media Tensión.

A pesar de lo anterior, al revisar la naturaleza de esta modificación, se determinó que estas obras no son atribuibles al PMGD. En consecuencia, el trabajo se limita al refuerzo del tramo subterráneo definido en el ICC. Finalmente, se descartan las obras civiles y obras eléctricas subterráneas contempladas y se mantiene el refuerzo eléctrico subterráneo de 20 [m], junto a las respectivas obras civiles asociadas.

1.2.2. Errores en el diámetro y longitudes del cable conductor.

Se mantiene propuesta de Enel Distribución. Lo que solicita el PMGD no es factible, debido a que necesariamente para el refuerzo de 20 m consignado en ICC se requiere la construcción de 2 cámaras y la canalización entre ellas. No es posible, el reemplazo del conductor directamente.

1.2.3. Partidas que no se corresponden con el eventual trabajo requerido y desproporción de los montos involucrados.

Tal como se mencionó en el punto anterior, el tramo 4 de refuerzos, se ajustarán a los 20 m de refuerzo subterráneo contemplado en el ICC. Esto implica reducir la



cantidad de cámaras contempladas inicialmente de 9 a 2, además, de la longitud del tramo de refuerzo.

1.2.4. Número elevado de mallas de puesta a tierra.

Dado que el tramo de refuerzo se ajustará a los 20 m de refuerzo subterráneo. Se requerirán solo 2 mallas a tierra, asociadas a las 2 cámaras proyectadas.

Cabe destacar que, no existe el código CUDN de la malla a tierra por lo que se homologó al código de VNR de la barra a tierra, utilizando la cantidad para alcanzar el valor del costo de la malla a tierra.

1.2.5. VNR no concordante con la obra descrita.

Se mantiene propuesta de Enel Distribución. El cierre ecológico, es una actividad que se realiza cuando se ejecutan excavaciones en la zona de trabajo. Cumple la utilidad de establecer una medida de seguridad que impida el acceso de terceros a las obras civiles. Específicamente, corresponden a tableros que se instalan o construyen en la periferia de la obra civil, para evitar la caída de transeúntes y/o trabajadores que estén realizando labores en el lugar. Esta actividad es una exigencia de la autoridad vial.

Cabe destacar que, no existe el código CUDN del "Cierre Ecológico" por lo que se homologó al código de VNR de cámara (CUDN BAAV08424), utilizando la cantidad necesaria para alcanzar el valor del costo del cierre ecológico.

1.3. Tramo 5: Referido al refuerzo aéreo, donde se reemplaza de 1.694 m de conductor de Aluminio SPC 70 mm² por Aluminio SPC 185 mm² desde Placa ID 7049398 a la Placa ID 2714867.

1.3.1. Cantidad excesiva de cable de acero.

Se mantiene la cantidad de 2.700 m de cable de acero proyectado, debido a que existen diferencias de longitud respecto a los tramos identificados por los sistemas técnicos y lo constatado en terreno. Adicionalmente, siempre debe considerarse un metraje adicional por las características de la red, tal como su curvatura.

1.3.2. Tirantes innecesarios.

Se mantiene la cantidad de tirantes proyectado para su retiro e instalación.

1.4. Tramo 6: Referido al refuerzo aéreo, donde se reemplaza 2.058 m de conductor de Aluminio desnudo de 120 mm² por Aluminio SPC 185 mm², desde la placa poste 584881 a la placa poste 318124.

1.4.1. Obras injustificadas.

De acuerdo con la condición actual de la zona, ya no se requerían las obras subterráneas detalladas en informe de Costos. En el levantamiento realizado previo a la emisión del ICC (diciembre 2022), se identificaron algunos obstáculos para poder realizar el refuerzo aéreo como casetas de peajes, luminarias aledañas a la red, casetas de control de carabineros, entre otros aspectos, está condición instó a proyectar refuerzos subterráneos.

Cabe destacar que, tras el nuevo levantamiento efectuado en el sector, se han constatados cambios en terreno, que permitirían desestimar las obras adicionales inicialmente propuesta. Por tanto, estos costos no serán atribuibles al PMGD.



1.4.2. Número excesivo de crucetas.

Respecto al tramo 6, se ajusta el retiro de crucetas disminuyendo la cantidad de 58 a 42. Por su parte, se reajusta la cantidad de crucetas y brazos tipo C proyectados. Es decir, se modifica la cantidad disminuyendo el número de elementos de 84 a 73 de estos últimos corresponde a 40 brazo tipo C, 26 crucetas de madera de 2,4 m y 7 crucetas de acero de 1,2 m.

1.4.3. Tirantes innecesarios.

Se mantiene la cantidad de tirantes proyectado para su retiro e instalación. Se debe considerar que la red no es una línea recta, por lo que en las curvaturas de la red se deben instalar tirantes adicionales.

1.5. Tramo 7 y 10: Referido al refuerzo aéreo, donde se reemplaza 50 m de conductor de Aluminio SPC 70 mm² por Aluminio SPC 185 mm², desde PID 3006261 a la placa poste 89347 y al refuerzo aéreo, donde se reemplazan 400 m de conductor Aluminio desnudo 120 mm² por Aluminio SPC 185 mm², desde PID 99987950 a la placa poste 317798, respectivamente.

1.5.1. Cantidad excesiva de cable de acero.

Se determinó en el levantamiento en terreno que la longitud real del refuerzo requerido para los tramos 7 y 10 es:

- Tramo 7 corresponde a 70 m de refuerzo aéreo
- Tramo 10 corresponde a 430 m de refuerzo aéreo en doble circuito.

En relación con el tramo 7, se realiza el ajuste en la longitud de cable de acero a 70 m, ya que es la cantidad necesaria para ejecutar el trabajo.

En relación con el tramo 10, se realiza el ajuste en la longitud de cable de acero a 861 m, ya que, además de adecuar el circuito a reforzar se debe adecuar la red aledaña instalada en una misma postación. Es decir, en doble circuito la cantidad de material requerido siempre es el doble de la longitud del tramo de refuerzo proyectado.

1.5.2. Obras injustificadas

Se mantiene propuesta de Enel Distribución. Por Camino lo Pinto se debe reforzar un Bypass Subterráneo de 40 m, estas Obras Civiles corresponden a obras de la cota 8 en el Informe de Costos, por tanto, a Enel Distribución, le corresponde hacerse cargo de la inversión proyectada.

1.5.3. Número excesivo de crucetas

Respecto al tramo 7 y 10, se incluye el retiro de 37 crucetas no contempladas en el proyecto inicial y, por otro lado, se reajusta la cantidad de crucetas y brazos tipo C proyectados. Es decir, se modifica la cantidad disminuyendo el número de elementos a 48, 3 de ellos corresponde a brazo tipo C y el resto a crucetas. Cabe destacar, que la topología de la red tiene zonas donde el trazado es curvo, por lo cual se necesita instalar los elementos a menor distancia.

1.5.4. Tirantes innecesarios.

Se mantiene el retiro de los 34 tirantes proyectados para la cota 7 y 10.



1.5.5. Retiro de cable desproporcionado y cobro improcedente de suministro.

Se mantiene la cantidad de 1.300 m de cable de acero proyectado, debido a que existen diferencias de longitud respecto a los tramos identificados por los sistemas técnicos y lo constatado en terreno. Adicionalmente, siempre debe considerarse un metraje adicional por las características de la red, tal como su curvatura. Es importante señalar, que este tramo de red está en doble circuito y adecuar un circuito, implica realizar cambios en el circuito aledaño.

2. Trabajos en líneas energizadas.

La ejecución de las obras de refuerzo contempla dos etapas, una etapa de avance de red y otra etapa de energización de la red. La primera etapa corresponde al pretendido de la red, la cual se trabaja con líneas energizadas. En la segunda etapa, se solicita un permiso para la desconexión en la zona de trabajo, y se procede a llevar el pretendido a su posición final, para así dar tensión al tramo de red donde se pretendió el conductor. Es importante señalar que, para el desarrollo de la segunda etapa, debe considerarse la instalación de cuchillos provisorios con recurso de líneas energizadas.

Por otro lado, es importante señalar que, en la comuna de Lampa la frecuencia permitida de desconexiones es cada 15 días. Es por ello que, dicha restricción se ve reflejada en el cronograma de ejecución adjunto en el anexo, la cual no nos permite prescindir del trabajo con líneas energizadas.

Adicionalmente, una de las principales consideraciones a la hora de ejecutar las Obras Adicionales, es minimizar la cantidad de clientes sin suministro eléctrico. Por tanto, incluso en la semana donde se ejecuta la desconexión, se establecen maniobras necesarias de trasposos de carga, para mantener operativo el servicio de suministro eléctrico, cumplimiento con los estándares de calidad exigidos por la autoridad.

3. Enel no entrega la estimación del valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento de la red sin la existencia del PMGD.

En relación con la estimación del valor presente del costo de inversión, operación y mantenimiento de la red, se consideró:

1. El valor presente de los costos de inversión en la red sin PMGD sólo contempla los puntos 8, 9 y 11 de las Obras adicionales mostradas en el ICC.
2. El valor presente de los costos de inversión en la red con PMGD contempla los puntos 1 al 15 de las obras adicionales mostrados en el ICC, con excepción de:
 - a. Cota 2: No requiere refuerzo según levantamiento en terreno.
 - b. Cota 8, 9 y 11: Se descuenta de la inversión del PMGD debido a que también aparecen en el escenario sin PMGD.

En consecuencia, para el alimentador completo, incluidos los tramos 8, 9 y 11, el valor de inversión se netea en 0 [\$.]. Por este motivo, se simplificó el cálculo del valor presente de inversión sin PMGD, el cual se consideró 0 [\$.] para el horizonte de 10 años. Por otro lado, el valor presente de inversión con PMGD sólo refleja el costo de las obras adicionales fijadas en el ICC, sin las cotas 2, 8, 9 y 11.

3. El valor presente de operación y mantenimiento de la red sin PMGD se mantiene constante para el horizonte de 10 años, a excepción de los tramos asociados a las cotas 8, 9 y 11 de las obras adicionales del ICC. En dichos puntos, se espera un incremento del costo.



4. El valor presente de operación y mantenimiento de la red con PMGD se mantienen constante para el horizonte de 10 años, con excepción de los puntos que requiere obras adicionales según lo mostrado en el ICC. Respecto a lo anterior, se consideró:
- Debido a que el tramo 2 no requiere obras, no se considera un incremento en el costo.
 - Debido a que los tramos 8, 9 y 11 también aparecen en el escenario sin PMGD, su incremento se netea en 0 [\$] en la indexación final del costo, por lo que se simplificó en la evaluación económica para el valor presente sin PMGD y con PMGD.
 - Debido a que los demás tramos de obras adicionales sólo aparecen en el escenario con PMGD, se consideró su incremento de costos de operación y mantenimiento en el valor presente.

Finalmente, cabe señalar que los elementos comunes que no son costos inherentes a la conexión no han sido considerados en el análisis, motivo por el cual no se reflejó la magnitud de estos en los costos sin PMGD.

4. **Enel incluyó separadamente en sus costes las partidas “Reposición de Pavimento” y “Derechos Municipales” que claramente están contemplados dentro del precio VNR, por lo que la Distribuidora está cobrando dos veces por el mismo concepto.**

Ecoinversol señaló erróneamente en su escrito, que los costos relacionados con “Reposición de Pavimento” y “Derechos Municipales” han sido cobrado de forma duplicada por parte de Enel Distribución. Sin embargo, esto no es correcto. En la tabla N°3, se presenta los cobros por estos ítem los cuales equivalen a 0%. Adicionalmente, se puede identificar en el archivo Excel enviado en respuesta del F15 denominado “Respuesta F15_1865 - Don Nicolás”, en la pestaña “Refuerzos Esc. A”, donde queda de manifiesto que no hay cobro por este concepto en ningún elemento VNR. A modo de ejemplo, se presenta la celda T4 y U4, ambas valorizadas en 0%.

No obstante, estos costos sí fueron incorporados en la valorización. La reposición de pavimento fue homologada al código de cámaras del anexo del Sistema de Cuentas para informar Aumentos y Retiros. Para este caso, la actividad se homologó al CUDN BAAV08424. Respecto a los derechos municipales, estos fueron incorporados en la valorización Comercial (No VNR). De modo de proceso de mejora a la valorización, se incorporarán estos conceptos un porcentaje de recargo VNR.

5. **Enel omitió incorporar la valorización o la mejor estimación de los materiales retirados como resultado de la venta o reacondicionamiento de estos como descuento.**

Respecto a este punto en particular, primero cabe señalar que la Resolución Exenta N°17056 de 2017, resuelve una controversia presentada por TRANS ANTARTIC S.A. en contra de SAESA, por lo que no necesariamente podría ampliar su aplicación para el caso en cuestión.

Por su parte, es útil señalar que la propia Autoridad señala en dicha resolución lo siguiente: “Con respecto al destino de los materiales a retirar producto del refuerzo de las instalaciones de distribución y considerando que SAESA está de acuerdo en entregar el material retirado y reemplazado, esta Superintendencia considera que TRANS ANTARTIC S.A., podrá optar entre recibir los materiales directamente en un lugar de almacenamiento que disponga o someterse a los procedimientos de análisis de reacondicionamiento que posee SAESA, para luego recibir la devolución de la valorización de los materiales como resultado de la venta o reacondicionamiento de éstos”



Tal como se desprende de la cita anterior, para la implementación de esta alternativa se requiere el acuerdo de la empresa distribuidora, mientras que el Cliente deberá optar entre recibir los materiales en un lugar de almacenamiento o someterse a los procedimientos de reacondicionamiento que disponga la empresa distribuidora para posteriormente recibir la devolución de la valorización de los materiales, lo que en ningún caso puede realizarse al momento de emisión del ICC, toda vez que dicha instancia de análisis no está regulada en el Decreto 88 ni en la normativa técnica, sino que más bien se refiere a acuerdos específicos que pueden optar las partes involucradas.

6. Cobro de materiales improcedente.

Efectivamente, los costos de los retiros se homologaron al mismo elemento VNR retirado de la red, pero sin considerar el precio base del material. Existen 5 casos donde Enel Distribución involuntariamente mantuvo en su valorización el precio base. Se descontará el costo del precio base de todos los elementos cuya actividad sea el retiro.

7. Cobro de partidas de cargo de la Distribuidora.

Las Obras Adicionales asociadas a las cotas 8, 9 y 11, responden a la necesidad de solucionar criticidades observados en los escenarios con y sin PMGD. En consecuencia, Enel Distribución asumirá los costos involucrados en dichos trabajos. Por tanto, corresponde adecuar el informe de costos y considerar dichas obras como un ahorro generado en el año cero.

8. Plazo excesivo y no entrega del Cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes.

El plazo estimado para a la ejecución del proyecto, responde a la necesidad del desarrollo de distintas actividades, tales como: la elaboración de una ingeniería de detalle, la gestión y tramitación de permisos, la ejecución de obras de refuerzo aéreas y subterráneas descritos en la tabla 1, entre otros aspectos, trabajos proyectados a efectuarse en un plazo estimado de 20,5 meses tras la obtención de los permisos MOP, plazo que fue comunicado en el informe de Costos.

Con el propósito de entregar mayor detalle de las actividades contempladas en el plazo indicado, se adjunta Cronograma de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes del Proyecto, archivo Excel contenido en el Anexo.

Cabe mencionar, que los plazos dependerán de la obtención de la resolución para ejecutar de MOP y la respectiva entrega de terreno, actividades de responsabilidad de un tercero, estos plazos pueden tener mayor grado de incertidumbre.

9. Falta de respuesta a la solicitud de actualización cronograma.

No corresponde una actualización del cronograma de ejecución por parte de Enel Distribución de acuerdo con lo establecido en el DS88, pues tal como se menciona en dicho artículo "El cronograma de ejecución del proyecto deberá presentarse junto con la SCR y deberá contemplar los siguientes hitos expresados en meses a partir de la manifestación de conformidad del ICC ", es decir, este antecedente fue presentado por el PMGD junto a la SCR e iniciará una vez que el cliente presente la Manifestación de Conformidad favorable a su ICC, finalizado el proceso de controversia vigente.

III. CONCLUSIONES.

Tal como se ha demostrado a lo largo de esta presentación, y en conformidad con las mejores prácticas de la industria, Enel Distribución ha realizado sus mejores esfuerzos para la valorización y emisión del Informe de Costos de Conexión correspondiente al PMGD Don



Nicolás. En tal sentido, la actuación y gestiones de Enel Distribución se ajustan al estándar de diligencia exigible y han sido realizadas dentro de los plazos acotados que impone el Decreto 88 a las empresas distribuidoras.

En virtud de lo anterior, solicitamos respetuosamente a esta Autoridad ponderar de manera adecuada los antecedentes que forman parte de esta controversia, especialmente considerando las restricciones de plazo que impone la aplicación del Decreto 88. (...)

6°. Que, entre los antecedentes acompañados por la empresa Enel S.A. en respuesta al traslado conferido mediante Oficio Ordinario Electrónico N°202.678, de fecha 04 de diciembre de 2023, la Distribuidora acompañó correo electrónico de fecha 12 de octubre de 2023, mediante el cual informó al Reclamante el desistimiento del proceso de conexión N°1.865, en vista de que el Propietario del PMGD Don Nicolás no manifestó conformidad con el ICC mediante el Formulario N°15 de "Conformidad ICC".

Figura 1. Correo de Enel declarando el desistimiento del PMGD Don Nicolas, de acuerdo con el artículo 62° del D.S. N°88. (fuente: Plataforma Transitoria de PMGD)



Respecto a lo anterior, y previo a analizar la materia específica en controversia, esta Superintendencia estima necesario aclarar que la presentación de la controversia por parte de Ecoinvertor Chile SpA fue realizada dentro del plazo establecido en el artículo 62° del Reglamento, lo que, sumado a la suspensión instruida mediante Oficio Ordinario Electrónico N°202.678, de fecha 04 de diciembre de 2023, permiten concluir que el descarte del PMGD Don Nicolás realizado por ENEL S.A. es improcedente, y por lo tanto, no surte efectos.

7°. Que, a partir de los antecedentes remitidos por las partes, es posible constatar que la presente controversia dice relación con el contenido del Informe de Costos de Conexión del Informe de Criterios de Conexión ("ICC") del PMGD Don Nicolás, proceso de conexión N°1.865, previsto a ser conectado a la red de distribución Liray (S/E Batuco), emitido por ENEL S.A. En atención a lo anterior, esta Superintendencia puede señalar lo siguiente:

De acuerdo con el artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE"), "Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, **deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación o sistemas de almacenamiento cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes (...)**". (Énfasis agregado).

En virtud de lo anterior, la conexión de PMGD es un procedimiento reglado, consagrado en el D.S. N°88. **Dicho procedimiento fija derechos y obligaciones tanto para la empresa**



Caso:1947500 Acción:3569845 Documento:3941153
V°B° SSF/JSF/JCC/JCS/NMM

34/50

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3569845&pd=3941153&pc=1947500>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl

distribuidora como para el PMGD. Asimismo, dispone de las condiciones para autorizar la conexión de PMGD a las redes de distribución, así como también para su operación durante la vigencia de su vida útil. A su vez, la autorización de conexión de PMGD corresponde a un proceso de evaluación dispuesto en etapas, cuyo objetivo es obtener los criterios de conexión y los costos atribuibles al PMGD por su conexión, lo que deberá quedar consignado en el Informe de Criterios de Conexión.

Así también, el Reglamento dispone de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, en adelante ("**NTCO**"), cuyo objetivo es establecer los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos, en redes de distribución de propiedad de Concesionarios de Servicio Público de Distribución de Electricidad o de empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

Por su parte, de acuerdo con lo señalado en el artículo 43° del D.S. N°88, todo interesado en la conexión o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación de un PMGD deberá presentar una Solicitud de Conexión a la Red, en adelante ("**SCR**"), ante la Empresa Distribuidora, adjuntando los antecedentes individualizados en ese artículo. Asimismo, una vez admitida la SCR a evaluación por la Concesionaria, esta deberá emitir la Respuesta a la SCR, respetando el orden de prelación de los procesos que pudieran estar pendientes en el mismo alimentador, en conformidad con las disposiciones del artículo 50° del D.S. N°88. En esta etapa la empresa distribuidora deberá actualizar toda la información señalada en el artículo 32° del Reglamento, requerida para el diseño, operación y conexión del PMGD, la cual deberá ser utilizada por la empresa distribuidora para evaluar el impacto del PMGD en la red de distribución o para revisar los resultados de los estudios de conexión, en conformidad con los antecedentes técnicos mínimos establecidos por la NTCO para ser incluidos en la elaboración de los estudios de conexión.

Según lo dispuesto en el artículo 58° del Reglamento, una vez presentada la Respuesta a la SCR por la Empresa Distribuidora, esta deberá emitir el ICC del PMGD en un plazo de cinco meses para aquellos proyectos que no califiquen como de impacto no significativo. Este informe deberá adjuntar un contrato de conexión del proyecto PMGD, el Contrato de ejecución de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes con su respectivo Cronograma de Ejecución.

Por otra parte, las Obras Adicionales necesarias para la conexión del PMGD, conforme a lo dispuesto en el artículo 89° del D.S. N°88, **deberán ser ejecutadas por la empresa distribuidora y sus costos serán de cargo del propietario del PMGD.** Para el cálculo de estos costos a nivel de distribución se considerarán los costos adicionales de las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros y costos en el resto de la red de distribución producto de la operación de los PMGD, conforme a los criterios y procedimientos establecidos en el Capítulo Tercero del Reglamento y lo dispuesto en el Título 3-7 de la NTCO.

Cabe señalar que, en cuanto a la valorización de las obras adicionales y los costos de conexión, mientras no se dicte la resolución que trata el artículo 89° del Reglamento, estos serán determinados conforme lo establecido en el artículo 7° transitorio del D.S. N°88, **donde las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, así como las condiciones de aplicación, deberán ser consideradas en el respectivo Informe de Costos de Conexión y pagados por el Interesado.**

Respecto a la valorización de las Obras Adicionales, deben realizarse considerando los requerimientos necesarios para mantener los estándares de seguridad y calidad de suministro establecidos en la NTCO. Dicho cálculo, deberá considerar el valor de cada uno de los componentes asociados a las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes, con los



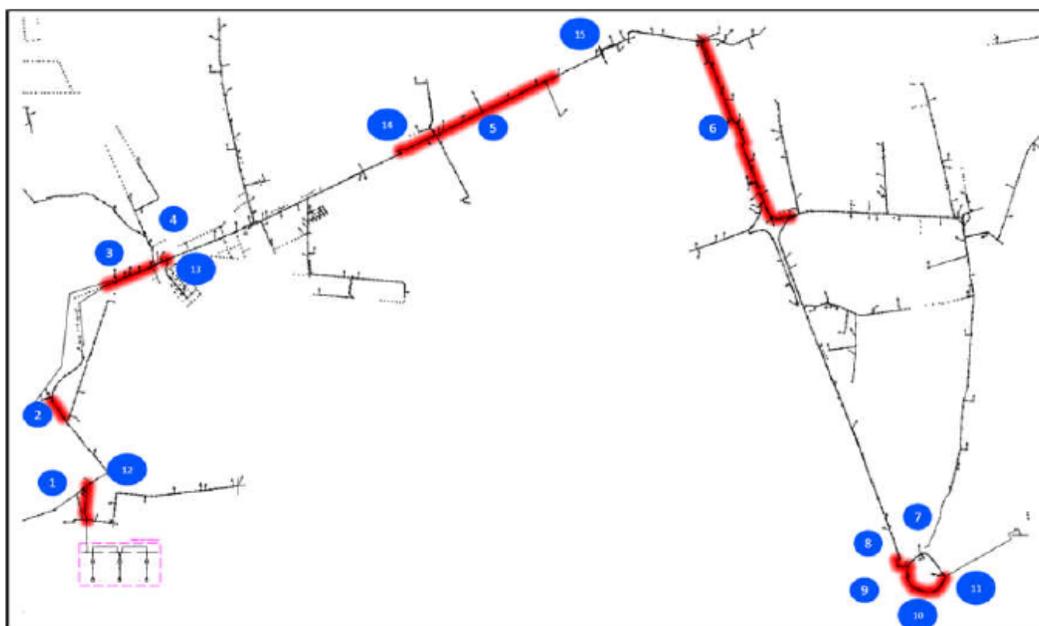
costos de montaje asociados y los valores establecidos para los servicios no consistente en suministro de energía eléctrica, o en su defecto, los recargos establecidos en el procedimiento de determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (“VNR”), de las instalaciones de distribución, fijados por la Superintendencia. En caso de que los componentes considerados no se encuentren fijados en el VNR, la empresa distribuidora podrá respaldar el valor mismo presentando su última cotización, sin perjuicio de mantener el resto de los costos de montajes y recargos ya mencionados.

Por otra parte, de acuerdo con lo señalado en el artículo 62° del D.S. N°88, el proceso de conexión PMGD contempla una instancia posterior a la emisión del ICC para atender las observaciones que podría surgir respecto a dicho documento, estableciendo etapas claras con sus respectivos plazos para lograr un acuerdo entre las partes respecto a las condiciones consignadas en el ICC del PMGD. A su vez, este artículo define los procedimientos para que el Interesado o Propietario del PMGD pueda ejercer el derecho señalado en el artículo 121° del D.S. N°88.

Enunciada la regulación vigente en torno a la discrepancia en cuestión, de acuerdo con los antecedentes aportados por las partes, la controversia dice relación con desacuerdos respecto a las Obras Adicionales consignadas en el ICC del PMGD Don Nicolás, particularmente respecto al desglose de los costos de conexión realizado por la Empresa Distribuidora que no atenderían las observaciones realizadas por Ecoinvertor Chile SpA por medio del Formulario N°15 de “Conformidad de ICC”. Frente a lo anterior, se debe señalar lo siguiente:

1. **Respecto al desglose de las Obras Adicionales del PMGD Don Nicolás realizado por ENEL S.A. y las observaciones presentadas por Ecoinvertor Chile SpA sobre la valorización de las Obras Adicionales.**
 - a. **En lo referente a los errores en la dimensión de las Obras Adicionales**, previo a realizar el análisis de este aspecto en particular del Reclamo, es necesario comprender la extensión de las Obras Adicionales especificadas para la conexión del PMGD Don Nicolás y sus características.

Figura 2. Obras Adicionales descritas en el ICC del PMGD Don Nicolás. (fuente: Ingreso SEC N°237.702 de 11.10.23)



En atención a las condiciones de conexión consignadas en la segunda entrega del ICC del PMGD Don Nicolás, de septiembre de 2023, las Obras Adicionales del proyecto estarían separadas en once partidas correspondientes a reemplazo de conductores y



equipos de maniobras, trazadas para un refuerzo de extensión de 5 km, con un costo total de 51.842 UF.

Figura 3. Resumen de Obras Adicionales especificadas para la conexión del PMGD Don Nicolás. (fuente: Ingreso SEC N°237.702 de 11.10.23)

Cotas	Tramo o Equipo	Aéreo o subterráneo	Distancia [m]	Nuevo tramo o equipo	Ubicación	Inicio	Fin	MOP
1	Cobre des. 16mm ²	Aéreo	350	Aluminio spc 185mm ²	Villa Rossina	PP ¹ 558876	PP 558886	No
3	Aluminio des. 70mm ²	Aéreo	410	Aluminio spc 185mm ²	Av. España, entre camino Lampa Batuco y Lo Fontecilla	PP 558627	PP 583121	Sí
4	Cobre ERP. 70mm ²	Subterráneo	20	Aluminio XLPE 240mm ²	Av. España entre camino Lo Fontecilla y Las Palmeras	Subida/Bajada MT SMT1167548	Subida/Bajada MT SMT1167550	Sí
5	Aluminio spc 70mm ²	Aéreo	1694	Aluminio spc 185mm ²	Av. Juan Ortega Beiza	PID ² 7049398	PID 2714867	Sí
6	Aluminio des. 120mm ²	Aéreo	2058	Aluminio spc 185mm ²	Ruta 5, entre calle Santa Sara y Av. Liray	PP 584881	PP 318124	Sí
7	Aluminio spc 70mm ²	Aéreo	50	Aluminio spc 185mm ²	Calle Lo Pinto	PID 3006261	PP 89347	Sí
10	Aluminio des. 120mm ²	Aéreo	400	Aluminio spc 185mm ²	Calle Lo Pinto	PID 99987950	PP 317798	Sí
12	Seccionalizador 62722	Aéreo	-	Cuchillo N°1	Villa Rossina	PP 558886	-	Sí
13	HDLB 1404813	Aéreo	-	Cuchillo N°2	En Av. España, a 20 [m] de la calle Los Robles.	PP 583108	-	Sí
14	HDLB 1908485	Aéreo	-	Cuchillo N°3	Av. Juan Ortega Beiza con Calle Las Palmeras	PP 600826	-	Sí
15	HDLB 78589	Aéreo	-	Cuchillo N°4	Av. Juan Ortega Beiza con Av. Coquimbo	PP 314153	-	Sí

A su vez, la Empresa Distribuidora señaló que **“Esta tabla no contiene las obras asociadas a las condiciones preexistentes identificadas en el estudio de flujo de potencia, puesto que es responsabilidad de Enel la corrección de dichas criticidades. Por consiguiente, los costos de esas obras no son materia de este ICC.”** (Énfasis agregado)

Ahora bien, de acuerdo con los argumentos presentados por Ecoinvertor Chile SpA, esta no estaría conforme con el desglose de costos de las Obras Adicionales individualizadas en las cotas 3, 4, 5, 6, 7 y 10, señalando que la Empresa Distribuidora estaría cometiendo errores respecto a la dimensión de la cantidad de metraje de las líneas de refuerzo, frente a lo cual, ENEL S.A. argumenta que las estimaciones iniciales dadas en los estudios de conexión no consideran los aspectos técnicos constatados en terreno.

Asimismo, respecto a los tirantes y crucetas, todos componentes de carácter estructurales a considerar en los refuerzos de los tramos señalado por la Empresa Distribuidora como “Tramo 3”, “Tramo 5”, “Tramo 7” y “Tramo 10”, esta fundamenta que la cantidad de cable de acero y tirantes es necesaria debido a las características de la zona de emplazamiento, ya sea porque la línea de refuerzo proyectada no es recta y dispone de curvaturas las cuales adicionan mayores elementos a los considerados en los estudios técnicos. Sin embargo, esta Superintendencia conforme los antecedentes presentados por ENEL S.A. no ha podido constatar el adecuado dimensionamiento de estos, debido a que la actualización de los costos de conexión del ICC del PMGD Don Nicolás considera longitudes bastante superiores a las informadas inicialmente. A modo de ejemplo, para el refuerzo a considerar en el “Tramo 3” según los estudios técnicos corresponde a 410 m de refuerzo aéreo; no obstante, la Concesionaria argumenta que dicha distancia se aumenta a 628 m, aumentando un 53 % de las distancias proyectadas inicialmente, situación que no ha sido suficientemente fundamentada por ENEL S.A., teniendo en cuenta que el ICC no puede considerar estimaciones o costos modulares, no ajustados a la dimensión del impacto de la conexión del PMGD.

Asimismo, esta Superintendencia ha constatado que la Empresa Distribuidora habría actualizado el número de las crucetas en el “Tramo 3” y “Tramo 6”, disminuyendo la cantidad de componentes a utilizar, incluyendo adaptaciones del estándar constructivo (reemplazo de las crucetas por soportes del tipo C).



Caso:1947500 Acción:3569845 Documento:3941153
V°B° SSF/JSF/JCC/JCS/NMM

37/50

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3569845&pd=3941153&pc=1947500>

Dirección: Avenida Bernardo O’Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl

En atención a lo anterior, esta Superintendencia considera necesario enfatizar que la regulación vigente establece la emisión del ICC como una etapa final de evaluación para la conexión del PMGD, por lo que los costos de conexión informados en el ICC corresponden a valores definitivos, siendo improcedente su revaluación en una etapa futura, salvo que dicha condición se deba al vencimiento o desistimiento de un ICC precedente, en conformidad con lo establecido en el artículo 3-40 de la NTCO vigente.

En este sentido, en caso de existir obras adicionales, adecuaciones y/o ajustes a realizar en la red de distribución, el ICC debe reflejar los costos finales de conexión y los plazos de ejecución de estas con el objeto de que el interesado disponga de información certera de su impacto en la red, y de esta forma evalúe su posibilidad de conexión, para luego continuar con las siguientes etapas del proceso de conexión, por lo que, a juicio de esta Superintendencia, corresponde que la Concesionaria entregue claridad respecto a las partidas controvertidas, para que estas sean consideradas en el respectivo ICC del PMGD Don Nicolás.

- b. **En lo referente a los errores relacionados al cierre ecológico y la malla de puesta a tierra**, Ecoinvertor Chile SpA indicó que los trabajos proyectados en el “Tramo 4” son desproporcionados respecto a las obras requeridas, al igual que el número de mallas a tierra no correspondería a los requeridos para este segmento. Finalmente, existirían partidas relacionadas con el “Cierre Ecológico” que no se encontrarían debidamente justificadas.

En respuesta, la Empresa Distribuidora señala que no todas las obras del segmento inspeccionado corresponden al PMGD en cuestión, siendo procedentes aquellas contempladas en los estudios para su conexión y sus correspondientes obras civiles. Consecutivamente, la Distribuidora señala que el Código Único de Disposición Normalizada (“CUDN”) no contempla el código de malla a tierra, siendo homologado a barras de puesta a tierra, escalando la cantidad hasta el valor requerido. Finalmente, los costos identificados como “Cierre Ecológico”, corresponden al cierre de las zonas donde se realizan excavaciones, requerimiento de la autoridad vial y que fue homologado al CUDN BAAV08424.

En relación con lo anterior, a modo de aclaración, corresponde señalar que de acuerdo con el Anexo de Sistema de Cuentas VNR AyR, de 2022, el proceso de contabilidad regulatoria clasifica distintos tipos de tomas a tierra incluidas aquellas que corresponden a una “Malla Reticulada”. Asimismo, esta Superintendencia considera incorrecto escalar el valor de un componente CUDN hasta alcanzar el monto requerido sin entregar los respaldos necesarios para justificar el valor final transferido al PMGD, dado que mantendría un carácter de costo modular, concepto contrario a los fundamentos establecidos por la regulación para justificar las Obras Adicionales que no estén contenidas en el VNR de la Empresa Distribuidora.

En este sentido, ha sido posible constatar que la Concesionaria no ha entregado los suficientes respaldos para realizar un análisis acabado de las Obras Adicionales, considerando que las observaciones presentadas por Ecoinvertor Chile SpA en su mayoría corresponden a aspectos constructivos, soporte e infraestructura de las Obras Adicionales consignadas y desglosadas por ENEL S.A.

Más aún, considerando la cantidad de discrepancias presentadas sobre el desglose de las Obras Adicionales, a juicio de esta Superintendencia es necesario la revaluación de estas y sus componentes, entregando las certezas necesarias para justificar el desglose de las Obras Adicionales especificadas para la conexión del PMGD Don Nicolás, razón por la cual este Servicio impartirá instrucciones para corregir las deficiencias constatadas, en la sección resolutoria del presente acto administrativo.



2. Respecto al trabajo de las líneas energizadas presentado en la actualización de los costos de conexión del PMGD Don Nicolás, conforme lo señalado en el Considerando 5° de la presente resolución.

En relación con este punto, esta Superintendencia considera necesario enfatizar que en el caso de existir Obras Adicionales en las que se requiera realizar el reemplazo de conductores o la instalación de equipos en la red de distribución, esto eventualmente podría implicar la necesidad de trabajos en líneas vivas o energizadas.

No obstante lo anterior, dichas actividades, a juicio de esta Superintendencia, deben estar suficientemente justificadas, detalladas y respaldadas por la Empresa Distribuidora en el Informe de Costos de Conexión adjunto al ICC del PMGD, por medio de un Plan de Maniobras estimado del trabajo programado necesario para la implementación de las Obras Adicionales para la conexión del PMGD, el cual debe ser confeccionado en base a la topología de la red de distribución, los consumos especiales y los niveles de demanda existente en la zona adyacente a intervenir, considerando la fecha prevista para la conexión del PMGD y la duración máxima de desconexión programada para la implementación de dichas obras, según lo establecido en el artículo 4-7 de la Norma Técnica de Calidad de Servicios para Sistemas de Distribución. **En consecuencia, esta Superintendencia reitera que dichas actividades no pueden ser determinadas a partir de costos modulares**, criterio aplicado por este Servicio, por ejemplo, en Resolución Exenta Electrónica N°14.916² de 21 de noviembre de 2022.

Asimismo, se entiende como Plan de Maniobras a las acciones que deberán ser desarrolladas por la Empresa Distribuidora para la conexión de un PMGD al sistema de distribución, con el fin de asegurar la calidad de servicio exigida por la normativa vigente, considerando trabajo de desconexión, traspasos de carga, **trabajos en líneas energizas** u otras de similares características. Lo anterior deberá ser realizado en el entendido que estas actividades tienen por principio el uso eficiente de las redes de distribución, sin alterar de forma significativa el suministro de energía a los clientes de la zona adyacente o los costos de conexión del PMGD en evaluación.

En virtud de lo anterior, de acuerdo a lo presentado en el Informe de Costos de Conexión del PMGD Don Nicolás, a juicio de este Organismo no ha sido posible constatar que la Concesionaria haya respaldado dichas actividades por un Plan de Maniobras detallado que justifique los trabajos en línea energizada requeridos para la construcción de las Obras Adicionales asociadas al proyecto en cuestión, que respalde la cantidad de maniobras y los equipos a instalar de forma permanente y provisoria, tampoco ENEL S.A. detalla cuáles serán las maniobras complementarias que permitirán disminuir los tiempos de desconexión así como también hacer uso eficiente de las labores a realizar, traspasos o desplazamientos de cargas.

En consecuencia, a juicio de esta Superintendencia corresponde que la Empresa Distribuidora presente un plan detallado con la cantidad de maniobras a realizar, identificando los elementos a considerar para cada una de las etapas consideradas; en caso contrario, en atención a lo indicado en el artículo 7° transitorio del Reglamento, dichos costos no podrán ser de cargo del PMGD, siendo improcedentes.

3. Respecto a los costos asociados a “Reposición de Pavimento” y “Derechos Municipales” presentados en la actualización de los costos de conexión del PMGD Don Nicolás, conforme lo señalado en el Considerando 5° de la presente resolución.

² Resuelve controversia presentada por Avalon Chile SpA en contra de CGE S.A. en relación con el PMGD Doña Aurora.



De acuerdo con lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 7° transitorio del D.S. N°88, y los criterios aplicados en las Resoluciones Exentas N°32.943, N°11.866 y N°11.413, la valorización de los componentes de la red deberán, "...considerar los valores de cada uno de los componentes de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes, los costos de montaje asociados, y los valores establecidos para los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica o, en su defecto, los recargos establecidos en el procedimiento de determinación del Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante ("VNR"), de las instalaciones de distribución, fijados por esta Superintendencia.". Valorización que según el "Anexo Sistemas de Cuentas para Informar Aumentos y Retiros", diciembre de 2022, emitido por esta Superintendencia, considera en su punto 5.1 los siguientes elementos:

"a) Dependiendo del tipo de instalación y su CUDN:

1. Costo Unitario (valor unitario de cada componente).
2. Cantidad de Horas Hombre.
3. Valor de la Hora Hombre.

b) Dependiendo del tipo de instalación y la comuna a la que pertenezca, se establecen los siguientes recargos:

1. Flete a Bodega.
2. Bodegaje.
3. Flete a Obra.

c) Dependiendo del tipo de instalación se establecen los siguientes recargos:

1. Ingeniería.
2. Intereses Intercalarios.
3. Gastos Generales.

d) En función de derechos efectivamente pagados en los procesos de AyR, se debe agregar:

1. Servidumbres.
2. Derechos Municipales.
3. **Derechos de Vialidad.**
4. **Reposición de Pavimento.**
5. **Otros derechos pagados...**

En relación con lo anterior, corresponde señalar que, de acuerdo con el sistema de cuentas, para incorporar al VNR los valores asociados al pago de derechos municipales, servidumbres, reposición de pavimentos y otros, junto con informar aquellos efectivamente pagados en el año del respectivo proceso de AyR, en el formato requerido, **se deben acompañar los correspondientes comprobantes de pago (boleta o factura) que los respalden como archivos adjuntos en el proceso.**

Entonces, los derechos y permisos no se incluyen en la fórmula particular de cada tipo de instalación, se agregan al VNR en función de los pagos realizados y los montos globales (5.2.4 del Sistema de cuentas). Este monto, además, se debe incrementar en función de los intereses intercalarios para efectos de VNR. **En el caso de obras adicionales de PMGD, los permisos y derechos deben ser respaldados por comprobantes (boletas/facturas) en que se expliciten los pagos asociados al proyecto.** Si no hay comprobantes no deben incluirse ya que la ley es explícita al respecto.



En consecuencia, solo dichos cargos pueden ser cobrados en los casos que sean solicitados por la Dirección de Vialidad o la Dirección de Obras Municipales respectivas, y deben guardar relación con los costos de autorización de permisos de trabajos en faja de caminos públicos. Cualquier otro costo adicional o actividad relacionada, no es considerada válida para este Organismo.

En el caso en particular, ENEL S.A. señala que en el desglose de los costos consignados en el ICC del PMGD Don Nicolás, esta no habría incorporado cobros por “Derechos Municipales” y “Reposición de Pavimento”. No obstante, en el caso de la “Reposición de Pavimento” habría sido homologada al código BAAV08424, mientras que los “Derechos Municipales” fueron incorporados en el desglose de costos no asociados a VNR.

En atención a lo anterior, considerando los antecedentes aportados por ambas partes, a juicio de esta Superintendencia, la Empresa Distribuidora no entrega el respaldo necesario para cobrar dichos componentes, dado que no ha sido posible constatar una cotización que dé cuenta del monto total que debe ser trasladado al PMGD producto de sus Obras Adicionales, por lo cual, esta Superintendencia considera que los cobros realizados por “Derechos Municipales” o “Reposición de Pavimento” no están debidamente justificados para ser procedentes.

4. Respecto a la estimación de los costos finales de conexión del PMGD Don Nicolás conforme la regulación vigente.

En relación con este punto, esta Superintendencia puede señalar que una vez especificadas las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, mediante los estudios técnicos de conexión y valorizados de acuerdo con los criterios indicados anteriormente, se deberá determinar el Costo Final de estos, teniendo presentes los ahorros en la red de distribución producto de la operación del PMGD, de acuerdo con lo establecido en el inciso tercero del artículo 7° transitorio del Reglamento:

“...Los costos a los que se refiere el presente artículo se determinarán mediante la sumatoria entre los costos adicionales en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión de un PMGD y los ahorros o costos por la operación del PMGD respectivo...”

Estos cálculos deberán regirse tanto por los supuestos y metodologías utilizadas para la previsión de la demanda, para la fijación del Precio Nudo de Corto Plazo, como por los registros históricos de la demanda de los clientes conectados a la red de distribución, lo cual deberá quedar de manifiesto en el Informe de Costos de Conexión, incluyendo la metodología de estimación de la demanda, sus correspondientes antecedentes justificativos y el registro histórico de la demanda, lo anterior según el inciso sexto del artículo 7° transitorio del Reglamento:

*“... Para los efectos de estos cálculos, la Empresa Distribuidora deberá regirse tanto por los supuestos y metodologías utilizadas para la previsión de la demanda, con motivo de la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo que corresponda, como por el consumo registrado por los clientes conectados a dicho alimentador durante, a lo menos, los últimos cinco años. **La Empresa Distribuidora deberá explicitar en el informe la metodología utilizada para estimar la demanda de energía y los antecedentes que sustentan el cálculo realizado**, incluyendo el consumo histórico registrado en el alimentador donde se conectará el PMGD...”* (Énfasis agregado)

Es importante destacar que estas evaluaciones deberán tener presente, además, las disposiciones del Título 2-5 de la NTCO de 2019, el cual define dos componentes de la demanda proyectada, una de corto y mediano plazo, donde deberán ser incorporados



al crecimiento vegetativo de la demanda todos los consumos previstos a ser conectados que cuenten con los antecedentes necesarios que respalden su conexión, como podría ser una factibilidad de conexión o en proceso de construcción; como también una demanda de largo plazo, compuesta por las tasas de crecimiento utilizadas para fijar el Precio Nudo de Corto Plazo. En el caso que la empresa distribuidora constante que no existen nuevos servicios previstos a conectar en el corto plazo, esto deberá quedar de manifiesto en el Informe de Costos de Conexión.

Luego, el artículo 7° transitorio del Reglamento establece **dos casos de evaluación**, donde deberá ser evaluado el estado futuro de la red de distribución teniendo en consideración las proyecciones de la demanda esperada, en el caso que sea concretada la conexión de PMGD "Costo de Red con PMGD", y en el caso donde no se contemple la conexión de esta unidad "Costo de Red sin PMGD", ambos definidos según los siguientes puntos:

- **Costos de Red Sin PMGD:**

*"...Para la determinación del costo de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes, la Empresa Distribuidora deberá estimar el **valor presente** del costo de inversión, operación y mantenimiento, **exceptuando el costo asociado a las pérdidas eléctricas** de sus instalaciones de distribución sin considerar la existencia del PMGD a conectarse o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación del mismo, denominado "Costo de Red sin PMGD", de acuerdo a los criterios establecidos en el inciso anterior. Este análisis se realizará para un periodo de tiempo igual a diez años a contar del año siguiente al que se está analizando la SCR y deberá incorporar el crecimiento esperado de la demanda y las inversiones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias de la normativa técnica vigente...". (Énfasis agregado).*

- **Costos de Red Con PMGD:**

*"...Una vez determinado el Costo de Red sin PMGD, la Empresa Distribuidora deberá estimar el **valor presente** del costo de inversión, operación y mantenimiento, **exceptuando el costo asociado a las pérdidas eléctricas** de sus instalaciones de distribución, considerando la existencia del PMGD a conectarse o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación, denominado "Costo de Red con PMGD". Este análisis se realizará para el mismo periodo utilizado para el cálculo referido en el inciso anterior y deberá incorporar el crecimiento esperado de la demanda, las inversiones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias de la normativa técnica vigente, considerando la conexión y operación del PMGD...". (Énfasis agregado).*

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con las disposiciones del Título 2-5 de la NTCO de 2019, **todos los costos de conexión atribuidos al PMGD deberán ser justificados por la Empresa Distribuidora para ser procedentes.**

Ahora bien, revisando el Informe de Costos de Conexión elaborado por ENEL S.A. es posible comprobar que la Empresa Distribuidora aplica la metodología antes citada, sin embargo, es posible constatar deficiencias en su aplicación y en sus consideraciones de empleo.

En primer lugar, la topología proyectada por la Empresa Distribuidora no corresponde con la información técnica presentada en la Respuesta a la SCR y en el Informe de Costos de Conexión, donde en este último proyecta la realización de dos traspasos de carga en el alimentador Liray (S/E Batuco), tal como se puede ver en las siguientes figuras.



Figura 4. Topología de la red de distribución Liray presentado en el Informe de Costos. (fuente: Ingreso SEC N°237.702 de fecha 11.10.23)

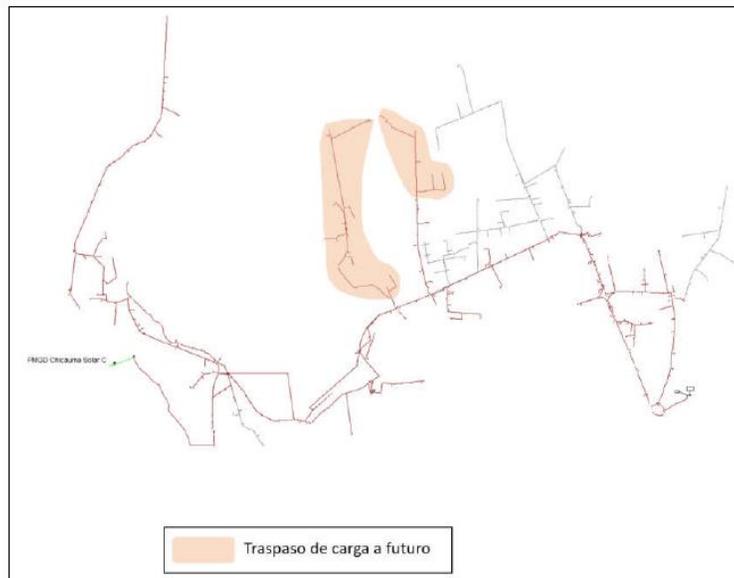


Figura 24: Traspaso de carga proyectado al 2025.

Figura 5. Topología de la red de distribución Liray presentado en Respuesta a SCR. (fuente: Plataforma Transitoria de Proceso de Conexión SEC)

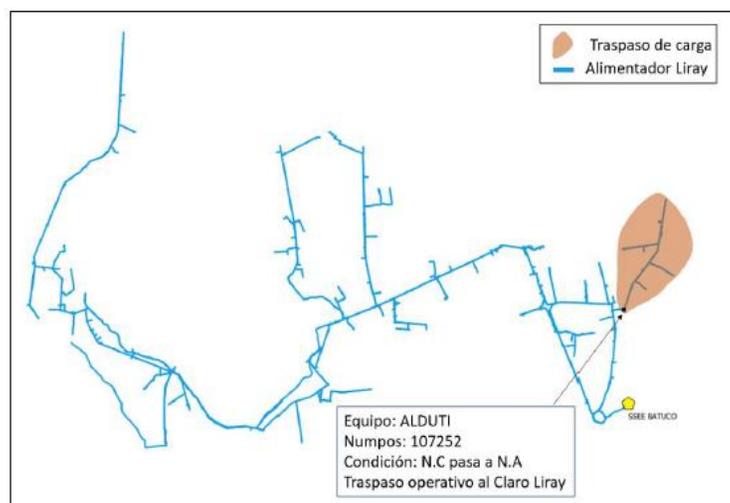


Figura. 1. Topología del alimentador.

Cabe señalar que esta Superintendencia ha estimado que la diferencia de potencia de los bloques de dichos ramales es de al menos 2 MVA respecto a la capacidad instalada de los transformadores de distribución asociados, situación que no fue declarada por la Empresa Distribuidora al momento de la entrega de la Respuesta a la SCR, o señalado en la etapa de estudios de conexión del PMGD.

De manera similar, no es posible constatar el criterio para la determinación de los costos de operación y mantenimiento asociado a las Obras Adicionales del PMGD Don Nicolás. En este sentido, ambas proyecciones de costos de conexión señalan que deberán estimar el valor presente de inversión y los asociados a los costos de operación y mantenimiento exceptuando los costos relacionados con las pérdidas eléctricas, razón por la cual, aunque no exista una componente de inversión en el horizonte de evaluación asociado, esto no exime a la Concesionaria de la obligación de establecer los costos de operación y mantenimiento sin considerar la conexión del PMGD en evaluación, teniendo en cuenta que el PMGD debe solo pagar la diferencia al disponer de un costo mayor de mantención y no del total.



Figura 6. Costos Proyectados Con PMGD en la red de distribución. (fuente: Ingreso SEC N°237.702 de fecha 11.10.23)

OBRAS ADICIONALES	HE: Horizonte de evaluación (años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
COSTOS DE CONEXIÓN CON PMGD											
Costos inversión (VNR) - Empalme (\$)	\$982.242.024										
Costo de Operación y Mantenimiento (\$)		\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293
Costo Total (\$)	\$982.242.024	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293	\$25.538.293
VALOR PRESENTE (\$)	\$982.242.024	\$23.655.328	\$21.911.197	\$20.295.662	\$18.799.243	\$17.413.156	\$16.129.266	\$14.940.039	\$13.838.495	\$12.818.168	\$11.873.072
SUMATORIA DE VALOR PRESENTE (\$)	\$1.163.915.660										

Figura 7. Costos Proyectados Con PMGD en la red de distribución. (fuente: Ingreso SEC N°237.702 de fecha 11.10.23)

OBRAS ADICIONALES	HE: Horizonte de evaluación (años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
COSTOS DE CONEXIÓN SIN PMGD											
Costos inversión (VNR) - Empalme	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos inversión (VNR) - Empalme (\$)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo de Operación y Mantenimiento (\$)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo Total (\$)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
VALOR PRESENTE (\$)	\$ -										
SUMATORIA DE VALOR PRESENTE (\$)											

5. Respecto a la incorporación de la valorización de los materiales retirados o reacondicionados como descuentos a los costos de conexión del PMGD en cuestión conforme la normativa vigente.

En relación a este punto, la Reclamante sostiene que la Empresa Distribuidora no habría incorporado en el Informe de Costos de Conexión del PMGD Don Nicolás, la valorización o estimación de los materiales retirados como venta o reacondicionamiento conforme la metodología establecida en el artículo 2-30 de la NTCO de 2019, y de acuerdo con lo indicado por la Superintendencia en Resolución Exenta N°17056 de 2017.

Respecto a lo anterior, corresponde hacer presente que en el caso de existir el reemplazo de equipamientos eléctricos pertenecientes a las redes de distribución, la Concesionaria deberá realizar actividades de desmantelamiento y retiro de las instalaciones, las cuales corresponden a actividades que forman parte de las Obras Adicionales a realizar en el alimentador, cuyos costos son de cargo de los propietarios de los PMGD, según lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 89° del D.S. N°88.

El mismo articulado refiere que las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes que sean necesarios para permitir la inyección de los Excedentes de Potencia de los PMGD, **en ningún caso deberán significar costos adicionales a los demás usuarios o consumidores finales de la Empresa Distribuidora.**

Por otro lado, respecto a la consideración del elemento reemplazado en el VNR, este punto se encuentra regulado en el inciso décimo sexto del artículo 7° transitorio del Reglamento, el cual indica que las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes que se realicen en las redes de distribución producto de la conexión de un PMGD, no serán consideradas como parte del VNR de las instalaciones de distribución de esta. En efecto, la misma normativa obliga a la Empresa Distribuidora informar anualmente a la Superintendencia y a la Comisión el detalle de estas, y los montos asociados que hayan sido solventados por la conexión de PMGD.

En virtud de lo anterior, esta Superintendencia puede señalar que, para el caso de un elemento reemplazado –nos referimos a los materiales retirados–, bajo el marco normativo actual, la Empresa Distribuidora no está obligada a determinar un valor residual, teniendo presente que el elemento reemplazado no es parte del VNR de las instalaciones de distribución pertenecientes al alimentador, por lo que el elemento retirado a efectos de tarificación sigue siendo reconocido como parte de las



instalaciones de distribución existentes, **por lo que no es posible establecer un mecanismo que permita realizar un descuento residual sin que este altere la regulación existente.**

En este sentido, al incorporar un valor residual, este alteraría la dimensión y el valor de las obras de conexión de PMGD declaradas por la Concesionaria ante la Superintendencia y la Comisión, los cuales son considerados en el proceso de Contabilidad Regulatoria que sirve de insumo para la determinación del VNR y para la determinación del VAD. El establecer un valor residual a descontar de las obras de conexión del PMGD, requeriría que una parte de estas obras sean pagadas por la Empresa Distribuidora, lo cual eventualmente podría traspasarse a los usuarios o consumidores finales, incumpliendo el principio establecido en el artículo 89° del D.S.N°88, **que establece que en ningún caso las obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes previstos para la conexión de un PMGD deberán significar costos adicionales a los demás usuarios o consumidores finales de la Empresa Distribuidora.**

En tanto, respecto a la posibilidad de doble pago del elemento reemplazado, esta Superintendencia puede señalar que dicha situación está resguardada por el marco regulatorio vigente, considerando que la Concesionaria está obligada según lo establecido en el artículo 7° transitorio del Reglamento a declarar anualmente las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes que hayan sido instaladas en sus redes de distribución por motivo de la conexión de algún PMGD, **de modo que en ningún caso estas sean declaradas como parte de las instalaciones existentes de distribución, evitando con ello un eventual doble pago.**

Ahora bien, respecto a lo señalado por la empresa Ecoinvertor Chile SpA, referido al punto III. de la Resolución Exenta N°17056, de 2017, **dicho pronunciamiento se realizó bajo la premisa que la empresa distribuidora, en dicha ocasión, estaba de acuerdo con la entrega del material retirado, esto último mediante un acuerdo entre las partes donde el Propietario tiene la opción de elegir la disposición de los elementos retirados.**

En consecuencia, de acuerdo a los antecedentes aportados por las partes, no ha sido posible constatar que las partes hayan acordado tratar la materia en cuestión previo a la presentación de la controversia, por lo que conforme a lo indicado anteriormente, ENEL S.A. no está obligado a realizar la entrega del material retirado, o bien, realizar algún descuento por la venta de los materiales retirados conforme la metodología establecida en el artículo 7° del D.S. N°88 y 2-30 de la NTCO de 2019, **por lo que no son procedentes las alegaciones presentadas por el PMGD respecto a este punto.**

6. Respecto a la valorización de las actividades relacionadas al retiro de los materiales conforme la normativa vigente.

En relación con este punto, esta Superintendencia, estima que, al existir refuerzos de conductor en postación existente, es necesario realizar actividades de desmantelamiento y retiro de las instalaciones, las cuales corresponden a Obras Adicionales en el alimentador, por lo que es una actividad que debe pagar el Propietario del PMGD, según lo referido en el artículo 89° del D.S. N°88. Lo anterior, implica una homologación a VNR de los conceptos de la mano de obra y flete de los componentes respectivos que se retiran por parte de la empresa distribuidora en común acuerdo con el PMGD, conforme lo estipulado en el artículo 7° transitorio del D.S. N°88 y artículo 2-30 de la NTCO, criterio que ha sido latamente expuesto por esta Superintendencia, como por ejemplo en Resolución Exenta N°34238³ de fecha 12 de marzo de 2021, en

³ Resuelve controversia presentada por Tikuna SpA en contra de CGE S.A. en relación con el PMGD Loica.



Resolución Exenta Electrónica N°7059 de fecha 10 de junio de 2021⁴ y Resolución Exenta Electrónica N°11413 de fecha 24 de marzo de 2022⁵.

En consecuencia, **se debe considerar el valor VNR de los conceptos de la mano de obra y flete de los componentes instalados que se proyectan a retirar, y en el caso de que no estén asociados a VNR, deben homologarse a otro componente de red con características similares dentro de la zona de concesión de la Empresa Distribuidora; en caso de no encontrarse en dicha zona puede utilizarse alguno de otro componente de otra empresa distribuidora en acuerdo con el PMGD.**

Considerando lo anterior, esta Superintendencia constata que ENEL S.A. **reconoce en cinco partidas haber cobrado adicionalmente costos asociados al material de los elementos retirados**, pese a que las actividades están referidas solo a las actividades de desmantelamiento y retiro conforme a las aclaraciones presentadas por esta Superintendencia. Sin embargo, la Concesionaria no señala cuales son las partidas específicas y cuál es el monto total asociado en discrepancia.

Adicionalmente, ENEL S.A. reconoce la incoherencia en la información presentada, asumiendo que los costos de las cotas 2, 8, 9 y 11 son de su responsabilidad y no corresponden ser cobradas al PMGD. Por consiguiente, considerando que la Empresa Distribuidora reconoce las deficiencias observadas por Ecoinvertor Chile SpA, ambas situaciones deberán ser aclaradas por la Empresa Distribuidora conforme la actualización del ICC que será instruida por esta Superintendencia en la parte resolutive de la presente controversia.

8°. Que, de acuerdo con la presentación de Ecoinvertor Chile SpA, ésta estaría en desacuerdo con el plazo informado para el desarrollo de las Obras Adicionales especificadas en el ICC del PMGD Don Nicolás, dado que, según el Reclamante, el plazo sería excesivo y no se encontraría justificado conforme la dimensión y alcances de las obras contempladas. Asimismo, la Reclamante resalta que los plazos tampoco fueron desglosados y respaldados en el respectivo Cronograma de Ejecución de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, conforme la instancia reglamentaria respectiva.

En relación con este punto, corresponde señalar que los plazos de ejecución deben estar definidos en el respectivo **Cronograma de Ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes**, el cual debe presentarse junto al ICC, en conformidad con lo establecido en el artículo 58° del D.S. N°88, de 2019, **el cual deberá acordarse entre las partes conforme lo establecido en el artículo 91° del Reglamento**, lo cual implica que la Empresa Distribuidora deberá presentar en el ICC no solo el plazo total establecido para el desarrollo de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, sino que deberá presentar además un cronograma de ejecución de estas, el cual deberá ser coherente con el plan de obras a ejecutar, indicando las etapas definidas para el proyecto a realizar en las redes de distribución, incluida la cantidad de zonas de trabajo y los tiempos de ejecución considerados para cada una de las zonas definidas, a fin de que el Interesado dé manifestación de conformidad de este, o bien la necesidad de realizar modificaciones, las cuales deberán presentarse por el Interesado como observaciones.

En atención a los antecedentes aportados, esta Superintendencia ha constatado que la Empresa Distribuidora no habría cumplido íntegramente con la entrega del ICC en la instancia regulada para dicho propósito, pese a esta entregar los plazos totales de implementación de las obras, el cual corresponde a 20,5 meses para un refuerzo de 5 km, considerando que ENEL S.A. omite la entrega del Cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes del PMGD Don Nicolás, que de acuerdo al artículo 58° del D.S. N°88, es parte de la entrega del Informe de Criterios de Conexión.

⁴ Resuelve controversia presentada por Trivento SpA en contra de CGE S.A. en relación con el PMGD Escorial.

⁵ Resuelve controversia presentada por Feye Law SpA en contra de Chilquinta Distribución S.A. en relación con el PMGD Invicto Tabolango I.



Propietario del PMGD, quien debe informar el cumplimiento o avance de las gestiones señaladas, cuyos plazos contarán a partir de manifestación de conformidad del ICC.

En este sentido, considerando los argumentos presentados por Ecoinvertor Chile SpA, dado que el proceso de conexión del PMGD Don Nicolás aún no posee una manifestación de conformidad de su ICC, no es procedente la solicitud de Ecoinvertor Chile SpA, toda vez que los plazos comenzarán a contabilizarse a partir de la manifestación de conformidad, los cuales no podrán superar los máximos establecidos en el mismo artículo 44° del D.S. N°88.

10°. En virtud de todo lo anterior, a juicio de esta Superintendencia, considerando las observaciones presentadas por Ecoinvertor Chile SpA en conjunto con los antecedentes presentados por ENEL S.A., es posible constatar una deficiencia en el proceso de conexión del PMGD Don Nicolás, que afectó su normal desarrollo e invalida su Informe de Costos de Conexión, siendo procedente la revaluación de los costos de conexión consignados en el ICC del proyecto, conforme las indicaciones que presentará esta Superintendencia en la sección resolutive de la presente controversia.

Asimismo, de acuerdo con el análisis realizado en el Considerando 7° de la presente, el Cronograma de Ejecución de las Obras de Conexión del PMGD Don Nicolás, deberá ser revaluado y justificado para ser procedente, considerando que la Empresa Distribuidora no entrega suficientes fundamentos respecto a la ejecución de las partidas de construcción de las Obras Adicionales. Pese lo anterior, en vista de lo dispuesto en el Considerando 8° de esta Resolución, no es procedente actualizar el Cronograma de Ejecución del Proyecto dado que los plazos requeridos en el artículo 44° del D.S. N°88 cuentan a partir de Manifestada la Conformidad del ICC, etapa que no ha sido cumplida aun por el proceso de conexión del PMGD Don Nicolás.

RESUELVO:

1°. Que, ha lugar a la controversia presentada por la empresa Ecoinvertor Chile SpA en contra de Enel Distribución Chile S.A., en cuanto esta Superintendencia ha constatado deficiencias en la cuantificación y justificación de algunos costos de conexión del PMGD Don Nicolás, conforme a las argumentaciones presentadas por esta Superintendencia en los Considerando 7° y 10° de la presente controversia.

2°. Que, ha lugar a la controversia presentada por Ecoinvertor Chile SpA en contra de Enel Distribución Chile S.A. en relación con los plazos de ejecución de las Obras Adicionales, teniendo en vista que la Concesionaria no acordó los plazos de ejecución conforme lo establecido en el artículo 91° del D.S. N°88 ni presentó justificación de los plazos considerados en la ejecución de las Obras Adicionales conforme la magnitud del impacto del desarrollo de las mismas.

Asimismo, esta Superintendencia ha constatado que la Concesionaria no realizó la entrega del respectivo Cronograma de ejecución de las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes conforme la instancia y el medio establecido en el literal c) del artículo 59° del Reglamento. Lo anterior, es conforme lo indicado en el Considerando 8° de la presente resolución.

3°. Que, no ha lugar la solicitud presentada por Ecoinvertor Chile SpA en relación con la posibilidad de ajustar el Cronograma de Ejecución del Proyecto de acuerdo con el requerimiento establecido en el artículo 44° del D.S. N°88,



toda vez que los plazos considerados en dicho cronograma, de acuerdo con lo indicado en el artículo referido, deberán considerarse a partir de la manifestación de conformidad del ICC, hito que a la fecha no ha podido resolverse, considerando las discrepancias existentes respecto a los costos y plazos de ejecución de las obras adicionales. Lo anterior, es sustentado conforme lo indicado en el Considerando 9° de la presente resolución.

4°. Que, en atención a la comunicación que realizó la Empresa Distribuidora informando el descarte del proyecto PMGD Don Nicolás, y en virtud de lo dispuesto en el artículo 123° del D.S. N°88, según el cual los plazos establecidos en dicho reglamento quedarán suspendidos mientras la Superintendencia no resuelva el reclamo, en los casos que corresponda, se declara improcedente el descarte del PMGD Don Nicolás realizado por la Empresa Distribuidora con fecha 12 de octubre de 2023. En consecuencia, este mantiene vigencia, en espera de la actualización de su ICC, conforme las medidas que instruirá esta Superintendencia en el Resuelvo 5° de la presente controversia.

5°. Que, en virtud de lo anterior, esta Superintendencia, en virtud de lo establecido en los artículos 121° y siguientes del D.S. N°88, y en el numeral 36° del artículo 3° de la Ley N°18.410, con el objeto de subsanar las deficiencias del proceso de conexión N°1.865, instruye las siguientes medidas:

- (i). Se instruye a la Empresa Distribuidora a reevaluar todos los costos de conexión asociados al PMGD Don Nicolás, incorporando planos de disposición general y de las estructuras típicas que den cuenta del estándar constructivo utilizado en la red de distribución Liray (S/E Batuco).

Así también, se requiere a la Empresa Distribuidora entregar un Plan de Maniobras que justifique las actividades asociadas a la implementación de las Obras Adicionales del PMGD previsto a ser conectado, que no se encuentren contemplado en el VNR de las Empresas Distribuidora, para cada segmento de la red de distribución Liray (S/E Batuco).

Asimismo, se instruye a la Concesionaria hacer entrega de las cotizaciones, facturas o boletas que justifiquen aquellas actividades que no estén asociadas a VNR.

Por otra parte, se instruye a la Empresa Distribuidora actualizar el Cronograma de Ejecución de Obras del PMGD Don Nicolás contemplando las disposiciones del artículo 3-39 de la NTCO, de 2024.

Lo anterior deberá ser informado a Ecoinvertor Chile SpA **en un plazo no mayor a 25 días hábiles contados a partir de notificado la presente Resolución**, entregando copia de los antecedentes a este Servicio mediante ingreso a Oficina de Partes de esta Superintendencia (<https://wlhttp.sec.cl/OPVirtual/>), con copia a la casilla infouernc@sec.cl, indicando en el asunto, como referencia el número de Caso Times N°1947500.

- (ii). De acuerdo con las disposiciones del artículo 62° del Reglamento, se instruye a la empresa Ecoinvertor Chile SpA a presentar el Formulario N°15 de "Conformidad



del ICC”, **en un plazo no mayor a 15 días hábiles de notificada la entrega del punto (ii) del presente resuelvo.**

Lo anterior deberá ser copiado a este Servicio mediante ingreso a Oficina de Partes de esta Superintendencia (<https://wlhttp.sec.cl/OPVirtual/>), con copia a la casilla infouernc@sec.cl, indicando en el asunto, como referencia el número de Caso Times N°1947500.

6°. Que, una vez cumplida la instrucción señalada en el punto (i) del Resuelvo 5°, se instruye a ENEL S.A. a dejar sin efecto la medida provisional instruida en Oficio Ordinario Electrónico N°202.678, de fecha 04 de diciembre de 2023, debiendo ENEL S.A. notificar de ello a los todos los PMGD afectados, que se encuentren asociados al alimentador Liray (S/E Batuco), **en un plazo de 5 días hábiles, con copia a la casilla infouernc@sec.cl**, indicando en el asunto, como referencia, el número de Caso Times N°1947500.

7°. De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 18 A y 19 de la Ley N°18.410, esta resolución podrá ser impugnada interponiendo dentro de cinco días hábiles un recurso de reposición ante esta Superintendencia y/o de reclamación, dentro de diez días hábiles ante la Corte de Apelaciones que corresponda. La interposición del recurso de reposición se deberá realizar en las oficinas de la Superintendencia o a través de Oficina de Partes Virtual. La presentación del recurso suspenderá el plazo de 10 días para reclamar de ilegalidad ante los tribunales de justicia. Será responsabilidad del afectado acreditar ante esta Superintendencia el hecho de haberse interpuesto la reclamación judicial referida, acompañando copia del escrito en que conste el timbre o cargo estampado por la Corte de Apelaciones ante la cual se dedujo el recurso.

En el caso de presentar un recurso de reposición ante esta Superintendencia, favor remitir copia en dicho acto, a la casilla uernc@sec.cl en el mismo plazo señalado, indicando como referencia el número de Caso Times 1947500.

ANÓTESE, NOTIFÍQUESE Y ARCHÍVESE.

MARIANO CORRAL GONZALEZ
Superintendente de Electricidad y Combustibles (S)

Distribución:

- Representante legal de Ecoinvertor Chile SpA.
- Representante legal de Enel Distribución Chile S.A.
- Transparencia Activa.
- Gabinete.
- División de Jurídica.
- Unidad de Sostenibilidad Energética.
- Oficina de Partes.



Caso:1947500 Acción:3569845 Documento:3941153
V°B° SSF/JSF/JCC/JCS/NMM

50/50

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3569845&pd=3941153&pc=1947500>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl