

EN LO PRINCIPAL : FORMULA OBSERVACIONES A DESCARGOS

PRIMER OTROSÍ : ACOMPAÑA DOCUMENTOS QUE INDICA

SUPERINTENDENCIA DE MEDIO AMBIENTE

HECTOR ARISTIDES CANCINO PADILLA, empleado, domiciliado en Parcela 64, sector Los Nogales, Fundo Loreto, La Serena, cedula nacional de identidad número [REDACTED], en el EXPEDIENTE ROL **D-096-2018**, a esta S.M.A. digo:

Que, siendo directamente afectado, e interesado en procedimiento sancionatorio llevado ante esta Superintendencia de Medio Ambiente, contra el titular Interchile S.A, por lo graves incumplimientos tanto a la RCA del proyecto “Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones-Polpaico”, como normativo, vengo en presentar las siguientes observaciones a los descargos evacuados por el titular Interchile con fecha 30 de diciembre del año 2020, con la finalidad de ser adecuadamente consideradas por Ud.

OBSERVACIONES A LOS DESCARGOS PRESENTADOS POR EL TITULAR INTERCHILE S.A

Interchile es titular del proyecto “Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones-Polpaico” (Proyecto), cuyo Estudio de Impacto Ambiental (EIA) fue aprobado por el Director Ejecutivo del Servicio de Evaluación Ambiental, mediante Resolución Exenta N° 1608, de fecha 10 de diciembre de 2015 (RCA).

Con fecha 23 de octubre de 2018, la SMA dictó la Formulación de Cargos, frente a la cual Interchile presentó sus descargos con fecha 3 de diciembre de 2018.

En cuanto a las infracciones originalmente atribuidas a Interchile en la Formulación de Cargos, éstas fueron, en síntesis, las siguientes:

i. Incumplimiento de los compromisos de monitoreos asumidos en materia de ruidos en la RCA, los que se constatan en:

a) Realización parcial de los monitoreos de ruido comprometidos para la etapa de construcción en los puntos de medición 34 y 35, ubicados en la comuna de La Serena, región de Coquimbo.

b) No realización de los monitoreos trimestrales comprometidos durante el primer año de operación para verificar el efecto corona en el punto 35, en el sector Altovalsol, comuna de La Serena, región de Coquimbo.

ii. La obtención, con fecha 17 de junio de 2018, de Nivel de Presión Sonora Corregido (NPC) de 42 dB(A), medido en receptor sensible A1, ubicado en Zona Rural, en condición externa, en horario nocturno; y la obtención en la misma fecha de NPC de 45 dB(A), en receptor sensible A2, ubicado en Zona Rural, en condición externa, en horario nocturno, según se detalla en la Tabla 4 incorporado en lo considerativo de la formulación de cargos.

- Posteriormente, la SMA realizó un Reformulación de los Cargos contra el titular, y los cargos atribuidos a Interchile consisten finalmente en los siguientes:

i.- Incumplimientos de los compromisos de monitoreo asumidos en materia de ruidos (Cargo 1), lo que se constata en:

a) Realización parcial de los monitoreos comprometidos para la etapa de construcción, según se detalla en los considerandos 61°, 62° y 63° de la Resolución Exenta N° 9 / Rol D-096-2018 (Cargo 1A).

b) Realización inadecuada de los monitoreos comprometidos para el primer año de la etapa de operación, toda vez que 188 de las 318 mediciones de ruido realizadas se han hecho en condiciones que no permiten asegurar la existencia del efecto corona, según se detalla en la Tabla 5 de la Resolución Exenta N° 9 / Rol D-096-2018 (Cargo 1B).

ii. Superación de los niveles máximos permisibles de presión sonora corregida para Zona Rural en horario diurno y nocturno, de acuerdo a lo establecido en el D.S. N° 38/2011, según se especifica en la Tabla 6 de la Resolución Exenta N° 9 / Rol D096-2018 (Cargo 2).

- Respecto de estos cargos, la empres evacuo sus descargos allanándose parcialmente a los hechos constitutivos de infracción imputados por la autoridad, pero precisando el alcance de los hechos constitutivos de infracción, para que estos sean considerados a su favor por la SMA. Asimismo, alega un decaimiento del procedimiento administrativo sancionador en su contra, la prescripción de algunas de las infracciones, buena fe y, que no se ha cumplido con los criterios de gravedad del artículo 40 de la LOCSMA, por los que sus infracciones no debiesen ser calificadas de graves, sino que de leves.

- En síntesis, respecto de estas afirmaciones, ninguna de ellas tiene la fuerza ni el mérito jurídico para alterar el examen realizado por la SMA, ni para modificar los criterios de gravedad aplicados para los actos constitutivos de las infracciones, por las razones que pasaremos a exponer

I.- LOS HECHOS CONSTITUTIVOS DE INFRACION, DEBEN SER RECONSIDERADOS A FAVOR DEL TITULAR, PARA EFECTOS DE RECONOCERLO ASI EN LA RESOLUCIÓN FINAL COMO UN FACTOR QUE DISMINUYA EL COMPONENTE DE AFECTACIÓN DE LA INFRACCIÓN AMBIENTAL.

1.- Respecto del primer cargo **“Incumplimiento de los compromisos de monitoreo asumidos en materia de ruidos”**, este se divide en **cargos 1A y 1B**

CARGO 1A)

Falta de monitorios comprometidos y monitoreos parciales durante la etapa de construcción.

El titular sostiene, como hecho a ser considerado a su favor, que de los 22 de los 98 receptores respecto a los cuales se le imputa no haber realizado monitoreos de ruido, dicha cifra no sería correcta y debiera **reducirse a 19**. Luego sostiene que donde se indica que 69 de los 98 receptores respecto a los cuales se comprometió la realización de monitoreos de ruido, se realizó solamente un monitoreo, los receptores que tienen un monitoreo deberían **elevarse a 72**. Y por último sostiene que donde se indica que en 7 receptores se realizaron 2 monitoreos y en 6 de esos casos pasaron más de tres meses. **No hay observaciones en cuanto a este punto.**

CARGO 1B):

Realización inadecuada de los monitoreos comprometidos para el primer año de la etapa de operación, toda vez que 188 de las 318 mediciones de ruido realizadas se habrían hecho en condiciones que no permiten asegurar la existencia del efecto corona, según se detalla en la Tabla 5 de la Resolución Exenta N° 9 / Rol D-096-2018.

El titular sostiene que sin perjuicio de que se allana parcialmente respecto del hecho constitutivo de infracción descrito, es dable precisar el alcance del hecho constitutivo de infracción, puesto **que la RCA del Proyecto no señala un horario preciso para las mediciones de ruido en cuestión, como lo sugiere la Reformulación de Cargos.**

En ese sentido, sostiene que en base a una revisión exhaustiva de los cargos encargada a ECOS Chile, se solicita a la SMA tener presente, en consecuencia, que los reportes de monitoreo que

no cumplirían el estándar de la RCA del Proyecto, **en vez de 188, serían 151**, por lo que habría 37 reportes que la SMA debería considerar como adecuados al momento de configurar el alcance preciso del hecho constitutivo de infracción. Es decir, si bien la Formulación de Cargos propone que el 40,9 % de los reportes cumpliría con lo exigido por la RCA del Proyecto, el porcentaje correcto refleja un cumplimiento mayor, donde efectivamente el 47,3 % de los reportes cumple con lo exigido por la RCA del Proyecto.

Observaciones a estos descargos:

Respecto de las consideraciones realizadas por el titular de los hechos constitutivos de las infracciones del cargo 1, para efectos de ser tenidos a su favor en la resolución final de la SMA, cabe hacer presente que respecto de estos cargos el titular se allana “parcialmente”, sosteniendo que supuestos errores con relación al número de monitores y unidades fiscalizables que estarían en incumplimiento, serie menor que los declarado por la SMA en su reformulación de cargos.

Sobre esta afirmación, consideramos que más allá de la eventual diferencia numérica, que en cualquier caso es mínima, se tratan todos de incumplimiento expresos de la RCA del proyecto, por lo que bastaría con que se configurara uno para dar lugar a la imposición de sanciones. A mayor abundamiento, el hecho que se puede discutir el numero de monitorios y/o unidades fiscalizables en incumplimiento, no altera el carácter ni la gravedad de las infracciones atribuidas al titular del proyecto, respecto de su deber de monitoreo, las que reconoce y se allana. Bien dichas observaciones pueden mermar el monto atribuible a la sanción en caso de existir un delta a favor del titular, pero en ningún caso dicho menor numero altera la gravedad de la infracción individualmente considerada por cada monitorio incumplido, cumplido parcialmente, o en condiciones diferentes a las establecidas en la RCA, por lo que tales observaciones no tienen ni la fuerza ni en merito jurídico para cambiar el criterio respecto de la gravedad de las infracciones.

II.- DECAIMIENTO DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO:

Respecto del cargo 1ª, el titular se solicita se tenga presente para la **determinación de la sanción** correspondiente **el decaimiento del procedimiento administrativo**, citando como sustento a su solicitud la Sentencia Rol N° 23.056-2018, de fecha 26 de marzo de 2019 (Sentencia CS 2019), que precisa que el decaimiento del procedimiento administrativo sancionador consiste en *su*

*“extinción y pérdida de eficacia [en razón del] transcurso de un tiempo excesivo por parte de la administración para la declaración de responsabilidad y la consecuente decisión terminal sobre la imposición de una sanción... continua la sentencia señalando que... “resulta válido sostener que si la Administración deja transcurrir un lapso de tiempo superior entre el inicio y término del procedimiento, **injustificado**, se produce el decaimiento del procedimiento administrativo y la consecuente extinción del acto administrativo sancionatorio, perdiendo por lo tanto su eficacia pues **tal demora en la decisión afecta el contenido jurídico del procedimiento administrativo transformándolo abiertamente en ilegítimo y lesivo para los intereses del afectado, quien al estar sujeto a un procedimiento excesivamente extendido, ve afectado su derecho a la seguridad jurídica**”.*

El titular asegura que, en su caso, se configurarían las hipótesis para estar frente a un decaimiento del procedimiento administrativo, dado que se cumplirían los requisitos para que opere esta figura (i) el transcurso de tiempo de dos años, por una parte, y (ii) que dicha extensión de tiempo sea excesiva e injustificada, por la otra.

Alega que el procedimiento administrativo sancionador se tramitó por más de dos años conforme a los términos de la Formulación de Cargos original, por lo que el transcurso de tiempo se observa de modo evidente por la simple revisión del expediente sancionatorio, dado que la Reformulación de Cargos es más de dos años posterior. A mayor abundamiento, de contarse los dos años de plazo desde el informe de fiscalización original, como sugiere la Sentencia CS 2019, ya comentada, el transcurso de tiempo como requisito de decaimiento queda absolutamente demostrado. Asimismo, sostiene que en cuanto al segundo requisito, que la extensión de tiempo sea excesiva e injustificada, conviene precisar que salvo lo relativo a los receptores 34 y 35, donde la SMA realizó actos de instrucción del procedimiento conforme a la Formulación de Cargos original, no hay constancia en el expediente de ninguna otra gestión respecto de los demás receptores, especialmente considerando que la SMA ya contaba con la información que conforma la Reformulación de Cargos, específicamente en lo que respecta a falta de reportes de monitoreo durante la fase de construcción.

Por último, solicita que el decaimiento del procedimiento administrativo sancionador sea considerado por la SMA a **fin de circunscribir adecuadamente el reproche a hechos constitutivos de infracción (falta de reportes de monitoreo) que se refieran únicamente a los receptores 34 y 35**, que son aquellos respecto de los cuales se constata que ha habido actos de instrucción del

procedimiento sancionador en los últimos dos años. En subsidio, se solicita a la SMA **que el reproche a hechos constitutivos de infracción (falta de reportes de monitoreo) se limite temporalmente únicamente a reportes que no se hayan remitido en los dos años anteriores a la notificación de la Reformulación de Cargos, aplicando un decaimiento respecto de todos los reportes previos a los dos años anteriores a la notificación de dicho acto administrativo.**

Observaciones a este descargo:

1.- La figura del decaimiento del procedimiento sancionatorio ha sido construida en base a una determinada jurisprudencia, cuya aplicabilidad se encuentra suscrita para el caso concreto a los tribunales, dado que es una figura que no tiene un reconocimiento expreso en nuestra legislación, por lo que no pueda ser invocada por el titular infractor en sede, ni la administración del Estado, acogerla, por cuanto implicaría aplicar normas que no existen en la ley 19.880 ni en la Ley LOCSMA 20.417. Se trata de una tesis que se encuentra suscrita privativamente a los tribunales, en virtud de sus facultades interpretativas de la Ley, por lo que mal podría hacerla suya el titular contra la administración, ni esta acogerla en contra de sus propias potestades y deberes.

A mayor abundamiento, Bocksang da cuenta de “la incoherencia del objeto sobre el que el concepto de decaimiento pretende ser aplicado”. Esta incoherencia queda del todo manifiesta cuando la Corte Suprema, en la redacción de la comentada sentencia, señala que *“se produce el decaimiento del procedimiento administrativo y la consecuente extinción del acto administrativo sancionatorio.* La doctrina a dicho al respecto que “A pesar de las relaciones evidentes existentes entre procedimiento y acto, resulta evidente que ambas nociones no son ni equivalentes ni intercambiables”, sobre todo considerando que la propia LBPA define separadamente ambos términos (en su artículo 3° el acto administrativo y en el artículo 18° la noción de procedimiento administrativo).

Por lo que la figura alegada por el titular adolece de una “inexistencia de sustento normativo expreso” y de su aplicación como forma de extinción del procedimiento administrativo, debido a que, las causas de extinción o finalización del procedimiento están expresamente reguladas en el artículo 40 de la LBPA, y no sería posible “enmarcar” el decaimiento en ninguna de ellas, en esa misma línea, el decaimiento, como institución del derecho administrativo, está pensado para el acto administrativo y no para el procedimiento ni parte de el.

2.- Aceptar la argumentación del titular en cuanto a solicitar que el decaimiento del procedimiento administrativo sancionador sea considerado por la SMA a **fin de circunscribir adecuadamente el reproche a hechos constitutivos de infracción**, haría volver a la SMA en contra de sus propios actos en forma ilegal y arbitraria por lo ya señalado en el punto anterior, es decir, no existe causa legal para ello, solo existe una formulación y reformulación de cargos, ambos actos administrativos dotados de una presunción de validez que el titular no ha cuestionado en parte alguna de sus descargos, es más, se allana al contenido del acto administrativo, para luego, por una vía de hecho solicita volver a considerarlo para efectos del establecimiento de las sanciones y reducir la gravedad de las infracciones. En ese sentido, llama la atención que el titular no haya impugnado judicialmente y por las vías establecidas y los plazos legales, el acto denominado reformulación de cargos, donde podría tener más asidero su teoría, pero en el particular optó por evacuar sus descargos, haciendo precluir su derecho de impugnación, allanándose a las infracciones imputadas.

3.- Es inaceptable que la SMA acceda a lo solicitado por el titular, por cuanto que la SMA reconozca la existencia de un supuesto “decaimiento del procedimiento administrativo”, y en base a ese solo reconocimiento modifique los efectos jurídicos de las sanciones que deben ser impuestas al titular y los criterios de gravedad de sus infracciones, implicaría reconocer a la administración una especie de abandono de parte del procedimiento administrativo en contra del titular, por el plazo anterior de los dos años señalados, y en consecuencia, de sus potestades sancionadores e ius puniendi, expresamente normadas. Al respecto, es menester recalcar que dentro de las formas de extinción del procedimiento administrativo, el supuesto del abandono del procedimiento administrativo está regulado expresamente **para el caso del particular afectado**, no para la Administración, considerando que además, es del caso particular, que el inicio del procedimiento administrativo sancionador, tuvo como antecedente una serie de denuncias de otros particulares afectados por la conducta e incumplimientos del titular, los que mantienen interés en el procedimiento sancionatorio y que este culmine con un ejemplificadora sanción contra el titular como la ley prescribe, por lo que mal podría el titular querer extender la aplicación de la figura del decaimiento a este caso particular y en esta sede, por cuanto se trata de una procedimiento sancionatorio ambiental, donde no solo se encuentran comprometidos los intereses del titular sino que de otros particulares, incluso comunidades.

4.- Ahora, en términos generales en cuanto a la imposibilidad material de continuar el procedimiento, como causal de extinción de este, se señala por la doctrina, que debe tener lugar en

tres supuestos: Cuando desaparece el objeto del procedimiento, cuando desaparece el sujeto que tiene atribuida la condición de interesado, o como una consecuencia de una modificación legislativa. Ninguna de estas situaciones o condiciones han ocurrido en la especie, como para alegar alguna clase de extinción de todo o parte del procedimiento como pretende el titular del proyecto, a través de alguna de vía fuera de la legal. En este punto cabe precisar, tal y como lo han reconocido fallos, que en el particular no se advierte la existencia de una injustificada inactividad sino que se trata de “la paralización de la tramitación de los autos como consecuencia de múltiples investigaciones y actuaciones que se realizaron en diversas causas, que están vinculadas por distintos factores y que ameritaban resolver previamente unas para luego poder decidir las otras”. **No estamos, entonces, ante una dilación excesiva e injustificada, sino ante una demora que fue necesaria, o, en todo caso, fundada en un motivo legítimo, por cuanto es de publico conocimiento que el titular ha sido objeto de múltiples denuncias con relación a los incumplimientos de su RCA, y mantiene vigente otros procedimientos sancionatorios en su contra, incluso procedimientos judiciales pendientes.**

5.- Con relación al plazo de dos años que supuestamente deben concurrir, al respecto cabe hacer presente que la administración no tiene plazos fatales que pueda alegar el titular, y que los eventuales incumplimientos que puedan imputarse a la misma tienen otros efectos en el procedimiento administrativo y persiguen otro tipo de responsabilidad, pero no trae como consecuencia la extensión del mismo ni de parte de este, que en el particular, el titular alega exceso de tiempo para la reformulación de los cargos y que dicha demora ha sido injustificada, aseveración que no tiene sustento alguno, debido a que el titular como se señaló, se ha mantenido en sistemático incumplimiento desde las denuncias efectuadas por los particulares hasta la fecha, por lo que no se observa justificación alguna para que la SMA acceda al razonamiento propuesto, es más, la SMA tuvo que ampliar los cargos contra el titular, situación que se observa de la mera observación de formulación de cargo y reformulación de cargos, en esta última, es el propio titular quien evidencia que el cumplimiento ha sido marginal con relación a las infracciones a su RCA verificadas, allanándose a las infracciones imputadas

6.- Por último, resulta forzado adherir a la tesis sustentada por el titular en esta sede, por cuanto no se trata de cualquier procedimiento sancionatorio, sino que se trata de un procedimiento sancionatorio ambiental, en que existen intereses involucrados no solo del titular del proyecto, sino que también de otros particulares, que alegan intereses ambientales colectivos y de interés público,

y el ejercicio de la potestad preventivo-represora de la pena, la que son se perdería por el transcurso excesivo de tiempo sin actividad de la Administración. Al respecto se ha señalado que “para reestablecer el orden quebrantado un castigo es siempre tardío, de modo que el atraso no frustra ese objetivo (de darlo por bueno)”, además, “en cuanto a las “señales”, tendería a pensar que nunca es tarde para recordar al público que violar la ley es en principio malo, salvo que el marco normativo cambie; al contrario, desde el punto de vista de los incentivos, no me parece una señal especialmente tranquilizadora sostener que violar la ley puede legítimamente quedar impune”, es precisamente dicha finalidad la que sustenta este procedimiento sancionatorio, puesto que otros particulares interesados en él, han ejercido sus derechos en orden a solicitar a la administración la represión y prevención de las conductas ilegales ejecutadas por el titular.

7.- Por último, los sostenido por el tutelar vulnera principios ambientales relevantes, como el de acceso a la justicia ambiental, de participación ambiental y el reparación ambiental, es insostenible que a través de un subterfugio, el titular del proyecto pretenda restar validez, eficiencia y eficacia a un procedimiento sancionatorio ambiental en el que se le ha atribuido y acreditado directamente su responsabilidad, esto, considerando que el plazo para el ejercicio de las eventuales acciones por daño ambiental que puedan suscitarse, es 5 años desde que el daño se haya hecho visible, en que prueba principal para su acreditación en sede jurisdiccional se sustenta, en este caso, en las fiscalizaciones ambientales realizadas por la SMA, la acreditación de los hechos constitutivos de infracciones ambientales, la legalidad y presunción de validez con que se encuentran premunidos los actos administrativos en el procedimiento sancionatorio ambiental que culminaron con la formulación y reformulación de los cargos imputados al titular, y el establecimiento de las consecuentes sanciones administrativas sean de cumplimiento como de reparación, en síntesis el plazo alega para que opere el decaimiento en este caso, debiesen resguardar el plazo para el ejercicio de las acciones jurisdiccionales ambientales contra el titular de los otros particulares interesados en procedimiento sancionatorio contra el titular, en caso contrario, para efectos de solicitar el decaimiento del procedimiento, esto debiese ser alegado por todos los incumbentes e interesados en el procedimiento administrativo sancionador, situación que en la especie no ha ocurrido.

IV.-CONSIDERACIONES RESPECTO DE LA GRAVEDAD DEL CARGO 1, SOBRE LA BASE DE LA BUENA FE QUE ALEGA EL TITULAR Y PORQUE NO SE HA CUMPLIDO CON LOS CRITERIOS DE GRAVEDAD DEL ARTÍCULO 40 DE LA LOCSMA.

El Cargo 1 se consideró como grave en la Reformulación de Cargos, en virtud de lo dispuesto en el artículo 36, 2, e) de la LOSMA, que establece que son graves las infracciones que “incumplan gravemente las medidas para eliminar o minimizar los efectos adversos de un proyecto o actividad, de acuerdo a lo previsto en la respectiva Resolución de Calificación Ambiental”.

Al respecto el titular señala “La infracción relativa al Cargo 1 debiera ser calificada como leve, puesto que los reportes de monitoreo en cuestión constituyen medidas para seguimiento, que permiten levantar información del Proyecto y constatar o no cumplimiento normativo, según sea el caso, pero **no “eliminar o minimizar los efectos adversos”**. En este sentido, sostiene, la norma infringida no es central, comparada con otras medidas de la RCA del Proyecto que están destinadas directamente a evitar efectos adversos. Sin duda la información a levantar es valiosa y permite adoptar medidas posteriores a largo plazo, pero por sí misma, **no evita los efectos adversos que puedan verificarse**. Por lo anterior, la norma infringida no es central y, **por tanto, no debe aplicarse al Cargo 1 la causal de gravedad especificada en el artículo 36, 2, e), de la LOSMA”**.

Luego el titular ofrece un análisis de las circunstancias del art. 40 de la LOSMA, hipótesis que descarta, a fin de que la SMA puede tener en cuenta el punto de vista de Interchile al momento de ponderar la sanción aplicable.

En ese sentido sostiene en términos generales:

- Descarta la hipótesis del literal a, es decir la importancia el daño o peligro ocasionado, sostiene que *“La omisión de reportes, o bien, su insuficiencia **para medir efecto corona, se refieren simplemente a la constatación de los efectos autorizados del Proyecto, pero no a acciones del mismo que puedan generar daño o riesgo y donde al incumplimiento normativo pueda atribuírsele daño o peligro”***. Sobre esta apreciación, hacemos presente que fueron vecinos del sector los que denunciaron precisamente los ruidos producidos por las torres por el efecto corona, estas grandes descargas eléctricas no solo generan ruidos; liberación de ozono sino que pueden dañar o poner en peligro no solo la vida y salud de las personas sino que también de fauna, lo que no se encuentran autorizadas por la RCA proyecto, y ahí deriva la importancia del monitoreo adecuado y exigido en la RCA, porque precisamente es titular quien debe garantizar que su proyecto no genere nuevos impactos, considerando que el fenómeno del efecto corona depende en gran medida de la condición física de los conductores los que deben considerar la condiciones extremas a las que se expone la línea de alta tensión.

- Descarta en similar sentido descarta la circunstancia del art. 40 b) de la LOSMA, sobre el número de personas cuya salud pudo afectarse, asegurando que de acuerdo con el Informe ECOS 2, ordenado por el propio titular, no es posible concluir que las infracciones materia de cargos hayan podido causar afectación alguna a la salud de la población, reiteramos en los mismos términos antes señalado, que fueron varias personas, incluso comunidades, los que denunciaron la afectación auditiva que les estaba generado el efecto corona que generaban las torres, por lo que el informe evacuado por ECOS, no tiene el mérito para acreditar lo sostenido por el titular, puesto que las personas cuya salud afectó el proyecto, en cuanto a su calidad de vida y de sueño, realizaron sus respectivas denuncias ante la SMA, de lo que existe constancia en el propio expediente fiscalizatorio.
- Descarta la circunstancia del art. 40 c) de la LOSMA, sobre el beneficio económico obtenido con motivo de la infracción, sosteniendo que Interchile no ha obtenido ningún beneficio económico derivado de la omisión de reportes, o bien, del hecho de que éstos no hayan sido adecuados para medir efecto corona. Sobre este punto, claramente si existe un beneficio económico en dicha omisión, el titular se negó a costear un adecuado monitoreo exigido por la propia RCA, asimismo, ha evitado por esta falta de monitoreo, estar informado de los perjuicios que estaba causando a las personas el efecto corona producido por las líneas, con lo que intentó evitar tener que modificar el trazado del proyecto, obteniendo un claro beneficio económico de su propia negligencia, dolo o torpeza, pues solo ha procedido a costear parte de los reportes y monitoreos a instancias del presente procedimiento sancionatorio.
- En cuanto a la circunstancia del art. 40 d) de la LOSMA, sobre la intencionalidad en la comisión de la infracción y el grado de participación en el hecho, acción u omisión constitutiva de la misma, sostiene que se reafirma que Interchile ha actuado **con la más absoluta buena fe**. En tal sentido, si bien existen mediciones que no se hicieron, la mera omisión y errores de apreciación para medir se encuentran **“dentro de un margen razonable de error organizacional, que a todas luces no puede generar intencionalidad”**. Por tanto, la presente circunstancia debe considerarse para no considerar la intencionalidad como factor de incremento del componente de afectación. Sobre esta aseveración, cabe hacer presente que el titular del proyecto ha sido objeto de una serie de acciones judiciales y procedimientos sancionatorios en su contra, precisamente por la sistemática mala fe que ha evidenciado durante la evaluación, construcción y operación del proyecto, incluso fue

objeto de una comisión investigadora en su contra en la H. Cámara de Diputados cuyas conclusiones fueron lapidarias contra el titular.

- En cuanto a la circunstancia del art. 40 e) de la LOSMA, sobre la conducta anterior del infractor, Interchile sostiene que ha invertido decididamente en cumplimiento ambiental, no teniendo multas ambientales nuevas en los últimos dos años. Por lo anterior, debiera considerarse una conducta anterior positiva y ponderarse como factor de disminución del componente de afectación.

Al respecto, cabe hacer presente que, en cuanto a la aplicación de la conducta anterior negativa, la SMA ha indicado que la considerará cuando: a. “La infracción actual constituye reincidencia respecto de infracciones ocurridas en el pasado, es decir, el hecho constitutivo de infracción actual ha sido con anterioridad sujeto de un procedimiento sancionatorio por parte de la SMA; b La infracción actual es similar a otras infracciones ocurridas en el pasado, es decir, el hecho constitutivo de infracción actual es similar a hechos que han sido con anterioridad sujeto de un procedimiento sancionatorio en otras sedes administrativas; c. El hecho constitutivo de infracción actual es diferente a los hechos constitutivos de infracción ocurridos en el pasado, los cuales han sido sujeto de un procedimiento sancionatorio en la SMA o en otras sedes administrativas; d. Proximidad en la fecha en que se sancionaron las infracciones anteriores, respecto de la fecha de la infracción actual; e. Número de infracciones anteriores cometidas y; f. Gravedad de las infracciones anteriores, en el caso de infracciones en sede de la SMA.

- Respecto del resto de los criterios, consideramos que no tiene relevancia su análisis para efectos de modificar la gravedad de los hechos constitutivos de las infracciones, sino que mas bien se trata de criterios para determinar la entidad de la sanción pecuaria que eventualmente se imponga al titular.

2.- Respecto del segundo cargo: “Superación de los niveles máximos permisibles de presión sonora corregida para Zona Rural en horario diurno y nocturno en infracción a norma de emisión de ruidos.

I.- CONSIDERACIONES DE LOS HECHOS CONSTITUTIVOS DE INFRACCION DEL CARGO 2:

i.- Respecto de este cargo, el titular se allano parcialmente, pero solicito tener en consideración como un factor que disminuya el componente de afectación de la infracción ambiental los siguientes hechos constitutivos de infracción:

- Respecto de los receptores A1, A2 y R4 existen observaciones metodológicas que justifican que no se consideren como parte integrante de la Formulación de Cargos.
- Respecto de las mediciones realizadas en los receptores A1 y A2, se observa que la medición del ruido de fondo se hizo en circunstancias y condiciones diferentes de las de la medición en los receptores, por lo que la medición no puede ser considerada como válida.
- Respecto del receptor R4, se observa que éste se encuentra en la ribera del río Elqui, lo que no constituye un receptor bajo las definiciones de la Norma de Emisión de Ruidos.
- Receptores sensibles posteriores a la evaluación ambiental del Proyecto escapan de la responsabilidad de Interchile:
- Sostiene que al haberse instalado los receptores A1 y A2 con posterioridad a la evaluación ambiental, debe considerarse que la superación de los límites de presión sonora en dichos receptores requiere de una revisión especial por parte de la SMA.
 -
- Sostiene que, en este caso particular, se observa que Interchile planificó y ejecutó un trazado cuyo diseño estaba precisamente concebido para evitar impactos ambientales, por lo que se puede concluir que no existe otra conducta que la empresa podría haber realizado para evitar la superación de niveles de ruido en este caso particular. En virtud de lo anterior, **se concluye que la inexigibilidad de otra conducta debe ser considerada por la SMA al momento de evaluar la superación de niveles de ruido respecto de los receptores A1 y A2, como eximente de responsabilidad.**
- Observaciones a estas consideraciones y descargos:
 1. Sobre las consideraciones del titular, sostenemos que estas no tienen asidero, las mediciones se efectuaron de forma correcta, y por tanto son válidas, puesto que no es posible medir el ruido de fondo y el ruido generado por las líneas de alta tensión en forma simultánea. El ruido de fondo debe medirse en condiciones de baja humedad a

modo de asegurar que este no contenga componentes acústicos asociados al efecto corona el cual se genera en condiciones de alta humedad.

2. Respecto a lo sostenido por el titular, en orden a que el receptor R4 se encuentra en la ribera del río Elqui, lo que no constituye un receptor bajo las definiciones de la Norma de Emisión de Ruidos, aclarar que El DS 38/11 debe cumplirse en todo momento y en cualquier lugar.
3. Respecto a lo afirmado por el titular en orden a que: *“Receptores sensibles posteriores a la evaluación ambiental del Proyecto escapan de la responsabilidad de Interchile”...* hacemos presente que el loteo de terrenos en donde se emplazan los receptores A1 y A2 data del año 2010, es decir, previo a la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto en cuestión, por lo que es un error de EIA y del titular no haber considerado esta información y obviar que dichos sectores estaban siendo habitados.
4. No obstante lo anterior, el titular sabe o debía saber que, en cualquiera de los casos, independiente si existen o no viviendas o receptores sensibles, la normativa de ruidos debe ser cumplida en todo momento y en todo lugar. Por lo que lo sostenido por el titular, no tiene ningún asidero legal, y es solo para efectos de tratar de descartar incumplimientos de norma de ruido, por cuanto se trata de infracciones que acarrear responsabilidad objetiva para el titular, cuya responsabilidad se presume, y es eso lo que pretende evitar a través de sus descargos
5. La empresa Interchile realizó mediciones de ruido en la parcela 12 del sector Los Nogales durante el proceso de elaboración del EIA. Esto implica que la empresa conocía con antelación a la aprobación del proyecto acerca de la existencia de población en el sector. Sin embargo, optó por obviarlo en la Evaluación Ambiental del mismo.
6. La empresa no presentó medidas de mitigación adecuadas respecto a ruido audible debido a errores metodológicos graves durante el diseño de la estructura de las torres, así lo ha constatado in situ la SMA, así como varios estudios técnicos que se acompañan esta presentación, y razón por la que el proyecto en su condición original nunca va a cumplir con la normativa vigente de ruido no solo en esta zona, sino en todo el trazado.
7. El punto de medición de ruido N°35 del EIA corresponde al punto más cercano a los receptores A1 y A2. El punto 35 que se encuentra en zona rural en el EIA es considerado como zona urbana, lo que permitió incrementar de forma artificial los niveles máximos permitidos de ruido y con ello, cumplir la normativa. Si este punto hubiese sido

considerado como zona rural, el proyecto no hubiese cumplido la normativa de ruido en el EIA.

II.- CONSIDERACIONES RESPECTO DE LA GRAVEDAD DEL CARGO 2

- El titular sostiene que el Cargo 2 se consideró como grave en la Reformulación de Cargos, en virtud de lo dispuesto en el artículo 36, 2, b) de la LOSMA, que establece que son graves las infracciones que “hayan generado un riesgo significativo para la salud de la población”, en circunstancias que debiera ser calificada como leve, puesto que no se ha constatado riesgo de afectación a la salud de la población, ni menos que éste haya sido significativo.
- Sostiene además, que la carga de la prueba pesa sobre la SMA y que la Reformulación de Cargos, sin embargo, no aborda ni desarrolla argumentos de por qué las superaciones de los límites permitidos (todas de carácter puntual) afectarían significativamente la salud de la población en el caso concreto, y que en base a la investigación encargada a la consultora ECOS Chile, concluye que no es posible constatar que los hechos constitutivos de infracción materia de cargos hayan podido causar un riesgo a la salud de la población, ni menos que éste haya sido significativo, ni mucho menos que algún daño se haya materializado. Por lo anterior, la normativa infringida no ha causado riesgo de afectación a la salud de la población y, por tanto, no debe aplicarse al Cargo 2 la causal de gravedad especificada en el artículo 36, 2, b), de la LOSMA.
- Respecto de estas consideraciones, hacemos presente que fueron los propios vecinos del sector afectado los que denunciaron precisamente los molestos ruidos producidos por las torres y el efecto corona, estas descargas eléctricas no solo generan ruidos; liberación de ozono, sino que pueden dañar o poner en peligro no solo la vida y salud de las personas, sino que también de la fauna, lo que no se encuentran autorizadas por la RCA proyecto y en evidente infracción de norma de ruido, tal y como constato el ente fiscalizador. En ese sentido, queda establecido en el propio expediente de fiscalización, que personas denunciaron los ruidos generados por el efecto corona, por los que mal podría sostenerse que dicha afectación no pueda calificarse como significativa, toda vez que la denuncia a la SMA es la vía para denunciar esta clase de afectaciones

producidas por incumplimientos de una RCA, infracción que, además, al infringir la norma de ruido, se presume en ella la responsabilidad del titular.

- Que respecto de la carga procesal, es el titular quien debe acreditar que su proyecto se esta ejecutando adecuadamente, en cumplimiento de su RCA y las normas específicas que corresponda, no obstante, es la propia SMA la que constante incumplimientos reiterados y superación de niveles de ruido, y los efectos a la población derivados de los mismos, quedan mas que acreditados en base a las reiteradas denuncias que rolan en el procedimiento de fiscalización.

III.-CONSIDERACIONES RESPECTO DE LA GRAVEDAD DEL CARGO 2, SOBRE LA BASE DE LA BUENA FE QUE ALEGA EL TITULAR Y PORQUE NO SE HA CUMPLIDO CON LOS CRITERIOS DE GRAVEDAD DEL ARTÍCULO 40 DE LA LOSMA.

- Descarta la circunstancia del art. 40 a) de la LOSMA, sobre la importancia del daño causado o del peligro ocasionado, el titular asegura que no hubo daño ni riesgo a la salud de la población, basado en el mero Informe ECOS 2 encargado por el mismo, y que, en base a este, esta circunstancia no debe aumentar el valor de seriedad del componente de afectación. Respecto de esta afirmación, tal y como se sostuvo reiteradamente, se trata de infracción expresa de norma de ruido, es decir, se constató no solo que los ruidos superaran los máximos permitidos, sino que además, se presume la responsabilidad del titular en ella, se trata de un criterio de atribución de responsabilidad y efectos objetivos que se constata en una serie de denuncias realizada por otros particulares que denunciaron los molestos e insoportables ruidos generados por lo que no se justifica soslayar en este análisis la seriedad del componente afectación.
- Descarta la circunstancia del art. 40 b) de la LOSMA, sobre el número de personas cuya salud pudo afectarse, el titular señala que debe precisarse que de acuerdo con el Informe ECOS 2, encargado por el mismo, no es posible concluir que las infracciones materia de cargos hayan podido causar afectación alguna a la salud de la población. Por tanto, de acuerdo con la aplicación de la presente circunstancia, no debe aumentarse el valor de seriedad del componente de afectación. Reiteramos en los mismos términos antes señalados, que fueron varias personas, incluso comunidades, los que denunciaron la afectación auditiva que les estaba generado el efecto corona, por lo que el informe evacuado por ECOS, no

tiene el mérito para acreditar lo sostenido por el titular, puesto que las personas cuya salud afectó el proyecto, en cuanto a su calidad de vida y de sueño, realizaron sus respectivas denuncias ante la SMA, de lo que existe constancia en el propio expediente fiscalizatorio

- Descarta la circunstancia del art. 40 c) de la LOSMA, sobre el beneficio económico obtenido con motivo de la infracción, hace presente que Interchile no ha obtenido ningún beneficio económico derivado de la infracción descrita en el Cargo 2. En ese sentido, asegura que los ruidos generados por la línea obedecen a características más bien estructurales de las líneas de transmisión, por lo que no se derivan beneficios económicos de la superación de niveles de ruido. Sobre este punto corresponde al titular asegurarse que las líneas de transmisión cuenten con la adecuada tecnología y calidad para evitar este tipo de afectaciones, y superaciones de norma que no se encuentran autorizadas por la RCA, es precisamente el titular el obligado a entregar las garantías a los particulares y la autoridad de que su proyecto no genera impactos como los constatados, por lo que a él le corresponde evaluar la adecuada estructuralidad que deben tener las torres, situación que efectivamente implica un sobre costo para el titular, el que ha pretendido ahorrarse, a través de una deficiente tecnología y calidad.
- En cuanto a la circunstancia del art. 40 d) de la LOSMA, sobre la intencionalidad en la comisión de la infracción y el grado de participación en el hecho, acción u omisión constitutiva de la misma, se reafirma que Interchile ha actuado con la más absoluta buena fe. Sobre esta aseveración, cabe hacer presente que el titular del proyecto ha sido objeto de una serie de acciones judiciales y procedimientos sancionatorios en su contra, precisamente por la sistemática mala fe que ha evidenciado durante la evaluación, construcción y operación del proyecto, incluso fue objeto de una comisión investigadora en su contra en la H. Cámara de Diputados cuyas conclusiones fueron lapidarias contra el titular.
- En cuanto a la circunstancia del art. 40 e) de la LOSMA, sobre la conducta anterior del infractor, Interchile sostiene que ha invertido decididamente en cumplimiento ambiental, no teniendo multas ambientales nuevas en los últimos dos años. Por lo anterior, debiera considerarse una conducta anterior positiva y ponderarse como factor de disminución del componente de afectación. Al respecto, cabe hacer presente que, en cuanto a la aplicación de la conducta anterior negativa, la SMA ha indicado que la considerará cuando: a. “La infracción actual constituye reincidencia respecto de infracciones ocurridas en el pasado, es

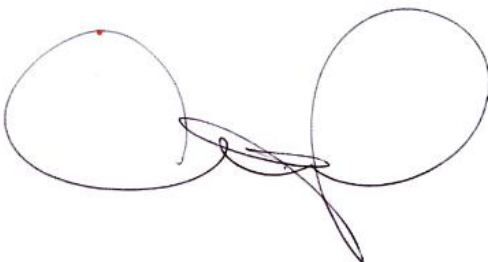
decir, el hecho constitutivo de infracción actual ha sido con anterioridad sujeto de un procedimiento sancionatorio por parte de la SMA; b La infracción actual es similar a otras infracciones ocurridas en el pasado, es decir, el hecho constitutivo de infracción actual es similar a hechos que han sido con anterioridad sujeto de un procedimiento sancionatorio en otras sedes administrativas; c. El hecho constitutivo de infracción actual es diferente a los hechos constitutivos de infracción ocurridos en el pasado, los cuales han sido sujeto de un procedimiento sancionatorio en la SMA o en otras sedes administrativas; d. Proximidad en la fecha en que se sancionaron las infracciones anteriores, respecto de la fecha de la infracción actual; e. Número de infracciones anteriores cometidas y; f. Gravedad de las infracciones anteriores, en el caso de infracciones en sede de la SMA.

- Respecto del resto de los criterios, consideramos que no tiene relevancia su análisis para efectos de modificar la gravedad de los hechos constitutivos de las infracciones, sino que más bien se trata de criterios para determinar la entidad de la sanción pecuaria que eventualmente se imponga al titular.

POR TANTO:

SOLICITO A UD. Tener presente las observaciones efectuadas a los descargos evacuados por el Titular Interchile, y considerarlas para los efectos de los Artículos 39°, 40°, 50° y siguientes de la Ley 20.417.

PRIMER OTROSI: Ruego a Ud. Tener por acompañados informes técnicos

A handwritten signature in black ink, consisting of two large, overlapping loops connected by a central, more complex scribble.

Héctor Cancino Padilla

LT 2x500 kV Cardones - Polpaico

Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto - Los Nogales,
Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo

Versión 3

BRAULIO JAVIER CANCINO VERA

bjcancin@uc.cl

INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE

La Serena, 16 de Agosto de 2018

Índice

1. Introducción	2
1.1. Origen del Estudio	3
1.2. Objetivos del Estudio	4
1.3. Alcance	5
1.4. Cambios Respecto a la Versión Anterior	6
2. Análisis Teórico	7
2.1. Cálculo del Campo Eléctrico	7
2.1.1. Método de Simulación de Cargas	7
2.1.2. Fasores y Valor Efectivo	10
2.2. Cálculo de Ruido Audible Provocado por Líneas de Alta Tensión	11
2.2.1. Ruido Audible	12
2.2.2. Cálculo de Ruido Audible	13
3. Modelamiento Físico	16
3.1. Torre 500 kV T413	16
4. Resultados	18
4.1. Torre 500 kV T413	18
5. Mediciones de Ruido Actuales	22
6. Discusión y Conclusiones	23
6.1. Estimación de Ruido Torre T413	23
6.2. Diferencias en Estimaciones de Ruido Audible	24
6.3. Conclusiones Generales	26
Referencias	28
A. Código Matlab	30
A.1. T413.m	30
A.2. f_Q.m	39
A.3. f_E.m	41
A.4. f_AN.m	43

1. Introducción

El Proyecto “Plan de Expansión Chile LT 2X500 kV Cardones-Polpaico”, consiste en una línea de transmisión eléctrica de alto voltaje (500 kV) en doble circuito y subestaciones para ampliar la capacidad del Sistema Interconectado Central (SIC) a cargo de “Interchile S.A”, RUT 76.257.379-2, domiciliada en Cerro El Plomo 5630, piso 10 Las Condes - Santiago – Chile [1].

El estudio de impacto ambiental estuvo a cargo de “Gestión Ambiental Consultores S.A”, ubicados en Padre Mariano 103 Of. 307 7500499, Providencia, Chile [1].

Este proyecto eléctrico de grandes dimensiones, que considera una longitud de línea de aproximadamente 750 km, abarca las regiones de Atacama, Coquimbo, Valparaíso y Metropolitana, lo que considera 640 kilómetros de territorio chileno. La Figura 1 muestra la extensión del proyecto a lo largo de nuestro país.



Figura 1: Extensión Territorial del Proyecto Plan Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones-Polpaico.

1.1. Origen del Estudio

La primera versión de este estudio de ruido audible se origina a causa de a lo menos 45 denuncias de ruidos intensos interpuestas en el ministerio de medio ambiente, que fueron producto de la energización de las torres de alta tensión en el sector de Altovalsol, La Serena,

Región de Coquimbo, Chile.

La documentación del proyecto no considera a la comunidad de Los Nogales en sus estudios de impacto ambiental referentes a ruido [2], a pesar de que los terrenos fueron loteados como parcelas de agrado habilitadas para vivienda el año 2010, según consta en el conservador de bienes raíces de La Serena un año antes del inicio de los estudios del proyecto en cuestión. En definitiva, el estudio de ruido del proyecto solo incorpora un punto de medición de ruido para todo el sector de Altovalsol (ver punto 35 en tabla 4-2 de [2]). En el sector Los Nogales, la vivienda más cercana se ubica a aproximadamente 93 metros de las líneas de alta tensión. La Figura 2 muestra la distancia calculada desde la casa a la torre T409 a la casa más cercana a la línea de transmisión en el sector los Nogales obtenida de [3] utilizando Google Earth Pro versión 7.3.2.5481 (64-bit). El límite del terreno de la Figura 2 se encuentra a aproximadamente 45 metros de la línea de transmisión.

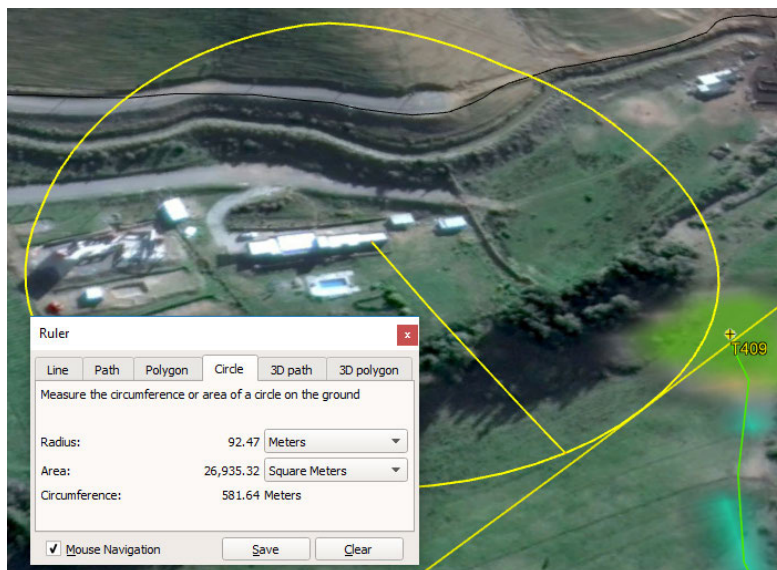


Figura 2: Cálculo de Distancia de la Vivienda más Cercana a la Línea de Transmisión en el Sector Los Nogales.

Dado lo anterior, la comunidad de Altovalsol ha presentado múltiples denuncias a la Superintendencia de Medio Ambiente, quien ya ha iniciado un proceso de fiscalización. Los resultados preliminares de estas fiscalizaciones mostraron que los ruidos audibles generados por las torres de alta tensión en condiciones de humedad no cumplen con la normativa vigente de ruido [4].

1.2. Objetivos del Estudio

Este estudio tiene por objetivo revisar y analizar los resultados de análisis de ruido del proyecto de transmisión eléctrica “EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico” [2].

Por otro lado, este estudio busca explicar y comprender las mediciones de ruido audible generadas por las torres de alta tensión obtenidas tras la fiscalización de la superintendencia de medio ambiente.

1.3. Alcance

Debido a la dimensión del proyecto, este documento enfoca los estudios de ruido audible en el análisis particular de la torre T413 de circuito doble trifásico de 500 kV de 62 metros de altura ubicada en el sector de Los Nogales, Altovalsol. La ubicación de la torre T413 se muestra en la siguiente figura obtenida de [3] utilizando Google Earth Pro versión 7.3.2.5481 (64-bit) .



Figura 3: Posición Geográfica de la Torre T413.

La Figura 3 muestra que la posición geográfica de la torre T413 equivale a aproximadamente 29°55'46.80" latitud sur y 71°07'04.53" longitud oeste.

Los efectos de ruido audible analizados se enfocan en estimaciones y mediciones de la vivienda ubicada aproximadamente a los 29°55'39.80" de latitud sur y 71°07'09.25" longitud oeste. La distancia de la vivienda a la torre T413 es de aproximadamente 250 metros. La Figura 4 muestra esta distancia radial desde la vivienda y la torre efectuada utilizando Google Earth Pro y la información contenida en [3].

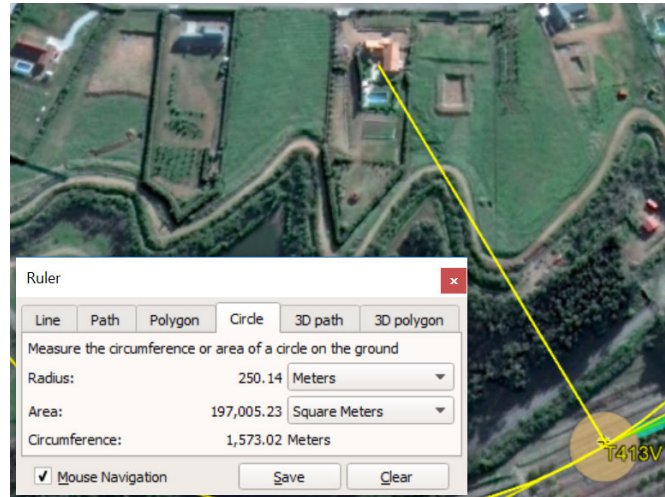


Figura 4: Procedimiento de Cálculo de la Distancia Radial entre la Vivienda Analizada y la Torre T413.

El contenido de este estudio se inicia con un análisis teórico de cálculo de campo eléctrico y ruido audible en torres de alta tensión. Luego se presentan las características del modelo físico a utilizar en la modelación. Después se presentan los resultados, para finalmente discutir y concluir respecto de los resultados obtenidos.

1.4. Cambios Respecto a la Versión Anterior

La segunda versión de este documento se origina a partir del documento “Revisión Informe Línea de Transmisión 500 kV Cardones – Polpaico, Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto – Los Nogales, Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo” efectuado por la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso con fecha 18 de Julio de 2018 [5]. La revisión tuvo por objetivo validar y corregir los resultados obtenidos en la primera versión de este documento. La segunda versión de este documento incorpora en su discusión y análisis elementos tales como los niveles de ruido máximo (NPS_{máx}) y continuo (NPC) [4], así como también, correcciones y sugerencias menores efectuadas por la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. También, se eliminó el párrafo correspondiente al punto de medición 35 en la introducción debido a un error en la medición de la distancia.

La tercera versión corrige la fecha de medición del ruido de fondo efectuado por la Superintendencia de Medioambiente, pequeños errores de tipo. Debido a problemas con las ecuaciones en las versiones anteriores, esta tercera versión está escrita en \LaTeX .

2. Análisis Teórico

Esta sección tiene por objetivo presentar las bases teóricas utilizadas para modelar los efectos de campo eléctrico y ruido audible en líneas de transmisión AC de alto voltaje.

2.1. Cálculo del Campo Eléctrico

Para el cálculo de campo eléctrico vamos a asumir que los voltajes de la línea de transmisión que son dependientes del tiempo pueden simularse como voltajes cuasi-estáticos [6]. Lo anterior es posible debido a que la longitud de onda de la señal transmitida en la línea de transmisión es muy grande en comparación al tamaño de los espacios a simular. Esta aproximación permite desacoplar los efectos de campo eléctrico y campo magnético. La resolución del problema electrostático para el campo eléctrico solo involucra el voltaje o tensión de las líneas (no así la corriente). El campo magnético por su parte solo involucra la corriente de la línea.

Un método ampliamente utilizado para el cálculo de campos eléctricos en problemas estáticos en líneas de transmisión es el método de simulación de cargas (CSM) [7, 8]. Este método considera a los conductores de las líneas de transmisión como conductores infinitos, paralelos y resuelve el campo eléctrico en dos dimensiones mediante la inserción de cargas infinitas virtuales al interior de los conductores.

2.1.1. Método de Simulación de Cargas

Para derivar las ecuaciones del método, primero consideremos una carga infinita de radio infinitesimal con carga lineal q_0 [C/m] en el espacio vacío mostrada en la Figura 5.

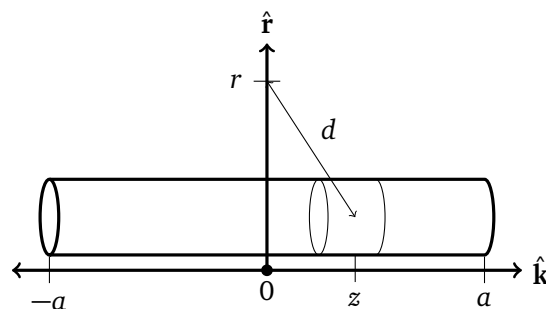


Figura 5: Esquema para el Cálculo del Campo Eléctrico de una Carga Lineal Infinita.

El componente de campo eléctrico dE_r en la dirección del eje radial a una distancia r del centro generado por el componente de carga $dq_0 dz$ estará dado por

$$dE_r = \frac{r}{d} dE = \frac{r}{d} \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \frac{q_0 dz}{d^2} \quad (1)$$

Con $d = \sqrt{r^2 + z^2}$. El campo eléctrico $\mathbf{E}(r)$ a una distancia r de la carga estará dado por

$$E(r) = \lim_{a \rightarrow \infty} \int_{-a}^a dE_r = \lim_{a \rightarrow \infty} \frac{q_0}{4\pi\epsilon_0} \int_{-a}^a \frac{r}{(r^2 + z^2)^{3/2}} dz = \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0 r} \quad (2)$$

Donde $\mathbf{E}(r) = E(r)\hat{\mathbf{r}}$, con $\hat{\mathbf{r}}$ el vector unitario radial y $\epsilon_0 \approx 8.85 \times 10^{-12}$ F/m la permitividad eléctrica del vacío.

La expresión para $E(r)$ anterior puede ser descompuesta en coordenadas cartesianas como

$$\mathbf{E}_x(x, y) = \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \frac{x - x_0}{(x - x_0)^2 + (y - y_0)^2} \hat{\mathbf{i}} \quad (3)$$

$$\mathbf{E}_y(x, y) = \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \frac{y - y_0}{(x - x_0)^2 + (y - y_0)^2} \hat{\mathbf{j}} \quad (4)$$

Donde (x_0, y_0) es la posición de la línea infinita de carga, (x, y) es el punto de prueba en donde se mide el campo eléctrico, $\hat{\mathbf{i}}$ es el vector unitario horizontal del sistema de coordenadas cartesiano, $\hat{\mathbf{j}}$ es el vector unitario vertical del sistema de coordenado cartesiano, $\mathbf{E}_x(x, y)$ es el componente horizontal del campo eléctrico en el punto de prueba (x, y) y $\mathbf{E}_y(x, y)$ es el componente vertical del campo eléctrico en el punto de prueba (x, y) .

Si consideramos ahora N cargas lineales infinitas con densidad de carga lineal q_j ubicadas en (x_j, y_j) , entonces el campo eléctrico en un punto del espacio (x, y) puede ser encontrado utilizando el principio de superposición mediante la expresión

$$\mathbf{E}_x(x, y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^N \frac{q_j(x - x_j)}{(x - x_j)^2 + (y - y_j)^2} \hat{\mathbf{i}} \quad (5)$$

$$\mathbf{E}_y(x, y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^N \frac{q_j(y - y_j)}{(x - x_j)^2 + (y - y_j)^2} \hat{\mathbf{j}} \quad (6)$$

Supongamos ahora que queremos resolver el problema estático mostrado en la Figura 6 de un conductor infinito con potencial eléctrico V referido a tierra ubicado a una altura h sobre el nivel del suelo.

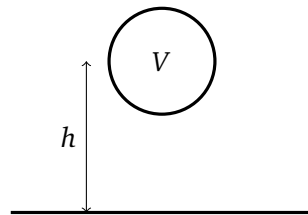


Figura 6: Representación de un Conductor Infinito de Voltaje V a una altura h del Suelo.

El método de simulación de cargas (CSM) establece que este problema electroestático puede ser resuelto mediante la introducción de un numero finito cargas lineales infinitas e imaginarias en el interior del conductor. El número de cargas utilizadas incide en el desempeño de la simulación, a una mayor cantidad de cargas simuladas, mejor será la estimación de campo y potencial eléctrico. Para simular el efecto de potencial cero de la tierra, por cada carga lineal q_j introducida al interior del conductor en la posición (x_j, y_j) , se debe simular una carga lineal $-q_j$ ubicada en la posición $(x_j, -y_j)$. La carga negativa $-q_j$ se ubica en la posición opuesta de la carga original q_j si utilizamos el plano $y = 0$ como eje de simetría. La Figura 7 muestra una carga lineal q_0 ubicada en (x_0, y_0) y su carga imagen $-q_0$.

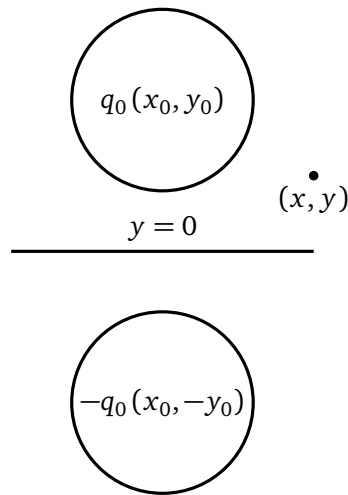


Figura 7: Carga Líneal Infinita q_0 y su Carga Imagen $-q_0$.

El potencial eléctrico $V(x, y)$ calculado en el punto (x, y) debido a las cargas q_0 y $-q_0$ mostradas en la figura anterior está dado por

$$\begin{aligned}
 V(x, y) &= \lim_{a \rightarrow \infty} \frac{q_0}{4\pi\epsilon_0} \int_{-a}^a \frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + z^2}} - \frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2 + (y+y_0)^2 + z^2}} dz \\
 &= \frac{q_0}{4\pi\epsilon_0} \ln \frac{(x-x_0)^2 + (y+y_0)^2}{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2} \quad (7)
 \end{aligned}$$

Este sistema de cargas espejos asegura un potencial cero en la superficie de la tierra ($y = 0$). Si suponemos ahora un sistema de N cargas lineales infinitas q_j ubicadas en (x_j, y_j) con sus respectivas cargas espejos, entonces el potencial eléctrico en el punto (x, y) puede ser calculada utilizando el principio de superposición como:

$$V(x, y) = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^N q_j \ln \frac{(x-x_j)^2 + (y+y_j)^2}{(x-x_j)^2 + (y-y_j)^2} \quad (8)$$

Es fácil notar que el potencial cero a nivel de tierra cumple

$$V(x, 0) = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^N q_j \ln \frac{(x-x_j)^2 + y_j^2}{(x-x_j)^2 + y_j^2} = 0 \quad (9)$$

El nuevo campo eléctrico considerando las cargas espejo estará dado por

$$\mathbf{E}_x(x, y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^N q_j \left[\frac{(x-x_j)}{(x-x_j)^2 + (y-y_j)^2} - \frac{(x-x_j)}{(x-x_j)^2 + (y+y_j)^2} \right] \hat{\mathbf{i}} \quad (10)$$

$$\mathbf{E}_y(x, y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^N q_j \left[\frac{(y-y_j)}{(x-x_j)^2 + (y-y_j)^2} - \frac{(y+y_j)}{(x-x_j)^2 + (y+y_j)^2} \right] \hat{\mathbf{j}} \quad (11)$$

El método de simulación de carga busca implementar cargas virtuales al interior de los conductores eléctricos. N cargas lineales permite definir N condiciones de potencial de borde, por lo que aumentando la cantidad de cargas podemos mejorar la precisión de la simulación. Una vez definida la posición de las N cargas lineales de prueba q_j , se definen N posiciones de puntos de prueba en posiciones (x_{V_i}, y_{V_i}) con potenciales definidos V_i . Considerando lo anterior, es posible construir un sistema lineal de la forma

$$\mathbf{V} = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \mathbf{P}\mathbf{q} \quad (12)$$

Donde $\mathbf{q} = [q_1, q_2, \dots, q_N]^T$, $\mathbf{V} = [V_1, V_2, \dots, V_N]^T$ y \mathbf{P} es la matriz de coeficientes de $N \times N$ con

$$P_{i,j} = \ln \frac{(x_{V_i} - x_j)^2 + (y_{V_i} + y_j)^2}{(x_{V_i} - x_j)^2 + (y_{V_i} - y_j)^2} \quad (13)$$

La metodología consiste en definir los puntos de cargas lineales (x_j, y_j) al interior de los conductores, las posiciones de los puntos de voltaje de prueba (x_{V_i}, y_{V_i}) en la superficie de los conductores de transmisión y los voltajes en los puntos de prueba V_i . Una vez efectuadas estas definiciones se calcula el vector de cargas \mathbf{q} como

$$\mathbf{q} = 4\pi\epsilon_0 \mathbf{P}^{-1} \mathbf{V} \quad (14)$$

Una vez obtenido el vector de cargas lineales \mathbf{q} , es posible calcular el potencial eléctrico en la posición (x, y) utilizando las Ecuaciones [10](#) y [11](#). Finalmente, la magnitud del campo eléctrico resultante $E(x, y)$ en el punto (x, y) estará dada por

$$E(x, y) = \sqrt{E_x(x, y)^2 + E_y(x, y)^2} \quad (15)$$

2.1.2. Fasores y Valor Efectivo

En física e ingeniería, un fasor es el numero complejo que representa a una función sinusoidal de amplitud A , frecuencia angular ω [rad/s] y fase θ [rad]. La fórmula de Euler permite expresar

$$A \cos(\omega t + \theta) = \operatorname{Re} \{Ae^{i(\omega t + \theta)}\} = \operatorname{Re} \{Ae^{i\theta} e^{i\omega t}\} \quad (16)$$

Donde $i = \sqrt{-1}$, t es el tiempo y $Ae^{i\theta}$ es denominada la representación analítica de $A \cos(\omega t + \theta)$.

La aritmética de fasores es útil en sistemas lineales. Si todas las entradas que perturban a un sistema lineal comparten la frecuencia angular ω , entonces la salida del sistema también será una función sinusoidal con la misma frecuencia angular ω , y por tanto el sistema puede resolverse con fasores. Una vez obtenido el resultado de interés mediante fasores, es posible volver al espacio temporal mediante

$$Ae^{i\theta} \Leftrightarrow A \cos(\omega t + \theta) \quad (17)$$

En sistemas de transmisión AC es usual utilizar el valor efectivo o RMS A_{rms} de la amplitud de voltaje en vez del valor pico A de las funciones sinusoidales. Para una función periódica $f(t) = A \cos(\omega t + \theta)$, el valor efectivo se define como

$$A_{\text{rms}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [A \cos(\omega t + \theta)]^2 dt} = \frac{A}{\sqrt{2}} \quad (18)$$

Donde $T = 2\pi/\omega$ es el periodo de la función sinusoidal $A \cos(\omega t + \theta)$.

Dado a que el sistema mostrado en la Ecuación 14 es un sistema lineal, podemos utilizar fasores y las amplitudes efectivas para definir los voltajes del vector \mathbf{V} . La amplitud del campo eléctrico obtenido será a su vez un fasor complejo con amplitudes efectivas. Nuestro interés será la magnitud del fasor complejo de campo eléctrico de amplitud efectiva.

Si expresamos la amplitud de los voltajes del vector \mathbf{V} en valores efectivos o RMS, la amplitud del campo eléctrico obtenido será a su vez el valor efectivo. Este valor efectivo es el que utilizan las normas chilenas y los estudios de ruido audible provocado por el efecto corona en líneas de transmisión de alto voltaje.

2.2. Cálculo de Ruido Audible Provocado por Líneas de Alta Tensión

El ruido audible producido por las líneas de alta tensión es uno de los principales parámetros a considerar durante el diseño de cualquier línea de transmisión de alto voltaje que supere los 275 kV [9]. Estos voltajes de línea generan un campo eléctrico no homogéneo en la superficie de los conductores que hace que el aire en la vecindad de la superficie se comporte como un conductor eléctrico. A este efecto se le denomina “efecto corona” [9]. Las principales consecuencias de estas descargas aéreas en la superficie de los conductores consisten en pérdidas de potencia, interferencias de ondas de radio y ruido audible en las cercanías de las líneas de transmisión de alto voltaje.

2.2.1. Ruido Audible

El ruido audible provocado por el efecto corona posee un espectro de frecuencia que abarca todo el espectro de frecuencias que el humano es capaz de escuchar, esto es aproximadamente de 20 Hz a 20 kHz. Este ruido puede ser percibido como ruido de fritura, ruido de “crackling”, ruido de seseo, o ruido de zumbido de baja frecuencia.

El sonido por su parte, es una vibración mecánica de las partículas de aire y su unidad de medida usual corresponde a la presión de sonido [Newton/metro²] o [Pascal]. El ruido provocado por una fuente sonora sinusoidal de amplitud p puede ser modelada como

$$f(t) = p \cos(2\pi f t) \quad (19)$$

Donde p corresponde a la amplitud de la presión y f es la frecuencia [Hz] de la fuente de ruido.

Un oído humano es capaz de detectar presiones de ruido que varían desde los 20 [μ Pa] a los 100 [Pa]. Dado que nuestro sistema auditivo no percibe los sonidos en forma lineal, es usual expresar el nivel de presión de sonido en decibeles como

$$L = 10 \log_{10} \frac{p_{\text{rms}}^2}{p_0^2} = 20 \log_{10} \frac{p_{\text{rms}}}{p_0} \quad (20)$$

Donde p_{rms} es el valor efectivo de la presión de ruido y p_0 es un valor de referencia establecido en 20 [μ Pa].

Por otro lado, debemos considerar como el oído humano percibe los sonidos de distintas frecuencias a distinta intensidad. La sensibilidad del oído humano varia con la frecuencia y la amplitud de la presión de sonido. Para simular el efecto de sensibilidad dependiente de la frecuencia es usual utilizar el nivel de sonido L_A con pesos A . Si una medición del espectro en frecuencia de ruido que abarca el espectro de audición humano posee n puntos L_j de frecuencia, entonces, el nivel de ruido normalizado a pesos A será expresado como

$$L_A = 10 \log_{10} \sum_{j=1}^n 10^{\frac{L_j + \alpha_j}{10}} \text{ [dBA]} \quad (21)$$

Donde α_j corresponde al peso en la misma frecuencia del nivel L_j . La Figura 8 muestra los pesos A [10].

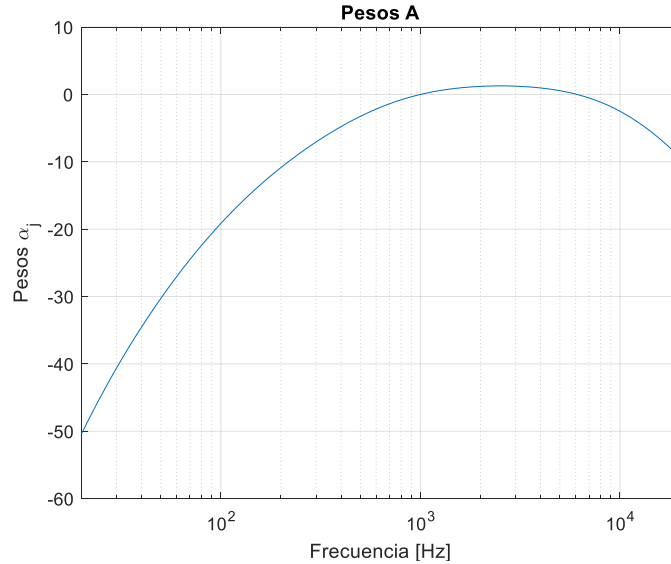


Figura 8: Pesos A en Función de la Frecuencia.

2.2.2. Cálculo de Ruido Audible

El cálculo del ruido audible provocado por líneas de transmisión de alto voltaje está basado en los resultados expuestos en [9, 11].

Sin entrar en detalles físicos, es usual formular el ruido audible AN con pesos A generado por una fase de conductor en una línea de transmisión de alto voltaje como

$$AN(x, y) = k_1 f_1(g) + k_2 f_2(n) + k_3 f_3(d) + k_4 f_4(D(x, y)) + AN_0 + K \text{ [dBA]} \quad (22)$$

Donde (x, y) es el punto del espacio donde se mide el ruido, n es el número de sub-conductores de la fase, d [cm] es el diámetro del sub-conductor de la fase, $D(x, y)$ [m] es la distancia desde el centro de la fase al punto de medición de ruido (x, y) , g [kVrms/cm] usualmente es el promedio del máximo de campo eléctrico efectivo de cada uno de los n sub-conductores de la fase, AN_0 [dBA] es el ruido de referencia con pesos A, $f_i()$ son funciones, k_i son constantes y K es un parámetro de ajuste que puede depender de los demás u otros parámetros de la fase.

Una vez calculado el ruido audible AN_j en los puntos del espacio por separado provocado por cada fase, el nivel de ruido total debe ser sumado en potencia como

$$AN_{tot} = 10 \log_{10} \sum_{j=1}^M 10^{\frac{AN_j(x,y)}{10}} \text{ [dBA]} \quad (23)$$

Donde M corresponde al número total de fases del sistema de transmisión de alto voltaje.

Debido a que el ruido audible provocado por líneas de transmisión de alto voltaje aumenta en intensidad con la humedad en el aire, distintas formulaciones de ruido existen en la literatura. En particular, las formulaciones existentes predicen en general dos niveles de ruido: L_{50} [dBA] y L_5 [dBA]. El nivel L_{50} corresponde al nivel de ruido audible medido que es excedido el 50% del tiempo durante condiciones de lluvia promedio durante un periodo específico de tiempo. Por otra parte, el nivel L_5 corresponde al nivel de ruido audible medido que es excedido el 5% del tiempo en condiciones de lluvia intensa durante un periodo específico de tiempo.

Para este estudio se utilizaron las mediciones de ruido audible L_5 debido a que corresponde al nivel de ruido audible máximo generado por la línea de alta tensión. A continuación, se listan las formulaciones utilizadas para el cálculo del ruido audible [11].

EDF – Electricite de France (Francia) (L_5)

$$AN_{EDF} = 15 \log_{10} n + 4,5d - 10 \log_{10} D + AN_0(g) \text{ [dBA]} \quad (24)$$

Donde $AN_0(g)$ se calcula utilizando la Figura 9

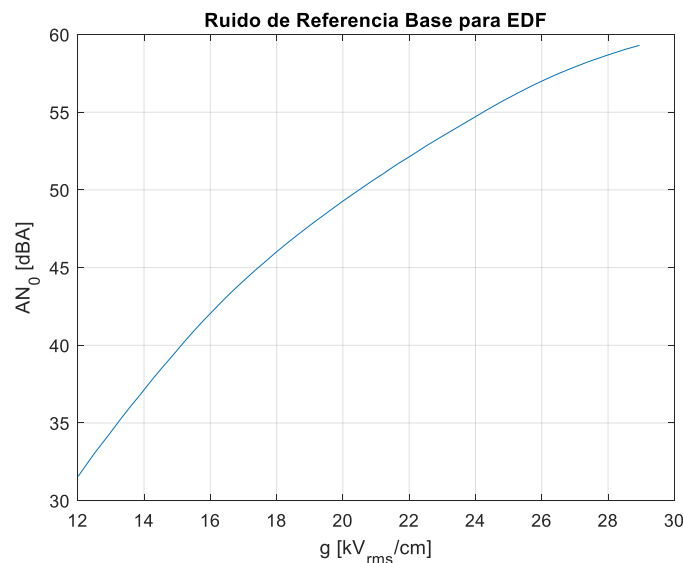


Figura 9: Ruido de Referencia Base para la Metodología EDF

Para efectos de cálculo de ruido, se interpolarán linealmente los datos de esta curva. La Figura 10 muestra el procedimiento gráfico de obtención de los datos de la curva utilizando 44 puntos obtenidos de [12].

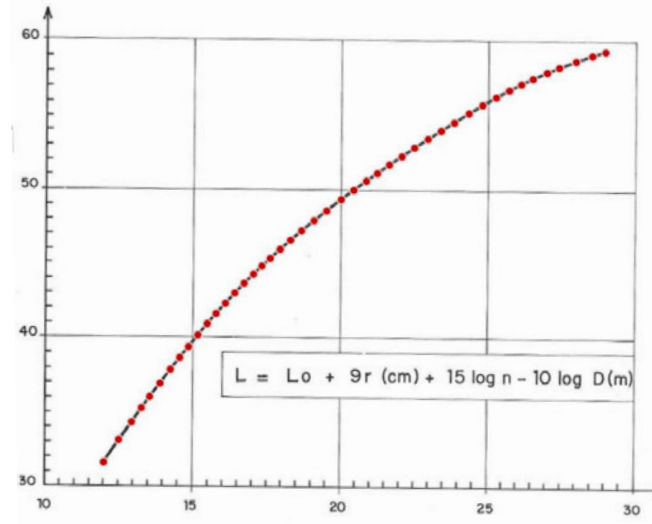


Figura 10: Obtención Gráfica de Puntos de la Curva de Ruido Base para la Metodología EDF.

Los datos de la curva se muestran en el código Matlab exhibido en el Anexo A.

ENEL – Ente Nazionale per L'Energia Elettrica (Italia) (L_5)

$$AN_{ENEL} = 85 \log_{10} g + 18 \log_{10} n + 45 \log_{10} d - 10 \log_{10} D - 71 + K \text{ [dBA]} \quad (25)$$

Donde $K = 3$ para $n = 1$ y $K = 0$ para $n \geq 2$.

FGH (Alemania) (L_5)

$$AN_{FGH} = 2g + 18 \log_{10} n + 45 \log_{10} d - 10 \log_{10} D - 0,3 \text{ [dBA]} \quad (26)$$

GEC – General Electric Company (EEUU) (L_5)

$$AN_{GEC} = -\frac{665}{g} + 20 \log_{10} n + 44 \log_{10} d - 10 \log_{10} D - 0,02D + AN_0(n) + K_1(n) + K_2(n) \text{ [dBA]} \quad (27)$$

Donde $AN_0 = 75,2$ para $n < 3$ y $AN_0 = 67,9$ para $n \geq 3$, $K_1 = 7,5$ para $n = 1$, $K_1 = 2,6$ para $n = 2$ y $K_1 = 0$ para $n \geq 3$, $K_2 = 0$ para $n < 3$ y $K_2 = 22,9(n - 1)d/B$ para $n \geq 3$, donde B [cm] es el diámetro total de la fase con sus sub-conductores.

IREQ – Hydro Quebec Institute of Research (EEUU) (L_5)

$$AN_{IREQ} = 72 \log_{10} g + 22,7 \log_{10} n + 45,8 \log_{10} d - 11,4 \log_{10} D - 57,6 \text{ [dBA]} \quad (28)$$

3. Modelamiento Físico

3.1. Torre 500 kV T413

El modelo a considerar corresponde a la torre tipo A de 500 kV de la zona 2, el cual posee 6 fases de 4 sub-conductores cada una, un cable de guardia conectado a tierra, una altura máxima de 62 metros y una base H de 38 metros de altura. El Cuadro 1 muestra las dimensiones utilizadas para el cálculo de campo eléctrico obtenidas de [13].

Fase	1	2	3	4	5	6	7
Número de Sub-Conductores	4	4	4	4	4	4	1
Radio del Conductor [cm]	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.542
Separación Entre Sub-Conductores [cm]	45.7	45.7	45.7	45.7	45.7	45.7	-
Ubicación Lateral del Conductor [m]	-8	-8	-8	8	8	8	0
Altura del Conductor Sobre el Suelo [m]	53.5	43	32.5	32.5	43	32.5	62

Cuadro 1: Dimensiones Utilizadas Para Modelar la Torre T413.

Para efectos de cálculo no se considerara la flecha o hundimiento de los cables descritos en [9].

La Figura 11 muestra la ubicación en el plano (x, y) de las fases con sus respectivos sub-conductores simulados.

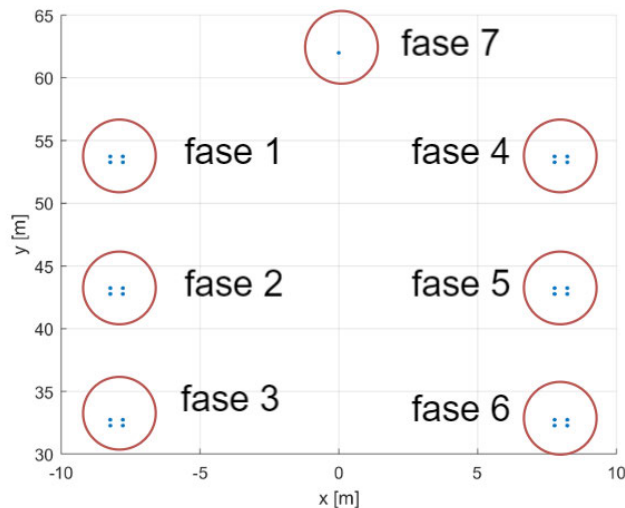


Figura 11: Esquema de Fases Utilizado en la Simulación.

El voltaje utilizado para cada uno de los sub-conductores en las fases descritas en la Figura 11 se muestra en el Cuadro 2

Fase	1	2	3	4	5	6	7
Voltaje [kVrms]	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{500}{\sqrt{3}} e^{\frac{2\pi}{3}i}$	$\frac{500}{\sqrt{3}} e^{-\frac{2\pi}{3}i}$	$\frac{500}{\sqrt{3}} e^{-\frac{2\pi}{3}i}$	$\frac{500}{\sqrt{3}} e^{\frac{2\pi}{3}i}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	0

Cuadro 2: Fasores de Voltaje Efectivo Utilizados en la Simulación de la Torre T413.

Donde $500/\sqrt{3}$ representa la amplitud en [kVrms] de las seis primeras fases, y los términos $e^{\frac{2\pi}{3}i}$ y $e^{-\frac{2\pi}{3}i}$ representan el desfase de 120° y -120° de las líneas, respectivamente, con $i = \sqrt{-1}$. La fase 7 corresponde al cable de guardia que se encuentra a un potencial cero.

Para establecer los voltajes de los conductores se utilizaron $N = 60$ líneas de cargas infinitas al interior de cada sub-conductor distribuidas uniformemente a un radio de 0.8 veces el radio del sub-conductor [14]. A su vez, $N = 60$ puntos de prueba de voltaje distribuidos uniformemente se ubicaron en la superficie de cada sub-conductor. En total, se simularon 1500 líneas de carga con sus respectivos 1500 puntos de voltaje de prueba en la superficie de los conductores. La Figura 12 muestra la distribución de líneas de cargas y puntos de voltaje de prueba utilizados para el sub-conductor 1 de la fase 1.

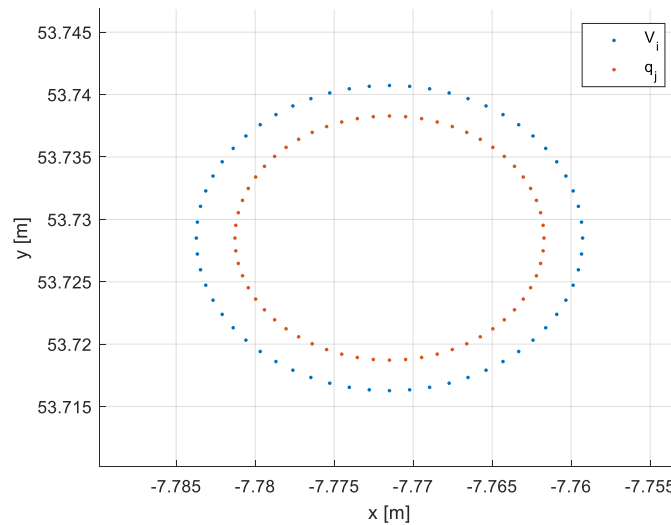


Figura 12: Distribución de Cargas Lineales y Puntos de Voltaje de Prueba para el Primer Sub-Conductor de la Primera Fase.

4. Resultados

Para efectuar la simulación se utilizó Matlab versión 2018a. El código utilizado en la simulación se muestra en el anexo A.

4.1. Torre 500 kV T413

Para validar los resultados, la Figura 13 muestra el error máximo del voltaje en la superficie de los conductores. El error promedio RMS es de 0.434 mVrms.

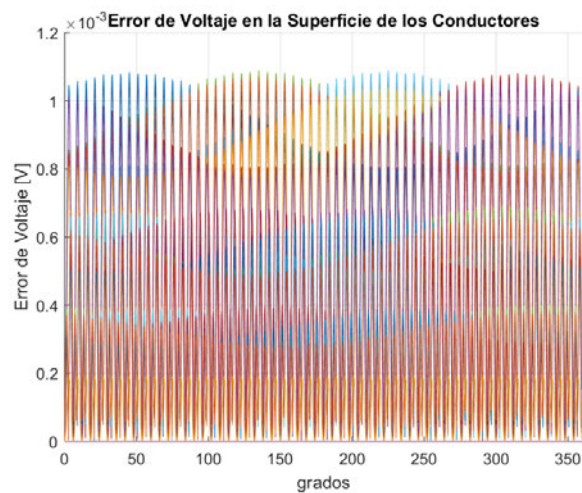


Figura 13: Errores de Voltaje Simulados en la Superficie de los Conductores.

La Figura 14 muestra el campo eléctrico y el potencial eléctrico en el primer sub-conductor, correspondiente a la fase 1.

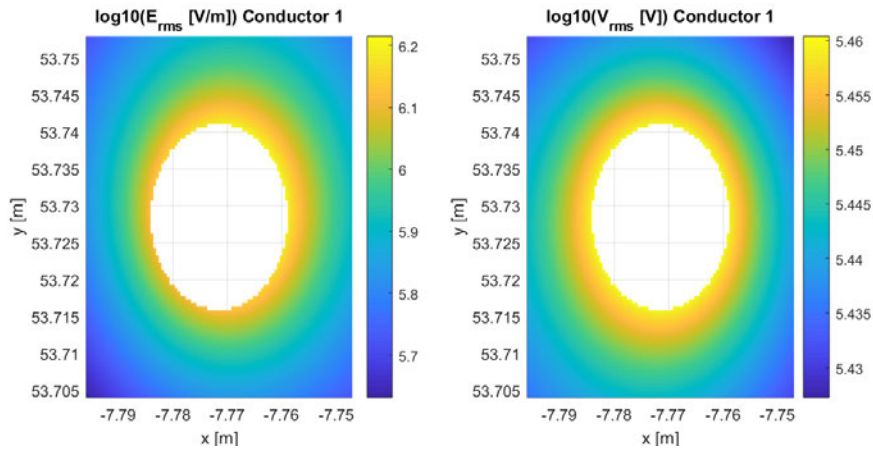


Figura 14: Log10 del Campo Eléctrico (izquierda) y Log10 del Potencial Eléctrico (derecha) en la Superficie del Sub-Conductor 1 de la Fase 1.

El máximo valor del campo eléctrico alcanzado corresponde a aproximadamente 16 [kVrms/cm] mientras que el voltaje es de aproximadamente 288 [kVrms] fase-neutro. Recordemos que los 500 [kVrms] corresponden al voltaje fase-fase de la línea.

El campo eléctrico a distintas alturas se muestra en la Figura 15 junto con el límite de intensidad de 5 [kVrms/m] para emisiones de 50 Hz recomendado por el IEEE para el público general [15].

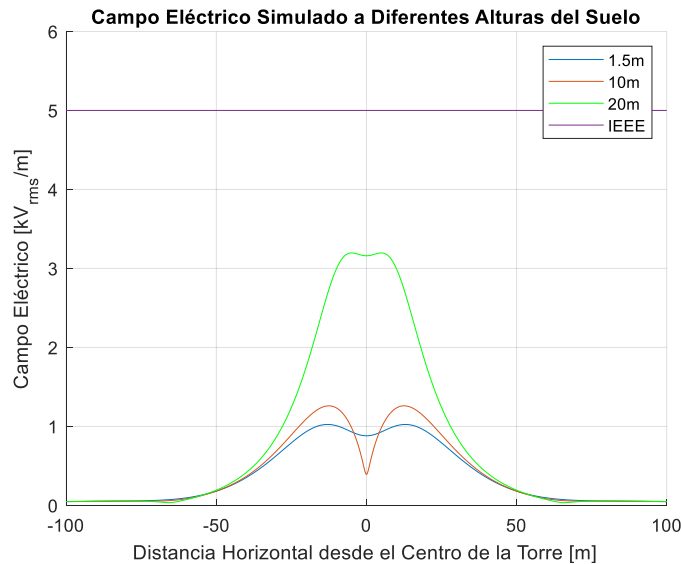


Figura 15: Campo Eléctrico Simulado de la Torre T413 a Distintas Alturas desde el Nivel del Suelo.

La Figura 16 muestra el campo eléctrico superficial estimado en los 25 conductores que

componen el sistema simulado.

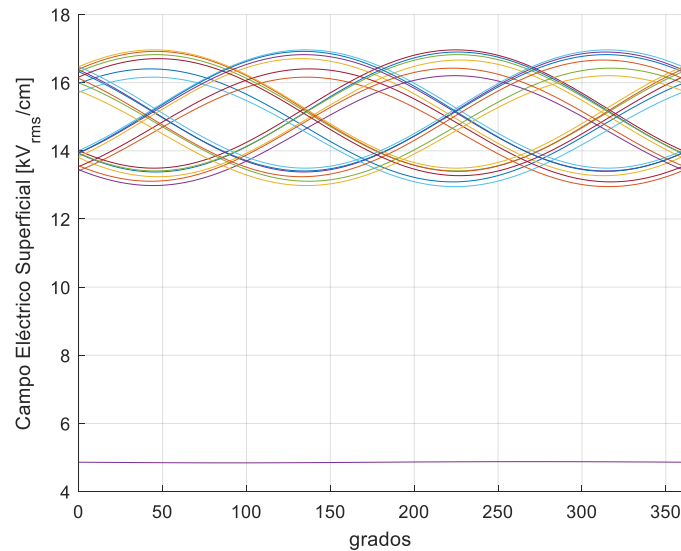


Figura 16: Campo Eléctrico Simulado en la Superficie de los 25 Sub-Conductores de la Torre T413.

La figura anterior muestra que, en promedio, los sub-conductores de las fases poseen un campo eléctrico superficial máximo de aproximadamente 17 [kVrms/cm]. El voltaje superficial de 4 [kVrms/cm] corresponde al cable de guardia. El Cuadro 3 muestra el promedio del campo eléctrico superficial máximo de cada fase obtenido en este estudio.

Fase	1	2	3	4	5	6	7
\bar{E} [kVrms/cm]	16.5321	16.8922	16.5631	16.5321	16.8922	16.5631	4.878

Cuadro 3: Promedios de los Campos Eléctricos Superficiales Máximos Simulados de Cada Fase de la Torre T413.

Finalmente, la Figura 17 muestra el ruido total audible a 1 metro de altura en función de la distancia desde el centro de la línea de transmisión utilizando los distintos métodos mencionados en la sección teórica de ruido audible. Para este cálculo se despreció el aporte de ruido del cable de guardia.

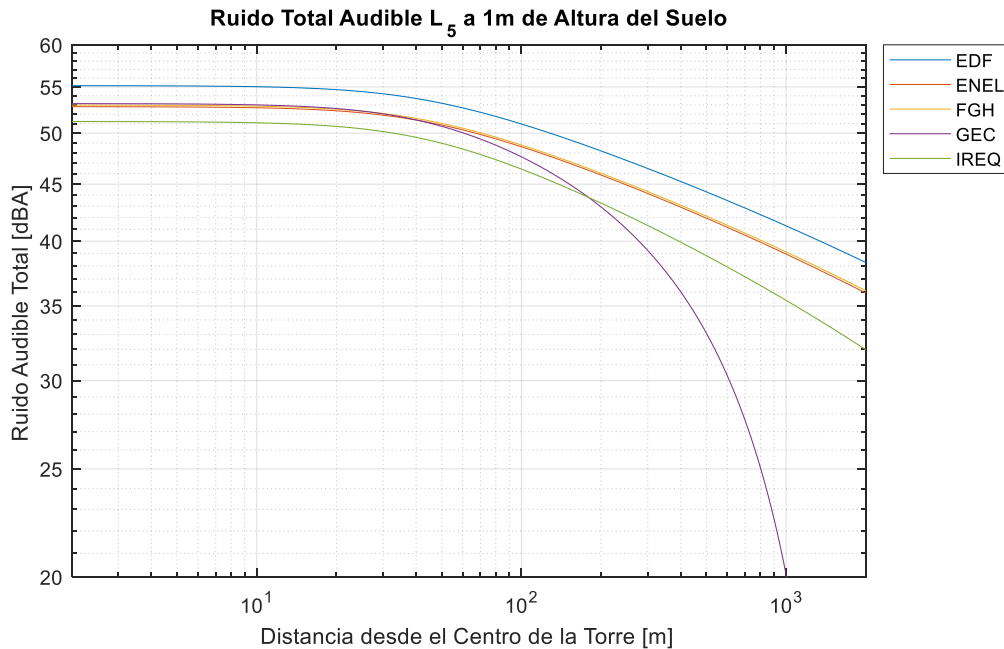


Figura 17: Ruido Total Audible L_5 Simulado en Función de la Distancia Lateral de la Torre T413 a un Metro de Altura.

El Cuadro 4 muestra la distancia mínima y máxima de las distintas metodologías necesaria para alcanzar distintos niveles de ruido audible mostrados en la Figura 17.

Ruido L_5 [dBA]	50	45	40
D_{max} [m]	128.1	422.4	1345
D_{min} [m]	32.03	138.1	278.3

Cuadro 4: Distancias Mínimas (D_{min}) y Máximas (D_{max}) para Alcanzar Distintos Niveles de Ruido Audible Total.

La estimación de ruido audible L_5 más conservadora en términos de distancia corresponde a la metodología “EDF” utilizada en el estudio de impacto ambiental presentado por Interchile S.A [2]. La metodología EDF arroja que a 32 metros de distancia horizontal de la torre y a 1 metro de altura el ruido total audible L_5 es de 54.15 [dBA].

5. Mediciones de Ruido Actuales

El decreto 38, promulgado el 11/11/2011, publicado el 12/06/2012 por el Ministerio del Medio Ambiente, con inicio de vigencia el 13/06/2014, establece los límites actuales máximos de emisión de ruido audible para infraestructura energética de distribución [4]. En lo que respecta a este documento, la zona de interés corresponde a una zona rural. El Cuadro 5 muestra los niveles máximos permisibles de presión sonora corregidos (NPC) en [dBA] [4].

Horario	7 a 21 horas	21 a 7 horas
Límite Zona Rural [dBA]	Min(65, RF + 10)	Min(50, RF + 10)

Cuadro 5: Niveles Máximos de Ruido Audible NPC Permisibles en Zona Rural Descritos en Decreto 38.

Donde “Min(a, b)” representa el mínimo valor entre “a” y “b”, y “RF” corresponde al ruido de fondo, que se define como “aquel ruido que está presente en el mismo lugar y momento de medición de la fuente que se desea evaluar, en ausencia de ésta.” [4].

El sector de Altovalsol y el Romero en la cuarta región de Coquimbo, de donde se origina la necesidad de este informe técnico corresponden a zonas rurales. En particular, la torre T413 se encuentra ubicada en zona rural.

Los resultados de las fiscalizaciones efectuadas por la Superintendencia de Medioambiente el día 13 de junio a las 00:31 horas en la parcela 64, sector los Nogales, Altovalsol (90 % de humedad relativa ambiente [16]) arrojaron que el ruido de fondo en el sector de Altovalsol a 250 metros de la torre T413 es de aproximadamente 28 [dBA]. Esto implica que el nivel máximo de ruido audible total permisible producido por las torres de alta tensión, como lo es por ejemplo la torre estudiada T413, no puede superar los 38 [dBA] de ruido audible en esta zona rural.

Otra medición se efectuó el día 17 de junio a las 04:00 horas por el mismo ente fiscalizador de la superintendencia de medio ambiente en condiciones de alta humedad (99.2% de humedad relativa ambiente [16]), alcanzando un nivel de presión sonora máximo (NPSmáx) de 48 [dBA] de ruido [4].

6. Discusión y Conclusiones

6.1. Estimación de Ruido Torre T413

A pesar de utilizar la misma metodología para el cálculo de ruido audible EDF, los resultados obtenidos y exhibidos en el estudio de impacto ambiental [13, 2] difieren bastante de los resultados mostrados en este estudio. El Cuadro 6 muestra los resultados de ruido audible del estudio de impacto ambiental original a 32 metros de distancia horizontal desde el centro de la torre para distintos valores de altura media H .

Altura Media H [m]	20	33.5	47
Ruido Audible [dBA] a 32 metros de la torre	45.227	45.227	45.227

Cuadro 6: Estimaciones de Ruido Audible Total a 32 Metros de Distancia (Estudio de Impacto Ambiental [13]).

La tabla anterior muestra que el ruido audible total a una distancia de 32 metros será de 45.227, considerando una torre de altura media mínima de 20 metros. A esta misma distancia, y utilizando la misma metodología EDF, este estudio estimó un ruido de 54.15 [dBA] para la torre T413, la cual posee una altura media de 38 metros y una altura máxima de 62 metros. Los resultados mostrados en el Cuadro 6 no son posibles, debido a que una torre con altura media mayor no puede generar igual o más ruido que la misma configuración de torre con una altura media menor. La diferencia de ruido audible entre los 45.227 [dBA] originales y los 54.15 [dBA] de este estudio implican que el estudio de impacto ambiental original sub-estimo la potencia de ruido audible en un factor de 7.8, es decir, la potencia del ruido estimado por este estudio a 32 metros de la línea de transmisión es 7.8 veces mayor a la estimada por el estudio de impacto ambiental original.

Por otro lado, las mediciones efectuadas por el ente fiscalizador arrojan un ruido NPS_{máx} de 48 [dBA] a aproximadamente 250 metros de la torre T413. El nivel de presión sonora corregido (NPC) [4] para la misma ubicación puede ser estimado como 43 [dBA], valor el cual se encuentra por encima de los 38 [dBA] límites establecidos previamente por el mismo ente fiscalizador. Estos 5 [dBA] de diferencia entre los 38 [dBA] y los 43 [dBA] NPC estimados equivalen a 3.16 veces más potencia de ruido audible por sobre el límite establecido. Podemos establecer que los 48 [dBA] de ruido NPS_{máx} medidos concuerdan con la estimación de 47.25 [dBA] de ruido L_5 efectuada con la metodología EDF a la misma distancia de la torre.

Para el caso de la torre T413, si suponemos que la condición de neblina a alta humedad disminuye el ruido total audible estimado en condiciones de lluvia intensa L_5 en a lo menos 5 [dBA] [12], y considerando que la condición de neblina no altera el ruido de fondo, entonces el límite de ruido L_5 generado por la torre de alta tensión en condiciones de neblina de alta humedad estará dado por

$$\text{Límite de Ruido } L_5 = \text{Ruido de Fondo} + 10 + 5 = 28 + 10 + 5 = 43 \text{ [dBA]} \quad (29)$$

Esto quiere decir que es posible percibir desde la misma distancia un ruido generado por la misma torre en condición de lluvia intensa L_5 de 43 [dBA] y un ruido generado por la misma torre en condiciones de neblina húmeda de 38 [dBA]. La ventaja de utilizar el ruido generado en condiciones de neblina es que el ruido de fondo de 28 [dBA] se mantiene, no así con el caso del ruido generado en condiciones de lluvia intensa L_5 , en donde el ruido de fondo aumenta.

Dado lo anterior, es posible establecer una franja mínima de zona no habitable desde la línea de transmisión que cumpla con el límite de los 38 [dBA] para neblina húmeda encontrando la distancia a la cual la estimación de ruido audible en condiciones de lluvia intensa L_5 alcanza los 43 [dBA]. Las simulaciones del ruido audible de la torre T413 exhibidas en la Figura 17 muestran que la franja de seguridad de zona no habitable tiene un radio de 672 metros medidos desde el centro de la línea de transmisión. En la actualidad, a esta distancia se encuentran una veintena de viviendas habitadas que están siendo afectadas por los problemas de ruidos.

6.2. Diferencias en Estimaciones de Ruido Audible

Para intentar comprender las diferencias de cálculo descritas en la sub-sección anterior, se revisaron los cálculos efectuados en la sección 5 “Calculo de Ruido Audible” del estudio de impacto ambiental original [13]. El primer indicio de error de cálculo del estudio de impacto ambiental se encuentra en los resultados anteriormente exhibidos en la Tabla 6. En dicha tabla el ruido generado a 32 metros es el mismo para todas las configuraciones de altura media, lo cual carece de lógica. Al aumentar la altura, la distancia entre las fuentes de ruido audible y el punto de medición de ruido aumenta, por lo que el ruido debe tender a disminuir. Por otro lado, el nivel de ruido no guarda relación con lo calculado en este estudio.

Nuestras sospechas de cálculos de ruido audible erróneos se confirman al observar la ecuación de ruido de ejemplo utilizada para estimar el ruido audible de una torre de 500 kV. La Figura 18 muestra la memoria de cálculo en cuestión.

$$\xi_0 := \frac{10^{-9}}{36 \cdot \pi} \quad r_i := 1.222 \text{ cm} \quad N := 4$$

- d: Diámetro de cada subconductor en cm
- D: Distancia entre el eje de los subconductores y punto de medida, en este caso a borde servidumbre

El Ruido audible al límite de la faja de servidumbre para el caso de zona residencial en horario nocturno debe ser inferior a 50 dB.

Ruido Audible, AN (método EDF)

$$ANb := 39 \quad \text{Para } 15 \text{ kVrms/cm} \quad X_m := 8$$

$$AN := ANb + 0.45(2 \cdot r_i \cdot 10) + 15 \cdot \log(N) - 10 \cdot \log(32 - X_m)$$

$$AN = 45.227 \quad \text{dB}$$

Figura 18: Extracto de la Memoria de Cálculo de Ruido Total Audible Descrita en [13].

El primer error de cálculo se produce al considerar la distancia de la fuente de ruido al punto de medición como $D = 32 - X_m = 24$ como una distancia lateral a la torre. Esta distancia corresponde a la distancia entre la fuente de ruido audible y el punto de medición de ruido y no solo a la distancia lateral [11]. Matemáticamente, si (x_0, y_0) corresponde a la ubicación de la fase o de la fuente emisora de ruido, y (x_p, y_p) corresponde a la ubicación del punto de medición, entonces el cálculo correcto de la distancia D entre la fase o fuente emisora de ruido y el punto de medición corresponde a

$$D_{\text{correcto}} = \sqrt{(x_0 - x_p)^2 + (y_0 - y_p)^2} \text{ [m]} \quad (30)$$

En cambio, el cálculo erróneo de distancia D del estudio de impacto ambiental exhibido en la Figura 18 realiza lo siguiente

$$D_{\text{erroneo}} = x_0 - x_p \text{ [m]} \quad (31)$$

En la Ecuación 31, la distancia errónea D_{erroneo} corresponde solo a la distancia horizontal entre una de las fases y el punto de medición, y no considera la distancia vertical. Este error explica la razón por la cual el ruido audible total no cambia al variar la altura media de la torre. Tal y como se muestra en Figura 19, esta invariabilidad del ruido audible total estimado respecto a la altura se puede apreciar en todas las configuraciones de torre de 220 kV y 500 kV del estudio de impacto ambiental original.

Tramo	E	AN
#	kV/cm	dB
Altura Mínima H=12 m		
Enlaces a 220 kV - Cto 1	8.920	28.178
Enlaces a 220 kV - Cto 2		
Altura Media H=25,5 m		
Enlaces a 220 kV - Cto 1	8.850	28.178
Enlaces a 220 kV - Cto 2		
Altura Máxima H=39 m		
Enlaces a 220 kV - Cto 1	8.850	28.178
Enlaces a 220 kV - Cto 2		
Altura Mínima H=20 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 1	15.060	45.227
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 2		
Altura Media H=33,5 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 1	14.990	45.227
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 2		
Altura Máxima H=47 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 1	14.980	45.227
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 2		
Altura Mínima H=20 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 1	15.120	45.093
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 2		
Altura Media H=33,5 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 1	15.060	45.093
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 2		
Altura Máxima H=47 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 1	15.050	45.093
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 2		

Figura 19: Estimaciones de Ruido Total Audible a 32 Metros para Todas las Configuraciones de Torres de 220kV y 500kV [13].

En la figura anterior se observa que el ruido total audible para cada configuración de torre es independiente de la altura media H (base de la torre), lo cual es imposible. A una mayor altura de torre el ruido generado disminuye necesariamente debido a que la distancia entre la fuente generadora de ruido audible y el punto de medición aumenta.

El segundo error de cálculo se produce al no considerar todas las fuentes emisoras de ruido audible. El ruido total audible corresponde a la suma en potencia de las contribuciones individuales de ruido audible de cada una de las fases que componen la línea de transmisión (ver Ecuación 23 de este documento [11]). Lo anterior significa que la estimación de ruido audible del estudio de impacto ambiental original solo considera el ruido audible generado por 1 de las 6 fases y se olvida de considerar en el cálculo de ruido audible la contribución en potencia de las 5 fases restantes de la línea de transmisión.

6.3. Conclusiones Generales

Dado a que los estudios previos de ruido [13, 2] considera niveles muy bajos de ruido a 32 metros, a que sus cifras de ruido audible no dependen de la altura media de la línea de transmisión, y a los errores de cálculo exhibidos en la Figura 18, es posible concluir que

existe evidencia suficiente para sostener que todas las torres de alta tensión del proyecto “EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico”, al cual se refiere este documento técnico, están mal diseñadas en términos de ruido audible. Lo anterior incluye a todas las configuraciones de torre de 220 kV y 500 kV. Los errores de estimación de ruido audible son tan graves que incluso es posible estimar que la torre T413 debe tener más de 400 metros de altura en vez de los 62 metros de altura para cumplir con la estimación de 45 [dBA] a 32 metros de distancia establecidos en el estudio de impacto ambiental original [2].

A modo de cierre, vale la pena mencionar los difíciles momentos que están pasando los habitantes del sector de Altovalsol a causa de errores de diseño. De acuerdo a los cálculos de ruido efectuados por este estudio, no debiesen existir viviendas habitadas en un radio de 672 metros de las líneas de transmisión para cumplir con las normativas vigentes. Los ruidos percibidos en condiciones de alta humedad habituales de la zona, hacen imposible el descanso, no solo de los habitantes del sector de Altovalsol, sino que también el de la fauna silvestre y las mascotas.

Referencias

- [1] Gestión Ambiental Consultores, “Descripción del Proyecto,” in *EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico, Regiones III, IV, V y Metropolitana*, ch. 1.
- [2] —, “Estudio de Ruido,” in *EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico, Regiones III, IV, V y Metropolitana*, ch. Adenda Ane.
- [3] —, “Obras del Proyecto,” in *EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico, Regiones III, IV, V y Metropolitana*, ch. Anexo 1.1.
- [4] Ministerio del Medio Ambiente, *Decreto 38*, Chile, 2012. [Online]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1040928>
- [5] P. R. Calderón, *Revisión Informe Línea de Transmisión 500 kV Cardones - Polpaico, Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto - Los Nogales, Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo*. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, 2018.
- [6] J. R. Wait and K. P. Spies, “On the Image Representation of the Quasi-static Fields of a Line Current above the Ground,” *Canadian Journal of Physics*, vol. 47, no. 23, pp. 2731–2733, dec 1969. [Online]. Available: <http://www.nrcresearchpress.com/doi/10.1139/p69-334>
- [7] A. Dahab, W. Abu-Elhajja, and F. Amoura, “A comparative study of electric fields beneath compact and non-compact transmission lines,” *International Journal of Electrical Engineering Education*, vol. 44, no. 1, pp. 76–83, jan 2007. [Online]. Available: <http://journals.sagepub.com/doi/10.7227/IJEEE.44.1.8>
- [8] Q. Li, R. Shuttleworth, G. Zhang, S. M. Rowland, and R. S. Morris, “On calculating surface potential gradient of overhead line conductors,” in *2012 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, vol. 30, no. 1. IEEE, jun 2012, pp. 540–544. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6251528/>
- [9] CIGRE Working Grop 36.01, *Interference produced by corona effect of electric systems*. CIGRE, 1966.
- [10] “8.1 Formula for A weighting.” [Online]. Available: <https://stason.org/TULARC/physics/acoustics-faq/8-1-Formula-for-A-weighting.html>
- [11] Corona and Fields Effect Subcommitte, “A Comparison of Methods for Calculating Audible Noise of High Voltage Transmission Lines,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 10, pp. 4090–4099, 1982. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4111226/http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4111226>
- [12] A. Coquard and C. Gary, *Audible noise produced by electrical power transmission lines at very high voltage*. CIGRE, 1972.

- [13] Consultoría Colombiana SA, “Estimación Parámetros Eléctricos y Ruido Audible P1-LT-01-D121-V0,” in *Diseño Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV, Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV y Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV*, 2013.
- [14] H. Singer, H. Steinbigler, and P. Weiss, “A Charge Simulation Method for the Calculation of High Voltage Fields,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 5, pp. 1660–1668, sep 1974. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4075532/>
- [15] IEEE Standards Association, *IEEE standard for safety levels with respect to human exposure to electromagnetic fields, 0-3kHz (C95.6-2002)*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2002.
- [16] CEAZA-Met, “Red de estaciones meteorológicas: CEAZA-Met, Chile. Estación Gabriela Mistral,” 2018. [Online]. Available: <http://www.cezamet.cl/>

A. Código Matlab

A continuación, se muestra el código Matlab 2018a utilizado en las simulaciones de la torre T413.

A.1. T413.m

```
1  % Codigo de calculo del campo electrico y el ruido audible
   % para la torre
2  % T413.
3  % Autor: Braulio Cancino Vera - brax.cancino@gmail.com -
4  % bcancino@ctio.noao.edu
5  % Fecha: 3/07/2018
6  % modificaciones:
7  % - Anadimos el calculo aproximado de los gradientes
   % superficiales.
8
9  clc;
10 clear vars;
11
12 % Constantes del Problema
13 k_e = 1/(4*pi*8.8541878176e-12);
14
15 M = 6;           % Numero de Conductores
16 S = 4;           % Numero de bundles por fase de conductor.
17 N = 60;          % cargas internas por sub-conductor
18
19 % Sub-Conductores (Fases)
20 R = 24.45/2/1000;           % Radio de cada conductor
21 R_b = 0.457*sqrt(2)/2;     % Radio bundle
22 R_g = 15.42/2/1000;        % Radio cable de guardia
23 r_Cb = [repelem(R,M,1);R_g]; % Radio sub-conductores en
   % cada bundle
24 r_C = [repelem(R, M*S,1); R_g]; % Radio de cada sub-
   % conductor
25
26 % Bundles
27 d_x = 16;           % Distancia en el eje x entre bundles
28 d_y = 10.5;        % Distancia en el eje y entre bundles
29 h = 38-5.5;        % Altura del bundle inferior
30 %h = 400;
31 x_g = 0;           % posicion x cable de guardia
32 y_g = 29.5 + h;    % posicion y cable de guardia
```

```
33
34 x_b = [0.5*d_x*[-1; -1; -1; 1; 1; 1]; x_g]; %
      posicion x de los bundles
35 y_b = [h + [2*d_y; d_y; 0; 2*d_y; d_y; 0]; y_g]; %
      posicion y de los bundles.
36 n_C = [repelem(S,6,1); 1]; %
      Numero de sub-conductores por cada bundle
37
38 % Construccion de x_C e y_C
39 x_C = zeros(sum(n_C),1); % Posicion central x de los sub-
      conductores
40 y_C = zeros(sum(n_C),1); % Posicion central y de los sub-
      conductores
41
42 theta = linspace(pi/4,2*pi + pi/4,S+1);
43 theta = theta(1:S)';
44 theta = repmat(theta,M,1);
45
46 x_C(1:M*S) = repelem(x_b(1:6),S) + R_b*cos(theta);
47 y_C(1:M*S) = repelem(y_b(1:6),S) + R_b*sin(theta);
48
49 x_C(M*S+1) = x_b(7);
50 y_C(M*S+1) = y_b(7);
51
52 % Construccion de los puntos de Prueba x_V e y_V
53 theta = linspace(0,2*pi, N+1);
54 theta = theta(1:N)';
55 theta = repmat(theta,M*S+1,1);
56
57 x_V = repelem(x_C, N) + [repelem(R,M*S*N,1); repelem(R_g,N
      ,1)].*cos(theta);
58 y_V = repelem(y_C, N) + [repelem(R,M*S*N,1); repelem(R_g,N
      ,1)].*sin(theta);
59
60 % Distribucion de Carga Lineal x_Q e y_Q%%%%
61 offset = [0;sqrt(2)*pi/N];
62 offset = repelem(offset, N*M*S/2);
63 offset = [offset; zeros(N,1)];
64
65 x_Q = repelem(x_C, N) + 0.8*[repelem(R,M*S*N,1); repelem(
      R_g,N,1)].*cos(theta + offset);
66 y_Q = repelem(y_C, N) + 0.8*[repelem(R,M*S*N,1); repelem(
      R_g,N,1)].*sin(theta + offset);
```

```
67
68
69 % Voltaje de la Linea
70 V_fA = 1; % fase A (0 grados de fase)
71 V_fB = exp(1i*2*pi/3); % fase B (120 grados de fase)
72 V_fC = exp(-1i*2*pi/3); % fase C (-120 grados de fase)
73 V_fG = 0; % Voltaje Cable de Guardia
74
75 V_C = 500e3/sqrt(3)*[V_fA; V_fB; V_fC; V_fC; V_fB; V_fA];
76 V = [repelem(V_C, N*S, 1); zeros(N,1)];
77 V_C = [V_C;0];
78
79 % Calculo de los componentes de carga
80 q = f_Q(x_Q, y_Q, x_V, y_V, V);
81
82 %% % Error de Voltaje en la Superficie de los Conductores
      y Tierra
83
84 T = 1000;
85
86 % Puntos de Prueba
87 x_P = zeros(length(x_C) + 1,T);
88 y_P = zeros(length(x_C) + 1,T);
89
90 theta = linspace(0,2*pi, T+1);
91 theta = theta(1:T);
92
93 for j = 1:24
94     x_P(j,:) = x_C(j) + R*cos(theta);
95     y_P(j,:) = y_C(j) + R*sin(theta);
96 end
97
98 % Cable de guarda
99 x_P(25,:) = x_g + R_g*cos(theta);
100 y_P(25,:) = y_g + R_g*sin(theta);
101
102 % Tierra
103 x_P(26,:) = linspace(-100, 100, T);
104 y_P(26,:) = zeros(1,T);
105
106 % Ahora calculamos el potencial en estos puntos
107 [~, V_p] = f_E(x_Q, y_Q, q, x_C, y_C, r_C, x_P, y_P);
108
```

```
109 V_n = [repelem(500e3/sqrt(3), 24,1); 0;0];
110 V_n = repmat(V_n,1,length(theta));
111
112 error = abs(V_p - V_n);
113
114 figure
115 hold all
116 for j = 1:26
117     plot(theta*180/pi, error)
118 end
119
120 title('Error de Voltaje en la Superficie de los
        Conductores')
121 xlabel('grados')
122 ylabel('Error de Voltaje [V]')
123 xlim([0 360])
124 grid
125
126 aux = zeros(26,1);
127 for j = 1:26
128
129     aux(j) = rms(error(j,:));
130 end
131 e_rms = mean(aux)
132
133 %% Campos Electricos y Potenciales del Sub-Conductor 1 del
        Bundle 1
134
135 T = 100;
136
137 for c = 1:1
138
139     if(c < 25)
140         x = linspace(x_C(c) - 2*R, x_C(c) + 2*R,T);
141         y = linspace(y_C(c) - 2*R, y_C(c) + 2*R,T);
142
143     elseif(c==25) % Cable de Guardia
144         x = linspace(x_C(c) - 2*R_g, x_C(c) + 2*R_g,T);
145         y = linspace(y_C(c) - 2*R_g, y_C(c) + 2*R_g,T);
146
147     elseif(c == 26) % Tierra
148         x = linspace(-500, 500,T);
149         y = linspace(0, 2, T);
```

```
150     end
151
152     [E,V] = f_E(x_Q, y_Q, q, x_C, y_C, r_C, repmat(x,
153             length(y), 1), repmat(y', 1, length(x)));
154
155     figure
156
157     subplot(1,2,1);
158     surf(x,y,log10(E))
159     shading interp
160     view(0, 90)
161     colorbar
162     if(c < 25)
163         title(sprintf('log10(E_{rms} [V/m]) Conductor %d',
164             c))
165     elseif(c == 25)
166         title('log10(E_{rms}) Cable de Guardia')
167     elseif(c == 26)
168         title('log10(E_{rms}) Superficie')
169     end
170
171     xlim([min(x) max(x)])
172     ylim([min(y) max(y)])
173
174     xlabel('x [m]')
175     ylabel('y [m]')
176
177     subplot(1,2,2);
178     surf(x,y,log10(V))
179     shading interp
180     view(0, 90)
181     colorbar
182
183     if(c < 25)
184         title(sprintf('log10(V_{rms} [V]) Conductor %d', c
185             ))
186     elseif(c == 25)
187         title('log10(V_{rms}) Cable de Guardia')
188     elseif(c == 26)
189         title('log10(V_{rms}) Superficie')
190     end
```

```
190     xlim([min(x) max(x)])
191     ylim([min(y) max(y)])
192
193     xlabel('x [m]')
194     ylabel('y [m]')
195
196 end
197
198 %% Campo Electrico a Distintos Niveles del Suelo
199
200 T = 1000;
201
202 x = linspace(-100,100,T);
203 y = [1.5 10 20];
204
205 E = f_E(x_Q, y_Q, q, x_C, y_C, r_C, repmat(x, length(y),
        1), repmat(y', 1, length(x)));
206
207 figure
208 hold all
209 for j = 1:length(y)
210     semilogy(x, E(j,:)/1000)
211 end
212 semilogy(x, 5*ones(size(x)))
213 title('Campo Eléctrico Simulado a Diferentes Alturas del
        Suelo')
214 ylabel('Campo Eléctrico [kV_{rms}/m]')
215 xlabel('Distancia Horizontal desde el Centro de la Torre [
        m]')
216 grid
217 ylim([0 6]);
218 legend('1.5m', '10m', '20m', 'IEEE');
219
220 %% Grafico del campo electrico superficial de los sub-
        conductores
221
222 T = 1000;
223
224 d_N = 1e-5;
225
226 theta = linspace(0,2*pi, 2*T);
227 theta = theta(1:length(theta)-1)'; % row
228
```

```
229 x = repmat(x_C, 1, length(theta));
230 y = repmat(y_C, 1, length(theta));
231
232 x(1:24,:) = x(1:24,:) + repmat((R + d_N)*cos(theta'),
    24,1);
233 y(1:24,:) = y(1:24,:) + repmat((R + d_N)*sin(theta'),
    24,1);
234
235 x(25,:) = x(25,:) + (R_g + d_N)*cos(theta');
236 y(25,:) = y(25,:) + (R_g + d_N)*sin(theta');
237
238 [E,V] = f_E(x_Q, y_Q, q, x_C, y_C, r_C, x, y);
239
240 figure
241 hold all
242
243 for j = 1: length(x_C)
244     plot(180/pi*theta, E(j,:)/1000/100)
245 end
246
247 xlabel('grados')
248 ylabel('Campo Eléctrico Superficial [kV_{rms}/cm]')
249 grid
250 xlim([0 360])
251
252 %% Ahora vamos a calcular el promedio de los maximos de
    cada bundle
253
254 g = zeros(M+1,1);    % Campo electrico promedio maximo de
    cada bundle.
255
256 for j = 1:M
257     a = (j-1)*S + 1;
258     b = (j-1)*S + 2;
259     c = (j-1)*S + 3;
260     d = (j-1)*S + 4;
261
262     g(j) = mean([max(E(a,:)) max(E(b,:)) max(E(c,:)) max(E(
        d,:))]);
263 end
264
265 g(M+1) = max(E(25,:));
266
```

```
267 figure
268
269 bar(g/1000/100)
270 grid
271
272 xlabel('Fase')
273 ylabel('Campo Electrico Máximo Promedio [kV_{rms}/cm]')
274
275 %% Calculo de Ruido
276
277 T = 1000;
278 x = linspace(0,2000,T);
279 y = 1*ones(size(x));
280
281 % Calculation
282 g_cm = g/1000/100; % Pasar g a [kV/cm
    ] [kV/cm]
283 B_cm = [repelem(100*R_b,M,1); 100*R_g]; % Radio de cada
    bundle.
284
285
286 % Calculo de los niveles de ruido L_5
287 AN_EDF = f_AN(x, y, g_cm(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6), n_C
    (1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'EDF');
288 AN_ENEL = f_AN(x, y, g_cm(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6), n_C
    (1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'ENEL');
289 AN_FGH = f_AN(x, y, g_cm(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6), n_C
    (1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'FGH');
290 AN_GEC = f_AN(x, y, g_cm(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6), n_C
    (1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'GEC');
291 AN_IREQ = f_AN(x, y, g_cm(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6), n_C
    (1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'IREQ');
292
293 figure
294 loglog(x,AN_EDF)
295 hold all
296 loglog(x,AN_ENEL)
297 loglog(x,AN_FGH)
298 loglog(x,AN_GEC)
299 loglog(x,AN_IREQ)
300
301 legend('EDF', 'ENEL', 'FGH', 'GEC', 'IREQ', 'Location', '
    bestoutside')
```



```
302 xlabel('Distancia desde el Centro de la Torre [m]')
303 ylabel('Ruido Audible Total [dBA]')
304 title('Ruido Total Audible L_5 a 1m de Altura del Suelo')
305 ylim([20 60])
306 xlim([min(x) max(x)])
307 grid
308
309 %% Utilizamos las ecuaciones aproximadas.
310 % Ver "Interferences Produced by Corona Effect of Electric
      % Systems CIGRE 1966"
311
312 % Primero calculamos el radio equivalente de las 6 fases
313 r_e = R_b*(S*R/R_b)^(1/S);
314 r_e = [repelem(r_e,6,1); R_g];
315
316 % Calculamos la matriz de potenciales
317
318 P = zeros(length(r_e), length(r_e));
319
320 for j = 1:length(r_e)
321     for k = 1:length(r_e)
322
323         if(j == k)
324
325             P(j,j) = log(2*y_b(j)/r_e(j));
326
327         else
328
329             D_ijp = sqrt((x_b(j) - x_b(k))^2 + (y_b(j) +
330                 y_b(k))^2);
331             D_ij = sqrt((x_b(j) - x_b(k))^2 + (y_b(j) -
332                 y_b(k))^2);
333
334             P(j,k) = log(D_ijp/D_ij);
335
336         end
337     end
338 end
339
340 % Calculamos la matriz de Capacitancia
341 C = inv(P);
342
343 % Calculamos la matriz de Carga
```

```
342 Q = C*V_C;
343
344 % Ahora calculamos el gradiente medio.
345 g_a = abs(Q)./n_C./r_Cb/100/1000;    %[kV/cm]
346
347 % Ahora calculamos el gradiente maximo de los sub-
    conductores
348
349 g_cm_aprox = g_a.*(1 + (n_C - 1).*r_Cb./[repelem(R_b,6,1);
    R_g]);
350
351 figure
352
353 bar([g/1000/100 g_cm_aprox])
354 grid
355 legend('Multiples Cargas', 'Aproximado', 'Location','
    bestoutside')
356
357 % calculamos el ruido con EDF
358 AN_EDF_2 = f_AN(x, y, g_cm_aprox(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6),
    n_C(1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'EDF');
359
360 % Comparamos
361 figure
362 loglog(x,AN_EDF)
363 hold all
364 loglog(x,AN_EDF_2)
365 legend('EDF', 'EDF_2', 'Location','bestoutside')
366 xlabel('Distancia desde el Centro de la Torre [m]')
367 ylabel('Ruido Audible Total [dBA]')
368 title('Comparacion Ruido Total Audible L_5 a 1m de Altura
    del Suelo')
369 ylim([20 60])
370 xlim([min(x) max(x)])
371 grid
```

A.2. f_Q.m

```
1 function q = f_Q(x_Q, y_Q, x_V, y_V, V)
2
3     % Funcion para calcular las cargas lineales.
4     % Parametros:
5     % - (x_Q, y_Q): vectores columna de la posicion de la
    carga infinita
```

```
6      % expresada en metros.
7      % - (x_V, y_V): vectores columna de la posicion de los
      % puntos de prueba
8      % de voltaje expresada en metros.
9      % V: vector columna de los voltajes d elos puntos de
      % prueba definidos
10     % en (x_V, y_V) expresada en volts.
11     %
12     % Salidas:
13     % - q: Vector Columna de cargas lineales en Coulomb.
14     %
15     % Autor: Braulio Cancino Vera - brax.cancino@gmail.com
      -
16     % bcancino@ctio.noao.edu
17     % fecha: 27/06/18
18
19
20
21     % Constantes
22     k_e = 1/(4*pi*8.8541878176e-12);      % 1/(4*pi*
      % epsilon_0)
23
24     P = zeros(length(x_V),length(x_Q));
25
26     for j = 1:length(x_V) % x = voltaje
27
28         for k = 1:length(x_Q) % = cargas
29
30             n1 = (x_V(j) - x_Q(k))^2 + (y_V(j) + y_Q(k))
31                 ^2;
32
33             d1 = (x_V(j) - x_Q(k))^2 + (y_V(j) - y_Q(k))
34                 ^2;
35
36             P(j,k) = log(n1/d1);
37
38         end
39     end
40
41     if(rank(P)/length(x_V) == 1)
42         disp('Done: Matrix P invertible');
43     else
44         disp('Error: Matrix P singular');
```

```
43     end
44
45     q = P\V/k_e;
46 end

A.3. f_E.m

1 function [E, V] = f_E(x_Q, y_Q, q, x_C, y_C, r_C, x, y)
2
3     % Funcion para calcular el campo electrico y el
4     % potencial electrico en
5     % el espacio.
6     %
7     % - Parametros:
8     % - (x_Q, y_Q): vectores columna de la posicion de la
9     % carga infinita
10    % expresada en metros.
11    % - q: Vector Columna de cargas lineales en Coulomb.
12    % - (x_C, y_C): vectores columna de la posicion de los
13    % centros de los
14    % sub-conductores expresadas en metros
15    % r_C: Vector columna con el radio de cada sub-
16    % conductor expresado en
17    % metros.
18    % x e y: Matrices de posicion en metros de los puntos
19    % de campo y
20    % potencial a medir en metros.
21    %
22    % Salidas:
23    % - E: Matriz de Campo Electrico en las posiciones (x,
24    % y) expresada en
25    % Volt/metro.
26    % - V: Matriz de Potencial Electrico en las posiciones
27    % (x,y) expresada
28    % en Volts.
29    % Autor: Braulio Cancino Vera - brax.cancino@gmail.com
30    %
31    % bcancino@ctio.noao.edu
32    % fecha: 27/06/18
33
34    % Constantes
35    k_e = 1/(4*pi*8.8541878176e-12);    % 1/(4*pi*
36    epsilon_0)
```

```
29
30     E_x = zeros(size(x));    % Componente x del campo
      electrico
31     E_y = zeros(size(x));    % Componente y del campo
      electrico
32
33     V = zeros(size(x));
34
35     for j = 1:length(x(:,1))
36
37         for k = 1:length(x(1,:))
38
39             r_xy = sqrt((x(j,k) - x_C).^2 + (y(j,k) - y_C)
40                 .^2);
41
42             if(sum(r_xy < r_C - 1e-10) >= 1)
43                 continue;
44             end
45
46             for n = 1:length(q)
47
48                 d1 = (x(j,k) - x_Q(n))^2 + (y(j,k) - y_Q(n)
49                     )^2;
50                 d2 = (x(j,k) - x_Q(n))^2 + (y(j,k) + y_Q(n)
51                     )^2;
52
53                 n1 = x(j,k) - x_Q(n);
54                 n2 = y(j,k) - y_Q(n);
55                 n3 = y(j,k) + y_Q(n);
56
57                 E_x(j,k) = E_x(j,k) + q(n)*n1*(1/d1 - 1/d2
58                     );
59                 E_y(j,k) = E_y(j,k) + q(n)*(n2/d1 - n3/d2)
60                     ;
61
62                 V(j,k) = V(j,k) + log(d2/d1)*q(n);
63
64             end
65         end
66     end
67
68     E_x = E_x * k_e *2;
69     E_y = E_y * k_e *2;
```

```
65
66     V = abs(V)*k_e;
67
68     E = abs(sqrt(E_x.^2 + E_y.^2));
69
70 end
```

A.4. f_AN.m

```
1 function AN = f_AN(x, y, g_cm, x_b, y_b, n_C, r_Cb, B_cm,
   method)
2
3     % Funcion para calcular el ruido audible total L_5
   generado por 1 o mas
4     % fases o bundles
5     % Parametros:
6     % - (x, y): Matrices de posicion expresadas en metros
   de las posiciones
7     % de ruido a calcular basadas en "H. Singer, H.
   Steinbigler, and
8     % P. Weiss, "A Charge Simulation Method for the
   Calculation of High
9     % Voltage Fields,"IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol.
   PAS-93, no. 5,
10    % pp. 1660-1668, Sep 1974"
11    % - (g_cm): Vector con los promedios del campo
   electrico maximo de cada
12    % bundle expresado en [kV/cm]. El largo de este vector
   debe coincidir
13    % con el numero de fases o bundles.
14    % - (x_b, y_b): Vectores posicion de la fases
   expresadas en metros.
15    % - n_C: Vector con el numero de sub-conductores por
   cada fase o
16    % bundle.
17    % - r_Cb: Radio de cada sub-conductor de cada fase o
   bundle expresada
18    % en metros
19    % - B_cm = Radio total de cada bundle o fase expresada
   en centimetros.
20    % - method: String con el metodo a utilizar para el
   calculo del ruido
21    % total.
22    %
```

```
23  % Salidas:
24  % - AN: Matriz de ruido total audible en la posicion (
      x,y) expresada en
25  % dBA.
26  %
27  % Autor: Braulio Cancino Vera - brax.cancino@gmail.com
      -
28  % bcancino@ctio.noao.edu
29  % fecha: 27/06/18
30
31
32
33  % Datos para el ruido base de EDF. Datos interpolados
      graficamente de :
34  % "Audible Noise Produced By Electrical Power
      Transmissoin Lines At
35  % Very High Voltage", A. Coquard & C. Gary,
      Electricite de France,
36  % 1972. g_EDF [kV_rms/cm], AN_0_EDF [dBA].
37
38  g_EDF = [12.01186953, 12.51481035, 12.94974311,
      13.27990096, 13.55830894, ...
39          13.90685022, 14.25496645, 14.56886613,
      14.86565753, 15.1795572, ...
40          15.49388193, 15.79109838, 16.10627321,
      16.42144804, 16.73704792, ...
41          17.05307285, 17.33403112, 17.61541445,
      17.94939776, 18.30133944, ...
42          18.6712395, 19.09416459, 19.51751473,
      20.01142323, 20.43519842, ...
43          20.85897361, 21.23014882, 21.63639069,
      22.06101598, 22.48521622, ...
44          22.94533321, 23.38791688, 23.83050055,
      24.32610925, 24.78665129, ...
45          25.24761839, 25.69105216, 26.09941927,
      26.49025306, 26.97045369, ...
46          27.3796709, 27.94966341, 28.5021226,
      28.94810667];
47
48  AN_0_EDF = [31.55919092, 33.07620621, 34.27019388,
      35.21026709, 35.97016147, ...
49          36.87567809, 37.81667579, 38.61390021,
      39.33923799, 40.13646241, ...
```

```
50         40.89820576, 41.58806246, 42.27884365,  
51             42.96962484, 43.62492495, ...  
52         44.24474399, 44.7917519, 45.30327873,  
53             45.92402225, 46.54569026, ...  
54         47.16828274, 47.86461084, 48.52545786,  
55             49.29644605, 49.92181199, ...  
56         50.54717793, 51.06332719, 51.65228757,  
57             52.20669136, 52.79657622, ...  
58         53.38831005, 53.94363832, 54.4989666,  
59             55.12803048, 55.68428323, ...  
60         56.20505491, 56.68942103, 57.10097602,  
61             57.47612545, 57.89137839, ...  
62         58.23197122, 58.65184658, 59.03531637,  
63             59.30679602];  
64  
65     % Calculo de ruido  
66     AN = zeros(size(x));  
67  
68     for j = 1:length(x(:,1))           % x  
69  
70         for k = 1:length(x(1,:))     % y  
71  
72             out = zeros(size(x_b));  
73  
74             for c = 1:length(x_b)  
75  
76                 D = sqrt((x_b(c) - x(j,k))^2 + (y_b(c) - y  
77                     (j,k))^2);  
78                 d = 2*100*r_Cb(c);  
79                 n = n_C(c);  
80                 g = g_cm(c);  
81                 B = B_cm(c);  
82  
83                 switch method  
84                     case 'EDF' % L_5  
85                         out(c) = 15*log10(n) + 4.5*d - 10*  
86                             log10(D) + interp1(g_EDF,  
87                                 AN_0_EDF,g);  
88  
89                     case 'ENEL' % L_5  
90                         out(c) = 85*log10(g) + 18*log10(n)  
91                             + 45*log10(d) - 10*log10(D) -
```



```
71 ...
82     + 3*(n==1);
83
84     case 'FGH' % L_5
85         out(c) = 2*g + 18*log10(n) + 45*
86             log10(d) - 10*log10(D) - 0.3;
87
88     case 'GEC' % L_5
89         out(c) = -665/g + 20*log10(n) +
90             44*log10(d) - 10*log10(D) -
91             0.02*D ...
92             + 67.9 + (75.2 - 67.9)*(n < 3)
93             + (n == 1)*7.5 + (n == 2)
94             *2.6 ...
95             + (22.9*(n-1)*d/B)*(n >= 3);
96
97     case 'IREQ' % L_5
98         out(c) = 72*log10(g) + 22.7*log10(
99             n) + 45.8*log10(d) - 11.4*log10
100             (D) ...
101             - 57.6;
102     otherwise
103         disp('Method Error')
104     end
105 end
106
107     % Suma en Potencia del ruido de fases
108
109     for c = 1:length(x_b)
110         AN(j,k) = AN(j,k) + 10^(out(c)/10);
111     end
112 end
113
114     % Conversion a dB
115
116     AN(j,k) = 10*log10(AN(j,k));
117 end
118 end
```



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO

FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE
INGENIERIA ELECTRICA



REVISIÓN INFORME

LINEA DE TRANSMISION 500 kV CARDONES – POLPAICO:

Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto - Los Nogales,
Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo

VERSIÓN 3

Solicitado por : KAYSEN SPA ASESORAMIENTO EMPRESARIAL

Preparado por : Patricio Robles Calderón, Profesor Escuela de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso

Fecha : Valparaíso, 24 de Abril de 2019

Patricio Robles Calderón
Profesor

Escuela de Ingeniería Eléctrica
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso



Jorge Mendoza Baeza
Director

Escuela de Ingeniería Eléctrica
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso



CONTENIDO

1. ANTECEDENTES	2
2. ALCANCE DEL PRESENTE INFORME	2
3. EFECTO CORONA Y RUIDO PRODUCIDO POR LINEAS DE TRANSMISION DE ALTA TENSION	3
4. CONDICIONES PARA INICIO DEL EFECTO CORONA	3
4.1 MARCO TEÓRICO	3
Método de Coeficientes de Potencial	4
Método de Markt y Mengele	6
Método de Handke-Engel	7
Método de ABB	7
4.2 RESULTADOS PARA EL CAMPO ELÉCTRICO EN LA SUPERFICIE DE LOS CONDUCTORES	8
Efecto del estado de superficie del conductor	9
Efecto de la densidad relativa del aire	9
5. NIVEL DE RUIDO PRODUCIDO POR EL EFECTO CORONA	10
6. CAMPO ELÉCTRICO EN EL ENTORNO DE LA TORRE 413	14
Consideraciones	14
Determinación del campo eléctrico	14
7. CONCLUSIONES	16
REFERENCIAS	18
Anexo A: Detalles Cálculo campo eléctrico en entorno Torre 413	20



1. ANTECEDENTES

El proyecto Cardones-Polpaico tiene por objetivo conectar a partir de 2018 las subestaciones eléctricas de Cardones, al sur de Copiapó, y Polpaico en la región metropolitana, mediante una línea de transmisión doble circuito de tensión nominal 500 kV y longitud de aproximadamente 753 km, cuyo trazado abarcará las regiones de Atacama, Coquimbo, Valparaíso y zona metropolitana. En 2013 este proyecto fue adjudicado por parte del Ministerio de Energía a la empresa Interchile S.A., filial del grupo colombiano ISA.

En junio de 2014, varios organismos presentaron formalmente más de 70 observaciones al Estudio de Impacto Ambiental presentado por Interchile. Tras esto, las comunidades afectadas han conformado varias organizaciones, a través de las que han manifestado su rechazo al trazado costero de las 1.700 torres que tendrían entre 45 y 70 metros de altura.

En particular debido al ruido audible que ya está originando este proyecto debido al efecto Corona, se han presentado más de 45 denuncias interpuestas en el ministerio de medio ambiente, que fueron producto de la puesta en operación de las torres de alta tensión en el sector de Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo, Chile.

Un grupo de afectados correspondientes a este último sector ha elaborado un informe técnico detallado en relación al problema de ruido audible originado por este proyecto (ref. [1]) y ha solicitado a la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, realizar un análisis imparcial de este informe.

2. ALCANCE DEL PRESENTE INFORME

El alcance del presente análisis considera efectuar una detallada revisión del informe ESTUDIO DE RUIDO LT 2x500 KV CARDONES-POLPAICO (ref. [1]), elaborado por el Ingeniero Civil Eléctrico, Sr. Braulio Cancino Vera (que es un representante técnico del grupo de afectados del sector de Los Nogales, Altovalsol), entregando un informe con opiniones técnicas imparciales y fundamentadas sobre la situación analizada.

El análisis aquí presentado incluye lo siguiente:

- Determinar y evaluar las condiciones para las cuales se produce el efecto Corona con emisión de zumbido.
- Revisar los resultados para el nivel de ruido obtenidos en el informe de la referencia y calcular este nivel para distintas condiciones.
- Determinar el efecto de parámetros de diseño de la línea sobre el nivel de ruido originado por efecto Corona, tales como altura de las torres, sección de los conductores y número de conductores por fase.
- Revisar el modelo de cálculo del campo eléctrico producido por dicha línea de 500 kV en el entorno de la torre 413 y los resultados obtenidos en el informe en referencia.



El análisis se focaliza en el entorno de la torre 413 de circuito doble trifásico de 500 kV y altura 62 metros ubicada en el sector de Los Nogales, Altovalsol.

3. EFECTO CORONA Y RUIDO PRODUCIDO POR LINEAS DE TRANSMISION DE ALTA TENSION

El diseño de líneas de transmisión con conductores desnudos requiere satisfacer requerimientos eléctricos, mecánicos y cumplir con las normas relativas a los efectos sobre el entorno, en particular en lo relacionado con ruido audible, radio-interferencia y campo electromagnético producido.

En relación a los requerimientos eléctricos el diseño debe considerar la optimización de la capacidad de transporte de energía eléctrica minimizando las pérdidas Joule y las caídas de tensión. Para ello es fundamental la adecuada selección de los conductores en cuanto a sección transversal.

En relación a los requerimientos mecánicos, los conductores deben ser capaces de soportar las altas temperaturas producidas por efecto Joule sin excesiva dilatación térmica. Además deben soportar los esfuerzos mecánicos producidos por hielo y viento.

Aspectos fundamentales que se deben considerar en el diseño son las pérdidas por efecto Corona y los efectos asociados de ruido audible y radio interferencia. Estos aspectos son esencialmente determinados por el gradiente de potencial en la superficie de los conductores. La combinación de estos efectos puede imponer el requerimiento de usar conductores en haz como ocurre en líneas de transmisión de alta tensión en que se usan dos o más conductores por fase, lo que permite disminuir la probabilidad que se produzca el efecto Corona.

El gradiente de potencial o campo eléctrico en torno a los conductores puede alcanzar un valor suficientemente alto como para superar la rigidez dieléctrica del aire (aproximadamente 30 kV/cm a presión atmosférica normal) y producir una descarga eléctrica llamada Corona que ioniza el aire en torno al conductor. Cuando ocurre dicho fenómeno se producen haces de luz, pérdidas de energía, un ruido audible en la forma de un zumbido fácilmente perceptible e interferencia sobre señales de radio y televisión en las cercanías de la zona donde se localiza el fenómeno corona. Este efecto depende de la tensión de operación, forma y diámetro de los conductores, así como irregularidades en sus superficies, polvo y gotas de agua. Las condiciones de lluvia o alta humedad favorecen que se origine este efecto. Cuando se produce el efecto Corona se puede originar ruido audible debido a descargas eléctricas a través de gotas de agua que se concentran en el entorno de los conductores ante condiciones de lluvia o de humedad.

4. CONDICIONES PARA INICIO DEL EFECTO CORONA

4.1 MARCO TEÓRICO

Como se ha señalado precedentemente, el ruido o zumbido en el entorno de una línea de transmisión se debe al efecto Corona. Dicho efecto a su vez se inicia cuando el gradiente de potencial o campo eléctrico en la superficie de los conductores supera un valor crítico que depende del diseño de la línea y de las condiciones ambientales. En particular la humedad es un factor clave para el inicio del efecto Corona.

Por tal motivo en la presente sección se determina el campo eléctrico en la superficie de los conductores. Existen varios modelos electromagnéticos para ello los que se describen a continuación.

Método de Coeficientes de Potencial [2]

El Método de Coeficientes de Potencial permite encontrar las cargas de un sistema de conductores, mediante la aplicación directa de la teoría de imágenes, reemplazando el efecto del terreno por la imagen del conductor ubicado bajo la superficie del suelo. Esto se ilustra en la figura 1 extractada de ref. [2] en que a la izquierda se muestra un conductor cilíndrico de radio R a una altura H respecto al nivel del terreno el que se asume plano y equipotencial. A la derecha se muestra como el efecto del terreno se ha reemplazado por un conductor imagen ubicado a una profundidad H respecto a la superficie del terreno.

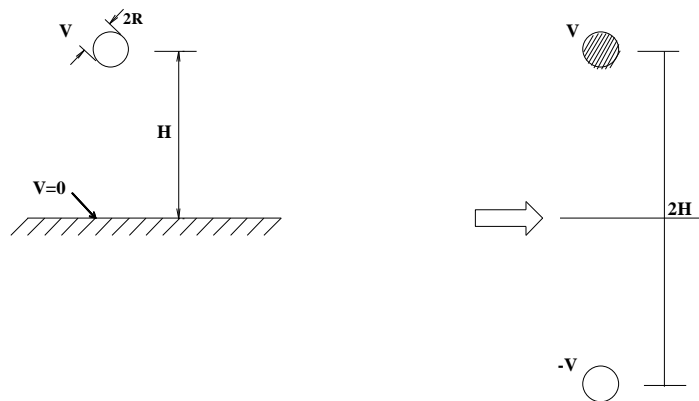


Figura 1 extractada de referencia [2]

Este método es adecuado si la razón entre altura sobre el suelo con respecto al radio del conductor es alta ($H/R > 100$), con lo cual se obtiene que el gradiente superficial del conductor está dado por la siguiente expresión:

$$E = \frac{V}{R \ln \frac{2H}{R}} \quad (1)$$

con:

V : potencial del conductor.

R : radio del conductor.

H : altura media del conductor.

En términos de la magnitud de carga, el potencial puede expresarse como:

$$V = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \operatorname{Ln} \frac{2H}{R} \quad (2)$$

Lo expuesto precedentemente constituye el principio básico que se ha ilustrado para el caso de un solo conductor, el que es aplicable para determinar el campo eléctrico en configuraciones de multiconductores simples, donde tanto la altura de los conductores como la separación entre ellos son muy grandes en comparación con el radio del mismo. Para ello, se definen los coeficientes de potencial propio del conductor "i" (p_{ii}) y mutuo entre conductores "i" y "j" (p_{ij}) como:

$$p_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \operatorname{Ln} \frac{2H_i}{R_i} \quad p_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \operatorname{Ln} \frac{D_{ij}'}{D_{ij}} = p_{ji}$$

donde las distancias geométricas D_{ij} y D_{ij}' se especifican en la figura 2.

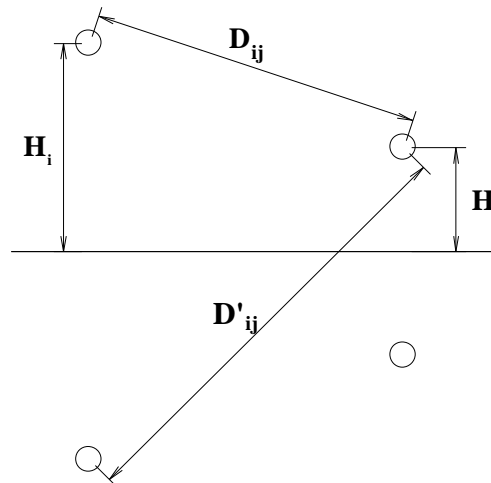


Figura 2. Distancias geométricas entre múltiples conductores.

El potencial total del conductor i-ésimo considerando la interacción con los N-1 conductores restantes se obtiene de la siguiente ecuación:

$$V_i = p_{i1} q_1 + \dots + p_{ij} q_j + \dots + p_{iN} q_N \quad j=1,2,\dots,N \quad (3)$$

Este conjunto de ecuaciones puede expresarse matricialmente como:

$$V = [P] Q \quad (4)$$

en que $[P]$ es una matriz $N \cdot N$ cuyos elementos son los coeficientes de potencial.

De la ecuación anterior se obtienen las cargas de cada uno de los N conductores, lo que en forma matricial se expresa como



$$Q = [P]^{-1} V = [C]V \quad (5)$$

En la ecuación anterior Q y V son matrices $N \cdot 1$ cuyos elementos son las cargas y potenciales de los conductores, respectivamente.

El gradiente superficial promedio a lo largo de cada conductor simple se obtiene de:

$$E_{mi} = q_i / (2\pi\epsilon_0 R_i) \quad (6)$$

Estas ecuaciones son válidas para un conductor cilíndrico simple. Para el caso de conductores en haz en que cada fase tiene dos o más subconductores se pueden usar dichas ecuaciones considerando el radio de un conductor equivalente de igual capacidad, y el radio medio del conductor, para el caso de conductor en hebras.

Método de Markt y Mengele [3]

Este método se usa para el cálculo de gradiente superficial en el caso de líneas con conductores en haz. Su aplicación se divide en tres etapas:

Primera Etapa: Se reemplaza el haz de conductores por un conductor único equivalente de radio R_e de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$R_e = (n r A^{n-1})^{1/n} = A (n r / A)^{1/n} \quad (7)$$

$$A = s / (2 \operatorname{sen} (\pi / n)) \quad (8)$$

n : número de subconductores en cada fase

s : distancia entre subconductores

r : radio de cada subconductor

Segunda Etapa:

Mediante el método de coeficientes de potencial descrito precedentemente, se calcula la carga total de cada uno de los conductores equivalentes, con los valores de potencial adecuados para las diferentes fases, utilizando el radio equivalente de igual capacidad del conductor ficticio.

Tercera Etapa:

Conocida la magnitud de la carga total del haz, se calcula el gradiente superficial promedio:

$$E_m = \frac{Q_t}{2\pi\epsilon_0} \frac{1}{nr} \quad (9)$$

El gradiente superficial promedio máximo del haz está dado por la expresión:

$$E_M = E_m \left[1 + \frac{r}{A} \right] \quad (10)$$



Método de Handke-Engel [4]

De acuerdo a referencia [4] el valor máximo del campo eléctrico en la superficie de un conductor se puede obtener de la siguiente expresión

$$E \left[\frac{kV}{cm} \right] = \frac{U_n}{\sqrt{3}nr \ln \left[\frac{2hb}{H^n \sqrt{rc^{n-1}}} \right]} \left\{ 1 + \frac{r}{s} \left[2(n-1) \operatorname{sen} \frac{\pi}{2} \right] \right\} \quad (11)$$

U_n es el voltaje entre fases, en kV

h es la altura promedio del conductor con respecto al suelo en m

b es la distancia media geométrica entre los conductores en cm

H es el promedio geométrico en m, de la distancia entre los conductores imágenes y los conductores reales

n es el número de subconductores de cada fase

s es la distancia entre los conductores del haz, en cm

r es el radio de cada conductor, en cm

Método de ABB [5]

Si la disposición de los subconductores de cada fase se puede representar aproximadamente por un círculo el campo eléctrico en la superficie de cada conductor se puede obtener de las siguientes relaciones:

$$E \left[\frac{kV_{rms}}{cm} \right] = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \frac{\beta}{nr \ln \left[\frac{2hb}{r_s \sqrt{4h^2 + b^2}} \right]} \quad (12)$$

$$\beta = 1 + (n-1) \frac{r}{R} \quad (13)$$

$$r_s = R \left(\frac{nr}{R} \right)^{1/n} \quad (14)$$

$$R = \frac{s}{2 \operatorname{sen} \frac{\pi}{n}} \quad (15)$$



4.2 RESULTADOS PARA EL CAMPO ELÉCTRICO EN LA SUPERFICIE DE LOS CONDUCTORES

De acuerdo a referencias [1] y [6] los parámetros de esta línea se indican en la siguiente tabla:

	TABLA 1 PARÁMETROS DE LA LÍNEA (TORRE 413)					
	1	2	3	4	5	6
Fase	1	2	3	4	5	6
Circuito	1	1	1	1	1	1
Número de subconductores por fase	4	4	4	4	4	4
Radio de cada conductor de fase (cm)	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
Separación entre subconductores de fase (cm)	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
Ubicación conductores de fase respecto al eje de la línea (m)	-8	-8	-8	8	8	8
Altura de los conductores de fase sobre el suelo (m)	53,5	43	32,5	53,5	43	32,5

La fase 7 corresponde al cable de guarda el cual tiene las siguientes características:

Radio del subconductor (cm): 1,542

Número de subconductores: 1

Ubicación lateral subconductor: 0,0 m

Altura del subconductor respecto al suelo (m): 62

En base a estos parámetros y usando los métodos anteriores se obtiene que en promedio el campo eléctrico en la superficie de cada conductor de fase es 16,6 [kVrms/cm]. Este valor es cercano a los valores calculados en tabla 3 de ref. [1].

De acuerdo a la fórmula de F. W. Peek el campo superficial crítico de un conductor cilíndrico, E_c en kV_{punta}/cm a partir del cual se inicia el efecto Corona se obtiene de

$$E_c = g_0 \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{r}} \right) \quad (16)$$

En esta última ecuación:

r: radio del conductor en cm

g_0 : gradiente crítica disruptiva del aire $\approx 29.8 \text{ kV}_{punta}/cm$

r: radio del conductor en cm

El valor calculado mediante la ecuación (16) debe corregirse considerando el estado de la superficie del conductor y la densidad relativa del aire, como se analiza a continuación.



Efecto del estado de superficie del conductor

Los cálculos de gradiente superficial en la superficie de conductores de líneas de transmisión se hacen generalmente considerando conductores cilíndricos, de superficie lisa y perfectamente pulida, del mismo diámetro exterior que el conductor real. Las irregularidades y daños que pueden existir sobre la superficie de los conductores inciden a favor que se produzca el efecto Corona. Se considera un factor de corrección “m”, llamado coeficiente de estado de superficie, para el gradiente crítico, el cual se estima por:

m	: 1.00	Conductor liso ideal.
m	: 0.95	Conductor cableado nuevo y limpio.
m	: 0.70 - 0.80	Conductor cableado envejecido.
m	: 0.50 - 0.70	Conductor tratado deficientemente.
m	: ≤ 0.60	Conductor bajo lluvia, nuevo o envejecido.

Efecto de la densidad relativa del aire

La fórmula de Peek es válida en condiciones normales de laboratorio. Si la densidad del aire varía por efecto de la temperatura o presión, esto afecta la rigidez dieléctrica del aire y por consiguiente, el gradiente crítico.

Dentro del rango de presiones encontradas usualmente, la densidad del aire aumenta con la presión y disminuye con la temperatura. La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) aporta como referencia la siguiente expresión para obtener la densidad relativa del aire δ :

$$\delta = \frac{0.393 P}{273 + T} \quad (17)$$

donde:

P : presión atmosférica, en mm Hg.

T : temperatura del aire, en °C.

Por la ubicación del sector considerado en el presente informe, el valor de la presión atmosférica se puede aproximar al correspondiente al nivel del mar, es decir a 760 mm Hg. Si la temperatura en condiciones de alta humedad se estima en 10 °C se obtiene $\delta = 1,055$.

Finalmente, el gradiente crítico “ E_c ”, en kV_{punta}/cm, se expresa como:



$$E_c = g_o \delta m \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta \cdot r}} \right) \quad (18)$$

Con $r = 1,22$ cm y estimando que ante condiciones de alta humedad el parámetro m puede alcanzar un valor de aproximadamente 0,5 de la expresión anterior se obtiene que el gradiente crítico de potencial es

$$E_c = 29,8 \cdot 1,055 \cdot 0,5 \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{1,055 \cdot 1,22}} \right) = 19,9 \left[\frac{kV_{punta}}{cm} \right]$$

Este último valor equivale a 14,1 [kVrms/cm] que al comparar con el gradiente de potencial en la superficie de los conductores de fase (16,6 kVrms/cm) indica que se alcanza a producir el efecto Corona, lo cual es corroborado por el hecho que existe ruido audible en el entorno de la torre 413.

5. NIVEL DE RUIDO PRODUCIDO POR EL EFECTO CORONA

De acuerdo a referencia [7], el nivel de ruido producido por efecto Corona depende de los siguientes factores:

- Gradiente de potencial o campo eléctrico en la superficie de cada conductor (g)
- Número de conductores por cada fase (n). En este caso $n=4$
- Diámetro de cada conductor (d)
- Distancia entre cada conductor y el punto en que se mide el nivel de ruido (D)

El ruido originado por una línea de transmisión originado por efecto Corona no es constante en el tiempo, aspecto que debe considerarse en un modelo físico adecuado así como el contenido de ondas de presión de distinta frecuencia de las que se compone y la distribución espacial. Los modelos estandarizados para su descripción expresan los niveles de ruido en base a una ponderación que da mayor peso a las frecuencias en el rango audible por una persona (entre 500 y 3000 Hz). El oído humano puede detectar presiones sonoras entre 20 [μ Pa] y 100 [Pa] en forma no lineal, por lo cual el nivel de ruido se expresa en decibelios en la forma $L = 20 \log_{10} \left(\frac{p_{rms}}{p_o} \right)$ en que p_{rms} es el valor efectivo de la presión y p_o es una presión de referencia cuyo valor se considera igual a 20 [μ Pa].

En base a este concepto, el nivel de ruido producido por cada fase de una línea de transmisión se puede obtener de fórmulas empíricas que tienen la siguiente estructura general

$$AN = k_1 f_1(g) + k_2 f_2(n) + k_3 f_3(d) + k_4 f_4(D) + AN_o + K \quad (19)$$



En referencia [6] el nivel de ruido se calculó usando la fórmula recomendada por Electricité de France (EDF):

$$AN = 15 \log[n] + 4,5d - 10\log D + AN_o \quad (20)$$

El término AN_o es un nivel de ruido de referencia que se obtiene de página 4092 de ref. [7] en términos de g en Kv/cm.

De acuerdo a ref. [7] el nivel total de ruido producido por la línea se obtiene de la siguiente expresión sumando los aportes de todas las fases:

$$SL (dB[A]) = 10\log \sum_{j=1}^P 10^{AN_j/10} \quad (21)$$

El resultado obtenido a través de la ecuación (21) debe ser comparado con lo establecido en el Decreto 38 publicado el 12-06-2012 ([8]). En el artículo 7° de este decreto se establece los niveles máximos permisibles de presión sonora de acuerdo a tabla 1 extractada de dicha referencia

Tabla N° 1 Niveles Máximos Permisibles De Presión Sonora Corregidos (Npc) En db(A)		
	de 7 a 21 horas	de 21 a 7 horas
Zona I	55	45
Zona II	60	45
Zona III	65	50
Zona IV	70	70

Los sectores de Altovalsol y el Romero en la cuarta región de Coquimbo, de los cuales se origina la necesidad de efectuar el análisis contenido en el presente informe técnico, corresponden a zonas rurales asociadas a la zona III de la tabla 1, por lo tanto el máximo nivel de ruido audible entre las 21 y las 7 horas es de 50 dB (A). Por su parte el artículo 9° de dicho decreto establece que para zonas rurales se aplicará como nivel máximo permisible de presión sonora corregido (NPC), el menor valor entre:

- a) Nivel de ruido de fondo + 10 dB(A)
- b) NPC para Zona III de la Tabla 1.



De acuerdo a los antecedentes disponibles, los resultados de las fiscalizaciones efectuadas por la Superintendencia de Medio Ambiente el día 13 de junio a las 00:31 horas en la parcela 64, sector los Nogales, Altovalsol, en condiciones de 90 % de humedad relativa, indicaron que el ruido de fondo en este sector en horas de la tarde a 250 metros de la torre T413 es de aproximadamente 28 dBA. Considerando el artículo 9° de dicho decreto y lo recomendado en punto 3.3 de ref. [9] el nivel máximo de ruido aceptable es:

43 dBA = 38 dBA (limite zona) + 5 dBA (diferencia entre cálculo con lluvia intensa y neblina).

Para puntos ubicados sobre el suelo a una distancia horizontal del 32 m respecto a eje de la línea y considerando la disposición de los conductores, los cálculos de niveles de ruido en dB (A) producidos por cada subconjunto de 4 subconductores en haz se indican en la Tabla 2. Para obtener los aportes del nivel de ruido de cada fase y el nivel total de ruido se ha usado el método de EDF de acuerdo a las ecuaciones (20) y (21), respectivamente, considerando que para un valor de 16,6 kVrms/cm del gradiente de potencial en la superficie de los conductores, el término AN_0 en la ecuación (20) es de aproximadamente 41 dB (A) según ref. [7].

TABLA 2			
NIVEL DE RUIDO ESTIMADO POR EFECTO CORONA			
Fase	Circuito	D [m]	AN [dB(A)]
1	1	67,20	42,74
2	1	59,46	43,27
3	1	51,86	43,86
1'	2	59,09	43,30
2'	2	50,12	44,01
3'	2	40,80	44,90
7	Cable Guardia	69,77	36,44
Nivel total	SL [dB(A)]	51,65	

Por lo tanto del cálculo mostrado en la tabla 2 se deduce que el nivel total de ruido calculado para puntos ubicados sobre el suelo a una distancia horizontal de 32 m respecto al eje de la línea es de 51,65 dB (A), superando el valor máximo permisible de 43 dB (A). Cabe señalar que en referencia [6] para el mismo punto y considerando el aporte de una sola fase, el nivel de ruido calculado es de 45,4 dB (A), valor que además de no considerar el efecto de las otras fases está por sobre el máximo permisible de 43 dB (A).

En la figura 3 se muestra la forma en que el nivel total de ruido en dB (A) varía con la distancia horizontal al eje de la torre T413. Estos resultados corresponden a puntos a 1 m de altura sobre el nivel del suelo y la distancia horizontal se muestra en escala logarítmica base 10. Las curvas sólida y roja corresponden respectivamente al valor calculado mediante procedimiento de la Electricité de France (EDF) y de General Electric Company, GEC ([7]). La curva verde corresponde al valor calculado según procedimiento de Ente Nazionale per L'Energia Elettrica, ENEL, Italia.

Ruido Audible Total

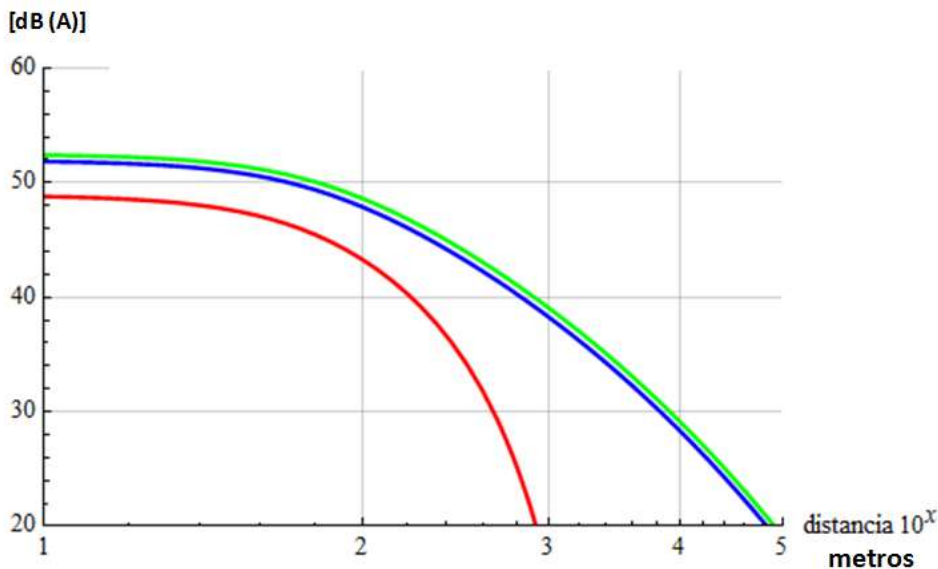


Figura 3 RUIDO TOTAL AUDIBLE EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA LATERAL AL CENTRO DE LA TORRE T413 A UN METRO DE ALTURA.

Considerando los resultados obtenidos mediante métodos de EDF y ENEL, se deduce que para evitar que el nivel de ruido supere 43 dB (A) la distancia de la torre 413 de la línea Cardones-Polpaico a las viviendas debe ser superior a 630 m. Actualmente existen viviendas que se ubican a distancias menores de este último valor, una de las cuales se ubica a 92 m.



6. CAMPO ELÉCTRICO EN EL ENTORNO DE LA TORRE 413

Con el objeto de verificar los resultados obtenidos en el informe de la referencia [1] para el campo eléctrico en el entorno de la torre 413, se usa el modelo electromagnético que a continuación se muestra y que se basa en referencia [10].

Consideraciones

Para la determinación del campo electromagnético producido por una línea de transmisión, se usa un modelo aproximado en que la línea se representa como un sistema de conductores paralelos, infinitamente largos y ubicados a una determinada altura con respecto a una superficie plana correspondiente a un terreno homogéneo. En este modelo se usa el método de imágenes con respecto a la superficie del terreno y la aproximación cuasi-estática, que permite calcular por separado el campo eléctrico y el campo magnético usando las leyes de Gauss y Ampere, respectivamente. Esta aproximación se justifica considerando que para frecuencias bajas (50 Hz en este caso), en las ecuaciones de Maxwell se pueden desacoplar el campo eléctrico y magnético, con lo cual se obtienen las ecuaciones que se detallan a continuación, basadas en referencia [10] y considerando además las siguientes aproximaciones:

- Para puntos cercanos a la línea, la longitud de los conductores es grande con respecto a la distancia desde el punto de observación al eje de la línea, de modo que los conductores son modelables como alambres rectilíneos largos. Esto permite efectuar un análisis bidimensional.
- Se desprecia el efecto de la flecha en la variación de la altura respecto al terreno de los distintos puntos a lo largo de los conductores, y se considera que el cálculo se efectúa en un sector plano del trazado de la línea.
- No se considera el efecto distorsionante producido por las estructuras metálicas sobre el campo electromagnético resultante.

Determinación del campo eléctrico

El vector campo eléctrico en un punto de coordenadas (x, y) con respecto a un punto elegido como origen del sistema de coordenadas cartesianas está dado por la siguiente expresión

$$\vec{E}(x, y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^N \left\{ Q_j \left[\frac{(x - x_j)\hat{x} + (y - y_j)\hat{y}}{(x - x_j)^2 + (y - y_j)^2} \right] - Q'_j \left[\frac{(x - x_j)\hat{x} + (y + y_j)\hat{y}}{(x - x_j)^2 + (y + y_j)^2} \right] \right\} \quad (22)$$

En esta ecuación:

Q_j y Q'_j son las cargas por unidad de longitud inducidas en los conductores de fase y en sus imágenes con respecto a la superficie del suelo



ϵ_0 es la permitividad dieléctrica del vacío

N es el número de conductores, incluyendo al conductor de guarda

x_j, y_j son las coordenadas del conductor j en el plano x-y transversal al trazado de la línea

Las cargas Q_j y Q'_j se relacionan mediante la expresión

$$Q'_j = \left(\frac{\epsilon - 1}{\epsilon + 1} \right) Q_j \quad (23)$$

En esta última expresión $\epsilon = \epsilon' - j/(\rho_s \omega)$ es la permitividad dieléctrica relativa del terreno, en que ϵ' es la parte real, ρ_s es la resistividad del terreno y $\omega = 2\pi f$ siendo f la frecuencia de la red (50 [Hz]). Considerando valores normales de la resistividad del terreno que para la zona costa de la V Región varían típicamente entre 50 a 100 [$\Omega \cdot m$] y que la constante dieléctrica del suelo ϵ' es mucho mayor que 1, de la ecuación (B.2) se deduce que $Q'_j \approx Q_j$

Las cargas Q_j se obtienen a partir del método de los coeficientes de potencial mediante la siguiente ecuación matricial

$$[Q_k] = [P_{kj}]^{-1} [V_j] \quad (24)$$

Los elementos P_{kj} están dados por

$$P_{jj} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{2y_j}{a_j} \right] \quad (25)$$

$$P_{jk} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{R'_{jk}}{R_{jk}} \right] \quad (26)$$

En estas últimas ecuaciones:

a_j es el radio del j-ésimo conductor

y_j es la altura del j-ésimo conductor respecto al terreno

R_{jk} es la distancia entre los conductores j y k

R'_{jk} es la distancia entre el conductor j y la imagen del conductor k

Para hacer uso de estas ecuaciones se considera como aproximación que la magnitud de la tensión del cable de guarda respecto a tierra es cero y que las tensiones de los otros conductores son iguales a las respectivas tensiones de fase a neutro.

Los resultados obtenidos al aplicar esta metodología se indican en la figura 4 en que se muestra el valor efectivo (rms) del campo eléctrico en función de la distancia horizontal medida desde el

centro de la torre para puntos ubicados a alturas de 1,5 m (curva azul), 10 m (curva roja) y 20 m (curva amarilla). Los detalles de cálculo se muestran en Anexo 1.

CAMPO ELÉCTRICO SIMULADO EN EL ENTORNO DE LA TORRE T413

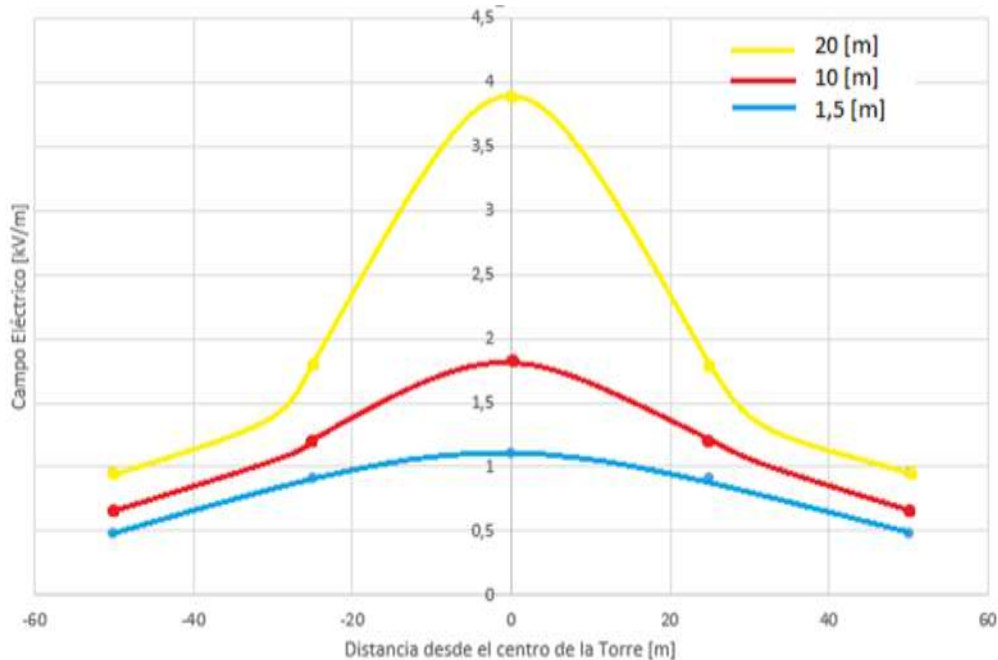


Figura 4

Estos resultados son del mismo orden de magnitud que los mostrados en Figura 15 de referencia [1] y los obtenidos en referencia [13] para una línea típica de 500 kV. De acuerdo a referencias [11] y [12] el máximo valor permisible del campo eléctrico a 50 Hz es de 5 kV/m por lo cual el efecto electromagnético de la línea está dentro del rango aceptado.

7. CONCLUSIONES

De acuerdo a los resultados del análisis contenido en el presente informe, se concluye que el nivel de ruido en las viviendas cercanas a la torre 413 supera los valores máximos permitidos según lo establecido en el Decreto 38 del 12-06-2012.

Según los antecedentes disponibles, en una primera fiscalización efectuada por la Superintendencia de Medio Ambiente el 13 Junio de este año en la parcela 64, sector los Nogales, Altovalsol y con 90 % de humedad, el ruido de fondo en el sector de Altovalsol a las 00:31 a 250 metros de la torre T413 es de aproximadamente 28 dB (A). Considerando el artículo



9° de dicho decreto y lo recomendado en punto 3.3 de ref. [9] el nivel máximo de ruido aceptable es:

$$43 \text{ dBA} = 38 \text{ dBA (limite zona)} + 5 \text{ dBA (diferencia entre cálculo con lluvia intensa y neblina)}.$$

El análisis y cálculos teóricos detallados en este informe son coherentes con el contenido de ref. [1], concluyendo que para evitar que el nivel de ruido supere el valor máximo permitido de 43 dB (A), la distancia de la torre 413 de la línea Cardones- Polpaico a las viviendas debe ser superior a 630 m. Actualmente existen viviendas que se ubican a distancias menores de este último valor, una de las cuales se ubica a 92 m.

Este ruido se origina por efecto Corona el que se produce ante condiciones de alta humedad, por lo cual para comprobar empíricamente esta conclusión es imprescindible que las mediciones se efectúen en estas condiciones.

Cabe señalar que los resultados y criterios de cálculo contenidos en el presente informe difieren de los considerados en estudio sobre nivel de ruido efectuado por Consultoría Colombiana S.A. y que forma parte del informe correspondiente a referencia [6]. Al analizar dicho estudio se detectan dos aspectos esenciales en página 177 que a nuestro juicio deben ser revisados. Estos aspectos son los que a continuación se indica e inciden en el nivel real de ruido que origina la línea 500 KV:

- En el cálculo de la distancia de los conductores de la línea al punto de medición del ruido ubicado a 32 m del eje de dicha línea, en lugar de tomar en cuenta solo la distancia medida en forma horizontal se debe considerar la altura a la que se ubican los conductores, con lo cual geoméricamente se obtiene un valor de distancia que depende de la altura de las torres.
- Para predecir el nivel total de ruido en cada punto en el entorno de la línea se debe incluir el aporte de los veinticuatro (24) subconductores (4 por fase). Todo indica que en dicho estudio solo se consideró la contribución de los cuatro subconductores de una fase, con lo cual se obtiene un nivel de ruido menor al real.



REFERENCIAS

- [1] Estudio de Ruido LT 2x 500 kV Cardones – Polpaico, 29 de Junio 2018, Ing. Braulio Cancino Vera, 29 de Junio 2018.
- [2] Fenómeno Corona en Líneas Aéreas, Nelson Morales Osorio, Departamento Ingeniería Eléctrica Universidad de Chile, Julio 2006, <https://es.scribd.com/document/214362177/Efecto-Corona-Nelson-Morales-Chile>
- [3] Qi Li, Simon M. Rowland, R. Shuttleworth, Calculating the Surface Potential Gradient of Overhead Line Conductors, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 30, Issue 1, pp. 43-52 (2015)
- [4] Z. Engel, T. Wszolek, Audible Noise of Transmission Lines Caused By The Corona Effect, Applied Acoustic , Vol. 47, No.2, 149-163, 1996
- [5] A. Larsson, A Special-Case Surface Voltage Gradient Formula, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 4, October 1996, pages 1171-1175
- [6] *Estudio de Campos Electromagnéticos y Radio Interferencia EIA PLAN DE EXPANSIÓN CHILE LT 2x500 kV Cardones – Polpaico*, Regiones, III, IV, V y Metropolitana, Chile. Informe emitido por GAC Gestión Ambiental Consultores.
- [7] *A COMPARISON OF METHODS FOR CALCULATING AUDIBLE NOISE OF HIGH VOLTAGE TRANSMISSION LINES*, A report prepared by a Task Force of the Corona and Field Effects Subcommittee, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 10 October 1982
- [8] Decreto 38 publicado el 12-06-2012
- [9] A. Coquard, C. Gary, AUDIBLE NOISE PRODUCED BY ELECTRICAL POWER TRANSMISSION LINES AT VERY HIGH VOLTAGE, CIGRE, International Conference on Large High Tension Electric Systems, 1972.
- [10] R.J. Spiegel, Electromagnetic Fields in the Near Vicinity of Transmission Line Towers, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, 1863-1871, 1976
- [11] International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP), “Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1 Hz to 100 kHz)” Health Phys. 2010 Dec;99(6):818-36.
- [12] Recomendación relativa a la exposición del público en general a campos electromagnéticos (0 Hz a 300 GHz) 1999/519/CE, <http://eur-lex.europa.eu/>
- [13] Joseph Reinoso V., DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE EXTRA ALTA TENSIÓN DE 500 kV, Tesis para optar el título profesional de Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Ingeniería Perú, 2011



Anexo A: Detalles Cálculo campo eléctrico en entorno Torre 413

En este Anexo se presenta la memoria de cálculo del campo eléctrico en el entorno de la torre 413 de acuerdo al modelo descrito en sección 6 del informe.

El vector campo eléctrico con respecto a un punto elegido como origen, se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\vec{E}(x, y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^N \left\{ Q_j \left[\frac{(x-x_j)\hat{x}+(y-y_j)\hat{y}}{(x-x_j)^2+(y-y_j)^2} \right] + Q'_j \left[\frac{(x-x_j)\hat{x}+(y+y_j)\hat{y}}{(x-x_j)^2+(y+y_j)^2} \right] \right\} \quad (A-1)$$

Donde:

x_j, y_j son las coordenadas de los conductores en el plano cartesiano.

Q_j y Q'_j son las cargas por unidad de longitud inducidas en los conductores de fase y en sus imágenes con respecto a la superficie del suelo, en el cual son prácticamente iguales $Q_j = Q'_j$ debido a las propiedades consideradas para el terreno.

Las cargas de los conductores se obtienen a través del método de los coeficientes de potencial utilizando la siguiente ecuación matricial:

$$[Q_k] = [P_{jk}]^{-1} [V_j] \quad (A-2)$$

Donde:

$[Q_k]$ y $[V_j]$ son matrices n·1 en que n= 7 en este caso ya que son 6 conductores equivalentes de fase más el conductor de guarda.

La matriz $[P_{jk}]$ es de dimensión 7·7 y sus elementos son los coeficientes de potencial que se obtienen de las siguientes ecuaciones:

$$[P_{jj}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{2y_j}{a_j} \right] \quad (A-3)$$

$$[P_{jk}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{R'_{jk}}{R_{jk}} \right] \quad (A-4)$$

ϵ_0 es la permitividad dieléctrica en el vacío, el cual equivale a $8,8542 * 10^{-12}$ [F/m]

y_j es la altura del j-ésimo conductor respecto al terreno

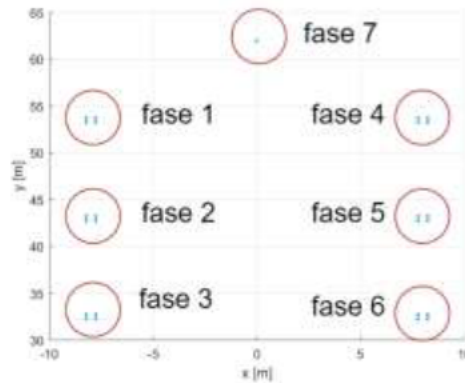
a_j es el radio del j-ésimo conductor equivalente

R_{jk} es la distancia entre los conductores equivalentes j y k

R'_{jk} es la distancia entre el conductor j y la imagen del conductor k

Procedimiento de Cálculo

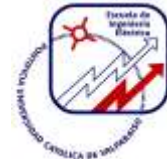
1. Obtener las distancias entre los centros de las fases de la torre 413 y sus respectivas imágenes. Para ello se considera la disposición de conductores que se muestra en la siguiente figura:



Distancias entre centros de fases (m)	
fase 7 a fase 1	11,67
fase 7 a fase 2	20,16
fase 7 a fase 3	29,6
fase 7 a fase 4	11,67
fase 7 a fase 5	20,16
fase 7 a fase 6	29,6

Distancias entre centros de fases (m)	
fase 1 a fase 2	10
fase 1 a fase 3	20
fase 1 a fase 4	16,00
fase 1 a fase 5	18,87
fase 1 a fase 6	25,61
fase 1 a fase 7	11,67
Distancias entre centros de fases (m)	
fase 2 a fase 1	10
fase 2 a fase 3	10
fase 2 a fase 4	18,87
fase 2 a fase 5	16
fase 2 a fase 6	18,87
fase 2 a fase 7	20,16
Distancias entre centros de fases (m)	
fase 3 a fase 1	20
fase 3 a fase 2	10
fase 3 a fase 4	25,61
fase 3 a fase 5	18,87
fase 3 a fase 6	16
fase 3 a fase 7	29,6

Distancias entre centros de fases (m)	
fase 4 a fase 1	16
fase 4 a fase 2	18,87
fase 4 a fase 3	25,61
fase 4 a fase 5	10
fase 4 a fase 6	20
fase 4 a fase 7	11,67
Distancias entre centros de fases (m)	
fase 5 a fase 1	18,87
fase 5 a fase 2	16
fase 5 a fase 3	18,87
fase 5 a fase 4	10
fase 5 a fase 6	10
fase 5 a fase 7	20,16
Distancias entre centros de fases (m)	
fase 6 a fase 1	25,61
fase 6 a fase 2	18,87
fase 6 a fase 3	16
fase 6 a fase 4	20
fase 6 a fase 5	10
fase 6 a fase 7	29,6



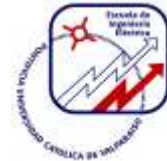
Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 7 a 1'	115,78
fase 7 a 2'	105,30
fase 7 a 3'	94,84
fase 7 a 4'	115,78
fase 7 a 5'	105,30
fase 7 a 6'	94,84
fase 7 a 7'	124

Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 1 a 1'	107
fase 1 a 2'	96,5
fase 1 a 3'	86
fase 1 a 4'	108,19
fase 1 a 5'	97,82
fase 1 a 6'	87,48
fase 1 a 7'	115,78
Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 2 a 1'	96,5
fase 2 a 2'	86
fase 2 a 3'	75,5
fase 2 a 4'	97,82
fase 2 a 5'	87,48
fase 2 a 6'	77,18
fase 2 a 7'	105,30
Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 3 a 1'	86
fase 3 a 2'	75,5
fase 3 a 3'	65
fase 3 a 4'	87,48
fase 3 a 5'	77,18
fase 3 a 6'	66,94
fase 3 a 7'	94,84

Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 4 a 1'	108,19
fase 4 a 2'	97,82
fase 4 a 3'	87,48
fase 4 a 4'	107
fase 4 a 5'	96,5
fase 4 a 6'	86
fase 4 a 7'	115,78
Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 5 a 1'	97,82
fase 5 a 2'	87,48
fase 5 a 3'	77,18
fase 5 a 4'	96,5
fase 5 a 5'	86
fase 5 a 6'	75,5
fase 5 a 7'	105,30
Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 6 a 1'	87,48
fase 6 a 2'	77,18
fase 6 a 3'	66,94
fase 6 a 4'	86
fase 6 a 5'	75,5
fase 6 a 6'	65
fase 6 a 7'	94,84

2. Obtener la matriz de los coeficientes de potencial

Hay que obtener $[P_{jk}]^{-1} = [P_{7x7}]^{-1}$, pero primero hay que determinar los elementos $[P_{jj}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{2y_j}{a_j} \right]$ que son los valores de las diagonales de la matriz 7x7, y también los elementos $[P_{jk}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{R_{jk}}{R_{jk}} \right]$ que son los datos restantes. Todas estas ecuaciones serán reemplazadas por los datos de las distancias entre las fases y también entre sus imágenes, para lograr calcular la matriz.



El radio de cada conductor es de 0,012 [m]. Considerando la simetría de la disposición de los subconductores de cada fase, para fines de un cálculo aproximado del campo eléctrico se asume que la carga de cada subconductor de una misma fase es la misma y que cada fase puede ser representada por un conductor equivalente de radio 4 veces el de cada subconductor, lo que corresponde a $4 \cdot 1,22 = 4,88$ [cm]. En el caso del cable de guarda hay un solo conductor cuyo radio es de 1,542 [cm].

Por lo tanto, los elementos de la matriz valores de la matriz de coeficientes de potencial son:

En las diagonales $[P_{jj}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{2y_j}{a_j} \right]$:

$$[P_{77}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{2 \cdot 62}{0,01542} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 89,92$$

$$[P_{11}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{2 \cdot 53,5}{0,048} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 7,71$$

$$[P_{44}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{2 \cdot 53,5}{0,048} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 7,71$$

$$[P_{22}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{2 \cdot 43}{0,048} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 7,49$$

$$[P_{55}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{2 \cdot 43}{0,048} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 7,49$$

$$[P_{33}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{2 \cdot 32,5}{0,048} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 7,21$$

$$[P_{66}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{2 \cdot 32,5}{0,048} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 7,21$$

Elementos fuera de la diagonal $[P_{jk}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{R'_{jk}}{R_{jk}} \right]$:

$$[P_{12}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{96,5}{10} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,27$$

$$[P_{21}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{96,5}{10} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,27$$

$$[P_{13}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{86}{20} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,46$$

$$[P_{23}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{75,5}{10} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,02$$

$$[P_{14}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{108,19}{16} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,91$$

$$[P_{24}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{97,82}{18,87} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,65$$

$$[P_{15}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{97,82}{18,87} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,65$$

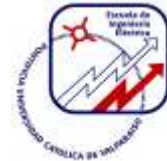
$$[P_{25}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{87,48}{16} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,70$$

$$[P_{16}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{87,48}{25,61} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,23$$

$$[P_{26}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{77,18}{18,87} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,41$$

$$[P_{17}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{115,78}{11,67} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,29$$

$$[P_{27}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{105,30}{20,16} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,66$$



$$[P_{31}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{86}{20} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,46$$

$$[P_{32}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{75,5}{10} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,02$$

$$[P_{34}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{87,48}{25,61} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,23$$

$$[P_{35}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{77,18}{18,87} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,41$$

$$[P_{36}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{66,94}{16} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,43$$

$$[P_{37}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{94,84}{29,6} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,16$$

$$[P_{41}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{108,19}{16} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,91$$

$$[P_{42}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{97,82}{18,87} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,65$$

$$[P_{43}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{87,48}{25,61} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,23$$

$$[P_{45}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{96,5}{10} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,27$$

$$[P_{46}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{86}{20} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,46$$

$$[P_{47}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{115,78}{11,67} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,29$$

$$[P_{51}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{97,82}{18,87} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,65$$

$$[P_{52}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{87,48}{16} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,70$$

$$[P_{53}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{77,18}{18,87} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,41$$

$$[P_{54}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{96,5}{10} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,27$$

$$[P_{56}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{75,5}{10} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,02$$

$$[P_{57}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{105,3}{20,16} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,65$$

$$[P_{61}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{87,48}{25,61} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,23$$

$$[P_{62}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{77,18}{18,87} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,41$$

$$[P_{63}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{66,94}{16} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,43$$

$$[P_{64}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{86}{20} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,46$$

$$[P_{65}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{75,5}{10} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,02$$

$$[P_{67}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{94,84}{29,6} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,16$$

$$[P_{71}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{115,78}{11,67} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,29$$

$$[P_{72}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{105,3}{20} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,66$$

$$[P_{73}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{94,84}{29,6} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,16$$

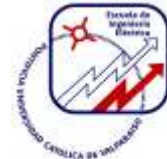
$$[P_{74}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{115,78}{11,67} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 2,29$$

$$[P_{75}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{105,3}{20,16} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,65$$

$$[P_{76}] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{94,84}{29,6} \right] = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * 1,16$$

3. Cargas en cada conductor equivalente

La matriz $[P_{jk}]^{-1} = [P_{7x7}]^{-1}$ es



$$\frac{1}{2\pi\epsilon_0} * \begin{pmatrix} 7.71 & 2.27 & 1.46 & 1.91 & 1.65 & 1.23 & 2.29 \\ 2.27 & 7.49 & 2.02 & 1.65 & 1.70 & 1.41 & 1.66 \\ 1.46 & 2.02 & 7.21 & 1.23 & 1.41 & 1.43 & 1.16 \\ 1.91 & 1.65 & 1.23 & 7.71 & 2.27 & 1.46 & 2.29 \\ 1.65 & 1.70 & 1.41 & 2.27 & 7.49 & 2.02 & 1.65 \\ 1.23 & 1.41 & 1.43 & 1.46 & 2.02 & 7.21 & 1.16 \\ 2.29 & 1.66 & 1.16 & 2.29 & 1.65 & 1.16 & 89.92 \end{pmatrix} (-1.00) :$$

Donde:

$$\frac{1}{2\pi * 8,8542 * 10^{-12}} = 1,8 * 10^{10} = 18000000000$$

Al realizar la multiplicación, se tiene:

$$\begin{pmatrix} 138780000000 & 40860000000 & 26280000000 & 34380000000 & 29700000000 & 22140000000 & 41220000000 \\ 40860000000 & 134820000000 & 36360000000 & 29700000000 & 30600000000 & 25380000000 & 29880000000 \\ 26280000000 & 36360000000 & 129780000000 & 22140000000 & 25380000000 & 25740000000 & 20880000000 \\ 34380000000 & 29700000000 & 22140000000 & 138780000000 & 40860000000 & 26280000000 & 41220000000 \\ 29700000000 & 30600000000 & 25380000000 & 40860000000 & 134820000000 & 36360000000 & 29700000000 \\ 22140000000 & 25380000000 & 25740000000 & 26280000000 & 36360000000 & 129780000000 & 20880000000 \\ 41220000000 & 29880000000 & 20880000000 & 41220000000 & 29700000000 & 20880000000 & 161856000000 \end{pmatrix} (-1)$$

Obteniendo la matriz inversa $[P_{7x7}]^{-1}$:

$$\begin{pmatrix} 0.0000000000084593 & -0.000000000018014 & -0.000000000007327 & -0.000000000012381 & -0.000000000007926 & -0.000000000004533 & -0.000000000001208 \\ -0.000000000018014 & 0.0000000000089328 & -0.0000000000016861 & -0.000000000007924 & -0.000000000008752 & -0.000000000006911 & -0.000000000000521 \\ -0.000000000007327 & -0.0000000000016861 & 0.0000000000087389 & -0.000000000004533 & -0.000000000006912 & -0.000000000009889 & -0.000000000000260 \\ -0.000000000012381 & -0.000000000007924 & -0.000000000004533 & 0.0000000000084594 & -0.0000000000018016 & -0.000000000007327 & -0.0000000000001209 \\ -0.000000000007926 & -0.000000000008752 & -0.000000000006912 & -0.0000000000018016 & 0.0000000000089327 & -0.0000000000016861 & -0.000000000000510 \\ -0.000000000004533 & -0.000000000006911 & -0.000000000009889 & -0.000000000007327 & -0.0000000000016861 & 0.0000000000087389 & -0.000000000000261 \\ -0.000000000001208 & -0.000000000000521 & -0.000000000000260 & -0.0000000000001209 & -0.000000000000510 & -0.000000000000261 & 0.0000000000006266 \end{pmatrix}$$

Esta matriz se multiplica por la matriz columna de las tensiones $[V_j] = [V_{7x1}]$

$$[V_j] = [V_{7x1}] = \begin{pmatrix} V1 \\ V2 \\ V3 \\ V4 \\ V5 \\ V6 \\ V7 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 550/(3)^{0.5} <0 \\ 550/(3)^{0.5} <-120 \\ 550/(3)^{0.5} <-120 \\ 550/(3)^{0.5} <-120 \\ 550/(3)^{0.5} <-120 \\ 550/(3)^{0.5} <-120 \\ 550/(3)^{0.5} <0 \\ 0 \end{pmatrix}$$



Al tener $[P_{jk}]^{-1} = [P_{7x7}]^{-1}$ ya calculado, y además $[V_j] = [V_{7x1}]$, procedemos a calcular las cargas Q_j en cada conductor equivalente en Coulomb /m:

$$[Q_{7x1}] = [P_{7x7}]^{-1}[V_{7x1}]$$

$$[Q_{7x1}] = \begin{pmatrix} Q1 \\ Q2 \\ Q3 \\ Q4 \\ Q5 \\ Q6 \\ Q7 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.0000009910474375 \\ 0.0000008889371432 \\ 0.0000012057701489 \\ 0.0000009910681976 \\ 0.0000008887353417 \\ 0.0000012057906202 \\ -0.0000001143072094 \end{pmatrix} =$$

4. Campo eléctrico producido por cada fase

La ecuación para obtener el vector campo eléctrico total en un punto de coordenadas (x,y) es:

$$\vec{E}(x, y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^7 \left\{ Q_{1a7} \left[\frac{(x - x_{1a7})\hat{x} + (y - y_{1a7})\hat{y}}{(x - x_{1a7})^2 + (y - y_{1a7})^2} \right] + Q'_{1a7} \left[\frac{(x - x_{1a7})\hat{x} + (y + y_{1a7})\hat{y}}{(x - x_{1a7})^2 + (y + y_{1a7})^2} \right] \right\} \quad (A-5)$$

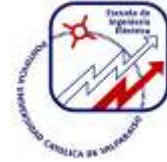
Entonces por cada conductor, tenemos las distancias, el valor de $\frac{1}{2\pi\epsilon_0}$ y los resultados de las cargas Q_j y Q'_j , con lo cual el vector campo eléctrico producido por cada fase en cada una de los conductores es:

- **Conductor 1:** Posición en el eje cartesiano $(x_j, y_j)(-8, 53.5)$

$$\vec{E}_1(x, y) = 1,8 * 10^{10} * \left\{ Q_1 \left[\frac{(x - (-8))\hat{x} + (y - 53.5)\hat{y}}{(x - (-8))^2 + (y - 53.5)^2} \right] + Q'_1 \left[\frac{(x - (-8))\hat{x} + (y + 53.5)\hat{y}}{(x - (-8))^2 + (y + 53.5)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}_1(x, y) = 17838,85 * \left\{ \left[\frac{(x + 8)\hat{x} + (y - 53.5)\hat{y}}{(x + 8)^2 + (y - 53.5)^2} \right] + \left[\frac{(x + 8)\hat{x} + (y + 53.5)\hat{y}}{(x + 8)^2 + (y + 53.5)^2} \right] \right\}$$

- **Conductor 2:** Posición en el eje cartesiano $(x_j, y_j)(-8, 43)$



$$\vec{E}_2(x, y) = 1,8 * 10^{10} * \left\{ Q_2 \left[\frac{(x - (-8))\hat{x} + (y - 43)\hat{y}}{(x - (-8))^2 + (y - 43)^2} \right] + Q_2' \left[\frac{(x - (-8))\hat{x} + (y + 43)\hat{y}}{(x - (-8))^2 + (y + 43)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}_2(x, y) = 16000,87 * \left\{ \left[\frac{(x + 8)\hat{x} + (y - 43)\hat{y}}{(x + 8)^2 + (y - 43)^2} \right] + \left[\frac{(x + 8)\hat{x} + (y + 43)\hat{y}}{(x + 8)^2 + (y + 43)^2} \right] \right\}$$

- **Conductor 3:** Posición en el eje cartesiano $(x_j, y_j)(-8, 32.5)$

$$\vec{E}_3(x, y) = 1,8 * 10^{10} * \left\{ Q_3 \left[\frac{(x - (-8))\hat{x} + (y - 32.5)\hat{y}}{(x - (-8))^2 + (y - 32.5)^2} \right] + Q_3' \left[\frac{(x - (-8))\hat{x} + (y + 32.5)\hat{y}}{(x - (-8))^2 + (y + 32.5)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}_3(x, y) = 21703,86 * \left\{ \left[\frac{(x + 8)\hat{x} + (y - 32.5)\hat{y}}{(x + 8)^2 + (y - 32.5)^2} \right] + \left[\frac{(x + 8)\hat{x} + (y + 32.5)\hat{y}}{(x + 8)^2 + (y + 32.5)^2} \right] \right\}$$

- **Conductor 4:** Posición en el eje cartesiano $(x_j, y_j)(8, 53.5)$

$$\vec{E}_4(x, y) = 1,8 * 10^{10} * \left\{ Q_4 \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y - 53.5)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y - 53.5)^2} \right] + Q_4' \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y + 53.5)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y + 53.5)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}_4(x, y) = 17839,23 * \left\{ \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y - 53.5)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y - 53.5)^2} \right] + \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y + 53.5)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y + 53.5)^2} \right] \right\}$$

- **Conductor 5:** Posición en el eje cartesiano $(x_j, y_j)(8, 43)$

$$\vec{E}_5(x, y) = 1,8 * 10^{10} * \left\{ Q_5 \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y - 43)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y - 43)^2} \right] + Q_5' \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y + 43)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y + 43)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}_5(x, y) = 15997,24 * \left\{ \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y - 43)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y - 43)^2} \right] + \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y + 43)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y + 43)^2} \right] \right\}$$

- **Conductor 6:** Posición en el eje cartesiano $(x_j, y_j)(8, 32.5)$

$$\vec{E}_6(x, y) = 1,8 * 10^{10} * \left\{ Q_6 \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y - 32.5)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y - 32.5)^2} \right] + Q_6' \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y + 32.5)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y + 32.5)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}_6(x, y) = 21704,23 * \left\{ \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y - 32.5)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y - 32.5)^2} \right] + \left[\frac{(x - 8)\hat{x} + (y + 32.5)\hat{y}}{(x - 8)^2 + (y + 32.5)^2} \right] \right\}$$

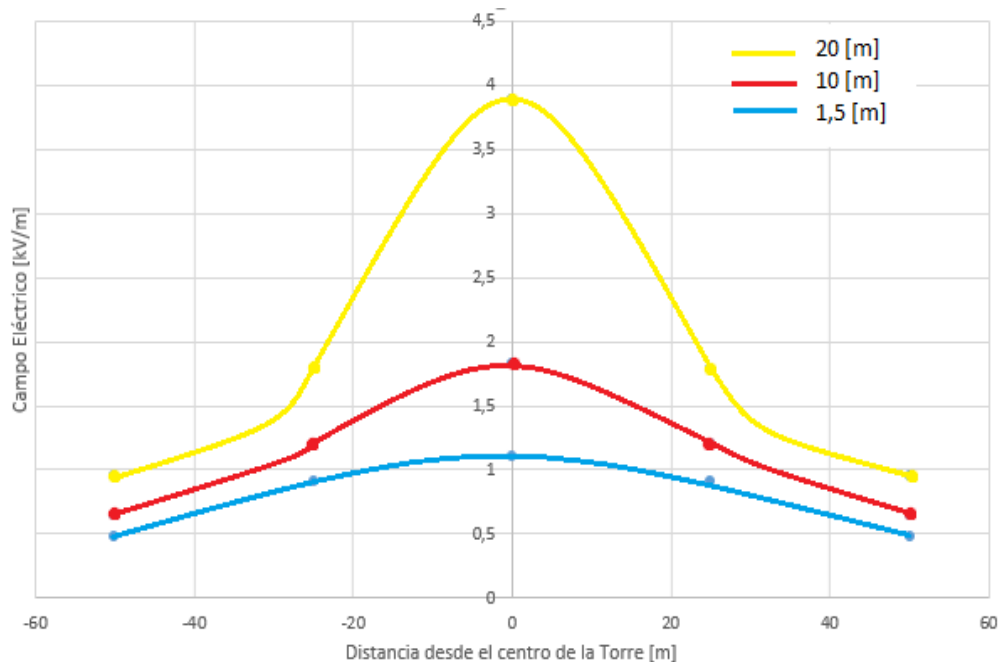
- **Conductor 7 (cable de guarda):** Posición en el eje cartesiano $(x_j, y_j)(0, 62)$

$$\vec{E}_7(x, y) = 1,8 * 10^{10} * \left\{ Q_7 \left[\frac{(x)\hat{x} + (y - 62)\hat{y}}{(x)^2 + (y - 62)^2} \right] + Q_7' \left[\frac{(x)\hat{x} + (y + 62)\hat{y}}{(x)^2 + (y + 62)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}_7(x, y) = -2057,53 * \left\{ \left[\frac{(x)\hat{x} + (y - 62)\hat{y}}{(x)^2 + (y - 62)^2} \right] + \left[\frac{(x)\hat{x} + (y + 62)\hat{y}}{(x)^2 + (y + 62)^2} \right] \right\}$$

4. Campo eléctrico resultante en cada punto considerado

Esto se obtiene sumando vectorialmente los campos producidos por cada fase y calculando fasorialmente el valor efectivo correspondiente, con lo cual se obtiene el siguiente gráfico:



Los resultados mostrados en la figura anterior son del mismo orden de magnitud que los obtenidos en referencias [1] y [13], lo que indica que el cálculo aproximado detallado en este anexo es adecuado para fines de estimación del campo eléctrico.