

EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

Ley N° 11.723 – Ley Integral del Medio Ambiente y los Recursos
Naturales. Provincia de Buenos Aires

Resolución Secretaría de Energía N° 77/98



PROYECTO, CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DE NUEVA SUBESTACIÓN N°460 POLLEDO

2x80MVA 132/13,2 kV

PARTIDO DE LA MATANZA

PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Marzo 2024

A stylized signature in black ink, consisting of a vertical line with a loop at the top and a horizontal line at the bottom.

Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649

Contenido

CAPÍTULO 1 - INTRODUCCIÓN.....	3
1. Nombre y ubicación del proyecto.....	3
2. Objetivos y alcance del proyecto.....	3
3. Organismos – Profesionales intervinientes.....	4
CAPÍTULO 2 – DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	5
1. Análisis de las alternativas.....	5
2. Memoria descriptiva del proyecto.....	5
▪ Obras Civiles.....	6
▪ Obras electromecánicas.....	9
▪ Esquema unifilar.....	10
▪ Cronograma de obra preliminar.....	10
▪ Perfiles de campo magnético.....	11
CAPÍTULO 3 – CARACTERIZACIÓN DEL AMBIENTE.....	13
1. Descripción del sitio.....	13
2. Área de influencia.....	14
3. Medio físico.....	15
3.1 Geología.....	15
3.2 Fisiografía.....	17
3.3 Geomorfología.....	17
3.4 Hidrogeología.....	18
3.5 Hidrología.....	19
3.6 Edafología.....	21
3.7 Condiciones climáticas.....	21
4. Medio biológico.....	23
4.1 Vegetación y Flora.....	24
4.2 Fauna.....	24
5. Medio antrópico.....	25
5.1 Aspectos demográficos.....	25
5.2 Historia y contexto socio-urbanístico.....	25
5.3 Nivel socioeconómico y cultural de la población.....	30
5.4 Economía y empleo.....	31

Evaluación de Impacto Ambiental - **edenor**
Proyecto, construcción y montaje de nueva S.E. Polledo – 2X80MVA – 132/13,2kV
Partido de La Matanza – Provincia de Buenos Aires

5.5	Infraestructura existente.....	32
CAPÍTULO 4 – IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES.		35
1.	Metodología.....	35
2.	Impactos ambientales.....	36
2.1.	Matriz de impactos.....	37
3.	Conclusiones a partir de la identificación de impactos.....	41
3.1.	Montaje de la subestación.....	41
3.2.	Conclusiones.....	41
CAPÍTULO 5 – MEDIDAS PARA GESTIONAR IMPACTOS AMBIENTALES.		43
CAPÍTULO 6 – PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL.....		47
1.	Programas de seguimiento y control ambiental.....	47
1.1.	Capacitaciones Ambientales.....	47
1.2.	Cartelería Ambiental.....	47
1.3.	Manejo de materiales y residuos.....	47
1.4.	Transporte de equipamiento eléctrico.....	48
1.5.	Protección de flora y fauna.....	48
1.6.	Movimientos de suelo.....	48
1.7.	Funcionamiento de las cisternas separadoras agua – aceite.....	49
1.8.	Cambios no contemplados.....	49
1.9.	Restos arqueológicos, paleontológicos, históricos.....	49
1.10.	Sistema de detección de incendio y de reserva de agua contra incendio para uso de bomberos.....	50
2.	Programa de monitoreo.....	50
2.1.	Campos electromagnéticos.....	50
2.2.	Contaminación acústica.....	50
2.3.	Previsiones ante derrames de líquido refrigerante.....	50
3.	Programa de contingencias ambientales.....	51
4.	Programa de comunicación.....	58
5.	Programa de auditorías.....	58
MARCO LEGAL.....		59
PLANOS Y CROQUIS DEL PROYECTO.....		62

CAPÍTULO 1 - INTRODUCCIÓN.

1. Nombre y ubicación del proyecto.

Se trata del proyecto, construcción, montaje y puesta en servicio de la nueva subestación N° 460 – Polledo de 132/13,2kV.

La misma se ubicará sobre la calle José Bernaldes Polledo entre las calles Río Cuarto y Martín García Merou, localidad de Rafael Castillo, partido de La Matanza.

En el plano N° 460A6508 se observa la imagen satelital de implantación.

2. Objetivos y alcance del proyecto.

La puesta en servicio de esta nueva subestación asegurará el abastecimiento en condiciones de calidad adecuadas a los usuarios existentes y futuros de las Localidades de Rafael Castillo, Libertad y Castelar.

La zona de influencia de esta nueva subestación cuenta con clientes de importancia para su desarrollo residencial, industrial, comercial; entre los que se destacan el Hospital Doctor René Favalaro (Hospital Rafael Castillo), el Polo Industrial de Merlo (Parque Industrial del Plástico) y la Unidad Penitenciaria N°2 de Merlo. Además, nuevos emprendimientos podrán ser abastecidos en condiciones adecuadas entre los que se destacan el Emprendimiento Urbanístico El Pelayo y Lotear MORON-CASTELAR.

Desde el punto de vista de la red de subtransmisión (132/13,2 kV), permitirá descargar las subestaciones Aeroclub, Casanova, Ituzaingó, Luzuriaga, Pantanosa y Pontevedra; y permitirá la conformación de nuevas redes de distribución en media y baja tensión para el abastecimiento de más de 70.000 usuarios residenciales, comerciales e industriales.

3. Organismos – Profesionales intervinientes.

- **Ejecutor del proyecto:** Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR S.A.)
Sede Social: Av. del Libertador 6363 - C1428ARG - Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
Inscripta en IGJ el 3/08/92, N° 7041, L° 111 T° A.
Teléfono: +54 11 4346 5400
- **Representante legal:** Ing. Daniel A. Moreno
Subgerente Prospectiva Técnica y Desarrollo Sustentable.
dmoreno@edenor.com | +54 11 4346 5019 | +54 911 5328 5991
Av. del Libertador 6363. C1428ARG, Bs. As., Argentina / edenor.com
- **Representante técnico:** Inga. Silvana F. Feliciani
Ingeniera Química - Registro RUPAYAR RUP-001649
sfeliciani@edenor.com | +54 11 4346 5438 | +54 911 5314 8008
Av. del Libertador 6363. C1428ARG, Bs. As., Argentina.
- **Profesional interviniente:**
Téc. Juan G. Saldivar
jsaldivar@edenor.com | +54 11 4346 5830 | +54 911 4038 2274
Av. del Libertador 6363. C1428ARG, Bs. As., Argentina.
Inga. Silvana F. Feliciani
sfeliciani@edenor.com | +54 11 4346 5438 | +54 911 5314 8008
Av. del Libertador 6363. C1428ARG, Bs. As., Argentina.

CAPÍTULO 2 – DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

1. Análisis de las alternativas.

La única alternativa considerada para el montaje de la subestación N° 460 – POLLEDO es la que se presenta en el plano N° 460A66508, que como se mencionó anteriormente, el predio se encuentra ubicado en la localidad de Rafael Castillo, partido de La Matanza, provincia de Buenos Aires.

Respecto a la accesibilidad, la ubicación se encuentra a pocos metros de la RP N° 1001 y aproximadamente a 5 km de la RN N° 3 y 11,4 km de la RN N° 7 (Acceso Oeste), contando de esta forma con vías de acceso adecuadas principalmente para el traslado de maquinarias e instalaciones en la etapa de construcción.

2. Memoria descriptiva del proyecto.

2.1. Montaje de la subestación

Se trata de la Instalación y Puesta en Servicio de la Nueva Subestación N° 460 – POLLEDO de 132/13,2kV, que se ubicará en las calles José Bernardez Polledo y Martin Garcia Merou, Partido de La Matanza, Provincia de Bs. As. Plano N°460A6103.

La nueva Subestación será alimentada con las ternas de 132kV N°619/620 que actualmente vinculan las SE PANTANOSA y SE AEROCLUB.

Tendrá dos Transformadores de 132/13,2 kV, 80 MVA, que alimentarán a dos tableros de 13,2 kV, formados por dos secciones de 11 celdas cada uno y 1 celda de acoplamiento.

Para la maniobra y protección de los Transformadores se utilizarán Interruptores y Seccionadores de 132 kV, contando con un sistema de Protección, Maniobra y Auxiliares en baja tensión asociado a estas funciones.

El conjunto se complementa con un Sistema de Comunicaciones, que permitirán telecomandar la subestación desde el Centro de Control Edenor.

La superficie afectada por la obra será de 6600m².

El detalle global de las obras a realizar se menciona a continuación y se puede observar en los planos 460A6103.

■ **Obras Civiles**

El detalle de las obras a realizar se menciona a continuación y se puede observar en el plano N° 460A6103.

a) Muro exterior

El detalle global de las Obras a realizar se menciona a continuación y se puede observar en el Plano N° 460A6103.

El muro exterior estará formado por mampostería de ladrillo visto rasado y viga de coronamiento de hormigón a la vista con remates en acornisamiento ladrillero, el mismo contará con un zócalo de baldosones de hormigón simple, colocados en forma vertical logrando su integración con la vereda externa.

Sobre el cerco de mampostería se colocará alambre romboidal de dos metros de altura y se finalizará con tres hilos de alambre galvanizados con púas. Hacia adentro de la planta se colocará un alambrado perimetral.

b) Construcción del edificio de comando y control

Formadas por los siguientes locales:

- Sala de celdas de 13,2 Kv.
- Sala de comando, telecontrol y servicios auxiliares.
- Sala de baterías.
- Celdas de transformadores de servicios internos.
- Sanitarios, y salas auxiliares.

c) Playa de 132 kV

- 2 (dos) bases para transformadores de potencia.
- 2 (dos) bases para interruptores tripolares.
- 2 (dos) bases para seccionadores tripolares con PAT.
- 6 (seis) bases para terminales de cables.
- 2 (dos) bases para armarios playa intemperie.
- Bases y columnas de sostén de artefactos de iluminación y de hilos de guardia; canales y cañeros para cables de MT y multifilares.
- Pavimentos y caminos.
- Malla de puesta a tierra.
- Sistemas de iluminación (normal y de emergencia);
- Sistemas de drenaje y desagüe.
- Cerco Perimetral con accesos.
- Casilla para Extintores.

Fundaciones

Para la ejecución se emplearán ladrillos comunes o de hormigón de cascotes mezcla 1/4:1:5:10 (un cuarto a uno a cinco a diez) de cemento portland, cal hidráulica, arena y cascotes de ladrillos triturados, apoyados sobre terreno firme y tendrán por lo menos 15 cm (quince centímetros) más que el espesor de los muros que soporten; entendiéndose por cimientos el comprendido entre el nivel del terreno natural o de apoyos de solados y la cota de terreno apto para fundación.

La submuración de cimientos existentes se hará con ladrillos comunes, después de apuntalar debida y sólidamente los mismos, dejando taludes de tierra a 60° (sesenta grados), en tramos no mayores de 1,00 m (un metro).

En la mampostería de ladrillos portantes y en correspondencia con los pilotines, si los hubiera, se formarán columnas de hormigón armado con 4 \varnothing 12 (cuatro diámetro doce) y espirales de \varnothing 6 (diámetro seis) cada 14 cm (catorce centímetros), las que llegarán hasta el encadenado superior.

Canales

Se harán con mampostería de ladrillos comunes de 15 cm (quince centímetros) de espesor, asentados sobre un contrapiso de hormigón de cascotes con mezcla 1/4:1:5:10 (un cuarto a uno a cinco a diez) de cemento portland, cal hidráulica, arena y cascotes de ladrillos triturados y de 15 cm (quince centímetros) de espesor.

Las tapas de estos serán de hormigón armado o chapa estampada, según corresponda. En los planos correspondientes se indican las características constructivas de dichos canales.

Preparación de Terreno

Limpieza: Previo al inicio de las obras proyectadas en el terreno, se procederá a la limpieza total del mismo, levantando plantas, pastos, malezas, etc. existentes en toda la superficie, no permitiéndose la quema de materiales combustibles, debiendo dejar el predio en condiciones favorables para la buena marcha de los trabajos, retirando todo del recinto de la obra.

Desmante: En toda la superficie del terreno se desmontará la capa superior de tierra vegetal en un espesor promedio de 10 cm (diez centímetros), desde el nivel resultante después de realizado el desbroce, retirando todo del recinto de la obra.

Relleno y Compactación: En general para el relleno y compactación se deberá tener en cuenta, a los efectos de determinar los niveles definitivos, el relleno de 10 cm (diez centímetros) de piedra partida, polvo de ladrillo o tierra negra para la siembra de césped, según corresponda en cada Subestación.

En los planos se marcan los niveles existentes en el terreno y se indican los niveles definitivos del proyecto, en los distintos lugares de la obra; de la comparación de ambas cotas de niveles, teniendo en cuenta lo especificado anteriormente, surgirá el movimiento de suelos a ejecutar y el volumen de tierra a aportar y/o retirar del recinto de la obra.

El suelo subsistente, después del movimiento de suelos, será compactado pasando no menos de 12 (doce) veces, un rodillo “pata de cabra” que ejerza una presión mínima de 40 Kg/cm² (cuarenta kilogramos por centímetro cuadrado) en cada pata.

Para el relleno se aportará suelo seleccionado de cantera, libre de impurezas y materias orgánicas, Tipo A4, de límite líquido no mayor de 35 (treinta y cinco) e índice de plasticidad no mayor de 12 (doce), convenientemente compactada, con una pendiente tal, que asegure el drenaje natural del terreno y los canales de la playa hacia los desagües pluviales.

El relleno se ejecutará en capas no mayores de 15 cm (quince centímetros) de espesor de tierra suelta, utilizando métodos y equipos necesarios y adecuados para lograr en cada capa una compactación no menor del 90% (noventa por ciento) que la alcanzada en el Ensayo Proctor Típico. La tolerancia de nivelación será de ± 1 cm (más menos un centímetro).

Antes de comenzar el relleno se hará un análisis del suelo propuesto para el mismo, donde consten las características físicas mínimas exigidas, así como también granulometría, clasificación H.B.R., valor soporte para la compactación pedida, identificación de la cantera proveedora, su ubicación y todo otro dato que ayude a una correcta definición del tipo de suelo a utilizar.

Se harán ensayos para conocer el grado de compactación alcanzado en cada capa. Para ello se tomarán 3 (tres) muestras por capa, las que serán ensayadas en un laboratorio.

Terminación de Terreno

En todas las superficies interiores del terreno de la Subestación no cubiertas por pavimentos, caminos, etc., se procederá a rellenar el mismo con una capa de tierra vegetal de 10 cm (diez centímetros) de espesor, convenientemente desmenuzada y libre de raíces y terrones, sembrando posteriormente con semilla de Bermuda común nacional a razón de 8 gr/m² (ocho gramos por metro cuadrado), efectuando un rastrillado que asegure la uniformidad del cubrimiento.

Este césped será mantenido hasta después del primer corte, debiéndose eliminar de raíz los yuyos que puedan aparecer antes de realizar ese corte. El césped estará en buenas condiciones de desarrollo.

En el perímetro exterior de la Subestación se plantarán Casuarinas, con un estado de crecimiento mínimo de 2,50 m (dos metros con cincuenta centímetros) de altura con su correspondiente cerco de protección y poste de guía (tutor), manteniendo una separación de 2 m (dos metros) entre ejemplares.

Donde se indique en los Planos correspondientes se proveerá un manto de Piedra partida de granulometría 20/40 milímetros y de 15 cm (quince centímetros) de espesor asentada sobre suelo seleccionado y compactado.

▪ **Obras electromecánicas.**

El equipamiento se detalla a continuación:

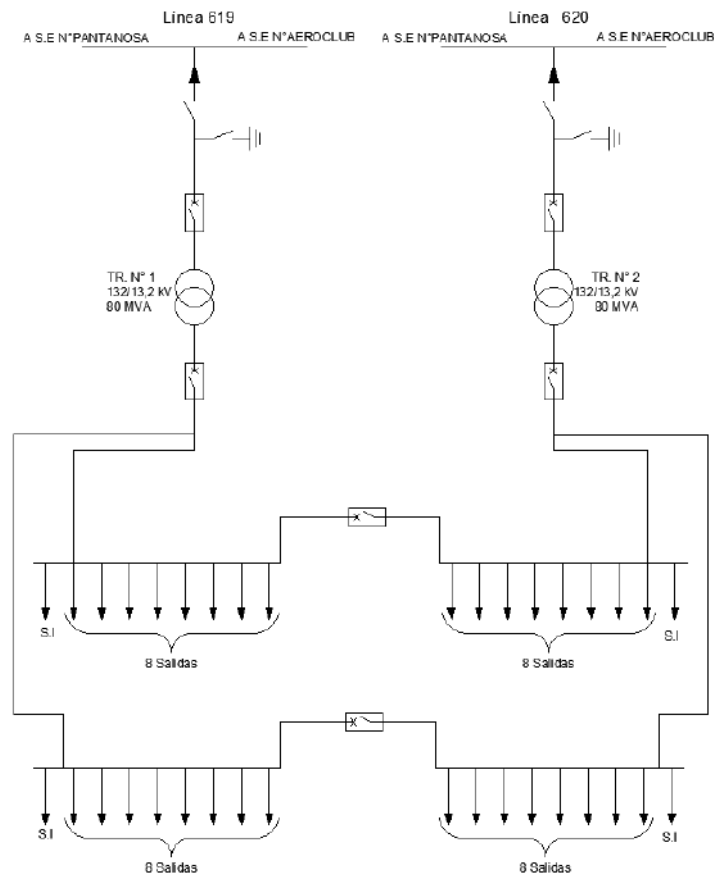
a) Playa de 132 kV

- 2 (dos) transformadores de 132/13,2 kV - 80 MVA.
- 2 (dos) interruptores tripolares de 132 kV, 3150 A.
- 2 (dos) seccionadores tripolares de 132 kV, 800 A, disposición “Polos Paralelos” con cuchillas de puesta a tierra.
- 6 (seis) terminales de cable de 132kV.

b) Edificio principal

- 2 (dos) tableros de 13,2 kV completos formados cada uno por: 16 Celdas de Salida, 2 (dos) celdas para conexión de bancos de capacitores y transformadores de servicios internos.
- 2 (dos) celdas de entrada transformador.
- 2 (dos) celdas de medición tensión.
- 1 (uno) celda de acoplamiento.
- 1 (uno) conducto de recolección y escape de gases.
- 2 (dos) transformadores de servicios auxiliares 13,2/0,4 kV – 200 KVA.
- 1 (uno) conjunto de tableros de servicios auxiliares de 220/380 VCA, 200 VCC, con sus correspondientes rectificadores y baterías de 200 VCC.
- 1 (uno) conjunto de tableros intermediarios de control y medición, unidad central de telecontrol, tableros centrales de comunicaciones.

■ **Esquema unifilar.**



■ **Cronograma de obra preliminar.**

ETAPA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
PERMISOS MUNICIPALES																	
INGENIERIA																	
PROVISIÓN EQUIPAMIENTO																	
OBRA CIVIL																	
MONTAJE ELECTROMECÁNICO																	
PUESTA EN SERVICIO																	

▪ **Perfiles de campo magnético.**

- **Consideraciones**

Desde el punto de vista del campo magnético emitido por las instalaciones, se debe tener en cuenta que la nueva SE Polledo será un esquema típico de 132/13,2kV – 2x80MVA con dos alimentaciones en cable seco en Alta Tensión.

- **Simulaciones**

Como antecedentes de cálculo de una instalación similar o de mayor magnitud, se entrega el siguiente Informe Técnico realizado por Edenor para la SE Martínez:

- CTP35518 (2018) - Simulación de campo magnético SE N° 355 Martínez.

	Polledo	Martinez
Líneas Aéreas 132kV	-	-
Cables secos 132kV	2	4
Cables MT	32	32
Transformadores	2x80MVA	2x80MVA
Superficie	6600m ²	600m ²

De la comparación entre las dos subestaciones (Polledo y Martínez) y el análisis del IT adjunto se puede concluir que:

- En el perímetro de la SE Martínez no se supera el límite reglamentario de 25µT.
- La SE Polledo tendrá menor cantidad de cables de 132kV (dos en lugar de cuatro).
- Con respecto al lay-out, ubicación de transformadores, equipos de AT y salidas de alimentadores de MT, la SE Martínez es más compacta que la futura SE Polledo.

- Mediciones

Como antecedentes de mediciones de instalaciones similares se adjunta:

- Informe de medición de la subestación Munro según Formulario ENRE I (2019).

Las características principales en cuanto a la emisión del campo magnético de la Subestación Munro tenidos en cuenta en los Informes de medición ENRE son las siguientes:

	Polledo	Munro
Líneas Aéreas 132kV	-	-
Cables secos 132kV	2	3
Cables MT	32	32
Transformadores	2x80MVA	2x80MVA
Superficie	6600m ²	2100m ²

La medición adjuntada se realizó con la siguiente demanda:

Subestación	Demanda	Coefficiente de Extrapolación a 160MVA	CM máximo medido	CM máximo extrapolado a 160MVA
Munro	30MVA	$160/30=5,3$	1,4 μ T	7,42 μ T

- Conclusión

De las medición y simulación presentada se observa:

- La simulación realizada en la subestación Martínez, altamente compacta, de igual potencia instalada y salidas de MT y mayor cantidad de cables de Alta Tensión que la SE Polledo indica que no se supera el límite reglamentario de 25 μ T.
- La medición realizada en la SE Munro, de características estructurales y eléctricas similares a la futura SE Polledo, extrapoladas a la situación final, no supera el límite reglamentario de 25 μ T.

Se concluye que, en la instalación de la futura SE Polledo, el campo magnético perimetral no superará los 25 μ T.

CAPÍTULO 3 – CARACTERIZACIÓN DEL AMBIENTE.

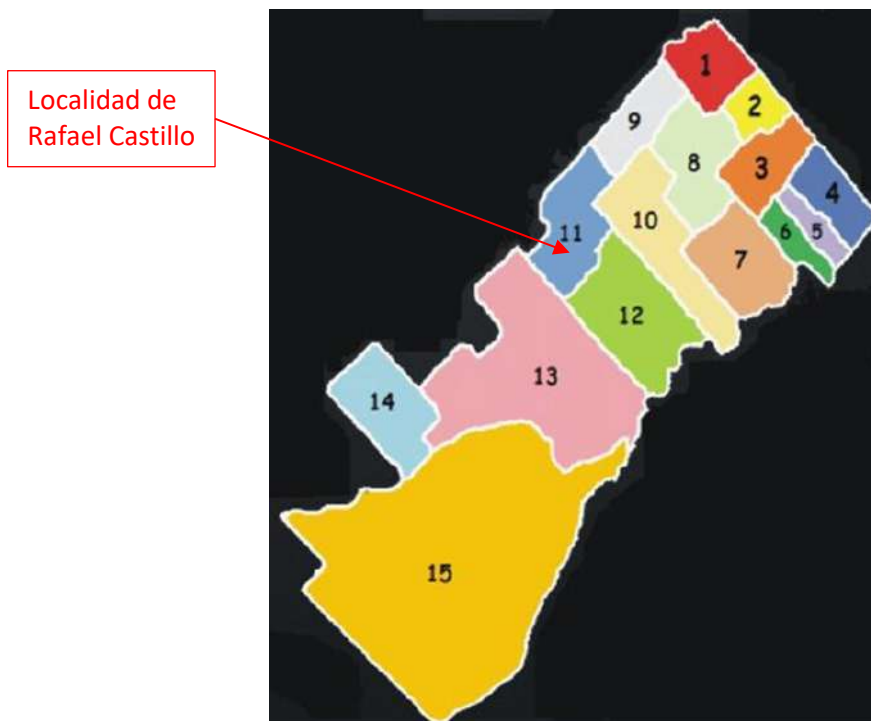
1. Descripción del sitio.

El proyecto en cuestión se encuentra ubicado en el partido de La Matanza, y la construcción de la futura subestación N°460 Polledo se realizará en la localidad de Rafael Castillo.

A continuación, se detallan las características correspondientes a esta localidad:

La Matanza

El partido de La Matanza se encuentra ubicado en la provincia de Buenos Aires, dentro del sector denominado genéricamente como Gran Buenos Aires. Es el municipio más extenso del conurbano ya que cuenta con una superficie total de 325,71 km².



La Matanza: Ubicación de la localidad de Gregorio de Laferrere

El distrito limita al noreste con la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; al sudoeste, con Cañuelas y Marcos Paz; al sudeste, con los partidos de Lomas de Zamora y Esteban Echeverría y, por último, al noroeste con Marcos Paz, Merlo, Morón y Tres de Febrero.

– Rafael Castillo

La localidad de Rafael Castillo tiene una superficie de 14,25 km², siendo sus límites las calles Cristianía, Polledo, la avenida Carlos Casares, La Bastilla, Intendente Russo, Billinghamurst, García Merou, av. Eva Perón (ex Pierrestegui) y av. Don Bosco. Las últimas cuatro constituyen, además, el límite con los partidos de Merlo y Morón.

Limita con las localidades de Castelar, Morón, Villa Luzuriaga, Isidro Casanova, Gregorio de Laferrere, González Catán y Libertad.

▪ **Patrimonio cultural.**

Patrimonio cultural es todo aquello con lo que una comunidad se identifica, más allá de su valor utilitario, y considera digno de ser conservado. Está directamente relacionado con la identidad de un pueblo, situaciones que lo definen como una identidad, como grupo en donde interviene como condición indispensable la memoria colectiva.

En la provincia de Buenos Aires, el Instituto Cultural es el encargado de asistir al ejecutivo provincial en el diseño, ejecución y supervisión de las políticas provinciales en materia conservación, promoción, enriquecimiento, difusión y extensión del patrimonio histórico y artístico-cultural.

El proyecto que nos ocupa no produce afectación del patrimonio histórico/cultural de la zona ya que la obra no involucra monumentos, bienes inmuebles y muebles que se identifiquen con valor estético, arquitectónico y/o arqueológico, como así tampoco modifica panoramas apreciados por la comunidad o declarados de interés público por autoridades competentes.

▪ **Áreas destinadas a reserva, parque y otras áreas protegidas.**

La provincia de Buenos Aires posee una Dirección de Áreas Naturales Protegidas, cuyo propósito principal es la preservación y conservación de los ecosistemas bonaerenses.

Mediante la Ley N° 10907 se declara de interés público la conservación de las áreas naturales, declaradas como reservas naturales aquellas áreas de superficie y/o cuerpos de agua existentes en la provincia que, por razones de interés general, deban sustraerse de la libre intervención humana a fin de asegurar la existencia a perpetuidad de unos o más elementos naturales o la naturaleza en su conjunto, por lo cual se declara de interés público su protección y conservación.

Dentro del área a realizarse el proyecto no se encuentran áreas destinadas a reserva, parque y/o áreas protegidas.

2. **Área de influencia.**

La determinación del área de influencia de un proyecto consiste en identificar los componentes ambientales que pueden ser afectados por las actividades que se desarrollarán tanto en la fase constructiva como en la de operación, distinguiéndose dos zonas:

Área de influencia directa:

Comprende el territorio en el que se manifiestan los impactos ambientales de forma directa, es decir, aquellos que ocurren en el mismo sitio en que se produjo la acción generadora del mismo, y al instante o en el tiempo cercano del momento de la acción que provocó el impacto.

Se hace referencia al aspecto físico que será ocupado permanentemente o temporal durante la construcción y operación de toda la infraestructura requerida para la nueva subestación.

En cuanto al entorno directo, el predio donde será construida la futura subestación Polledo, se trata de un área abierta que se encuentra delimitada por la calle José Bernaldes Polledo, entre la calle Martín García Merou y la calle Río Cuarto.

De acuerdo con lo relevado in situ, se observaron los paisajes característicos de un área residencial y la población predominante, cuya densidad es baja, es de nivel socioeconómico bajo, evidenciado por el tipo de vivienda, las calles alledañas son de tierra y las veredas no están consolidadas.

Área de influencia indirecta:

Es el espacio físico que no se encuentra estrechamente relacionado con las actividades del proyecto, pero se ve afectado por otros componentes ambientales perturbados directamente.

Como influencia indirecta se considera la totalidad de la provincia de Buenos Aires.

En este sentido las afectaciones serán en su mayoría positivas debido principalmente a la provisión de energía una vez operando la nueva subestación.

3. Medio físico.

Los recursos naturales que se desarrollan sobre la traza de la obra corresponden a los del medio físico (geología, suelos, aguas subterráneas, aguas superficiales y clima) que, si bien han sido modificados por el desarrollo del proceso semiurbano, igualmente definen elementos de importancia para los proyectos de ingeniería como el que nos ocupa.

3.1 Geología.

La secuencia estratigráfica de la región es relativamente sencilla. Podría resumirse en una pila de sedimentos, en su mayoría continentales, que se apoyan sobre un basamento cristalino fracturado. Dentro de la secuencia estratigráfica sólo afloran las secciones sedimentarias más modernas. Esto se debe a que el paisaje de la Región Pampeana no ha estado sujeto a fenómenos tectónicos de plegamiento o alzamiento, lo cual tiene su relación con el relieve de tipo llanura levemente ondulada.

Dentro de la región pampeana las capas que forman parte de la secuencia estratigráfica son aquellas pertenecientes a las siguientes formaciones (nombradas de la más joven a la más antigua): Pospampeana (Platense, Querandinense y Lujanense), Pampeana (Bonaerense y Ensenadense) y Puelchense.

En aquella zona de la región pampera cercana a la costa del Río de la Plata, la cual tiene relación con el área del proyecto, se puede establecer una clara vinculación entre las características geomorfológicas y las estratigráficas.

Formación Pospampeana: se dispone aflorante en los principales cauces tributarios del Río de la Plata. Aquellos paleosuelos que se presentan en superficie son los que corresponden a los pisos Lujanense, Platense y Querandinense de la formación Pospampeana; los cuales se encuentran ubicados sobre los paleosuelos de la formación

Pampera (Intermedio e Inferior); los cuales a su vez están sobre los paleosuelos de la formación Puelchense.

Dichos paleosuelos están sometidos a frecuentes procesos de inundación, sepultamientos y decapitaciones. La zona de depositación pospampeana responde en líneas generales a un conjunto estratigráfico de paleosuelos finos superpuestos, originados principalmente en ciclos climáticos interglaciares y glaciales (Lujanense, Querandinense y Platense) representativos de cambios en la posición de la línea de costa (nivel de base).

El Lujanense se corresponde a un período frío vinculado a un período glacial, con la costa muy alejada de la posición actual, mientras que el Querandinense es representativo de una ingresión marina interglaciar originada en el derretimiento de los casquetes glaciares, llegando a penetrar profundamente en los ríos y arroyos tributarios al Río de la Plata. Los depósitos Platenses por su parte son limos loésicos depositados en ambientes comparables con el actual.

Actualmente los depósitos arcillosos orgánicos progradantes del Delta del Paraná avanzan sobre la costa del Río de La Plata llegando a la altura de San Isidro mientras que aguas abajo del Riachuelo, sobre la costa del Río de La Plata se depositan limos y limos arenosos finos propios de barras costeras generadas por las corrientes de deriva costeras (Sudestadas).

Formación Pampeana: en esta formación los horizontes más antiguos, pertenecientes a la formación Ensenadense, están situados en las cotas más bajas; mientras que los horizontes más jóvenes de la formación Bonaerense se encuentran en las cotas más altas del terreno.

La formación Pampeana está conformada por paleosuelos que se caracterizan por su buena consistencia debida a los procesos previos de consolidación. Se puede dividir en tres horizontes superpuestos (de más jóvenes a más antiguos):

- Horizonte superior, corresponde al piso Bonaerense. Su color es castaño y es de tipo arcilloso. Se lo puede caracterizar como un suelo, firme, plástico y a veces expansivo. La napa profunda se encuentra situada hasta un máximo de 10 m. por debajo del terreno natural.
- Horizonte intermedio, pertenece al piso Ensenadense Superior. Posee el mismo color que el anterior horizonte y es del tipo limoso y limo-arenoso. Es poco plástico, muy cohesivo y duro debido a la presencia de impregnaciones calcáreas nodulares o mantiformes llamadas “toscas”.
- Horizonte inferior, se corresponde con el piso Ensenadense Inferior. Es una unidad de subsuelo no aflorante en ningún sitio (al igual que todas las unidades estratigráficas que se encuentran por debajo de ella). Presenta un color gris-verdoso y su granulometría es arcillosa. Son suelos muy consistentes debido a los procesos de preconsolidación a los que han estado sujeto. Es de destacar sus características que van de plástico a muy plástico y puede presentar laminación horizontal. Es de baja permeabilidad vertical, constituyéndose en confinante de las arenas acuíferas subyacentes (que conformarán el acuífero Puelchense) hacia

las que pasa hacia abajo en transición. En algunos puntos posee muy escaso espesor o se encuentra ausente, permitiendo la comunicación de los acuíferos libre y confinado.

Formación Puelchense: se ubica por debajo de la formación Pampeana (superior, intermedio e inferior), y está conformada típicamente por arenas claras, limpias, acuíferas y confinadas.

3.2 Fisiografía.

El área de estudio se encuentra localizada en la Región Pampeana, posee una morfología de tipo ondulada, es decir, relieve llano con algunas lomadas alternantes. Presenta una planicie inundable de suave pendiente hacia el Río de la Plata.

Se trata de un relieve formado a partir de la erosión de los sedimentos pampeanos dentro del cual se entallan los valles de los cortos arroyos locales que descienden hacia el Río de la Plata o hacia sus tributarios principales, que en la Región Metropolitana de Buenos Aires son los ríos de la Reconquista y Matanza–Riachuelo.

La acción antrópica ha modificado la fisiografía natural del terreno, construyendo zanjas, dragados, rectificaciones y desvíos de los cursos de agua o suavizando los accidentes geográficos y su pendiente natural. Por tratarse de zonas urbanizadas, la mayoría de los arroyos se encuentran entubados.

3.3 Geomorfología.

La región pampeana se divide en dos terrazas y además en una Planicie Aluvial en los niveles topográficos más bajos:

Terraza Alta: es más extensa en superficie. En general se trata de una llanura sumamente plana que comprende la mayor parte de la cuenca del río Matanza-Riachuelo y hacia el sur hasta el río Salado.

La característica más destacada es su exigua pendiente y su relación directa con los problemas de escurrimiento de las aguas superficiales. El viento ha sido el principal modelador en este distrito, así se han formado numerosas cubetas de deflación que constituyen en la actualidad cuencas cerradas ocupadas por lagunas o pantanos permanentes o temporales. Los suelos originales fueron removidos por la acción hídrica, por lo que predominan limos y arcillas, aportando también iones de calcio en solución que contribuyeron a la formación de horizontes de tosca. Esta unidad se desarrolla topográficamente por arriba de la Terraza Baja. Comprende las alturas mayores a cotas entre 12 a 15 m. y en su parte más alta, ocupa los sectores centrales de la traza del ferrocarril.

Terraza Baja: bordea al Río de la Plata, extendiéndose como una larga faja desde el Sudeste hacia el Noroeste hasta confundirse hacia el Norte con el Delta del Río Paraná.

Frente a la Ciudad de Buenos Aires esta geoforma se ubica altimétricamente entre la cota del nivel del Río de La Plata y la cota de 12 m aproximadamente, ingresando en el tramo inferior de los ríos y arroyos que tributan al Río de la Plata, incluyendo al Riachuelo y el Río de la Reconquista.

Planicie Aluvial: se dispone en los sectores bajos de los cauces de los ríos cubriendo las áreas en donde se producen las inundaciones máximas.

Sobre el sector de la provincia de Buenos Aires, el área que ocupa es topográficamente baja, llegando a impactar hasta por lo menos la cota de 5 m. La planicie aluvial en gran parte se encuentra afectada antrópicamente debido a la localización urbana de barrios y asentamientos.

En algunos sectores del cauce de los principales ríos que desembocan al Río de La Plata, se anularon algunos meandros debido a su rectificación. A pesar de estas obras, la planicie aluvial conserva las características de una morfología plana y baja, donde a modo de fantasmas se observan las depresiones y lagunas semilunares propias del sistema hídrico, las que en épocas de excesos por inundaciones se colmatan con aguas estancadas.

3.4 Hidrogeología.

El área de estudio queda comprendida dentro de la región hidrogeológica NE de la provincia de Buenos Aires. Esta zona comprende el sector NE de la provincia de Buenos Aires y sus límites son: al NO la provincia de Santa Fe, al NE y SE los ríos Paraná y de la Plata y al SO la divisoria entre las cuencas hidrográficas del Plata y del Salado.

El drenaje superficial es favorecido y limita anegamientos en el Delta del Paraná y planicies de inundación de los ríos presentes en el área del proyecto. En esta área existe un predominio de escurrimiento superficial hacia el Río de la Plata. Es por ello también, que se deben prever inundaciones por sudestada o lluvias, pero con un rápido escurrimiento del líquido. Las condiciones morfológicas de la región, de pendientes muy bajas y las características generales geomorfológicas y edafológicas; favorecen la infiltración y también la recarga de los acuíferos.

Cada formación geológica posee un comportamiento hidrogeológico particular:

- Formación La Plata: se comporta como un acuífero libre discontinuo con una salinidad de 1 a 5 g/l. Su uso es de tipo rural y ganadero.
- Formación Querandí: posee un comportamiento hidrogeológico del tipo acuitardo a pobremente acuífero; siendo su salinidad de 5 a 10 g/l.
- Formación Luján: posee el mismo comportamiento variando levemente su salinidad de 2 - 10 g/l.
- Formación Pampeana: se comporta como un acuífero libre el cual en profundidad pasa a ser semiconfinado. Posee moderada productividad y su salinidad es de 0,5 a 2 g/l. Su uso es urbano, rural y es utilizado para riego complementado con uso ganadero e industrial.
- Formación de las Arenas Puelches: tiene un comportamiento hidrogeológico del tipo acuífero semiconfinado de media a alta productividad (30 a 150 m³/s). Su salinidad es menor a 2 g/l. Sus usos son similares que la formación Pampeana.

Desde el punto de vista hidrogeológico, el área de recarga se sitúa en la Terraza Superior y el área de descarga en la Terraza Inferior.

3.5 Hidrología.

■ Recursos hídricos superficiales.

Todos los ríos y arroyos que se encuentran en el AMBA pertenecen a la Cuenca del Plata, que presenta tres cursos principales, los ríos Luján, Reconquista y Matanza – Riachuelo, a partir de los cuales se estructura la mayor parte del drenaje regional y una serie de ríos y arroyos de menor magnitud.

Estos ríos, en su mayoría, se encuentran muy modificados, en particular en la Ciudad de Buenos Aires y algunas zonas densamente pobladas del conurbano, el sistema de drenaje original se ha sustituido por emisarios y conductos secundarios entubados.

El partido de La Matanza se encuentra bajo la influencia de la cuenca Matanza – Riachuelo.

Cuenca del Plata: la Ciudad de Buenos Aires y su conurbano se ubican sobre la costa meridional del Río de la Plata, desagüe de una de las cuencas más caudalosas del mundo, que cubre áreas no solo argentinas sino también uruguayas, paraguayas y brasileñas de más de 4.000.000 km².

El Río de la Plata es un gran estuario del océano Atlántico formado por la unión de los ríos Paraná y Uruguay. Su lecho recibe millones de m³ de limo proveniente del noroeste argentino, el cauce observa la presencia de extensos bancos de baja profundidad que dificultan la navegación que sólo es posible a través de canales, algunos de ellos naturales y otros mantenidos mediante dragado. La costa argentina de este río es baja y corresponde a la cuenca sedimentaria de la Pampa formada por mesetas de limo que alternan con planicies barrosas.

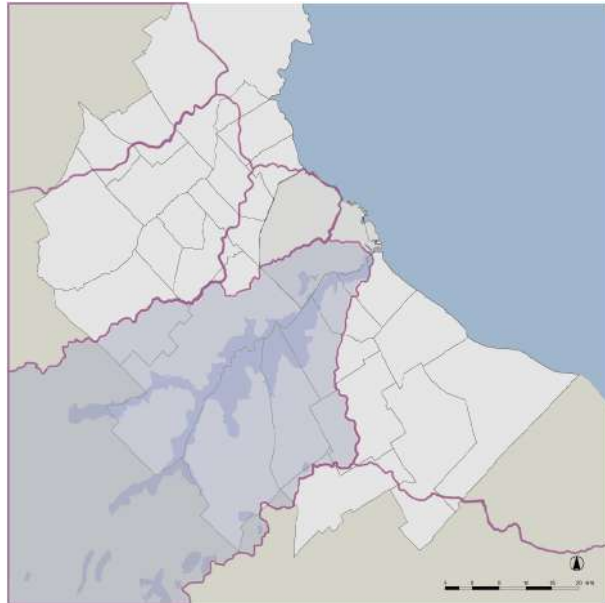
Presenta un régimen fluvial típico, influido por las mareas y sudestadas, provenientes del Atlántico.

Cuenca Matanza-Riachuelo: se ubica en el Noreste de la provincia de Buenos Aires, tiene una superficie de 2.240 kilómetros cuadrados, una extensión de 70 kilómetros y su cuenca colectora tiene más de 60 afluentes y desemboca en el Río de la Plata. Nace en el límite de los partidos de Marcos Paz y Cañuelas, en la confluencia de los arroyos Rodríguez y Castro, recibiendo importantes aportes de cursos naturales, arroyos a cielo abierto y entubados y desagües pluviales. Es un río de llanura, lento y de poca pendiente (0,35 m/km), por lo que presenta problemas para absorber y depurar las cargas contaminantes. Su caudal es irregular, oscila entre 3 y -en época de crecidas- más de 100 m³/s, produciendo inundaciones que no sólo se originan por abundancia de precipitaciones sino también por las fuertes y frecuentes sudestadas. Su régimen hidráulico se ve afectado por las mareas del río de la Plata, que ocasionan alteraciones en su capacidad de evacuación. En su último tramo, abarca las sub-cuencas de: Villa Lugano, Cildañez, Villa Soldati, Erézcana, Teuco, Boca y Barracas y cuenta con los lagos reguladores de Soldati y Roca.

Esta cuenca comprende la zona sur de la Ciudad de Buenos Aires (los barrios de La Boca, Barracas, Nueva Pompeya, Villa Soldati y Villa Riachuelo) y distintos partidos de la RMBA (Almirante Brown, Avellaneda, Cañuelas, Esteban Echeverría, Ezeiza, La Matanza, Lanús,

Las Heras, Lomas de Zamora, Marcos Paz, Merlo, presidente Juan D. Perón y San Vicente).

El suministro de la cuenca depende tanto del comportamiento de las aguas subterráneas como de las superficiales. En ambos casos presentan un alto grado de contaminación, cuyas principales fuentes son los efluentes tóxicos que arrojan las industrias, las aguas residuales provenientes de colectores de líquidos cloacales y pluviales no tratados; y, en muchos casos, el suelo posee residuos tóxicos y peligrosos que por infiltración contaminan la napa freática. La calidad de las aguas subterráneas depende de la situación ambiental del acuífero, en función de la infiltración de los contaminantes en superficie.



■ Recursos hídricos subterráneos.

La hidrogeología del área puede caracterizarse como un sólo acuífero múltiple integrado por varias capas con comportamiento acuífero, separadas entre sí por capas con comportamiento de acuitardo, es decir con capas que, si bien pueden almacenar agua, la ceden con dificultad.

De acuerdo con sus propiedades litológicas, petrofísicas e hidrológicas, se los identifican como:

Subacuífero Epipelche, alojado en sedimentos Pampeanos y Postpampeanos. Este subacuífero presenta leves variaciones que permiten caracterizarlo como anisótropo y heterogéneo. Está dividido en dos unidades: una superior, la capa freática de aproximadamente 10 m de potencia y una inferior, acuífero Pampeano, de 20 m de espesor.

- Pampeano, integrado principalmente por limos se caracteriza por tener una gran extensión. Muestra un espesor del orden de 15 m, comportándose como un acuífero de mediana productividad, con una permeabilidad que varía entre 1 y 10 m/día. Este acuífero es utilizado para el abastecimiento doméstico por los habitantes que carecen de servicio de agua potable en la llanura alta e intermedia. En cambio, en la llanura baja, presenta una elevada salinidad.
- Pospampeano, es un acuífero de baja permeabilidad, que contiene a la capa freática, siendo la más expuesta a la contaminación y a los procesos relacionados con la atmósfera y con las aguas de superficie.

Subacuífero Puelche, alojado en las arenas Puelches. Situado por debajo del anterior, presenta mayor uniformidad, ya que las arenas que lo componen se caracterizan por

una muy buena selección. Estas cualidades hacen que pueda considerarse isótropo y homogéneo en sentido horizontal, mientras que, en sentido vertical, puede presentar cierta estratificación debida a la intercalación de lentes más arcillo - limosas. El subacuífero Puelche es el más explotado de la región y su espesor varía entre 20 y 90 m, aumentando ligeramente hacia los Ríos Paraná - de la Plata y marcadamente hacia la cuenca del Salado y el Cabo San Antonio. Está limitado en su parte superior por un acuitardo y en su parte inferior por un acuicludo que lo separa del Acuífero Paraná.

- Arenas Puelches, constituyen una secuencia de arenas que contienen en ambientes próximos de la cuenca de drenaje (llanura alta), al acuífero más importante de la región, tanto por su calidad como por su producción. A diferencia de ello específicamente en el ámbito estudiado, sus aguas presentan naturalmente un alto contenido salino. La recarga es del tipo autóctona indirecta a partir del Acuífero Pampeano, donde éste posee carga hidráulica positiva. La descarga regional ocurre hacia las cuencas Paraná, de la Plata y Salado.

3.6 Edafología.

Los suelos de la provincia de Buenos Aires se dividen en:

Suelos de llanura alta: se vinculan con el loess bonaerense y materiales del Ensenadense. Se trata de suelos Brunizem pedocálcicos y pedalférricos, con tendencia planosólica. Son suelos saturados debido al exceso de agua del balance hídrico. Son suelos levemente ácidos con gran concentración de materia orgánica y sales. Han alcanzado gran madurez.

Suelos de escalón: se desarrollan sobre los materiales del Ensenadense. Se clasifican como Planosoles con un horizonte A muy marcado. Presentan drenaje lento.

Suelos de llanura baja: son suelos jóvenes ya que se han desarrollado sobre sedimentos más modernos correspondientes a los pisos Lujanense, Querandinense y Platense. Son suelos que se hallan sometidos a frecuentes inundaciones, sepultamientos y decapitaciones.

El partido de La Matanza, al igual que la mayor parte de la RMBA, se halla en la denominada Pampa Ondulada, subregión dentro de la Llanura Pampeana caracterizada por lomadas y desniveles del terreno causados por la erosión de origen fluvial. Con una altitud de 20 m.s.n.m.

3.7 Condiciones climáticas.

El área de estudio se caracteriza como templado lluvioso, con inviernos y veranos bien diferenciados.

Temperatura: la temperatura media anual es de 17º C, mientras que la media de julio, el mes más frío, es de 11º C y la del más cálido, enero, es de 23º C. La cercanía al mar y al estuario del Río de la Plata ejerce su influencia moderadora de la amplitud térmica con una media anual de 12º C.

Humedad relativa: La humedad es el vapor de agua contenido en el aire, cuya cantidad dependerá de la temperatura y del viento. Valores superiores al 75% producen

sensación de incomodidad. Las estaciones más húmedas del año son el invierno y el otoño. La media anual es de aproximadamente del 78%.

Estos registros van descendiendo paulatinamente a medida que se avanza hacia el oeste, por efecto de la continentalidad.

Precipitación: el área recibe precipitación suficiente durante todas las estaciones. La precipitación media anual acumulada oscila entre los 1.000 y 1.300 mm. La estación más lluviosa es primavera, seguida por el otoño y verano y la menos lluviosa es el invierno, coincidente con el menor ingreso estacional de masas de aire húmedo del Atlántico Sur.

Vientos: debido a su ubicación latitudinal, el clima local está influenciado principalmente por los anticiclones semipermanentes emisores de vientos ubicados en los océanos Atlántico Sur y Pacífico Sur. Las masas de aire procedentes del Anticiclón Atlántico Sur ingresan como vientos tibios y húmedos (sector Este y Noreste), mientras que los vientos provenientes del Anticiclón Pacífico Sur son fríos y secos (Sur y Sudoeste).

En la estación invernal, se reduce la entrada de los vientos húmedos del Atlántico Sur, y esto conlleva a que la estación menos lluviosa sea el invierno. En esta estación ingresan con mayor frecuencia anticiclones subpolares asociados a sistemas frontales fríos que traen vientos del Sur y Sudoeste.

En el área predominan los vientos del sector Este, seguidos por NE, Norte, Sur y SE (Sudestada) y con menor frecuencia del NO y Oeste. Los vientos en general son “suaves”, con velocidad media anual de 8 a 11 km/h.

- Sudestada: es un fenómeno que se caracteriza por vientos fuertes del SE en el Río de la Plata, acompañados por persistencia de mal tiempo, lluvias continuas y baja temperatura. Se produce generalmente en los meses invernales y al comienzo de la primavera y se debe a la acción combinada de dos sistemas, uno de alta presión ubicado sobre el Océano Atlántico frente a las costas de la Patagonia, y otro de baja presión que se ubica en el sur del litoral y el oeste de Uruguay. El anticiclón transporta aire marítimo frío hacia el Este de Buenos Aires, Sur del Litoral y Sur del Uruguay, mientras la baja presión da entrada a una masa de aire cálido y húmedo proveniente del Norte del país.

Al confrontarse esas dos masas de aire, se profundiza el centro de baja presión y se intensifica la circulación del viento del sudeste y se origina cielo cubierto con precipitaciones persistentes, débiles o moderadas que provocan importantes crecidas en el Río de la Plata, inundando nuestra costa.

- Pampero: es un viento frío y seco del sector Sur y Sudoeste. Avanza detrás del ingreso de un frente frío impulsado por un anticiclón pos frontal. Dura poco, despeja la atmósfera y produce un descenso brusco de la temperatura y humedad causando heladas en el invierno.

En el Río de la Plata, impulsa las aguas hacia la costa uruguaya, originando pronunciadas bajantes en nuestras costas que pueden afectar el normal desarrollo de la vida de los peces que habitan las aguas costeras. Se denomina “Pampero húmedo” cuando al inicio produce precipitaciones y tormentas eléctricas, “Pampero seco” si no produce precipitaciones y “Pampero sucio”

cuando sopla luego de un período de sequía y es suficientemente fuerte como para levantar el polvo del suelo.

- Vientos del Este, Noreste y Norte: se trata de vientos que proceden del Anticiclón Atlántico Sur cuyo sentido de giro es antihorario. Las masas de aire provenientes del Este, que son las más frecuentes en el área, y las del sector NE, ingresan como vientos suaves y húmedos. El viento Norte, durante el verano es seco y cálido a sofocante, produce malestar; en invierno es templado y seco.
- Viento del Sur (aire polar): este viento se origina en el Anticiclón Polar Antártico. Es un viento muy frío y húmedo. Cuando el frente de aire polar avanza, puede provocar chaparrones y un brusco cambio en la temperatura, además de heladas durante el invierno.

Nevadas: aunque pueden producirse, las nevadas en la ciudad no son frecuentes. La última nevada importante tuvo oportunidad el 9 de julio de 2007, comenzó en forma de aguanieve y terminó cubriendo de nieve gran parte del conurbano. Ocurrió a consecuencia de un gran viento polar que se extendió por todo el territorio de la Argentina.

Otro fenómeno asociado al clima es la presentación de bancos de niebla que afectan el transporte de bienes y personas durante gran parte del otoño y del invierno. Si bien no son continuadas ni permanentes afectan el desarrollo de actividades por las noches y parte de las mañanas. Se forman por la saturación de masas de aire y para la zona de influencia hay una media anual de 2,75.

4. Medio biológico.

El área de estudio se ubica en la Región Neotropical, Dominio Chaqueño, Provincia Pampeana.

Esta provincia se caracteriza por ser una región plana o ligeramente ondulada, siendo su vegetación clímax la estepa o pseudoestepa de gramíneas, donde predominan las especies herbáceas, coexistiendo sufrútices y arbustos.

Las comunidades naturales de esta provincia biogeográfica presentan, en su mayor parte, un elevado nivel de alteración y deterioro debido a la actividad antrópica directa o indirecta. Por lo tanto, la vegetación natural original sólo se expresa en algunas áreas relictuales.

Es en su mayor extensión una extensa sabana al suroeste del río de la Plata y al este de la cordillera de los Andes, con ondulaciones progresivas hacia su parte más oriental (de antiguos médanos, en paleoclimas), y levemente escalonada hacia el oeste.

El bioma natural de la región es el pastizal pampeano, que fuera modificado profundamente por la acción del hombre.

El área pampeana presenta las mejores pasturas para criar vacunos, de los que se obtiene carne y leche para las grandes ciudades y para exportación. La tecnología mejoró los pastos, las razas y los sistemas de cría, renovando la producción.

4.1 Vegetación y Flora.

Si nos remitimos a la vegetación original tendríamos que hacer referencia a la flora de la llanura pampeana (herbácea). Para ello hay que diferenciar entre la vegetación autóctona y aquella que aparece como producto de la actividad antrópica.

Es conveniente remarcar que la vegetación pampeana se caracteriza por la falta de endemismo, aunque esto no signifique que no posee especies autóctonas que puedan haber emigrado a zonas vecinas. Estas tierras han sufrido la reducción y la pérdida de la productividad biológica o por los sistemas de utilización de la tierra o por un proceso o una combinación de procesos, incluidos los resultantes de actividades humanas y pautas de poblamiento.

Podemos clasificar esta zona como una llanura herbácea donde todavía podemos encontrar pastos duros, cortaderas, verbena roja, abrojos, duraznillos negros y porotillo, clavel del aire, algunos arbustos y árboles de distinto porte, donde algunos fueron reemplazados por especies foráneas (álamos, paraísos).

Debido a sus condiciones ambientales, La Matanza (como región pampeana) es un área de voluptuosa vegetación, no del tipo boscoso, sino de un césped continuo que cubre la zona, integrado por pastos blandos y jugosos, plantas intrusas con espigas poco armadas, juncuales, totoras, ombúes y grandes espacios verdes.

4.2 Fauna.

La fauna originariamente asociada a la vegetación nativa corrió la misma suerte que la vegetación y actualmente se reduce a la avifauna, habituada al medio urbano y ambientes con arbustos o arboleda de las calles, plazas y jardines mayormente exóticos.

Entre ellas se menciona el zorzal colorado; hornero; chingolo; tordo renegrado; calandria; tordo músico; benteveo común o “bicho feo”; cotorras que se desplazan en bandadas, originariamente asociadas a los talaes y que hoy habitan en los eucaliptus en donde construyen sus nidos; la ratona común; el jilguero dorado; la paloma torcaza, torcacita y picazuró. Entre las aves exóticas, es común encontrar en la zona: la paloma doméstica europea, el gorrión europeo y en los últimos años el estornino pinto.

La Matanza está habitada por gran cantidad de insectos como arañas, jejenes, vinchucas, abejas, etc. Los mamíferos no eran abundantes, pero en una época anterior se destacaron la vizcacha, la liebre silvestre, el caraya y el armadillo. Esporádicamente llegaban al pago ciervos, jabalíes y algunos animales de mayor tamaño. La fauna marina es escasa, sólo algunos peces de poca valía como chanchitas, pejerreyes y reptiles acuáticos poco aprovechables para la alimentación. Entre las aves se encuentran horneros, zancudas y chuñas.

5. Medio antrópico.

5.1 Aspectos demográficos.

De acuerdo con el censo nacional de 2010, el partido de La Matanza tiene una población de 1.775.816 habitantes, que indica que tuvo un aumento poblacional de 17,91% con relación al conteo censal anterior.

Según proyecciones de población efectuadas por la Provincia de Buenos Aires, se estima que para el año 2025 el aumento de la población en el partido del La Matanza será aproximadamente del 41%.

5.2 Historia y contexto socio-urbanístico.

Los asentamientos humanos en el Área Metropolitana de Buenos Aires se pueden remontar hasta 9000 años. En aquella época transitaban nuestro territorio, ejemplares de la llamada megafauna como gliptodontes y megaterios que convivían con grupos humanos reducidos, de forma de vida nómada, que se dedicaban a la caza de estos animales y a la recolección de frutos silvestres. La extinción de esta fauna y el desarrollo de nuevas especies produjeron una adaptación de los grupos humanos originarios a su nuevo hábitat lo que provocó cambios en el tipo de herramientas y armas que utilizaban. Sin embargo, siguieron siendo sus actividades principales la caza, la recolección y la pesca.

Cuando llegaron los europeos en 1536, el territorio que hoy es La Matanza estaba habitado desde hacía más de 1000 años por grupos pertenecientes a la parcialidad querandí, carayhet o mbegua a los que los españoles llamaron "magdalenitas" o "matanceros".

Los primeros contactos de estas parcialidades con los europeos fueron pacíficos, pero la codicia de los conquistadores llevó al maltrato y a la guerra. Es así como, en 1541, los pueblos querandíes junto a los guaraníes, los obligaron al abandono de Buenos Aires y al traslado de su población hacia Asunción.

En 1580 se produjo la Segunda Fundación de Buenos Aires por Juan de Garay y volvieron a ser nombrados los querandíes en las Crónicas de la Conquista cuando, en 1582, reparte el territorio junto con los indios entre sus hombres.

La zona del Río Matanza quedó asignada a Don Juan Ruiz de Ocaña que enfrentó y derrotó a los querandíes matanceros del cacique Telomiac Condíc (o Telomonian Condie) en sus orillas.

El Río Matanza -que nace de la confluencia de los arroyos Los Pozos y Cañuelas y recibe las aguas de otros, de los cuales el Morales es el más importante, recorría la llanura hasta el Paso de Burgos, actual Puente Uriburu, en donde comenzaba el Riachuelo de los Navíos-, se convirtió entonces en la columna vertebral de los primeros asentamientos.

Las más antiguas divisiones territoriales de la colonia fueron los Pagos, antecedentes de los Partidos, que nacieron a partir de las primeras distribuciones de suertes y estancias. Los Pagos eran extensiones de tierra de límites imprecisos a partir de los que se fueron

dando las primeras mercedes de tierras, lo que posibilitó un lento poblamiento de la campaña. Ya en el siglo XVII se comenzó a llamar a esta parte del territorio bonaerense La Matanza. Si bien el origen del nombre es incierto, se cree que hace referencia a la matanza de españoles ocurrida en 1536, cuando murió, a manos de los indios, Don Diego de Mendoza, hermano del Primer Adelantado del Río de la Plata. Seguramente este hecho hizo que a la zona se la comenzara a nombrar como "el lugar de la matanza" quedando, con el tiempo, fijado en la toponimia bonaerense.

En el siglo XVIII el Pago de La Matanza comprendía un extenso territorio al sudoeste de la Ciudad de Buenos Aires. En 1730 se erigieron los curatos de la campaña porteña entre los cuales figuraba el de La Matanza. Quedó entonces demarcado el territorio del Pago cuyos límites eran: al norte, el río Las Conchas (hoy Reconquista), al sur, el río Matanza, al oeste, el Salado y al este, la Ciudad de Buenos Aires. Sin embargo, todavía en los documentos de la época se usaban otros nombres para designar a esta parte de la campaña bonaerense como Cañada de Juan Ruiz, Cañada de Oliva, Las Conchas, Merlo y Morón, lo que nos lleva a pensar que aún no existía una identificación certera del lugar. Las divisiones judiciales y administrativas, con la designación de los alcaldes de la Santa Hermandad se crearon siguiendo los límites de la organización eclesiástica.

Después de malogrados intentos por fundar la Alcaldía del Pago de La Matanza, fue definitivamente autorizada por el virrey Ceballos el 31 de diciembre de 1777. El 1 de enero de 1778 se designaron las personas para ocupar ese cargo para "los intermedios de Las Conchas y Matanza" y se nombró a Don Bernabé Casero y Don Juan Manuel Echabbarri, "dividiéndose el territorio por mitad" Esta fecha es considerada, desde hace setenta años, por el Archivo Histórico de la Provincia de Buenos Aires como la de la creación del Partido porque se establece la presencia del estado virreinal en el territorio.

Finalmente, en 1784, queda deslindada la jurisdicción de ambos alcaldes, asignándole a uno la Parroquia de Buen Viaje (Morón) y a otro las chacras de Altolaguirre y Arguibel.

Las características del Pago de La Matanza fueron descritas por distintos cronistas: falta de árboles, campos cubiertos de cardos, existencia de animales salvajes como ñandúes, zorrinos y perdices. A medida que avanzó la colonización aparecieron mencionados las chacras y el ganado. El territorio estaba escasamente poblado. En el Padrón de 1744 se consignaron 547 habitantes. En esta época La Matanza era un territorio inseguro, de frontera con el indio, que lentamente se iba ahondando en la pampa.

La Revolución de Mayo no marcó una abrupta ruptura con la organización administrativa virreinal. En 1812 el Pago se divide en dos jurisdicciones: Matanza y Morón y, para una mejor administración, cada una, con un alcalde de Hermandad. Sus límites se establecieron en el camino de Burgos (actual calle Don Bosco). Las antiguas instituciones coloniales terminarían en 1821 cuando el ministro del Gobernador Martín Rodríguez, Bernardino Rivadavia, estableciera las reformas, entre ellas, la supresión de los cabildos y la instauración de los Juzgados de Paz.

A partir de ahí la creación de un Partido se implicaba el nombramiento de un Juez de Paz que ejercían funciones judiciales y eran la mano ejecutora de las órdenes del Gobierno de la Provincia en el Partido.

Por Decreto del 28 de diciembre de 1821 se crearon tres departamentos judiciales. El segundo se situaba entre los ríos Matanza y Areco y comprendía Morón, Lobos, Pilar, Villa del Luján, Navarro, Guardia de Luján, Capilla del Señor, San Antonio de Areco y su Fortín. La Matanza no aparecía como partido dentro del Departamento. Debido a esto, por Acuerdo del 6 de febrero de 1822, el Gobierno dictaminó que el territorio de La Matanza debía estar bajo jurisdicción del Juez de Paz más cercano, o sea, el de Morón. No obstante, tres años más tarde, el 29 de abril de 1825, se restablecen sus antiguos límites, a pedido de los vecinos que "hacían notar que los intereses económicos de los pobladores de Morón y los suyos diferían, por cuanto ellos eran hacendados y los primeros agricultores". El primer Juez de Paz fue Don Manuel Torres.

Hacia 1820 La Matanza abarcaba parte de lo que hoy es la Ciudad de Buenos Aires. Al noroeste su límite era el Camino de Burgos, pero, en la zona central –la Cañada de la Paja-, se mezclaba con el Partido de Morón, al sudeste, el río Matanza, al sudoeste, no estaba aún muy definido confundiendo con el Partido de Lobos.

La Matanza estaba dividida en cuatro cuarteles territorial y administrativamente:

- El Cuartel Primero, Los Tapiales hasta el bañado que divide con el partido de San José de Flores, ocupaba los actuales barrios capitalinos Villa Lugano, Mataderos, Liniers, así como Villa Celina, Madero, Aldo Bonzi, Tapiales, La Tablada, Villa Insuperable, Lomas del Mirador, Ramos Mejía, Ciudadela, San Justo, Villa Luzuriaga, Ciudad Evita y parte de Isidro Casanova.
- El Cuartel Segundo, Alto Redondo, se extendía por las actuales Isidro Casanova, Rafael Castillo, Gregorio de Laferrere y González Catán.
- El Cuartel Tercero, la Cañada de La Paja hasta tocar el cuartel del Pozo, se ubicaba en la cuenca del arroyo Morales que coincide aproximadamente con las localidades de Virrey del Pino y 20 de Junio y parte del actual Partido de Merlo.
- El Cuartel Cuarto, los Pozos, abarcaba "hasta el deslinde con el partido de Lobos" incluyendo territorios de los Partidos de Marcos Paz, Gral. Las Heras, Cañuelas y Lobos.

Renombrados vecinos como Justo Villegas, José María Ezcurra y Arguibel ejercieron la función de Juez de Paz en La Matanza.

Por otro lado, La Matanza fue escenario de las luchas civiles de unitarios y federales, entre ellos, Juan Manuel de Rosas y Gral. Juan Galo Lavalle. El año 1829 estuvo signado por la crisis política y los enfrentamientos militares en la Provincia de Buenos Aires, hechos de los que ambos fueron protagonistas.

El 1 de diciembre de 1828, en la Ciudad de Buenos Aires, hubo un levantamiento militar unitario al mando del Gral. Lavalle contra el Gobernador y Encargado de Relaciones Exteriores, el federal Manuel Dorrego. Acorralado, Dorrego escapó a Cañuelas buscando el apoyo de Rosas. Su ausencia fue aprovechada por los sediciosos que, en Asamblea, declararon su destitución por abandono del cargo y nombraron Gobernador provisorio a Lavalle.

Rosas era comandante General de Campaña y le prestó ayuda militar a Dorrego. Las fuerzas dorreguistas fueron derrotadas el 13 de diciembre en Navarro por las tropas unitarias y Lavalle ordenó su fusilamiento. La ejecución de Dorrego desató el

enfrentamiento armado entre los unitarios de Lavalle y las fuerzas federales comandadas por Rosas y Estanislao López, Gobernador de Santa Fe, que contaban con un ejército muy superior. El 26 de abril de 1829 se enfrentaron en la batalla de Puente de Márquez, de la que salieron victoriosos los federales.

Tras la batalla, el partido de La Matanza cobijó a ambos líderes. Rosas acampó en su Estancia San Martín (hoy Museo Histórico Municipal) y Lavalle en la Chacra de Los Tapiales de Altolaguirre, propiedad de la familia Ramos Mejía.

El 4 de mayo de 1829 Lavalle recibió en esa chacra al Tte. Cnel. Juan Manuel Yepes, edecán de Estanislao López, que llevaba una propuesta de paz.

Rosas y Lavalle quedaron como únicos interlocutores para lograr la paz en el territorio bonaerense y el Partido de La Matanza fue el escenario de las tensiones entre ambos. La situación era insostenible para Lavalle que, desde Los Tapiales, inició una política conciliatoria con el jefe federal y envió representantes a entrevistarse con Rosas. Pero no hubo entendimiento. De modo que Rosas invitó a Lavalle a una reunión a solas para lograr un acuerdo. El encuentro se produjo el 16 de junio en la Estancia San Martín, desde donde marcharon a Cañuelas. En el terreno neutral de la Estancia La Caledonia, propiedad de los hermanos John y Andrew Miller, firmaron el Pacto que sellaba la paz el 24 de junio. Los acontecimientos posteriores dejaron despejado el camino para que Juan Manuel de Rosas fuera electo Gobernador por la Cámara de Representantes de la Provincia y asumiera el 8 de diciembre de 1829.

En la primera mitad del siglo XIX, la economía de La Matanza se basaba en las actividades agropecuarias. En los Cuarteles Primero y Segundo, ubicados en las "tierras de pan llevar", predominaban las chacras que se dedicaban principalmente a la actividad agrícola, en especial, al cultivo de cereales, aunque también había explotación ganadera. Los Cuarteles Tercero y Cuarto tenían preponderancia de estancias de mayor superficie dedicadas, sobre todo, a la actividad ganadera, aunque muchas poseían cultivos para el autoconsumo y eventualmente para el abasto de la Ciudad. La economía era mixta: en todos los establecimientos había variedad de ganado complementada con actividad agrícola, independientemente de la zona en la que estuvieran ubicados.

A partir de 1852 se producen cambios substanciales en la actividad ganadera: la cría de ganado vacuno fue desplazada por la del lanar que sería la más importante hasta finalizar el siglo.

La permanencia de los jueces de paz como principal autoridad política de los partidos bonaerenses se mantuvo hasta 1854. En esa época Buenos Aires se había separado de la Confederación Argentina y había constituido un estado autónomo con una Constitución propia. El 16 de octubre de 1854, en ese contexto, se produjo un cambio institucional que afectó la organización política interna de la provincia: la sanción de la Ley de Municipalidades de Campaña. De este modo concluían varias décadas de poder centralizado de los jueces de paz que dependían directamente del gobernador. Se restableció el régimen municipal, cuya última expresión habían sido los Cabildos suprimidos en 1821. "El régimen económico y administrativo de cada uno de los Partidos de Campaña, estará a cargo de una municipalidad compuesta del Juez de Paz y cuatro propietarios vecinos del distrito – Cada Municipalidad tendrá dos suplentes".

La Municipalidad de La Matanza quedó integrada por los miembros titulares Lino Lagos, Pedro José Díaz, Pedro José Ezcurra y Juan Ramón Muñoz y por los suplentes Antonio Papdorf y Santos Cabrera. El Juez de Paz y presidente designado fue José Silveyra.

Pero todavía La Matanza no tenía un pueblo cabecera para asiento de las autoridades municipales. En 1853 habían comenzado las tratativas para crearlo. Primero se pensaba ubicarlo en las Tierras de Carrizo en el centro del Partido. Pero, debido a que los herederos de Justo Villegas donaron los terrenos para el centro cívico: plaza, edificio municipal, parroquia, escuela y cementerio, el 25 de diciembre de 1856 se fundó San Justo como pueblo cabecera del Partido en esas tierras.

En 1864 se estableció una nueva división territorial de la Provincia y La Matanza perdió lo que había sido el Cuartel Cuarto que pasó a formar parte de los Partidos de Gral. Las Heras y Merlo. En 1878 otra vez se redujo su superficie para formar el partido de Marcos Paz. De esta forma los límites fueron conformando su superficie actual de 323 km².

Hasta la década del 30 La Matanza presentaba una fisonomía rural. Según datos proporcionados por el Censo Industrial de 1935, el Partido tenía un total de 136 establecimientos industriales que ocupaban un total 1190 personas. Luego se sancionaron las primeras ordenanzas destinadas a la promoción industrial. La mayoría de los establecimientos se ubicaron principalmente en San Justo y en Ramos Mejía, más cercanas a la Capital Federal, de manera que se empezaron a urbanizar a un ritmo acelerado.

Los incentivos otorgados tuvieron efectos positivos: entre 1935 y 1947 la cantidad de industrias se triplicó. Después, entre 1947 a 1960, se produjo un proceso de modernización debido a la intensificación de la actividad industrial. Esto implicó un significativo aumento en la población acompañado por un incremento de la urbanización. El Censo Industrial de 1954 refleja este desarrollo con un total de 1.638 industrias y el Censo General de Población de 1960 da 401.738 habitantes.

La década del 70 marca una ruptura en el crecimiento industrial a la que sigue un estancamiento durante los 80 y el proceso de desindustrialización de los 90, producto de la aplicación de las recetas neoliberales auspiciadas por el F.M.I. A pesar de este proceso, hoy en día el Partido de La Matanza sigue teniendo áreas rurales, como Virrey del Pino, dedicadas principalmente a la actividad hortícola.

A principios del siglo XX el aumento de la población de la Capital Federal extendió el tejido urbano más allá de los límites de la Av. Gral. Paz. La llegada de innumerable cantidad de inmigrantes europeos transformó el problema de la vivienda en algo crucial, lo que llevó a la construcción de barrios en la zona lindera con la Capital. Las facilidades dadas para la compra de lotes, la ampliación de las líneas de tranvía y el ferrocarril acentuaron ese proceso. La Matanza contaba con dos zonas urbanas, San Justo y Ramos Mejía, que habían surgido a partir de la creación de una estación del Ferrocarril Oeste, primero llamada San Martín, luego Lavalle y finalmente Ramos Mejía. La extensión de las vías férreas por el territorio matancero posibilitó la creación de otros centros urbanos como Gregorio de Laferrere, González Catán, Isidro Casanova y Rafael Castillo.

Sin duda fueron las migraciones internas, a partir de la década del 30, las que produjeron la explosión demográfica en el distrito, estimulando la propagación del tejido urbano a

los costados de la Ruta Nacional Nº 3 y la formación de nuevos barrios obreros y asentamientos precarios que dan a La Matanza su fisonomía característica.

En la primera década del siglo XXI, La Matanza es un municipio multifacético donde conviven contrastes de todo tipo. Consolidar los cambios que se vienen dando en los últimos años en los que se percibe el renacer de aquella Matanza industrial de trabajadores y emprendedores.

5.3 Nivel socioeconómico y cultural de la población.

El nivel socioeconómico de la población se dimensiona a partir del Índice de Nivel Socioeconómico, el cual sigue los lineamientos del Índice de Privación Material de los Hogares (IPMH), según metodología de INDEC para medir la pobreza.

Dicho índice identifica a los hogares según su situación de privación material en cuanto a dos dimensiones: privación de recursos patrimoniales, y privación de recursos corrientes. La dimensión patrimonial se mide a través del indicador de Condiciones Habitacionales (CONDHAB), de índole más estable y estructural, y la de recursos corrientes a través del indicador de Capacidad Económica (CAPECO), que generalmente registra variaciones más frecuentes según los ciclos económicos.

Salud: de acuerdo con el censo nacional del año 2010, resultó que un 45% de la población no posee cobertura alguna, y que 43% del total recibe asistencia por medio de obras sociales, incluyendo la obra social del estado PAMI. Por consiguiente, el 8% posee cobertura de una prepaga por medio de una obra social, y que un 3% accede a éstas de forma directa. Por último, solo un 1% de la población del partido accede a programas o planes estatales de salud.

Educación: se analizan los indicadores de educación, de la población del municipio considerando el alfabetismo, las condiciones de asistencia escolar y el uso de computadora, en este sentido, se tiene que el 97,8% de la población sabe leer y escribir.

La población de tres años y más de Hurlingham registra una asistencia a establecimientos educativos del 32,9%. De ellos el 51,06% son de sexo femenino. En cuanto al grupo poblacional que nunca asistió y que alcanza al 2,9% de los que tienen tres años y más. De ellos, el 51,9% son mujeres. Cabe señalar que este subgrupo muestra la brecha más amplia entre varones y mujeres (3,82%), en tanto que el subgrupo de quienes asisten a establecimientos educativos se consigna la menor diferencia entre sexos (2,2%)

El 50,5% de la población de tres años y más, que habita viviendas particulares en Hurlingham, utiliza computadora.

Indicadores laborales: de acuerdo con los datos del Censo de población, hogares y viviendas del año 2010, La Matanza tiene una población 14 años y más de 1.331.024 individuos. De ellos el 29,1% conforman la población inactiva, un registro levemente inferior a los correspondientes al total de 24 partidos del GBA y al total que registra la provincia de Buenos Aires con quién establece la mayor diferencia (cerca al 3%).

La población económicamente activa, presenta un registro de ocupación del 94,3%, por lo tanto, una desocupación que ronda los 6 puntos porcentuales. Estos datos son coincidentes con los consignados para los 24 partidos del GBA y la provincia.

Otra característica que presenta la población de 14 años y más en viviendas particulares del partido de La Matanza, es que, mientras que en la población económicamente activa la brecha entre varones y mujeres es de poco más del 11% en favor de los primeros, en el subgrupo de inactivos la relación se invierte, más del 85% de la población es de sexo femenino, es decir la brecha entre ambos sexos se amplía significativamente, superando el 70%.

Una situación similar, puede observarse al analizar la distribución por sexo, mientras la brecha entre varones y mujeres ocupados es del 13,32% en favor de los primeros, entre los desocupados, las mujeres superan a los varones por 23,22%.

Hogares: el censo 2010 registra 484.909 hogares en el partido de La Matanza. De ellos 57.883 son hogares con necesidades básicas insatisfechas, los que representan el 11,9% del total del municipio.

En La Matanza el 81,3% de los hogares tienen una instalación sanitaria con descarga de agua, este registro se ubica 4,2% por debajo del total de los 24 partidos del GBA que asciende hasta el 85,5% y marca la brecha más estrecha, en tanto que el registro provincial de 87,7% lo supera por 6,4%.

En cuanto a la provisión y procedencia del agua el 84,8% de los hogares del municipio poseen cañería dentro de la vivienda para proveerse de agua poco más del 5% por debajo de los hogares con estas condiciones de la provincia de Buenos Aires y casi 4% por debajo de los mismos hogares de los 24 partidos del GBA. Un dato relevante para señalar es que el 13,3% de los hogares de La Matanza tienen cañería fuera de la vivienda, pero dentro del terreno, este registro es superior a los totales de los restantes recortes territoriales considerados.

Vivienda: el tipo de vivienda predominante en el partido es la casa (80,32%), seguido por los departamentos (14,51%), las casillas (3,28%) y los ranchos (1%). Los restantes registros no superan el dígito.

El mayor porcentaje de las viviendas de La Matanza muestra, de acuerdo con la calidad de los materiales, un indicador CALMAT I (56,45%), CALMAT II (26,61%) y CALMAT III (14,97%), agrupando entre ellos más del 98% de las viviendas del partido.

De acuerdo con la calidad de las conexiones a servicios básicos, las viviendas de La Matanza presentan una distribución y proporción semejante a los registros correspondientes al total provincial, que se caracteriza por poseer mayoría de viviendas con una calidad de conexión satisfactoria, seguidos por las que tienen una calidad de conexión insuficiente y por último las de calidad de conexión básica.

5.4 Economía y empleo.

La estructura económico-productiva del municipio de La Matanza se caracteriza por una mayor producción de servicios (60,06%) sobre la producción de bienes (39,94%).

El mayor aporte al sector de servicios lo realiza, en primer lugar, a los servicios inmobiliarios, empresariales y de alquiler con el 29,91%. Es seguido por los servicios de transporte, almacenamiento y comunicaciones con el 21,91% y el comercio al por mayor, al por menor, reparación de vehículos automotores, motocicletas, efectos personales y enseres domésticos con el 19,98%. Estos rubros representan el 17,97%, el 13,16% y el 12% del total de la economía productiva del partido, ocupando el segundo, tercer y cuarto lugar, respectivamente.

De los restantes rubros del subsector de servicios, cabe mencionar la enseñanza que presenta un registro de 7,16% y un aporte al municipio de 4,30%, los otros servicios no superan el 5% de aporte al subsector.

La producción de bienes se caracteriza principalmente por el aporte la industria manufacturera, que representa el 84,31% del subsector y aporta el 33,67% a la economía productiva de La Matanza, ubicando al rubro en el primer lugar en cuanto a la participación municipal. También contribuyen a la producción de bienes, la construcción (8,88%) y la electricidad, gas y agua (6,25%), los que aportan el 3,55% y el 2,49% al total productivo del partido.

Con relación a la participación de La Matanza en la economía del Conurbano bonaerense, es destacable que todos los rubros tienen alguna contribución, los registros indican aportes que oscilan entre el 9,11%, correspondiente a la producción de pesca explotación de criaderos de peces y granjas piscícolas y servicios conexos, y el 19,57%, correspondiente a la agricultura, ganadería, caza y silvicultura, ambos del subsector de producción de bienes.

Entre los servicios cuatro rubros registran una participación que ronda los 13 puntos porcentuales, ellos son: los servicios inmobiliarios, empresariales y de alquiler (13,11); los servicios de transporte, de almacenamiento y de comunicaciones (13,04); los hogares privados con servicio doméstico (12,59%) y los servicios sociales y de salud (12,74%). De ellos, como ya se mencionó, el primero también es el de mayor aporte a la economía productiva del partido.

5.5 Infraestructura existente.

En el partido de La Matanza, la infraestructura y la construcción están determinadas por la concentración de la población siendo por ello que la mayor cantidad de servicios se ha desarrollado en las áreas de población más antiguas por influencia del ferrocarril.

■ Energía eléctrica.

El suministro de energía eléctrica lo realiza la empresa **edenor** prácticamente en su totalidad y cubre toda el área urbanizada dependiendo del sistema interconectado nacional argentino.

Según datos del año 2016 (última actualización) elaborados por la Secretaría de Energía, en el partido de La Matanza se consumió 3.280.710 MWh.

MWh							
Total	Residencial	Comercial	Industrial	Servicios Sanitarios	Alumbrado Público	Oficial	Usuarios
3.280.710	1.630.604	667.041	686.328	50.133	127.933	118.671	460.997

■ **Agua y cloacas.**

El servicio de agua potable y cloacas está a cargo de la empresa Aguas y Saneamientos Argentinos (AySA), perteneciente al estado nacional.

Según al censo nacional 2010, para el municipio de La Matanza, el 73 % de los hogares tenía acceso a agua de red y sólo el 46 % contaba con red cloacal.

■ **Gas.**

Según el censo nacional 2010, del total de los hogares del municipio de La Matanza, el 61% era suministrado por la empresa distribuidora Naturgy, el resto utilizaba gas en garrafa u otro tipo de combustible.

Al ser un servicio asociado a la consolidación de los tejidos urbanos, la distribución del servicio de gas por red permite reconocer aquellas áreas de mejor desarrollo urbano y con mayor presencia de servicios sociales, al respecto el partido presenta una buena cobertura. En las zonas donde no llega esta cobertura utilizan gas envasado.

■ **Recolección de Residuos.**

El servicio de recolección domiciliaria de residuos se encuentra a cargo del municipio a través de empresas contratadas. El servicio comprende la recolección y transporte de residuos domiciliarios, ramas, montículos, objetos voluminosos, césped, tierra y escombros, entre otras cosas. Además, incluye el barrido mecánico y manual en todas las cuadras del distrito y la limpieza de sumideros para desobstruir el sistema hídrico. Asimismo, ambos partidos cuentan con distintos programas para la gestión de residuos reciclables.

■ **Accesibilidad.**

Red Vial:

Los principales accesos que conectan La Matanza y Merlo con otras localidades del Gran Buenos aires y de la ciudad de Buenos Aires son:

- Ruta Provincial N° 1001: conecta los partidos de Morón, La Matanza y Merlo.
- Ruta Provincial N° 7: conecta los partidos de Merlo, Morón, Ituzaingó, Moreno, Gral. Rodríguez y Luján.
- Ruta Provincial N° 21: conecta con los partidos de Merlo, La Matanza, Ituzaingó y Morón.

- Ruta Nacional N° 3: conecta los partidos de La Matanza, Marcos Paz y Cañuelas.

El Camino de la Ribera conecta a Merlo con la Autopista Acceso Oeste.

En la actualidad se encuentra en la primera fase de construcción desde 2009 la Autopista Presidente Perón que conectará Merlo con la Autopista Acceso Norte prolongando de esta manera el Camino del Buen Ayre hasta la ciudad de La Plata.

Ferrocarril:

Los partidos de La Matanza y Merlo se conectan con otras localidades del Gran Buenos Aires y la Ciudad de Buenos Aires mediante tres líneas ferroviarias.

- Línea Belgrano Sur: Dr. A. Sáenz, Villa Soldati, Pte. Illia, Lugano, Villa Madero, M. del Fournier, Tapiales, Ing. Castello, Querandí, Laferrere, M. Eva Duarte, Independencia, González Catán, Tapiales, Aldo Bonzi, Mendeville, José Ingenieros, J. Villegas, Isidro Casanova, Rafael Castillo, Merlo Gómez, Libertad, Marinos del Crucero Gral. Belgrano.
- Línea Gral. Roca: Temperley, Hospital Español, Santa Catalina, Juan XXIII, Km. 34, P.P. Turner, De Elía, Tablada, San Justo, Brian, Haedo.

Transporte público automotor de pasajeros:

Algunas líneas de colectivo que atraviesa el partido de La Matanza son:

- Línea 88: conecta Liniers – Virrey del Pino.
- Línea 96: realiza los trayectos Constitución - Virrey del Pino, Caballito - Virrey del Pino y Liniers -Virrey del Pino.
- Línea 205: une Liniers con Virrey del Pino.
- Línea 218: conecta Ciudadela con Cañuelas.
- Línea 382: conecta Liniers con Virrey del Pino
- Línea 620: une Lomas del Mirador con Virrey del Pino y Ramos Mejía con Virrey del Pino.
- Línea 621: conecta Ramos Mejía con Virrey del Pino.
- Línea 622: realiza los trayectos González Catán – Oro Verde y La Tablada – Barrio San Marino.

■ Vivienda.

Un dato que proporciona el censo 2010 es que, para el partido de La Matanza del total de 447.371 de hogares censados, 359.347 corresponden a casas, 14.658 a casillas, 4.464 a ranchos y 64.903 a departamentos.

Con respecto a la calidad, el 56% son viviendas calidad 1 (la vivienda presenta materiales resistentes y sólidos tanto en el piso como en techo; presenta cielorraso), 27% calidad 2 (la vivienda presenta materiales resistentes y sólidos tanto en el piso como en el techo), 15% calidad 3 (la vivienda presenta materiales poco resistentes y sólidos en techo y en pisos) y 2% calidad 4 (la vivienda presenta materiales de baja calidad en pisos y techos).

CAPÍTULO 4 – IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES.

1. Metodología.

En una matriz de evaluación de impactos ambientales se ha realizado la identificación, descripción y cuantificación de los impactos ambientales previstos para el proyecto, tanto para la etapa de construcción como para la de explotación y mantenimiento.

La identificación y evaluación de impactos se realizó considerando:

- Revisión y análisis de información disponible.
- Relevamiento in situ del área del proyecto.
- Confección de una lista de acciones y actividades del proyecto.
- Definición de los factores ambientales relevantes para el proyecto y su entorno, siguiendo los lineamientos de las normativas dictadas a tal efecto.
- Identificación de las posibles interacciones entre las acciones del proyecto y los factores ambientales.
- Evaluación de los impactos de dichas acciones sobre los factores del ambiente considerados, según los criterios que se especifican a continuación:

MATRIZ DE LA EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Para la calificación de los impactos se utilizan los siguientes factores de ponderación:

SIGNO:	- (perjudicial)		+ (beneficioso)
DURACIÓN:	T (temporal)		P (permanente)
INTENSIDAD:	E (elevado)	M (media)	L (leve)
DISPERSIÓN:	F (focalizado)		D (disperso)

SIGNO: se refiere a si el impacto sobre el factor considerado tiene un efecto positivo/beneficioso (+) o negativo/perjudicial (-) o no existe ().

Un impacto se considera negativo cuando se modifica un factor ambiental alterando el equilibrio existente entre éste y los demás factores. Mientras que un impacto se considera positivo cuando la alteración del factor resulta favorable al mismo y/o a la interacción de éste con los demás factores.

DURACIÓN: se refiere al tiempo que dura la acción impactante. Se la califica de temporaria (T) o permanente (P).

En el caso del proyecto analizado habrá acciones que ocurrirán sólo en la etapa de construcción, pero su efecto perdurará más allá de la ejecución de dicha acción; en ese caso, los impactos se califican como permanentes. Los que persisten sólo durante la realización de la acción impactante se consideran temporarios.

INTENSIDAD: se refiere al alcance o dimensión con que el impacto se manifiesta. En este caso será evaluado en orden creciente como leve (L), media (M) y elevada (E).

En el caso de los impactos negativos, la calificación “leve” indica que la afectación existe, pero es muy baja y el recurso no resulta dañado en su esencia. La calificación “media” indica que el impacto tiene cierta importancia y el recurso de que se trate resulta afectado en un grado considerable. La calificación “elevada” implica un impacto significativo, como puede ser riesgo de pérdida, hasta pérdida total del recurso.

En el caso de los impactos positivos, la calificación de “leve” indica que el beneficio que resulta de esa acción del proyecto es poco relevante. La calificación “media” expresa que la acción es favorable/beneficiosa. La calificación “elevada” implica que los beneficios de esa acción sobre el o los componentes del medio son significativos, e involucran a la mayoría o la totalidad del componente considerado.

DISPERSIÓN: se refiere al efecto del impacto que puede ser focalizado (F) al sitio donde se genera la acción, o disperso (D), extendiéndose más allá del sitio de origen de la acción impactante, tanto en el caso de los impactos positivos como en el de los negativos.

2. Impactos ambientales.

Se evaluaron los siguientes aspectos, para las etapas de construcción y, explotación y mantenimiento:

- Intrusión visual;
- Ruido y vibraciones;
- Campos electromagnéticos;
- Afectación del patrimonio cultural;
- Afectación de la flora;
- Afectación de la fauna;
- Seguridad pública;
- Ocupación del espacio;
- Afectación del suelo;
- Afectación de las aguas superficiales;
- Afectación de la calidad del aire;
- Afectación del tránsito vehicular;
- Afectación del tránsito peatonal;
- Afectación de otros servicios;
- Afectación de la actividad comercial;
- Generación de empleo;
- Gestión de los residuos;
- Abastecimiento energético.

2.1. Matriz de impactos.

Impacto: Aspecto Visual	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La construcción de la subestación producirá una leve alteración del paisaje dado que las tareas se realizarán exclusivamente dentro del predio destinado al proyecto. Los impactos en esta etapa serán temporales y esporádicos, produciéndose en momentos puntuales de la obra como consecuencia del aporte de materiales y equipos a la misma.	La presencia de la subestación afectará de manera permanente, medio y positivo ya que le otorgará a la fisonomía arquitectónica del lugar una visión de orden y limpieza de línea constructiva que mejorará la visión general que actualmente posee la vecindario.
- TLF	+ PMF
Impacto: Ruido y vibraciones	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La emisión de ruidos que se genere durante esta etapa podrá deberse al propio nivel sonoro generado por las maquinarias, vehículos y el personal abocado a las tareas de obra, afectación que será temporal mientras duren las obras, muy puntual y que incidirá sobre una baja densidad de población aledaña a la construcción.	El nivel de ruido de los transformadores de potencia instalados en la subestación cumplirá con las Norma IRAM 2437, permitiendo asegurar un nivel de ruido que se encuentre por debajo de los niveles admitidos por la norma IRAM 4062 "Ruidos molestos al vecindario".
- TLF	- PLF
Impacto: Campos electromagnéticos	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Al no haber transporte de energía en la fase constructiva, no habrá emisiones de este tipo.	Las emisiones de campo eléctrico y magnético de las subestaciones de edenor respetarán los límites recomendados por la OMS, el IRPA, como así también la Resolución de la Secretaría de Energía N° 77/98: Valor admisible de Campo Eléctrico: 3 kV/m y Valor admisible de Campo Magnético: 25 uT, ambos medidos en el perímetro de la subestación, a 1 metro del nivel del suelo.
NO EXISTE	- PLF
Impacto: Afectación del patrimonio cultural	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
El proyecto no produce afectación del patrimonio histórico/cultural de la zona ya que la obra no involucra monumentos, bienes inmuebles y muebles que se identifiquen con valor estético, arquitectónico y/o arqueológico, como así tampoco modifica panoramas apreciados por la comunidad o declarados de interés público por autoridades competentes.	El proyecto no produce afectación del patrimonio histórico/cultural de la zona ya que la obra no involucra monumentos, bienes inmuebles y muebles que se identifiquen con valor estético, arquitectónico y/o arqueológico, como así tampoco modifica panoramas apreciados por la comunidad o declarados de interés público por autoridades competentes.
NO EXISTE	NO EXISTE
Impacto: Afectación de la flora	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Al tratarse de un área despojada de especies vegetales no habrá afectación sobre este recurso.	Al tratarse de un área despojada de especies vegetales no habrá afectación sobre este recurso.
NO EXISTE	NO EXISTE

Evaluación de Impacto Ambiental - **edenor**
 Proyecto, construcción y montaje de nueva S.E. Polledo – 2X80MVA – 132/13,2kV
 Partido de La Matanza – Provincia de Buenos Aires

Impacto: Afectación de la fauna	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La fauna presente en el área de estudio, que se encuentra compuesta principalmente por las aves que busca alimentos en el espacio limpio destinado a la obra, puede resultar levemente afectada al producirse disturbios en su hábitat durante las obras. No obstante, se estima que los animales se alejen de las zonas de obra mientras éstas se realicen.	Al tratarse de un área abierta, habrá una potencial afectación sobre la fauna dado que la misma puede tener contacto con las instalaciones de la subestación. De todos modos, no incrementa el impacto dado que no modifica la actual situación.
- TLF	NO EXISTE
Impacto: Seguridad pública	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Durante la ejecución de los trabajos, y en todo momento, se adoptarán todas las medidas de seguridad que indiquen las reglamentaciones al respecto elaboradas por edenor y el ENRE, de todos modos, no habrá afectación a la seguridad pública por tratarse de un recinto cerrado y privado.	Las tareas de mantenimiento que pudieran llegar a surgir en la etapa de explotación de la subestación se realizarán exclusivamente dentro del edificio, representando éste un espacio cerrado y privado. Por consiguiente, dichas tareas no generarán afectación sobre la seguridad pública.
NO EXISTE	NO EXISTE
Impacto: Ocupación del espacio	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Al tratarse de un emplazamiento dentro de un recinto cerrado, no habrá ocupación del espacio.	Las tareas de mantenimiento que pudieran llegar a surgir en la etapa de explotación de la subestación se realizarán dentro del edificio, representando éste un espacio cerrado y privado. Por consiguiente, no habrá ocupación del espacio.
NO EXISTE	NO EXISTE
Impacto: Afectación del suelo	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Los suelos de la zona donde se realicen las obras resultarán afectados en distinto grado debido a acciones tales como la limpieza de la zona de trabajo, el tránsito de maquinarias, pero principalmente por el relleno del suelo necesarias para las tareas de construcción que se llevarán a cabo en la subestación. La disposición de los materiales sobrantes de obra, de acuerdo a lo estipulado en los procedimientos elaborados por edenor , evitará la posible afectación sobre este recurso que podría generar la incorrecta disposición de estos.	La presencia de un nuevo equipamiento eléctrico no provocará impacto negativo sobre el recurso suelo ya que no cambiarán las características de este.
- TLF	NO EXISTE
Impacto: Afectación de las aguas superficiales	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
El contratista deberá cumplir mientras dure la obra, con el tratamiento y disposición adecuada de los materiales en uso, así como con una adecuada gestión de los residuos, de acuerdo a lo establecido en los Procedimientos Operativos Ambientales establecidos por edenor . se prevé que no habrá afectación a las aguas superficiales por vertidos o vuelcos de sustancias que puedan alterar las características actuales de los cuerpos de agua receptores.	No se producirá ningún cambio en el volumen de aguas de escorrentía que lleguen a los desagües pluviales de la zona por lo que no generará alteraciones en los cursos de aguas superficiales.
NO EXISTE	NO EXISTE

Evaluación de Impacto Ambiental - **edenor**
 Proyecto, construcción y montaje de nueva S.E. Polledo – 2X80MVA – 132/13,2kV
 Partido de La Matanza – Provincia de Buenos Aires

Impacto: Afectación de la calidad del aire	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La afectación de la calidad de aire podría ocurrir fundamentalmente durante la etapa de obras debido al aumento o modificación temporaria de la concentración del material particulado y por la emisión de gases de combustión de maquinarias y vehículos. Dado que esto no se puede considerar como contaminación del aire, sólo se considerará como una afectación leve y temporaria mientras duren las obras.	La subestación no genera alteraciones en la calidad del aire, salvo en las tareas ocasionales de mantenimiento en las que podrían producirse emisiones de gases, pero se consideran despreciables debido a su baja frecuencia y baja intensidad.
- TLF	NO EXISTE
Impacto: Afectación del tránsito vehicular	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La construcción de la subestación no producirá alteraciones relevantes en la trama circulatoria ya que el recinto no cuenta con acceso de tránsito vehicular. La única alteración podría deberse más que nada por las que se pudieran generar durante el traslado de materiales hacia la misma.	Una vez finalizadas las obras, no existirá ningún tipo de afectación sobre el tránsito vehicular que pudiera existir en la zona debido a que el mantenimiento de la subestación se circunscribe al recinto cerrado
- TLF	NO EXISTE
Impacto: Afectación del tránsito peatonal	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Durante las obras de construcción de la subestación no habrá afectación sobre el tránsito peatonal dado que la misma se realizará en un recinto cerrado.	Una vez finalizadas las obras en la subestación, no habrá afectación sobre el tránsito peatonal por tratarse de un recinto cerrado y privado.
NO EXISTE	NO EXISTE
Impacto: Afectación de otros servicios	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La obra de construcción a llevarse a cabo se desarrolla íntegramente dentro del predio destinado a la construcción de la subestación, no produciendo ninguna alteración a los servicios que actualmente se prestan en la zona de influencia.	La puesta en marcha del nuevo equipamiento en la subestación no producirá afectación sobre otros servicios
NO EXISTE	NO EXISTE
Impacto: Afectación de la actividad comercial	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Durante la etapa de obras el comercio puede verse leve y positivamente afectado ya que la mano de obra involucrada en el proyecto podría generar un aumento del consumo en la zona de influencia de la subestación.	Se prevé un impacto positivo en este factor ya que se generará un beneficio considerable sobre la población al favorecer la disponibilidad de energía para usos comerciales e industriales.
+ TLF	+ PED

Evaluación de Impacto Ambiental - **edenor**
 Proyecto, construcción y montaje de nueva S.E. Polledo – 2X80MVA – 132/13,2kV
 Partido de La Matanza – Provincia de Buenos Aires

Impacto: Generación de empleo	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Durante la etapa de obras se generarán nuevos puestos de trabajo, lo cual en definitiva implicará una mejora en la calidad de vida de dichos empleados, aunque sea temporalmente mientras duren las obras.	Durante la etapa de explotación no se generará empleo. Del mantenimiento se encargará personal propio o contratista ya vinculado a la empresa, por lo que no se considera un impacto de este tipo.
+ TLF	NO EXISTE
Impacto: Gestión de los residuos	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
La obra de construcción a llevarse a cabo se desarrolla íntegramente dentro del predio destinado a la construcción de la subestación. Dado que el contratista en todo momento, mientras duren las obras, deberá gestionar adecuadamente y de acuerdo a los procedimientos que posee edenor tanto los materiales como los residuos generados, se considera que esto no afectará a las áreas donde se realicen las obras.	Las tareas de mantenimiento que pudieran llegar a surgir en la etapa de explotación de la subestación se realizarán exclusivamente dentro del edificio, representando éste un espacio cerrado y privado. edenor posee procedimientos para la gestión de todos los tipos de residuos generados. El personal responsable de la subestación se encargará de realizar la correcta separación y almacenamiento de estos para gestionar su posterior disposición final con las empresas contratadas para tal fin.
+ TLF	+ PMF
Impacto: Abastecimiento energético	
Etapa: Construcción	Etapa: Explotación y Mantenimiento
Durante la etapa de obras no habrá modificaciones en el abastecimiento actual de los clientes de la zona. Se realizarán los trabajos tratando de mantener la calidad de producto y de servicio en la zona involucrada.	El proyecto no sólo permitirá mejorar la calidad del servicio y la calidad del producto, sino que todas las acciones involucradas por el mismo garantizarán el abastecimiento energético estable y seguro para toda el área y en especial para los clientes críticos como hospitales, escuelas e industrias, entre otros.
+ TLF	+ PED

3. Conclusiones a partir de la identificación de impactos.

Se analizó el proyecto de montaje de la futura subestación N° 460 - Polledo en cuanto al desarrollo de las obras de construcción para la instalación y puesta en servicio del edificio y la playa de 132/13,2kV.

Se evaluaron las complejidades de obra, los impactos urbanos, socioculturales, sobre el medio físico y la interferencia con otros servicios detectados durante el relevamiento in situ.

3.1. Montaje de la subestación.

En la etapa de construcción, el 33% de los impactos evaluados corresponde a impactos negativos, leves y focalizados que se realizarán durante las obras. El 22% corresponde a impactos positivos, leves y focalizados y 44% impactos que no afectan al medio circundante.

En general las pocas afectaciones que prevén se generen durante la etapa de montaje del proyecto son focalizadas, leves y temporales debido al hecho de que la mayoría de las tareas desarrolladas durante esta etapa se circunscribirán al predio de la subestación.

En la etapa de explotación y mantenimiento del equipamiento, resulta que el 67% de los impactos se consideran que no afecta a los factores ambientales evaluados, un 11% considera a los impactos negativos (leves y focalizados) relacionados a la generación de ruidos y de campos electromagnéticos. En este sentido, se destaca que las emisiones se encontrarán totalmente controladas, monitoreadas y dentro de los parámetros exigidos por la reglamentación. Y el 22% restante corresponde a la generación de impactos positivos, entre ellos afectación de la actividad comercial, la gestión de residuos y el abastecimiento energético.

3.2. Conclusiones.

Para la **construcción, explotación y mantenimiento** de la **subestación**, el estudio realizado sobre el proyecto propuesto y a partir de la evaluación de las matrices de identificación y evaluación de impactos presentadas anteriormente y teniendo en cuenta que, terminada la obra, la misma no presenta alteraciones relevantes a la realidad que presentará la zona en un futuro inmediato, este proyecto presentará en general un efecto considerado como de **Impacto Ambiental Leve**.

Evaluación de Impacto Ambiental - **edonor**
 Proyecto, construcción y montaje de nueva S.E. Polledo – 2X80MVA – 132/13,2kV
 Partido de La Matanza – Provincia de Buenos Aires

CUADRO RESUMEN - MATRIZ DE IMPACTOS AMBIENTALES

■ **ETAPA DE CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN.**

Etapa: Construcción			Impactos evaluados	%	%	%
- TLF	+ TLF	No Existe				
6	4	8	18	33	22	44

Etapa: Construcción																	
Impacto Visual	Ruidos y vibraciones	Campos electro-magnéticos	Patrimonio Cultural	Afectación de la flora	Afectación de la fauna	Seguridad pública	Ocupación del espacio	Afectación del suelo	Afectación de las aguas superficiales	Afectación de la calidad del aire	Afectación del tránsito vehicular	Afectación del tránsito peatonal	Afectación de otros servicios	Afectación de la actividad comercial	Generación de empleo	Gestión de residuos	Abastecimiento energético
- TLF	- TLF	No Existe	No Existe	No Existe	- TLF	No Existe	No Existe	- TLF	No Existe	- TLF	- TLF	No Existe	No Existe	+ TLF	+ TLF	+ TLF	+ TLF

■ **ETAPA DE EXPLOTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN.**

Etapa: Explotación y Mantenimiento				Impactos evaluados	%	%	%	%
- PLF	+ PMF	+ PED	No Existe					
2	2	2	12	18	11	11	11	67

Etapa: Explotación y Mantenimiento																	
Impacto Visual	Ruidos y vibraciones	Campos electro-magnéticos	Patrimonio Cultural	Afectación de la flora	Afectación de la fauna	Seguridad pública	Ocupación del espacio	Afectación del suelo	Afectación de las aguas superficiales	Afectación de la calidad del aire	Afectación del tránsito vehicular	Afectación del tránsito peatonal	Afectación de otros servicios	Afectación de la actividad comercial	Generación de empleo	Gestión de residuos	Abastecimiento energético
+ PMF	- PLF	- PLF	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	No Existe	+ PED	No Existe	+ PMF	+ PED

CAPÍTULO 5 – MEDIDAS PARA GESTIONAR IMPACTOS AMBIENTALES.

En este capítulo se dan a conocer las medidas de prevención y acciones mínimas a seguir, con la finalidad de prevenir, mitigar, corregir y/o compensar los impactos negativos que el electroducto de vinculación pueda ocasionar en las etapas de construcción y explotación y mantenimiento.

ETAPA DE CONSTRUCCIÓN		
ACTIVIDAD	IMPACTOS ASOCIADOS	PLAN DE CONTROL
INSTALACIÓN DE OBRADORES	Afectación temporal de áreas puntuales. Deterioro de la masa vegetal, suelo y cuerpos de agua. Cambios de condiciones sobre los siguientes aspectos: higiénico – sanitaras, salud y seguridad. Cuestionamientos vecinales: aceptación social y socioculturales. Afectación y/o molestias al medio antrópico por nivel de ruidos o por disturbios. Incremento en el tránsito vehicular de la zona. Generación de RSU producto de las actividades propias del obrador. Generación de efluentes líquidos. Acumulación de residuos que aumentan la probabilidad de contaminación. Alteración del hábitat. Migración de aves. Alteraciones al paisaje. Disminución de la calidad del suelo por instalaciones provisorias. Impacto positivo: Demanda de insumos y servicios sobre el comercio local. Incremento de la mano de obra de la zona.	Información a la población respecto a las características y del tiempo de duración de la obra. Cumplimiento de las normativas de Seguridad e Higiene laboral. Instalación de baños químicos. Retiro y disposición adecuada de los residuos. Orientar y controlar el comportamiento del personal de obra en relación con la comunidad. Minimizar la ocupación de espacio fuera del área de trabajo. Restauración final de las áreas de los obradores temporales.

Evaluación de Impacto Ambiental - **edonor**
 Proyecto, construcción y montaje de nueva S.E. Polledo – 2X80MVA – 132/13,2kV
 Partido de La Matanza – Provincia de Buenos Aires

<p>LIMPIEZA Y DESMONTE DE TERRENO – MOVIMIENTO DE SUELOS – EXCAVACIONES</p>	<p>Reducción despeje, desmalezado, remoción de tierra y afectación y/o pérdidas de la cobertura vegetal. Generación de residuos de materia vegetal. Riesgo de incendios. Uso de herbicida para combatir la maleza. Limitación en proyectos de urbanización futuros. Menor valor inmobiliario de las parcelas linderas. Riesgo de erosión por la utilización de maquinaria pesada para el movimiento de suelos. Generación y dispersión de polvo. Alteración en la calidad del suelo, aire, agua y flora. Afectación a otros servicios. Impacto visual temporal.</p> <p>Impacto positivo: Creación de fuentes de trabajo transitorias.</p>	<p>Inspeccionar y marcar con claridad los límites a nivelar. Confinar los trabajos al espacio definido. Evitar el uso de herbicidas. Plantación de cobertura vegetal. Cumplimiento de normas de Seguridad e Higiene laboral. Adiestramiento, capacitación, idoneidad y responsabilidad del personal actuante.</p>
<p>MOVILIZACIÓN DE EQUIPOS, GRÚAS, MATERIALES Y PERSONAS</p>	<p>Restricción a las condiciones de circulación y sobrecarga de la infraestructura vial. Afectación a la normal circulación peatonal y vehicular de la zona. Posible deterioro de los suelos y vegetación. Incrementación en los niveles de ruido y generación y dispersión de polvo. Contaminación del aire por emisión de gases producto de la combustión de combustibles fósiles de los vehículos. Contaminación de recursos y/o ductos viales por pérdidas de hidrocarburos de vehículos por rotura de equipos contaminantes. Riesgo de accidentes de personal de obra o terceros en tareas de carga y descarga de materiales. Ocupación temporaria de espacio para estacionamiento de máquinas y equipos móviles. Impacto visual por movilización de equipos, grúas, materiales y personas.</p>	<p>Avisar a las autoridades Municipales sobre el transporte de materiales dentro de la ciudad. Solicitar a la Dirección de Tránsito del municipio, en caso de ser necesario el corte y/o desvíos de calles para el transporte de los transformadores al sitio de instalación. Control de velocidades de desplazamientos de vehículos y/o máquinas por rutas programadas. Control de cargas: alturas y pesos máximos permitidos.</p>
<p>PATRIMONIO CULTURAL</p>	<p>Escasa probabilidad de ocurrencia. Impacto Positivo: Descubrimiento de restos fósiles u otro objeto de valor cultural o histórico.</p>	<p>Suspensión inmediata de toda tarea. Comunicación a las autoridades pertinentes.</p>

Evaluación de Impacto Ambiental - **edonor**
 Proyecto, construcción y montaje de nueva S.E. Polledo – 2X80MVA – 132/13,2kV
 Partido de La Matanza – Provincia de Buenos Aires

OBRAS CIVILES	<p>Compactación del suelo. Impacto visual por el movimiento de operarios, estructuras y equipos. Contaminación del suelo por vertidos no controlados de las hormigoneras. Suspensión de operaciones por períodos prolongados.</p>	<p>Estudio previo de los suelos. Medidas de señalización. Adecuado almacenamiento y disposición del material sobrante. Utilización de contenedores para la disposición de los desechos. Cumplimiento de las normas de Seguridad e Higiene laboral. Utilización de materiales similares a los encontrados en la línea de base.</p>
TAREAS GENERALES DE CONSTRUCCIÓN	<p>Generación de residuos inertes, especiales y urbanos. Contaminación de suelos por inadecuada segregación de residuos. Acumulación prolongada de materiales. Generación de material particulado. Perturbación a la salud de los operarios y fauna avícola por emisión de ruidos molestos. Riesgo de accidentes del personal en tareas de izado, pivotamiento, nivelación, cimentación de estructuras y pórticos en tendidos y montajes electromecánicos en predio de la S.E. Afectación a la normal circulación vehicular en la zona próxima al predio. Intrusión visual.</p>	<p>Clasificación, almacenamiento y segregación de residuos. Correcta disposición final de residuos mediante empresas habilitadas. Utilización de elemento de protección y seguridad personal. Utilización de absorbentes y adecuada recolección de estos.</p>
INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES	<p>Contaminación de suelos por pérdidas o derrames de aceite mineral o de electrolito. Riesgo de pérdida en la calidad de los recursos. Aumento de riesgo de lesiones por accidentes personales. Almacenamiento o manipuleo inadecuado de los tambores de reposición.</p>	<p>Construcción de bateas individuales de hormigón. Kit de contención de derrames. Prevención y remediación de derrames. Disposición de almacenamientos adecuados. Verificación de la hermeticidad del equipamiento. Prohibición de uso de PCB.</p>
INSTALACIÓN BANCO DE BATERÍAS	<p>Contaminación del suelo por pérdidas o derrames de electrolitos. Riesgo de pérdida en la calidad de los recursos. Riesgo de lesiones por accidentes personales. Emisión de gases pro-sustancias ácidas. Posibles efectos nocivos por derrames en las cargas y reposición de electrolitos. Generación de desechos tóxicos.</p>	<p>Personal capacitado y disponibilidad de medios y recursos necesarios para prevenir, contener y remediar eventos no deseados. Kit para derrames. Retiro y almacenamiento adecuado de residuos.</p>

Evaluación de Impacto Ambiental - **edonor**
 Proyecto, construcción y montaje de nueva S.E. Polledo – 2X80MVA – 132/13,2kV
 Partido de La Matanza – Provincia de Buenos Aires

ETAPA DE MANTENIMIENTO Y EXPLOTACIÓN		
ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO	GESTIÓN
MANTENIMIENTO Y LIMPIEZA	Inadecuado estado de aseo y falla del equipo que pueden originar un agravamiento en caso de un siniestro. Riesgo al personal de operaciones por falta de EPP.	Plan de mantenimiento y limpieza de la subestación. Utilización de EPP. Utilización de protección en edificios. Verificación periódica del estado de conservación y vencimiento de equipos de prevención.
INSPECCION DE INSTALACIONES	Prevención de ocurrencia de potenciales contingencias. Potencial afectación a la seguridad, salud y calidad de vida de la población ante ocurrencias de contingencias no deseadas por falta de supervisión. Ruido audible, radio-interferencia, generación de tensiones inducidas, descargas eléctricas, efecto corona, choque eléctrico, efecto por presencia de otras instalaciones.	Prevención de emergencias o incidentes ambientales mediante el cumplimiento del plan de mantenimiento. Plan de gestión ambiental. Monitoreos ambientales obligatorios y periódicos de parámetros (cumplimiento de límites establecidos en la Res. SE 77/98 e IRAM 4062). Capacitación del personal involucrado.
TAREAS PROPIAS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	Generación de residuos inertes: Inadecuado almacenamiento y/o segregación. Generación de residuos especiales: Posible contaminación de suelos por inadecuada disposición y segregación de los residuos. Riesgos operativos al personal por tareas afines a la explotación o el mantenimiento de la S.E.	Correcto almacenamiento e identificación de los residuos. Disposición mediante empresa habilitada. Utilización de EPP. Personal capacitado para realizar el mantenimiento preventivo y/o correctivo.
CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS	Posible afectación a la seguridad, salud y calidad de vida de la población y/o trabajadores ante ocurrencias de eventuales exposiciones a radiaciones de campos eléctricos y magnéticos por sobre los parámetros establecidos en las normas vigentes.	Estudios previos del dimensionamiento y geometría de las instalaciones. Realización de estudios de emisión de CEM antes y después de efectuadas las obras en estudio. Monitoreo periódico de niveles de campos eléctricos y magnéticos. Mitigaciones p/disminuir la emisión de CEM

CAPÍTULO 6 – PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL.

El Plan de Gestión Ambiental (PGA) aborda el conjunto de aspectos ambientales significativos que surgen del análisis de la importancia ambiental relativa al **proyecto, construcción y, montaje de la nueva subestación Polledo.**

Se han contemplado, en el diseño del presente plan, los procedimientos de protección ambiental específicos para la minimización de los impactos asociados con el proyecto de construcción, a partir de la precisión en las medidas de mitigación a aplicar.

La aplicación efectiva del PGA se alcanzará a través de la concientización y capacitación de todo el personal afectado a las obras, con el fin de dar a conocer los impactos ambientales asociados a las tareas a desarrollar y las acciones a implementar, para que cada operario desde su función contribuya a minimizar los impactos mencionados.

1. Programas de seguimiento y control ambiental.

Incluye la descripción de las medidas de prevención y mitigación de los impactos durante la vida útil del proyecto, propuestas acorde a los resultados y conclusiones obtenidas a partir de la identificación y valoración de impactos.

1.1. Capacitaciones Ambientales.

Todo el personal contará con los conocimientos necesarios para evitar que sus actividades generen cualquier tipo de impacto en el ambiente.

Previo al inicio de las obras, tanto los supervisores de obra como el personal afectado a las tareas participarán de una capacitación formal, debidamente documentada, sobre los procedimientos operativos ambientales de **edenor** y el Plan de Contingencias del presente PGA.

Los registros de capacitación estarán en poder del responsable ambiental del contratista y disponibles en el sitio de obras.

1.2. Cartelería Ambiental.

La señalización de las áreas destinadas al acopio transitorio de residuos responderá a lo establecido en el procedimiento operativo ambiental PA-02 "Gestión de Residuos". La cartelería se ubicará dentro de los obradores, en un lugar visible para todo el personal involucrado.

1.3. Manejo de materiales y residuos.

Durante la ejecución de las obras, el contratista cumplirá con las normas ambientales y de seguridad de **edenor** para gestionar adecuadamente tanto los materiales como los residuos generados. Fundamentalmente para la correcta disposición final de materiales, equipos y residuos, para los cuales no se especifique su envío a depósito, se cumplirá con lo establecido en el procedimiento PA-02 "Gestión de residuos".

Ante la emergencia de un derrame de líquidos considerados contaminantes, se tendrá en cuenta el procedimiento PA-08 "Contaminantes Ambientales".

El contratista deberá contar en obra con los elementos adecuados para contener y eliminar un derrame y los recipientes necesarios para almacenar los residuos resultantes (trapos impregnados, latas, envases, etc.).

En el caso particular de los residuos especiales que pudieran llegar a generarse, éstos estarán dispuestos en las inmediaciones del obrador, debidamente señalizado e impermeabilizado. Estos residuos serán retirados de los sitios de acopio o generación por un operador habilitado para tal fin.

En todo momento se mantendrán los desagües libres de cualquier tipo de obstrucción, tal como residuos de limpieza, materiales de construcción, tierra y/o escombros.

Las tareas descritas aportan el orden y prolijidad necesaria para minimizar el impacto de las obras sobre las personas y el entorno.

1.4. Transporte de equipamiento eléctrico.

Durante el transporte, el contratista deberá cumplir con los procedimientos de seguridad en la vía pública vigentes (serie PSP) y normas de ambiente y seguridad industrial (serie PA y PS) emitidas por **edenor**, ya sean las de aplicación general o particular según el tipo de actividad. Asimismo, deberá cumplir con la reglamentación de tránsito vigente asegurando respetar los límites de peso autorizados para las vías de comunicación que se utilicen.

El contratista que tenga a cargo el transporte de equipamiento o materiales que contengan sustancias peligrosas (aceites, solventes, combustibles, etc.) deberá contar con un plan de contingencias ante eventuales incidentes ambientales firmado por un profesional competente.

Dicho plan establece las actuaciones perentorias a ejecutarse en caso de ocurrencia de incidentes ambientales de cualquier tipo (derrames, incendio, etc.) y contemplará la provisión, en el mismo vehículo, de material absorbente para contener potenciales derrames que pudieran ocurrir durante el transporte.

1.5. Protección de flora y fauna.

En cuanto a las obras de construcción y montaje de la subestación, la fauna presente en el área de estudio, que se encuentra compuesta principalmente por animales domésticos y algunos silvestres, como pequeños mamíferos, batracios y aves, puede resultar levemente afectada al producirse disturbios en su hábitat durante las obras de construcción.

En cuanto a la flora, para realizar el emplazamiento de la nueva subestación, la misma no se verá afectada.

1.6. Movimientos de suelo.

En donde corresponda se realizarán las excavaciones necesarias para los túneles de cables, retirándose la tierra y los escombros de los que se realizará su disposición final conforme a las normas ambientales vigentes.

Donde sea necesario rellenar, se procederá al agregado de tierra tipo A4 convenientemente compactada.

1.7. Funcionamiento de las cisternas separadoras agua – aceite.

Una vez que las obras estén finalizadas, personal de la empresa contratista junto con el responsable de obra de **edenor** verificarán el funcionamiento de las cisternas separadoras agua – aceite, según lo establecido en la especificación técnica civil correspondiente al presente proyecto.

1.8. Cambios no contemplados.

En caso de producirse replanteos o ajustes en la construcción de la subestación, que puedan generar implicancias no contempladas en la EIA o en el presente PGA, el responsable ambiental y de seguridad de la empresa contratista competente se encargará de detener las tareas y se comunicará inmediatamente con la supervisión de **edenor**.

Personal de la Gerencia de IyOAT de **edenor** se encargará de analizar las modificaciones, procediendo a realizar un informe sobre los cambios necesarios, que será remitido a el área de Medio Ambiente de **edenor**.

Esta área, en virtud de las características de los cambios y del contenido de la EIA y PGA de la obra, evaluará la necesidad de realización de un informe ambiental complementario a dichos documentos, donde se especifiquen los procedimientos de protección ambiental para la minimización de los impactos ambientales específicos asociados a las modificaciones realizadas sobre el proyecto original.

En caso de tener que confeccionar este documento adicional, el mismo será presentado ante las autoridades competentes a fin de obtener la aprobación de las modificaciones.

A posteriori, en función de los permisos obtenidos, la Gerencia de IyOAT autorizarán al contratista a proseguir con las obras.

1.9. Restos arqueológicos, paleontológicos, históricos.

De efectuarse descubrimientos de tipo históricos, arqueológicos o paleontológicos durante las tareas de excavación, el responsable ambiental y de seguridad de la empresa contratista notificará a las autoridades e interrumpirá temporariamente los trabajos. Se asegurará la protección de las piezas con cubiertas y/o defensas hasta que se notifique la orden de reiniciar la obra por parte de las autoridades competentes. Estará terminantemente prohibido el hurto de pieza.

1.10. Sistema de detección de incendio y de reserva de agua contra incendio para uso de bomberos.

El edificio cuenta con un “Equipo de Detección de Incendio”. Este sistema consta de un conjunto de sensores y detectores vinculados a una central de alarmas que envía por telecontrol las señales respectivas al centro de control de **edonor**.

El edificio cuenta además con extintores manuales de polvo ABC y tipo B y C.

Además, se instalará un sistema de hidrantes con cañería seca, junto con un tanque de reserva de agua para la extinción del siniestro para uso exclusivo de los bomberos.

Los tanques de reserva de agua contra incendio para uso de bomberos serán premoldeados de polietileno con una toma de agua prevista para la conexión de la manguera de la autobomba de bomberos y un volumen de 50.000 litros.

La fuente de agua de los tanques mencionados anteriormente será la instalación de agua corriente. En el caso que no exista dicha instalación, para el llenado del tanque elevado para reserva de agua de incendio se ejecutará 1 (una) perforación hasta la tercera napa freática, con una bomba sumergida de 10.000 litros/hora cada una, con sus correspondientes tableros de comando, control y alarmas.

2. Programa de monitoreo.

Una vez en funcionamiento la subestación se dará cumplimiento a la Resolución ENRE 558/22 en lo referido a la medición de los parámetros que se detallan a continuación.

2.1. Campos electromagnéticos.

La normativa nacional de la Secretaría de Energía (Res. SE N° 77/98) establece 250 mG (25 uT) máximo al borde la franja de servidumbre a 1 (un) m del suelo para campo magnético y 3 kV/m máximo al borde de la franja de servidumbre a 1 (un) m del suelo para campo eléctrico. En los diseños en uso en **edonor** similares a la subestación y al electroducto propuesto, los valores reales cumplen las exigencias de la normativa nacional.

2.2. Contaminación acústica.

La construcción de la subestación se proyectará en total acuerdo con la Norma IRAM 4062, no produciéndose en ninguna circunstancia ruidos molestos al vecindario.

La subestación cumplirá con los niveles de ruido establecido por la Secretaría de Política Ambiental en la Res. SPA N° 94/02 “Método de clasificación y medición de ruidos molestos al vecindario” de la Provincia de Buenos Aires.

2.3. Previsiones ante derrames de líquido refrigerante.

Las bases de los transformadores de potencia cuentan con un separador gravimétrico agua/aceite y un tanque de recepción del aceite, impermeabilizado con un volumen suficiente para contener la totalidad de aceite de un transformador, según Resolución ENRE 163/2013.

Una vez producida la separación, el aceite es retirado para su posterior tratamiento y el agua derivada al sistema pluvial, previo paso por una cámara de control de efluentes.

edenor cuenta con el procedimiento PA-11 "Control de drenaje de cámaras separadoras de aceite" para el correcto funcionamiento de la cámara separadora.

3. Programa de contingencias ambientales.

A fin de evitar mayores consecuencias ambientales en el hipotético caso de ocurrencia de un incidente de este tipo (incendios, derrames, etc.), se dispone de un Plan de Contingencias Ambientales.

Si bien las normas de protección ambiental generalmente enfatizan sólo en las acciones inducidas que modifican el ambiente, el plan de contingencias destinado a minimizar los efectos de estas considerará también los eventos naturales que pueden presentarse en el área de obras.

Plan de contingencia.

I. Objetivos:

- a) Optimizar las acciones de control de las emergencias, a fin de proteger la vida de personas, los recursos naturales afectados y los bienes propios y de terceros, lo cual constituye la meta principal del presente plan.
- b) Evitar o minimizar los efectos adversos derivados de las emergencias que se pudieran producir como consecuencia de la ejecución de las operaciones.
- c) Establecer un procedimiento ordenado de las principales acciones a seguir en caso de emergencias y promover en la totalidad del personal el desarrollo de aptitudes y capacidades para afrontar rápidamente dichas situaciones.
- d) Constituir una organización idónea, eficiente y permanentemente adiestrada que permita lograr el correcto uso de los recursos humanos y materiales disponibles a dicho efecto.
- e) Identificar y tener previstos todos los medios y mecanismos necesarios para el traslado y evacuación de personas afectadas por alguna de las contingencias que se pudieran producir. Las diferentes tareas involucradas en el Plan dependerán del elemento causante de la contingencia, de las condiciones naturales del sitio donde la misma se localice, de las condiciones meteorológicas y otras, por lo cual en el desarrollo que más abajo se indica se incluyen aquellas consideradas comunes al tipo de contingencia que se trate.

II. Grupo de respuesta:

La esencia del Plan de Contingencias es la de disponer de una instancia de actuación eficiente para una pronta movilización de los medios disponibles, con el objeto de resolver las distintas situaciones de perjuicio ambiental que pudieran producirse.

Para lograr estos objetivos, el jefe del grupo de respuesta debe desarrollar una guía de las acciones a adoptar ante determinada emergencia, así como supervisar, administrar

y realizar el conjunto de las tareas de control, bloqueo de instalaciones, limpieza, recuperación, disposición de residuos y comunicaciones.

La composición del Grupo de Respuesta estará organizada por obra de la siguiente manera:

- Un jefe del grupo, que será el responsable de medio ambiente de la empresa contratista.
- Un jefe de obra y los supervisores de obras de dicho contratista, y
- Un supervisor de obra de **edenor** quienes serán los encargados de reportar las novedades a la Gerencia de IyOAT, quien en coordinación con el área de Relaciones Institucionales (RR.II.) de **edenor** serán los responsables del contacto con las partes interesadas.

El jefe del Grupo de Respuesta tendrá la responsabilidad de:

- A. Coordinar planes de contingencia específicos,
- B. Elaborar estrategias alternativas para las distintas situaciones de riesgo,
- C. Organizar los cursos de capacitación del personal en general y de los grupos auxiliares,
- D. Disponer la movilización de equipos y materiales,
- E. Reportar las novedades a los niveles gerenciales del contratista y de **edenor**,
- F. Realizar tareas preventivas de campo,
- G. Conocer los puntos más vulnerables de la instalación y del entorno,
- H. Realizar tareas de campo durante las emergencias,
- I. Supervisar los movimientos durante y después de una contingencia,
- J. Supervisar las tareas de limpieza y restitución de condiciones,
- K. Relevar las condiciones posteriores a la contingencia,
- L. Confeccionar un informe detallado y cronológico de las tareas de campo realizadas.

Teniendo en cuenta la potencialidad de toma de contacto con otros servicios públicos e instalaciones o estructuras, se considera adecuado que al menos el jefe del grupo de respuesta disponga de las vías de contacto, previas al inicio de las tareas, con aquellas autoridades o prestadores de servicios en el área del proyecto, de forma tal que cualquier contingencia que no pueda ser resuelta por los propios cuadros esté claramente especificada con los expertos en cada tema:

Dentro de ese grupo de servicios de asistencia deben estar, entre otros:

- Emergencias médicas, Defensa Civil, Policía y Bomberos: Tel. 911.
- Servicio de emergencia de Naturgy: Tel. 0810-888-1137.
- Servicio de emergencia de AySA: Tel. 6333-2482.

III. Contingencias posibles:

Los distintos tipos de incidentes posibles serán clasificados según la gravedad y magnitud de la emergencia en:

▪ Incidente de Grado 1

Se trata de un siniestro operativo menor, que afecta localmente a instalaciones o equipos de la empresa, generando un pequeño o limitado impacto ambiental, sin ocasionar daño a personas.

▪ Incidente de Grado 2

Se trata de un siniestro operativo mayor, que afecta a instalaciones de la empresa o de terceros, bienes de terceros, suelo, pudiendo producir un impacto considerable.

Las contingencias posibles incluyen:

- A. Rotura de ducto de fluidos líquidos (incluyendo agua o desagües) con derrame y/o rotura de ducto de gas natural.
- B. Derrame de sustancias peligrosas.
- C. Incendios.
- D. Evacuación y traslado de heridos.
- E. Lluvias extraordinarias.

A. Rotura de ducto de fluidos líquidos (incluyendo agua o desagües) con derrame y/o rotura de ducto de gas natural.

▪ Incidente de Grado 1

Producido por la rotura de un ducto de fluidos líquidos en un área limitada, alejado de zonas de trabajo de riesgo para personas y otras instalaciones urbanas con riesgos. Caracterizado por un pequeño impacto ambiental y sin la presencia de fuego o lesiones personales.

🔑 Acciones del Grupo de Respuesta

El jefe del grupo dispone de las siguientes acciones generales:

- a) Evacuación del área afectada de toda persona ajena a las tareas de control,
- b) Desarrollo de un cerco de seguridad,
- c) Adopción de medidas para proceder al bloqueo parcial o total del tramo de la instalación afectada y de otras que pudieran estar comprometidas,
- d) Adopción de medidas para controlar la pérdida y proceder a la inmediata reparación de la instalación,
- e) Adopción de medidas (en caso de inflamables), para paralizar todo tipo de operación con fuegos abiertos o con soldaduras que se realicen en las inmediaciones,
- f) Adopción de medidas para que, una vez terminadas las tareas de control del derrame, se realice la limpieza y reacondicionamiento del sitio,

- g) Adopción de medidas para determinar las causas del incidente y evaluar los daños ocasionados.

▪ Incidente de Grado 2

Producido por las roturas de un ducto de fluidos líquidos que genere derrames mayores, cercanos a las zonas de trabajo, otras instalaciones con riesgos, o que puedan afectar en forma severa a terceros. Asimismo, se considerará incidente de grado 2 cuando se produzca la rotura de cualquier tipo de gasoducto.

Este tipo de contingencia puede producir explosiones o incendio con daños a equipos y/o personas.

☞ Acciones del Grupo de Respuesta

El jefe del grupo da aviso al resto del Grupo de Respuesta y trata con el personal disponible de bloquear el tramo de la instalación afectada, mientras recibe ayuda externa. Asimismo, coordina con todo el personal disponible las acciones a seguir y el apoyo de equipos y personal a solicitar. Independientemente de que hasta el momento no se hayan producido víctimas, dispondrá preventivamente del envío de los servicios médicos de emergencias.

Asimismo, el jefe del grupo dispondrá las siguientes acciones:

- a) Evacuación del área afectada de toda persona ajena a las tareas de control,
- b) Adopción de medidas para establecer un cerco de seguridad, delimitando la zona para acceso y tránsito,
- c) Adopción de medidas para proceder al bloqueo parcial o total del tramo de la instalación afectada y de otras que pudieran estar comprometidas,
- d) Adopción de medidas para controlar la pérdida y proceder a la inmediata reparación de la instalación,
- e) Adopción de medidas para paralizar todo tipo de operación con fuegos abiertos o con soldaduras que se realicen en las inmediaciones,
- f) En caso de derrame de líquidos, se adoptarán las medidas necesarias para que, una vez terminadas las tareas de control de este, se realice la limpieza y el acondicionamiento del sitio,
- g) Adopción de medidas para determinar las causas del incidente y evaluar los daños ocasionados,
- h) Adopción de medidas para que, si a raíz del derrame o se ocasionara un incendio, se trate de controlarlo con los equipos disponibles,
- i) En caso de que no se pudiera controlar, se dará aviso inmediato a los bomberos,
- j) Para los casos de roturas de gasoductos se dará aviso inmediato a la empresa de gas correspondiente y a los bomberos.

B. Derrame de sustancias peligrosas.

▪ Incidente de Grado 1

Producido por el derrame de líquidos peligrosos en un área limitada, alejado de zonas de trabajo de riesgo para personas y otras instalaciones urbanas con riesgos. Caracterizado por un pequeño impacto ambiental y sin la presencia de fuego o lesiones personales.

☞ Acciones del Grupo de Respuesta

El jefe del grupo dispone de las siguientes acciones generales:

- a) Evacuación del área afectada de toda persona ajena a las tareas de control,
- b) Desarrollo de un cerco de seguridad,
- c) Adopción de medidas para proceder a la eliminación o bloqueo de la fuente del derrame,
- d) Adopción de medidas para controlar el derrame por medio de la utilización de material absorbente,
- e) Adopción de medidas (en caso de inflamables), para paralizar todo tipo de operación con fuegos abiertos o con soldaduras que se realicen en las inmediaciones,
- f) Adopción de medidas para que, una vez terminadas las tareas de control del derrame, se realice la limpieza y reacondicionamiento del sitio con el fin de restituir las condiciones previas al derrame,
- g) Adopción de medidas para determinar las causas del incidente y evaluar los daños ocasionados.

▪ Incidente de Grado 2

Producido por el derrame de líquidos peligrosos en un volumen mayor a 1000 litros, cercanos a las zonas de trabajo, otras instalaciones con riesgos, o que puedan afectar en forma severa a terceros y o al medio ambiente.

☞ Acciones del Grupo de Respuesta

El jefe del grupo da aviso al resto del Grupo de Respuesta y trata con el personal disponible de contener el derrame mientras espera la ayuda externa. Asimismo, coordina con todo el personal disponible las acciones a seguir y el apoyo de equipos y personal a solicitar.

Las acciones del grupo de respuesta para este grado de incidente serán las mismas a lo establecido para el caso de Incidente de Grado 1 pero en este caso, debido a la magnitud del derrame se deberá activar la emergencia según lo establecido en el procedimiento de **edenor** PA-05 “Gestión de emergencias ambientales”.

C. Incendios.

▪ Incidente de Grado 1

Se trata de un principio de incendio o de un incendio controlado, sin mayores riesgos de propagación a terreno lindero o áreas pobladas próximas, sin lesionados o con lesiones muy leves.

☞ Acciones del Grupo de Respuesta

El jefe del grupo dispone de las siguientes acciones generales:

- a) Evacuación del área afectada de toda persona ajena a las tareas de control, dirigiéndola en dirección contraria al viento,
- b) Adopción de medidas para proceder al bloqueo parcial o total del tramo de la instalación afectada y de otras que pudieran estar comprometidas,
- c) Adopción de medidas para proceder, siempre que sea factible, a la delimitación y al aislamiento del área afectada para evitar la propagación del fuego,
- d) Adopción de medidas para apagar el fuego con los extintores portátiles u otros medios de extinción disponibles en el área,
- e) Una vez que el incendio ha sido controlado, se procede a la remoción de los materiales involucrados y a la recomposición del sitio disponiendo de estos residuos según la normativa ambiental de **edenor**.

▪ Incidente de Grado 2

Se trata de incendios de ciertas proporciones que no pueden ser combatidos con elementos portátiles, o que se producen con explosiones o cerca de zonas afectadas a las tareas de operación o que puedan propagarse, o que pueden afectar a toda una instalación, con riesgo para las personas. Comprende frecuentemente una extensa quemazón, con heridos de cierta magnitud o muerte por asfixia o quemados graves.

☞ Acciones del Grupo de Respuesta

En primera instancia el jefe del grupo da aviso inmediato a los bomberos del incidente y solicita urgente asistencia. En caso de que el incendio se hubiera producido por un escape de gas, tomará contacto inmediato con la empresa de gas correspondiente a fin de que se corte el suministro del ducto afectado. Luego, trata con el personal disponible de bloquear la instalación afectada mientras aguarda la ayuda del personal de bomberos y coordina con todo el personal disponible, las acciones a seguir y el apoyo de equipos y personal a solicitar. Asimismo, dispondrá el envío de la asistencia médica, independientemente que hasta el momento no se haya constatado fehacientemente la existencia de víctimas.

Por último, dispone de las siguientes acciones generales:

- a) Evacuación del área afectada de toda persona ajena a las tareas de control,
- b) Adopción de medidas para proceder al bloqueo parcial o total del tramo de la instalación afectada y de otras que pudieran estar comprometidas,

- c) Adopción de medidas para paralizar todo tipo de operación con fuegos abiertos en las inmediaciones,
- d) Adopción de medidas para que, una vez terminadas las tareas de control del incendio, se realice la limpieza y reacondicionamiento del sitio,
- e) Adopción de medidas para determinar las causas del incidente y evaluar los daños ocasionados,
- f) Adopción de medidas para que, si existe principio de asfixia o intoxicación de personas, se efectúe la evacuación de los afectados hacia los centros de salud más próximos,
- g) Una vez que el incendio ha sido controlado, se procede a la remoción de los materiales involucrados y a la recomposición del sitio disponiendo de estos residuos según la normativa ambiental de **edenor**,
- h) Se efectúa un estudio de las causas del accidente y se determinan las medidas correctivas necesarias para evitar su repetición.

D. Evacuación y traslado de heridos.

En caso de registrarse, en conjunto con la emergencia ambiental, accidentes que involucren a personal de la empresa o de terceros, se procederá a evacuar al o los heridos mediante los procedimientos que más abajo se indican (D1 y D2).

La coordinación de estas maniobras no deberá representar ninguna dificultad teniendo en cuenta medios adecuados de comunicación tanto telefónica como radial que se dispongan.

D1. Personas que pueden ser evacuadas por cualquier vehículo.

- El responsable de Medio Ambiente y Seguridad del contratista dispondrá conforme a criterio, el momento y la forma de traslado en vehículos que no sean de emergencia.
- El responsable de Medio Ambiente y Seguridad del contratista pondrá en conocimiento del Supervisor de Obra de **edenor** cada vez que proceda a una evacuación.

D2. Personas con heridas o enfermos graves.

- El responsable de Medio Ambiente y Seguridad del contratista solicita ayuda a los servicios de emergencia conforme a la cantidad de personal a evacuar, dando un detalle sumario de las razones de evacuación.
- En todos los casos se tratará de brindar un primer auxilio a los lesionados por el personal del área, hasta que se produce la llegada del servicio de emergencia y traslado.
- En función de la gravedad de la lesión, establecida por un profesional médico, se determinará si el transporte se realiza en ambulancia con asistencia profesional.

Las empresas contratadas para la ejecución de las obras deberán contar con medios adecuados de evacuación, propios o de terceros.

E. Lluvias extraordinarias.

Teniendo en cuenta que este tipo de contingencias no tiene la significancia de un escape de gas o de un incendio, en particular porque existe la posibilidad de contar con la información y el tiempo necesario para desarrollar tareas preventivas y correctivas, no son aplicables los mismos procedimientos que en los citados casos.

No obstante ello, será competencia del Responsable de Medio Ambiente y Seguridad del contratista efectuar un seguimiento permanente de las condiciones meteorológicas, en cuanto a “Adopción de medidas para seguridad” en la ejecución de las tareas, requerimientos de medidas especiales, prevención de accidentes, demanda de servicios adicionales, suspensión temporaria de tareas, etc., con el fin de disponer la ejecución de las acciones preventivas y correctivas requeridas para atenuar los efectos de la contingencia y evitar riesgos.

4. Programa de comunicación.

En caso de surgir consultas o conflictos con la población del área circundante a las obras, serán debidamente recepcionadas por el responsable ambiental de las obras y serán tratados y resueltos por los responsables ambientales de la obra.

En caso de que los conflictos excedan la competencia de los responsables mencionados en dicho apartado, se requerirá la asesoría de las áreas de Ingeniería y Obras AT (IyOAT) y de Asuntos Jurídico y Regulatorios de **edenor**.

En lo referente a las comunicaciones ambientales con partes interesadas externas, **edenor** posee un procedimiento específico dentro de la norma interna del Sistema de Gestión Integrado (PGSGI-04), denominado “comunicaciones y consultas”, el cual establece que quien reciba una comunicación externa deberá remitirla, según corresponda, al responsable de Medio Ambiente de la Gerencia de IyOAT y/o a la Gerencia Prospectiva Técnica y Desarrollo Sustentable.

Durante el transcurso de las obras se tomarán todas las medidas técnicas necesarias a fin de evitar potenciales conflictos.

5. Programa de auditorías.

Durante todo el transcurso de las obras, los responsables de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de éstas, el personal de supervisión de los contratistas y el personal de supervisión de obras de **edenor**, realizarán auditorías y/o controles temáticos, los cuales estarán debidamente documentados y servirán de registros para verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos en el presente Plan de Gestión Ambiental.

MARCO LEGAL

Normativa Nacional		
Leyes		
N°	Año	Título
19.552	1972	Régimen de servidumbre administrativa de electroducto.
19.587	1972	Ley Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo.
24.065	1992	Ley de Privatización de Energía.
24.051	1992	Ley Nacional de Residuos Peligrosos.
25.612	2002	Ley de presupuesto mínimos de protección ambiental sobre la gestión integral de residuos de origen industrial y de actividades de servicios.
Decretos		
N°	Año	Título
351	1972	Reglamentación Ley Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo.
634	1991	Electricidad - Reconversión del sector eléctrico - Normas.
1.398	1992	Reglamentación a la Ley de Privatización Energética.
831	1993	Reglamentación a la Ley Nacional de Residuos Peligrosos.
Secretaría de Energía		
Resolución N°	Año	Título
15	1992	Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de extra Alta Tensión.
77	1998	Ampliense las condiciones y requerimientos fijados en el "Manual de Gestión Ambiental del Sistema de Transporte Eléctrico de Extra Alta Tensión", aprobado por la Resolución N° 15/92.

Evaluación de Impacto Ambiental - **edenor**
 Proyecto, construcción y montaje de nueva S.E. Polledo – 2X80MVA – 132/13,2kV
 Partido de La Matanza – Provincia de Buenos Aires

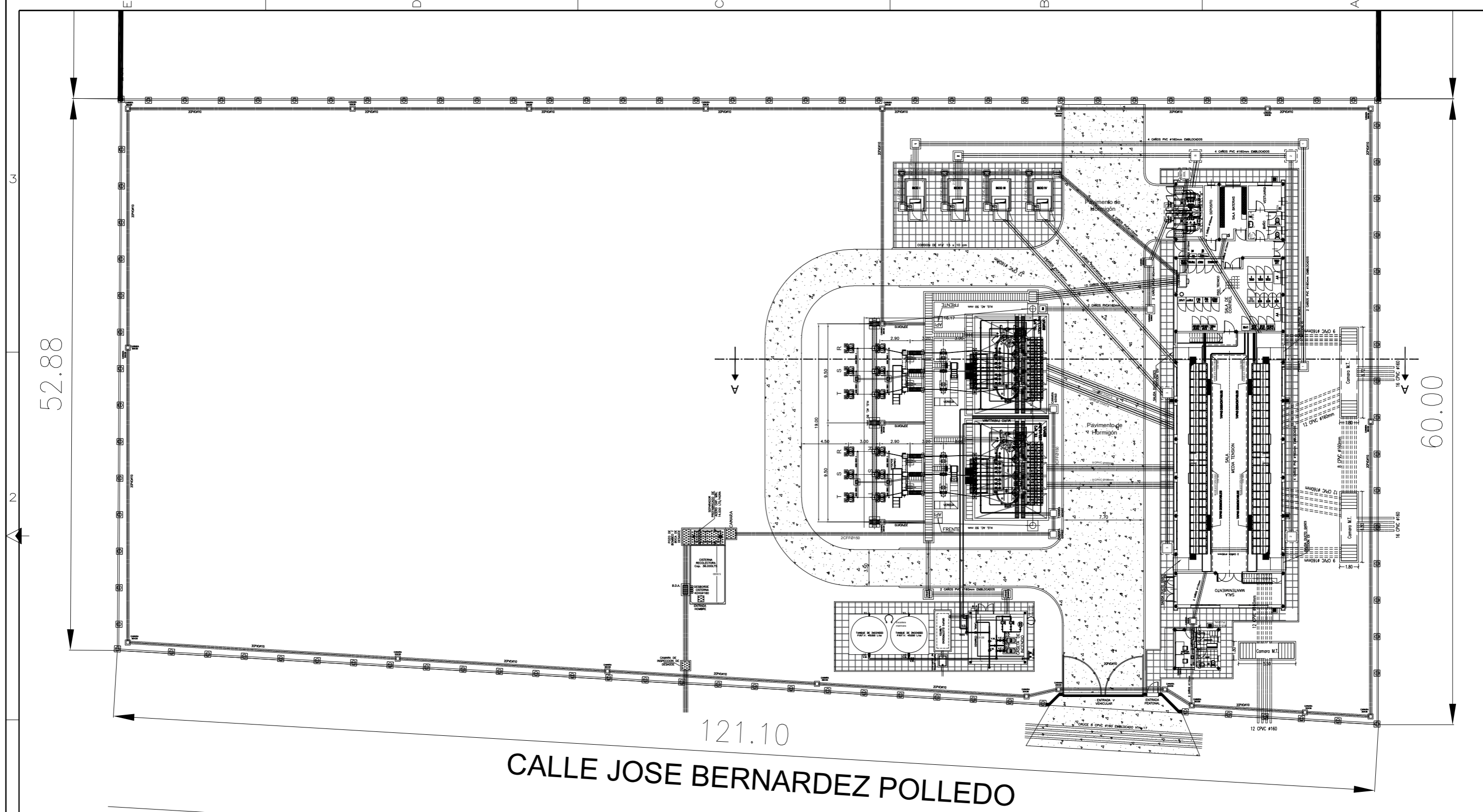
ENRE		
Resolución N°	Año	Título
46	1994	Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública.
171	1995	Apruébese la reglamentación de instalaciones eléctricas de distribución referida a cerramientos en centros de transformación media tensión/baja tensión y de trabajos en la vía pública que se realicen con el objeto de instalar, operar y mantener las instalaciones eléctricas subterráneas de distribución de alta, media y baja tensión.
1.832	1998	Norma de Seguridad para la ejecución de Trabajos eléctricos en la Vía Pública.
1.724	1998	Procedimientos de medición de campos eléctricos y campos magnéticos, de medición de radio interferencia y ruido audible por efecto corona y ruido (nivel sonoro).
905	1999	Contenidos Básicos para la elaboración de los Planes de Emergencias de las empresas concesionarias "EDENOR S.A.", "EDESUR S.A." y "EDELAP S.A."
129	2009	Condiciones mínimas de seguridad para líneas subterráneas exteriores de energía y telecomunicaciones.
400	2011	Normas de seguridad para ejecución de trabajos en la vía pública.
401	2011	Guía para trabajos de tendidos eléctricos subterráneos en proximidad con cañerías conductoras de gas.
421	2011	Seguridad pública.
190	2012	Normas de seguridad para ejecución de trabajos de instalaciones eléctricas en la vía pública.
163	2013	Condiciones mínimas de seguridad para estaciones transformadoras.
258	2017	Vallados para trabajos en la vía pública.

Provincia de Buenos Aires		
Leyes		
N°	Año	Título
11.720	1995	Generación, manipulación, almacenamiento, transporte, tratamiento y disposición final de Residuos especiales.
11.723	1995	Ley Integral del Medio Ambiente y los Recursos Naturales.
Resoluciones		
N°	Año	Título
592	2000	Regulación del almacenamiento de residuos especiales en establecimientos generadores.
492	2019	Procedimiento para la evaluación de impacto ambiental y requisitos para la obtención de la declaración de impacta ambiental.

Normas	
IRAM 4062	Ruidos molestos al vecindario.
IRAM 2026	Materiales aislantes eléctricos. Aceites minerales aislantes nuevos para transformadores y equipamiento de maniobra.
AEA 95101	Reglamentación para líneas eléctricas exteriores en general. Instalaciones subterráneas de energía y telecomunicaciones.
AEA 95301	Reglamentación para líneas eléctricas aéreas exteriores. Líneas de media tensión y alta tensión.
AEA 95402	Reglamentación para estaciones transformadoras.
VDE 0210/569	Especificaciones técnicas generales para líneas aéreas de alta tensión.
IEC 60287	Cables eléctricos. Cálculo de corriente con factor de carga 100%. Cálculo de las pérdidas.
IEC 60229	Ensayos de vaina exterior de cable de funciones especiales de protección especial y aplicada por extrusión.
IEC 62067	Cables de potencia con aislamiento extruido y sus accesorios de tensión asignada superior a 150 kV (Um=170 kV) hasta 500 kV (Um=550 kV). Requisitos y métodos de ensayos.
IEEE-80	Malla del sistema de puesta a tierra.

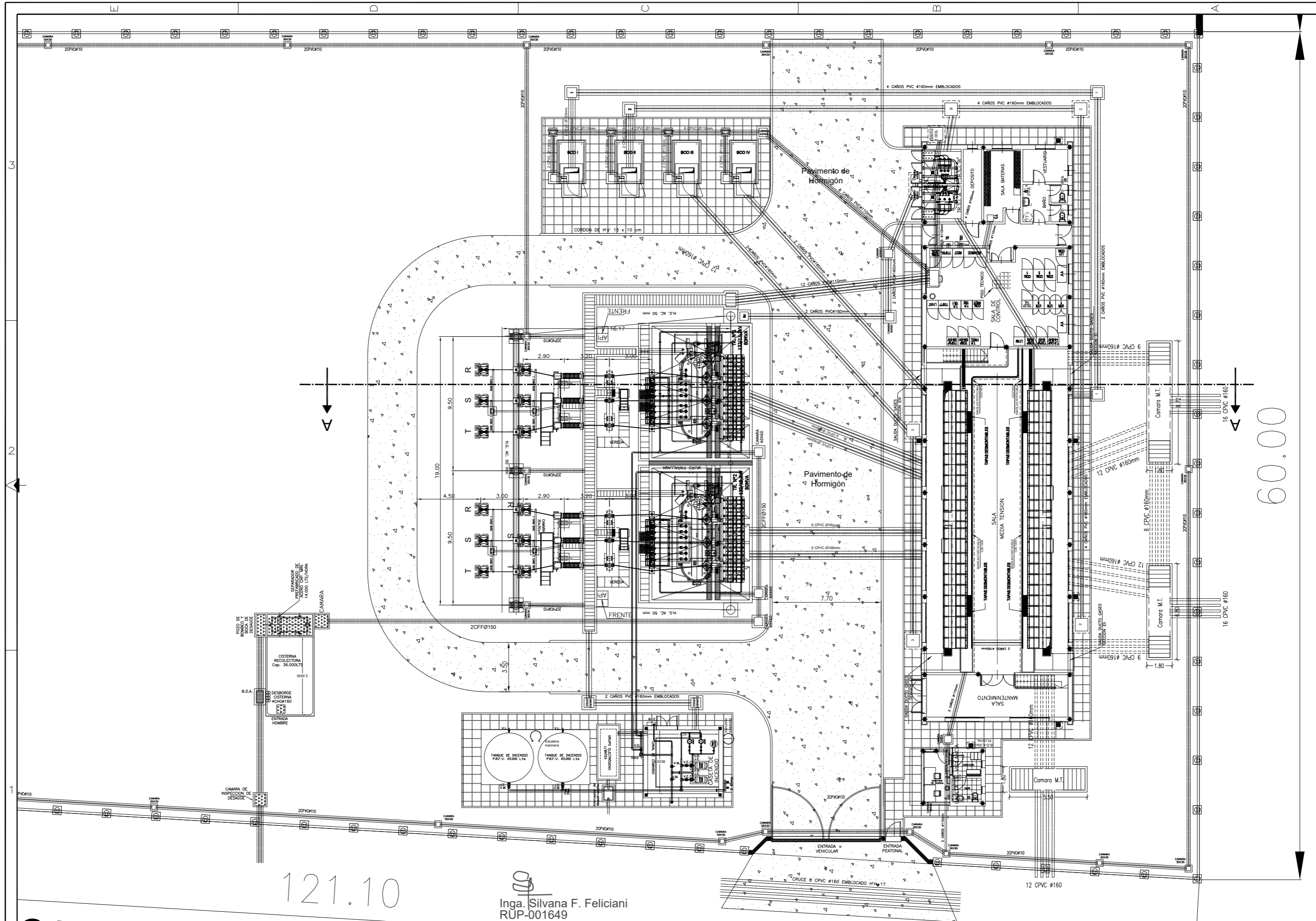
PLANOS Y CROQUIS DEL PROYECTO

Plano N°	Denominación
460A6103	ANTEPROYECYO NUEVA SE 2x80MVA 132/13,2kv. PLANTA GENERAL Y CORTES.
460A6508	SE POLLEDO 132/13,2 – 2x80MVA. IMPLANTACIÓN GEOGRÁFICA.
CTP35518	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO SE 355 MARTÍNEZ
Formulario I	INFORME DE MEDICION DE CAMPO MAGNÉTICO - SE MUNRO



Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649

g					
f					
e					
d					
c					
b					
a	G.D.M.	G.D.M.	O.I.	JUN-23	PRIMERA EMISION
Mod	Dibujó	Revisó	Aprobó	Fecha	Motivo
	Dibujado:	JUN-23	Gabriel Maymó		
	Revisado:	JUN-23	Gabriel Maymó		
	Aprobado:	JUN-23	Oscar Ingerto		
S.E. N°460 POLLEDO					
ANTEPROYECTO NUEVA S.E.2x80MVA 132/13,2kV					
PLANTA GENERAL Y CORTES					
Observaciones:					
Revision A					
Plano N° 460A6103					HOJA N° 1 TOTAL 3



121.10

Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649



S.E. N°460 POLLEDO

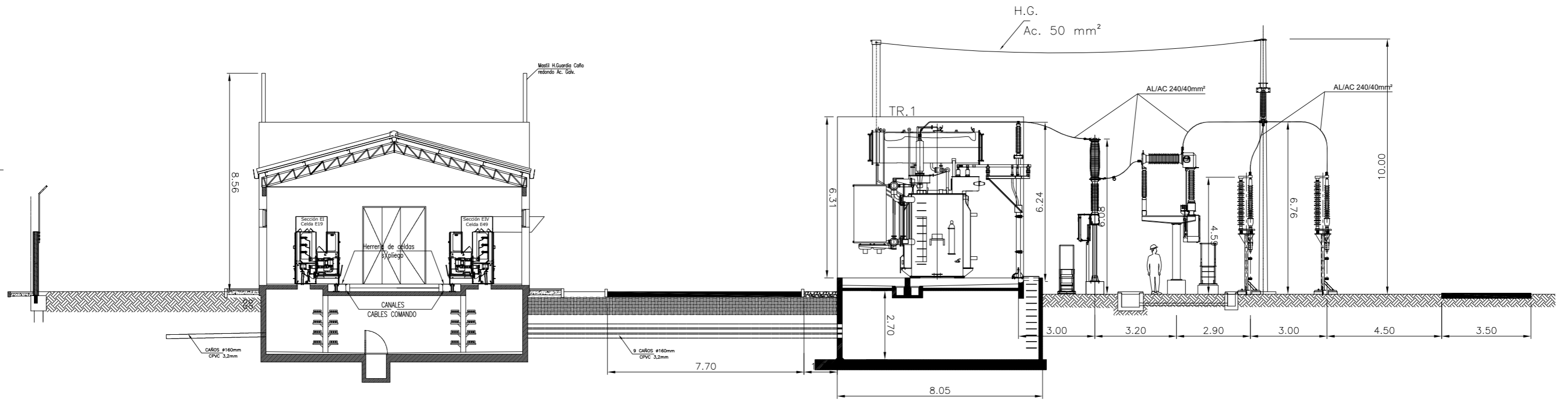
ANTEPROYECTO NUEVA S.E.2x80MVA 132/13,2KV
PLANTA GENERAL Y CORTES

Plano N° 460A6103

MOD: A
HOJA N° 2
TOTAL 3

CALLE JOSEF BERNARDEZ

CORTE A-A



Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649



S.E. N°460 POLLEDO

ANTEPROYECTO NUEVA S.E.2x80MVA 132/13,2KV
PLANTA GENERAL Y CORTES

Plano N° 460A6103

MOD: A
HOJA N° 3
TOTAL 3



Referencias:

■ Nueva SE Polledo 132/13,2KV

Georreferenciamiento:

34°43'25" S 58°38'6" O


 Inga. Silviana F. Feliciani
 RUP-001649

Mod	Dibujó	Revisó	Aprobó	Fecha	Nombre	Motivo
G						
F						
E					E. Kislewsky	
D					E. Kislewsky	
C					P. Cabral	
B						
A						

Dibujado:	Oct-23	E. Kislewsky
Revisado:	Oct-23	E. Kislewsky
Aprobado:	Oct-23	P. Cabral

S.E. N°460 POLLEDO

SE POLLEDO 132/13,2 - 2X80MVA
 IMPLANTACION GEOGRAFICA



Observaciones:

Plano N° 460A6508

HOJA N° 1
 TOTAL 1

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 1 de 22

ÍNDICE

1.	OBJETO	2
2.	GENERALIDADES	2
	2.1.- MARCO REGLAMENTARIO.....	2
	2.2.- SOFTWARE UTILIZADO.....	2
3.	INTRODUCCIÓN	2
4.	DATOS UTILIZADOS	6
	4.1.- ESCENARIO DE CARGA A	8
	4.2.- ESCENARIO DE CARGA B	10
	4.3.- ESCENARIO DE CARGA C	12
5.	RESULTADOS	14
	5.1.- CAMPO MAGNÉTICO PERIMETRAL.....	14
	5.2.- TRANSECTAS PARTICULARES.....	19
6.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	22

Fecha de Edición: Sep - 2018	Revisión N°: 1	Fecha Actualización: -
Elaboró/Coordinó: Ing. Iván Stephan Supervisor de Operaciones Técnicas	Supervisó: Ing. Ernesto Kisielewsky Jefe de Departamento Coordinación Técnica	Aprobó: Ing. Pablo Cabral Subgerente Coordinación Técnica y Control Presupuestario

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 2 de 22

1. OBJETO

El presente informe tiene como objeto determinar, mediante una simulación en el perímetro de la Subestación N° 355 MARTINEZ y en un número de transectas particulares, el campo magnético B. El alcance del mismo consta de realizar el cálculo del módulo del campo magnético a 1 metro de altura sobre el nivel del suelo. **Como conclusión, se obtiene que en ningún punto de la periferia existe un campo magnético superior a los 25 μ T.**

2. GENERALIDADES

2.1.- Marco Reglamentario

Los resultados son contrastados con lo enunciado en la Resolución 77/98 promulgada por la Secretaría de energía, y su modificación 297/98, en donde se fija un máximo admisible de 25 μ T en el borde de la franja de servidumbre, fuera de ella, y en el borde perimetral de las instalaciones, medido a un metro sobre el nivel del suelo.

Para obtener el resultado que arroja la simulación, se siguen los lineamientos que determina norma **IEEE 644** en cuanto a las propiedades del valor del campo magnético que debe simularse.

2.2.- Software utilizado

Para realizar el cálculo del campo magnético se utilizó el software “**3D-Mag™**”, desarrollado por Edenor S.A.

3. INTRODUCCIÓN

La futura **Subestación N° 355 – MARTINEZ de 132/13,2kV**, se ubicará sobre las calles Monroe y la Corrientes, en la localidad de Martínez, Partido de San Isidro, Provincia de Bs. As.

La misma será alimentada por medio de las futuras ternas en **CS 1x132 kV N° 651 (ex 663) y N° 652 (ex 664) desde la SE N° 057 EDISON**, y también se vinculará con las futuras ternas en **CS 1x132 kV N° 663 y N° 664** que, mediante un futuro **Puesto de Interconexión**, se conectarán con la actual **LAT 2x132kV N° 663/664 hacia la SE N° 058 TALAR**.

La subestación tendrá **2 (dos) Transformadores de 132/13,2 kV, 80 MVA**, que alimentarán a **2 (dos) tableros de 13,2 kV**, formados por 2 (dos) secciones cada uno, que se conectarán a la red de MT existente por medio de 8 (ocho) salidas cada una.

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 3 de 22

La vista satelital del Plano N°355A6107 se puede apreciar en la Figura N° 1. En trazo amarillo se ubica el predio de la futura subestación.



Figura 1

- | |
|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Local deportivo 2. Local comercial 3. Laboratorio 4. Viviendas 5. Fabricación y venta de muebles 6. Taller |
|--|

La Figura N° 2 muestra una vista de la implantación de la subestación en el terreno. En color rojo, se indican las instalaciones en 132 kV y en azul las instalaciones en 13,2 kV. Los ejes están graduados en metros.

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 4 de 22

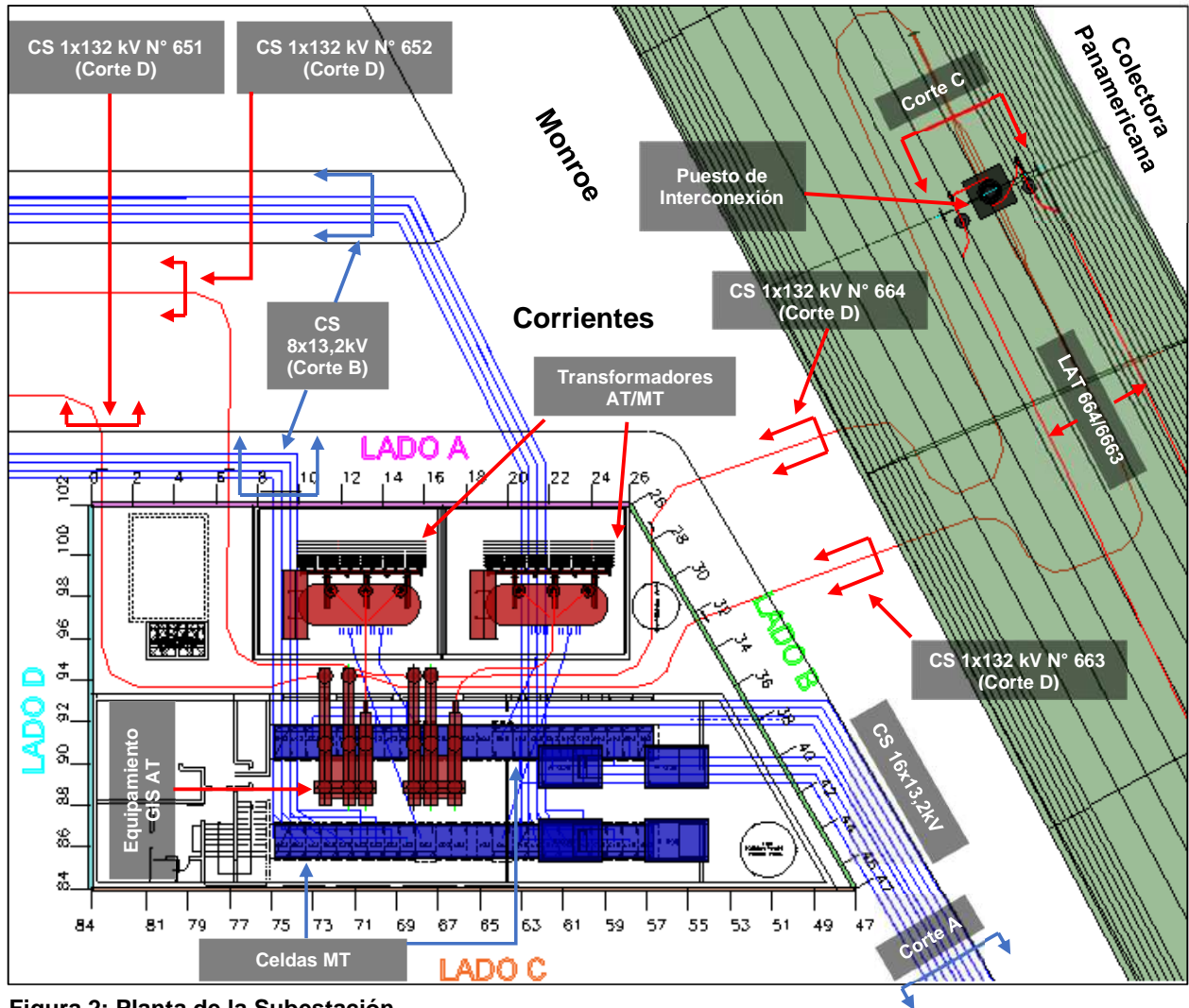
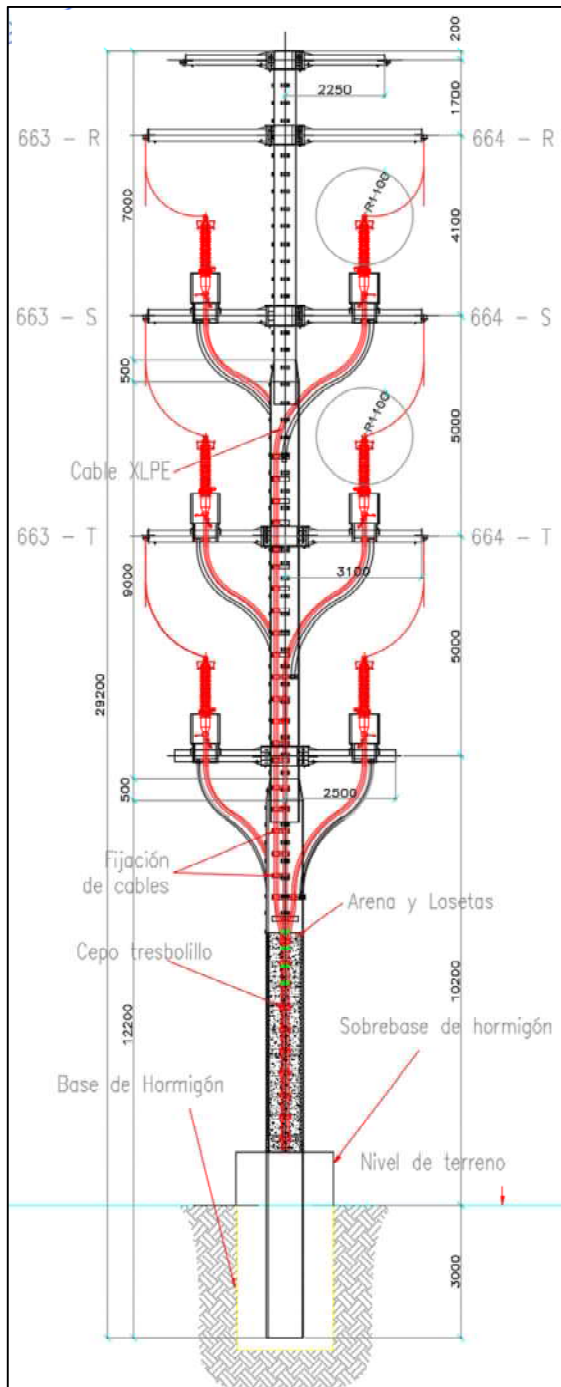
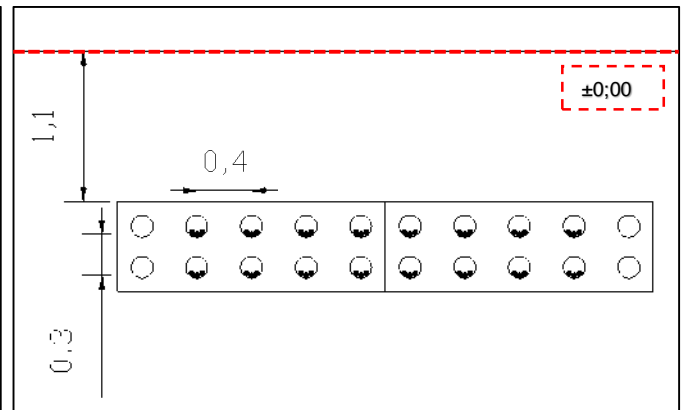
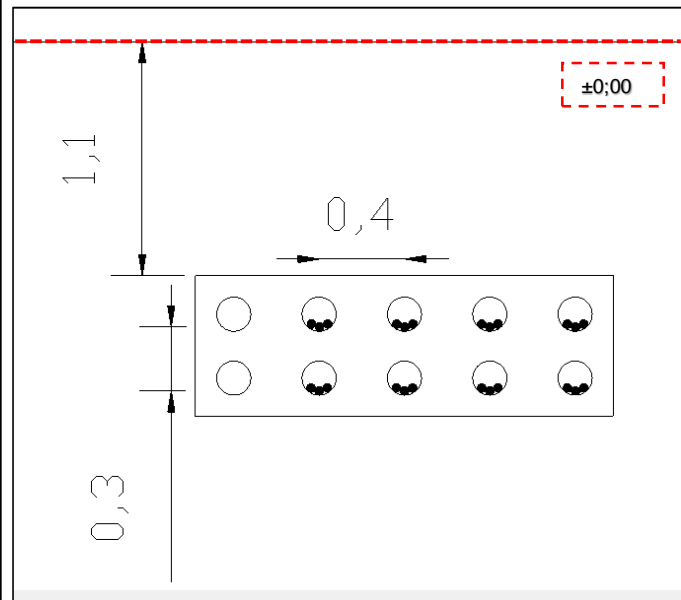
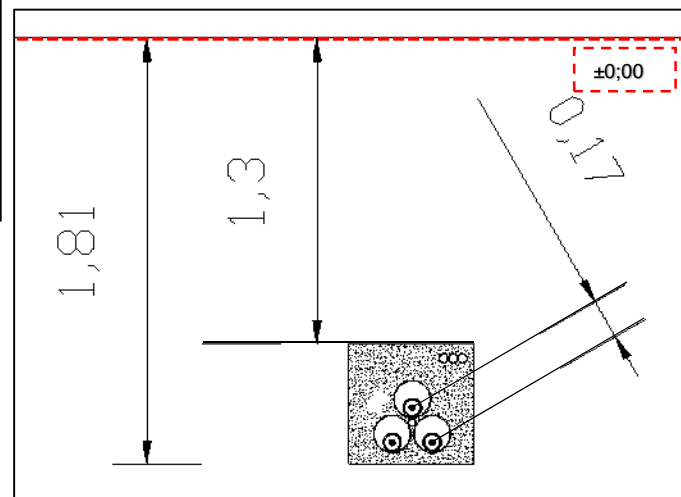


Figura 2: Planta de la Subestación.

Figura 2

Para realizar la simulación se construyó un modelo en tres dimensiones de las instalaciones de la subestación (ver Figura 3) que incluye las principales fuentes de campo magnético. A partir de este modelo, se realiza el cálculo del campo magnético. Finalmente, los datos obtenidos son procesados para generar las gráficas que se incluyen en el presente informe.

Para definir la geometría y las disposiciones físicas se utilizaron los planos correspondientes al anteproyecto de la obra, presentados en el Estudio de Impacto Ambiental, y planos de estructuras y disposiciones típicas de los electroductos, tanto para los alimentadores en media tensión como para las estructuras de alta tensión. Ver Página N° 5.


CORTE C: Estructura PI

CORTE A : Ducto CS 16x13,2 kV

CORTE B: Ducto CS 8x13,2 kV

CORTE D: Terna CS 1x132 kV

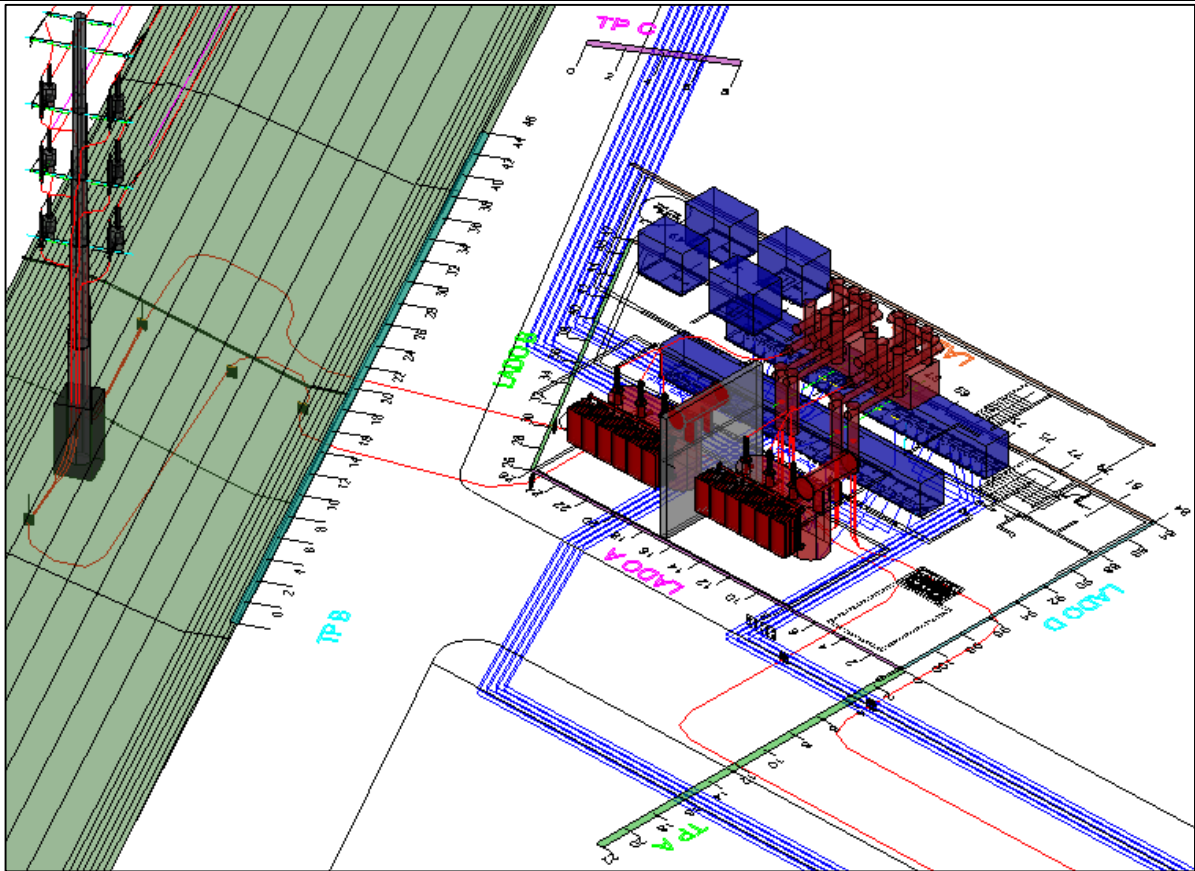


Figura 3: Vista en 3D de las instalaciones

4. DATOS UTILIZADOS

Dado que existen conductores de AT entrantes y salientes de la subestación, se consideraron 3 escenarios de carga posibles a fin de contemplar las condiciones más desfavorables:

- Escenario A: La subestación absorbe la totalidad de su capacidad de transformación. (Detalladamente se explicará a continuación en el punto 4.1). Sentido de transmisión de la potencia: Edison → Talar.
- Escenario B: La subestación absorbe la mitad de su capacidad de transformación. (Detalladamente se explicará a continuación en el punto 4.2). Sentido de transmisión de la potencia: Edison → Talar.
- Escenario C: La subestación absorbe la totalidad de su capacidad de transformación. (Detalladamente se explicará a continuación en el punto 4.3). Sentido de transmisión de la potencia: Talar → Edison.

Asimismo, existen tres consideraciones en común, que serán anunciadas a continuación:

- Todas las ternas presentan un desbalance del 5% en su fase "T", siendo esta la más cercana al suelo en el caso de las LAT.
- La altura del conductor más bajo de la LAT se considera constante (sin considerar catenaria), y coincide con el punto más cercano al suelo, distancia de la flecha (3,16m), para cada fase.
- Se consideran los mismos factores de potencia para cada una de las ternas involucradas en el sistema modelado.

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 7 de 22

Las simulaciones se realizarán, para cada escenario, en las siguientes zonas:¹

- El perímetro de la subestación:
 - Lado A (ver Figura 2, línea color magenta)
 - Lado B (ver Figura 2, línea color verde)
 - Lado C (ver Figura 2, línea color naranja)
 - Lado D (ver Figura 2, línea color cian)
- 3 (tres) Transectas Particulares (TP):
 - Cruces con otros electroductos (TP A)

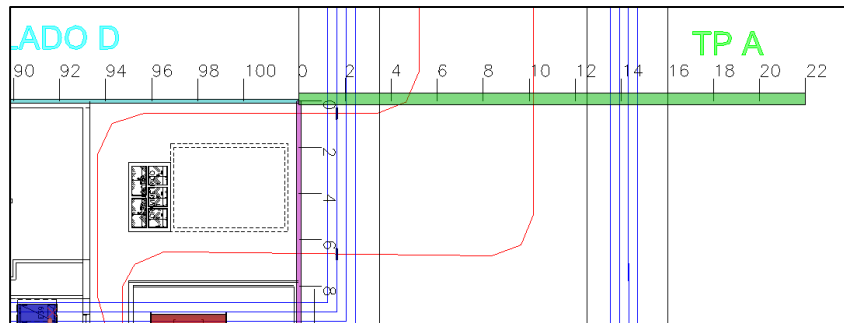


Figura 4: TP A

- Cercanía a zonas donde se combina la interacción de campos magnéticos producidos por ganancias de cable subterráneo, PI y LAT (TP B)

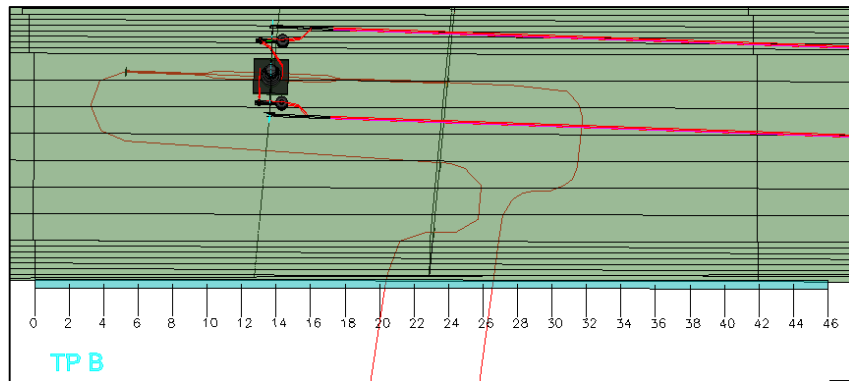


Figura 5: TP B

- Gran cantidad alimentadores de MT (TP C)

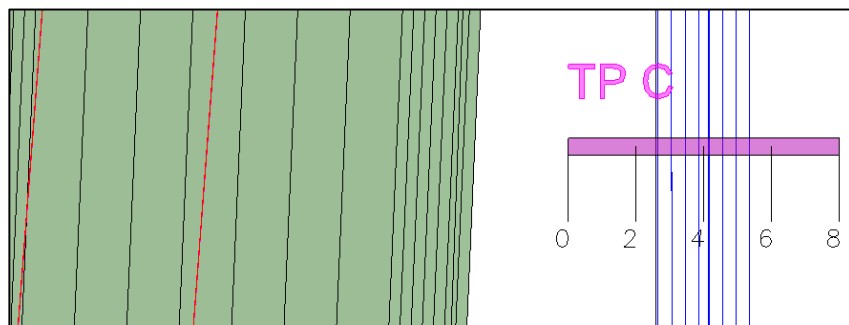


Figura 6: TP C

¹ En esta sección se excluye el análisis en el entorno del puesto de interconexión cercano, dado que el mismo se analizará puntualmente en el Anexo A. Dicho esto, las fuentes del campo magnético provenientes del puesto de interconexión sí son tenidas en cuenta para realizar los cálculos que se muestran a continuación.

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 8 de 22

4.1.- Escenario de carga A

A fin de contemplar la condición más desfavorable, se tomaron las siguientes consideraciones:

- Por cada uno de los CS de AT N° 651 y 652, circularán desde la SE EDISON 147,5 MVA, correspondientes con la potencia máxima de transmisión de las LAT, obviando la limitación en la capacidad de transmisión de los cables. En total suman 295 MVA.
- La subestación absorberá la totalidad de la potencia nominal de sus transformadores, equivalente a 160 MVA en total.
- Desde la SE MARTÍNEZ hacia el futuro PI, por cada uno de los CS N° 663 y 664 se transportará el restante de la potencia, de 67,5 MVA, totalizando en 135 MVA.
- Por cada una de las dos líneas de AT N° 663 y 664, circulará la misma potencia que en los CS homónimos.
- Los 32 alimentadores en MT transmitirán a la red 5 MVA cada uno, totalizando en los 160 MVA absorbidos por la subestación.

En resumen, se pueden ver las cargas utilizadas para cada uno de los conductores de la subestación en la Tabla N° 1.

Tabla 1

Conductor	Potencia considerada [MVA]	Tensión [kV]	Corriente [A]
LAT N° 663	67,5	132	295
LAT N° 664	67,5	132	295
CS N° 663	67,5	132	295
CS N° 664	67,5	132	295
CS N° 651	147,5	132	645
CS N° 652	147,5	132	645
1° Vinculación Tr. 1 / Sección 1	40	13,2	1750
2° Vinculación Tr. 1 / Sección 1	40	13,2	1750
1° Vinculación Tr. 2 / Sección 2	40	13,2	1750
2° Vinculación Tr. 2 / Sección 2	40	13,2	1750
8 Salidas MT Sección 1	5	13,2	219
8 Salidas MT Sección 2	5	13,2	219
8 Salidas MT Sección 3	5	13,2	219
8 Salidas MT Sección 4	5	13,2	219

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 9 de 22

A modo de facilitar la interpretación, se incluye un esquema unifilar simplificado, en donde se muestran los flujos de potencia.

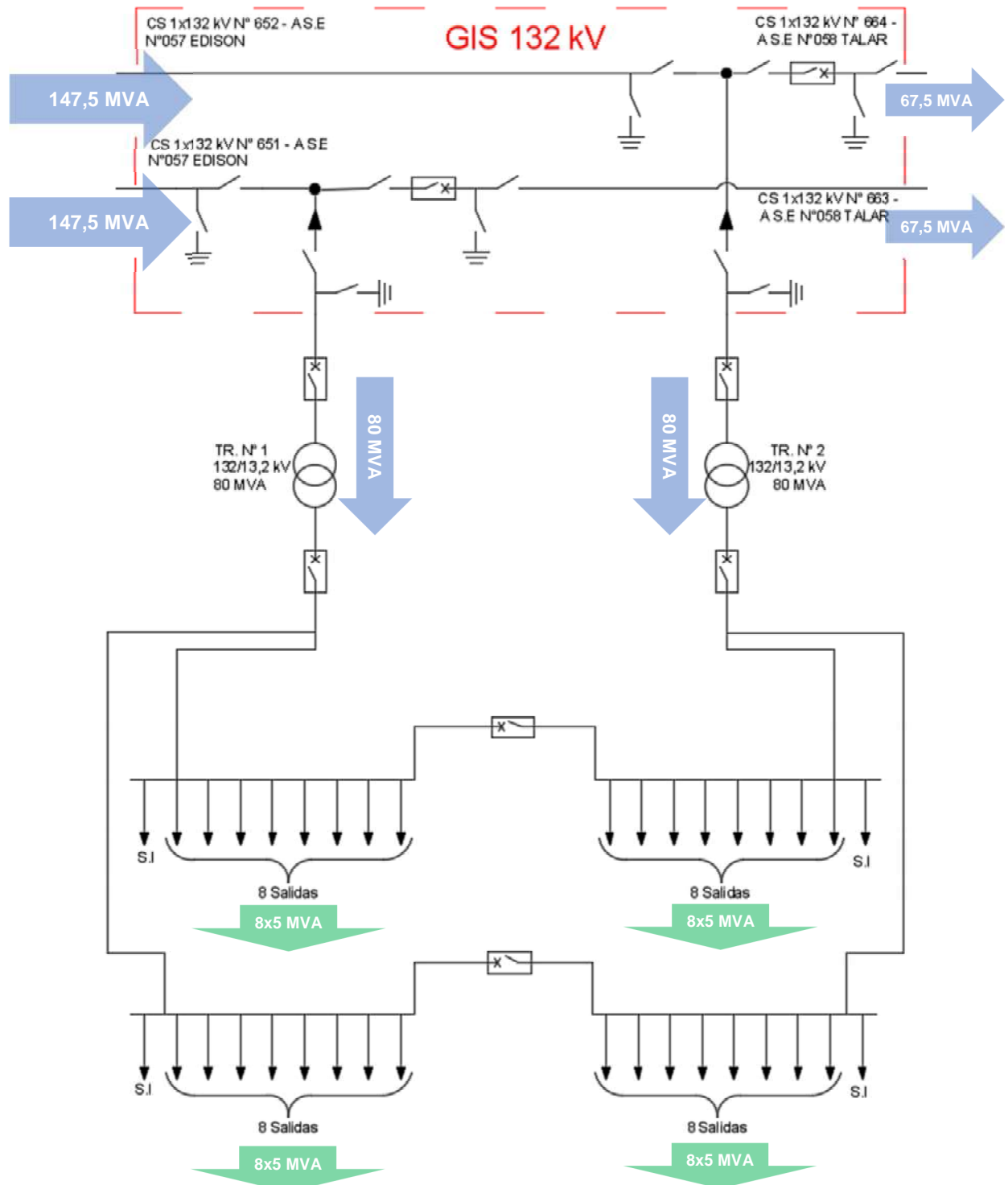


Figura 7: Flujo de potencia Escenario A

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 10 de 22

4.2.- Escenario de carga B

A diferencia del escenario de carga A, en este caso la SE MARTINEZ absorberá únicamente la mitad de la potencia de su capacidad de transformación. Por ende, a fin de contemplar la condición más desfavorable, se tomaron las siguientes consideraciones:

- Por cada uno de los CS de AT N° 651 y 652, circularán desde la SE EDISON 147,5 MVA, correspondientes con la potencia máxima de transmisión de las LAT, obviando la limitación en la capacidad de transmisión de los cables. En total suman 295 MVA.
- La subestación absorberá la mitad de la potencia nominal de sus transformadores, equivalente a 80 MVA en total.
- Desde la SE MARTÍNEZ hacia el futuro PI, por cada uno de los CS N° 663 y 664 se transportará el restante de la potencia, de 107,5 MVA, totalizando en 215 MVA.
- Por cada una de las dos líneas de AT N° 663 y 664, circulará la misma potencia que en los CS homónimos, hacia la SE TALAR.
- Los 32 alimentadores en MT transmitirán a la red 2,5 MVA cada uno, totalizando en los 80 MVA absorbidos por la subestación.

En resumen, se pueden ver las cargas utilizadas para cada uno de los conductores de la subestación en la Tabla N° 1.

Tabla 1

Conductor	Potencia considerada [MVA]	Tensión [kV]	Corriente [A]
LAT N° 663	107,5	132	470
LAT N° 664	107,5	132	470
CS N° 663	107,5	132	470
CS N° 664	107,5	132	470
CS N° 651	147,5	132	645
CS N° 652	147,5	132	645
1° Vinculación Tr. 1 / Sección 1	20	13,2	875
2° Vinculación Tr. 1 / Sección 1	20	13,2	875
1° Vinculación Tr. 2 / Sección 2	20	13,2	875
2° Vinculación Tr. 2 / Sección 2	20	13,2	875
8 Salidas MT Sección 1	2,5	13,2	109
8 Salidas MT Sección 2	2,5	13,2	109
8 Salidas MT Sección 3	2,5	13,2	109
8 Salidas MT Sección 4	2,5	13,2	109

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 11 de 22

A modo de facilitar la interpretación, se incluye un esquema unifilar simplificado, en donde se muestran los flujos de potencia.

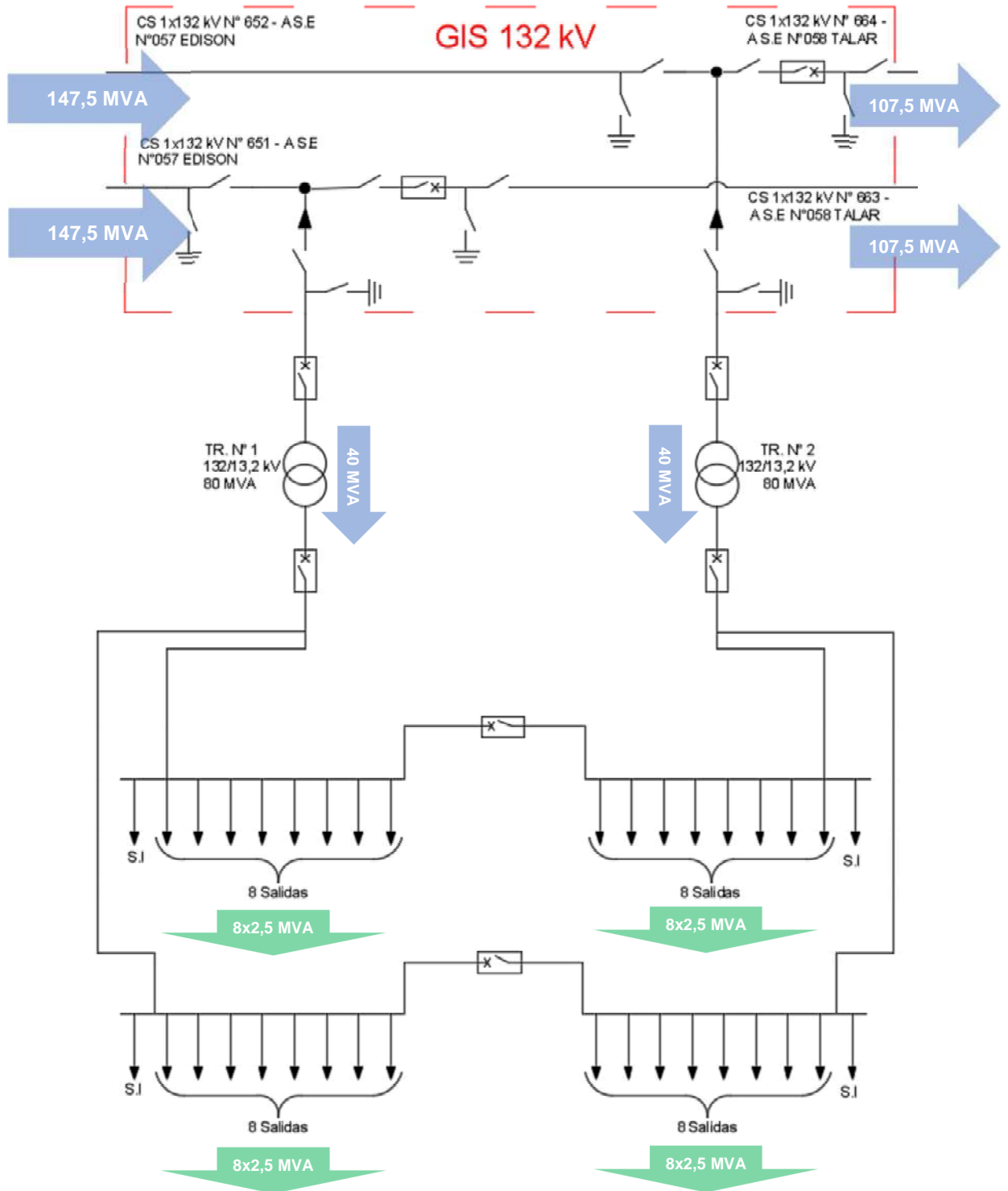


Figura 7: Flujo de potencia Escenario B

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 12 de 22

4.3.- Escenario de carga C

El escenario es idéntico al A, con la excepción que la potencia es transportada en sentido inverso: desde la SE Talar, y hacia la SE Edison. A fin de contemplar la condición más desfavorable, se tomaron las siguientes consideraciones:

- Desde el futuro PI y hacia la SE MARTÍNEZ, por cada uno de los CS N° 663 y 664 se transportarán, de 147,5 MVA, correspondientes con la potencia máxima de transmisión de las LAT, obviando la limitación en la capacidad de transmisión de los cables. En total suman 295 MVA.
- La subestación absorberá la totalidad de la potencia nominal de sus transformadores, equivalente a 160 MVA en total.
- Por cada uno de los CS de AT N° 651 y 652, circularán desde la SE MARTINEZ y hacia la SE EDISON 67,5 MVA. En total suman 135 MVA.
- Por cada una de las dos líneas de AT N° 663 y 664, circulará la misma potencia que en los CS homónimos.
- Los 32 alimentadores en MT transmitirán a la red 5 MVA cada uno, totalizando en los 160 MVA absorbidos por la subestación.

En resumen, se pueden ver las cargas utilizadas para cada uno de los conductores de la subestación en la Tabla N° 1.

Tabla 3

Conductor	Potencia considerada [MVA]	Tensión [kV]	Corriente [A]
LAT N° 663	147,5	132	645
LAT N° 664	147,5	132	645
CS N° 663	147,5	132	645
CS N° 664	147,5	132	645
CS N° 651	67,5	132	295
CS N° 652	67,5	132	295
1° Vinculación Tr. 1 / Sección 1	40	13,2	1750
2° Vinculación Tr. 1 / Sección 1	40	13,2	1750
1° Vinculación Tr. 2 / Sección 2	40	13,2	1750
2° Vinculación Tr. 2 / Sección 2	40	13,2	1750
8 Salidas MT Sección 1	5	13,2	219
8 Salidas MT Sección 2	5	13,2	219
8 Salidas MT Sección 3	5	13,2	219
8 Salidas MT Sección 4	5	13,2	219

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 13 de 22

A modo de facilitar la interpretación, se incluye un esquema unifilar simplificado, en donde se muestran los flujos de potencia.

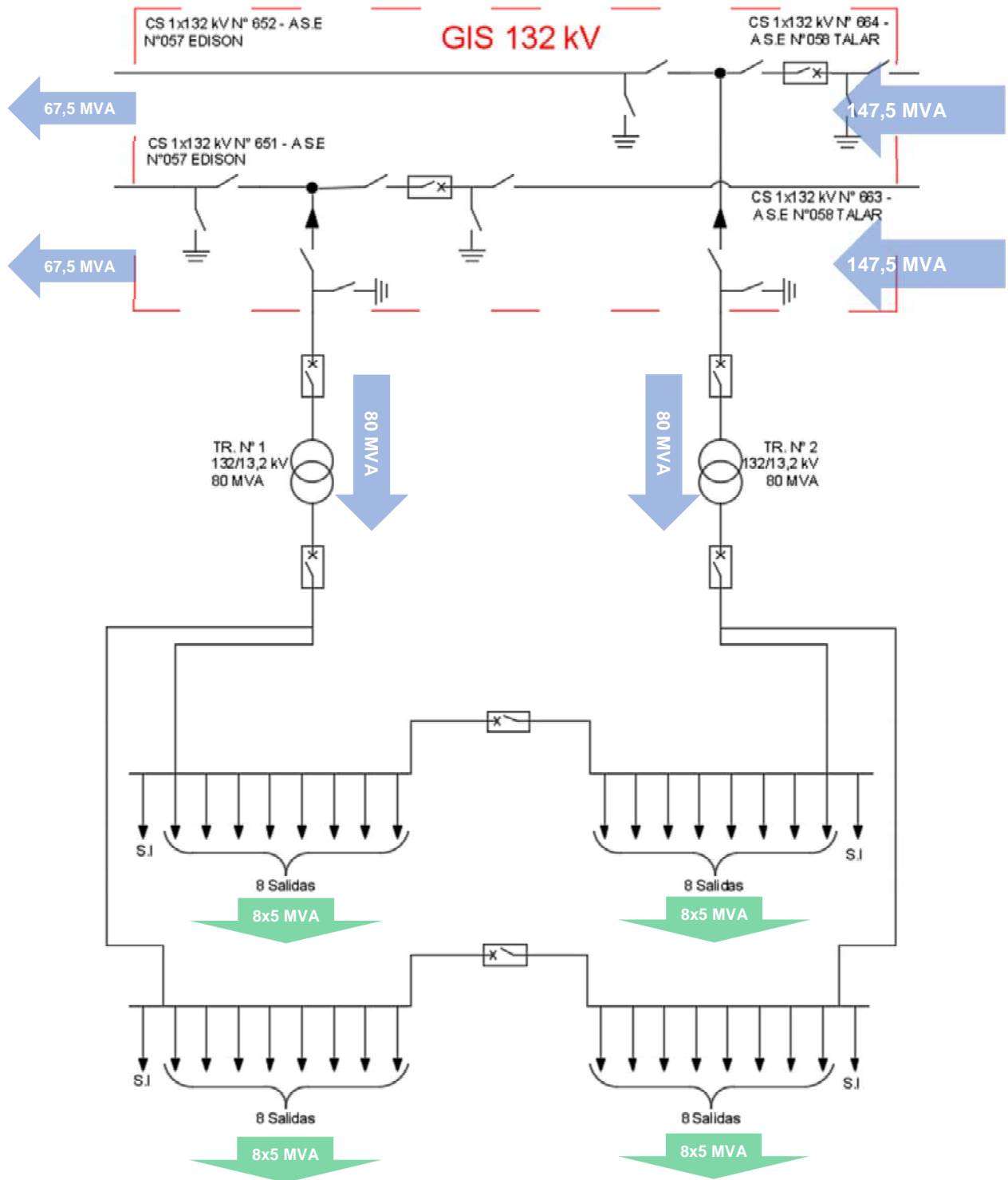


Figura 7: Flujo de potencia Escenario C

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 14 de 22

5. RESULTADOS

Los resultados del campo magnético obtenido son presentados en forma de perfiles transversales de campo magnético, obtenidos a 1 (un) metro de altura tanto sobre el **Perímetro de la Subestación**, como para las **Transectas Particulares**, para cada **Estado de carga**.

5.1.- Campo magnético perimetral

5.1.1.- Lado A de la subestación

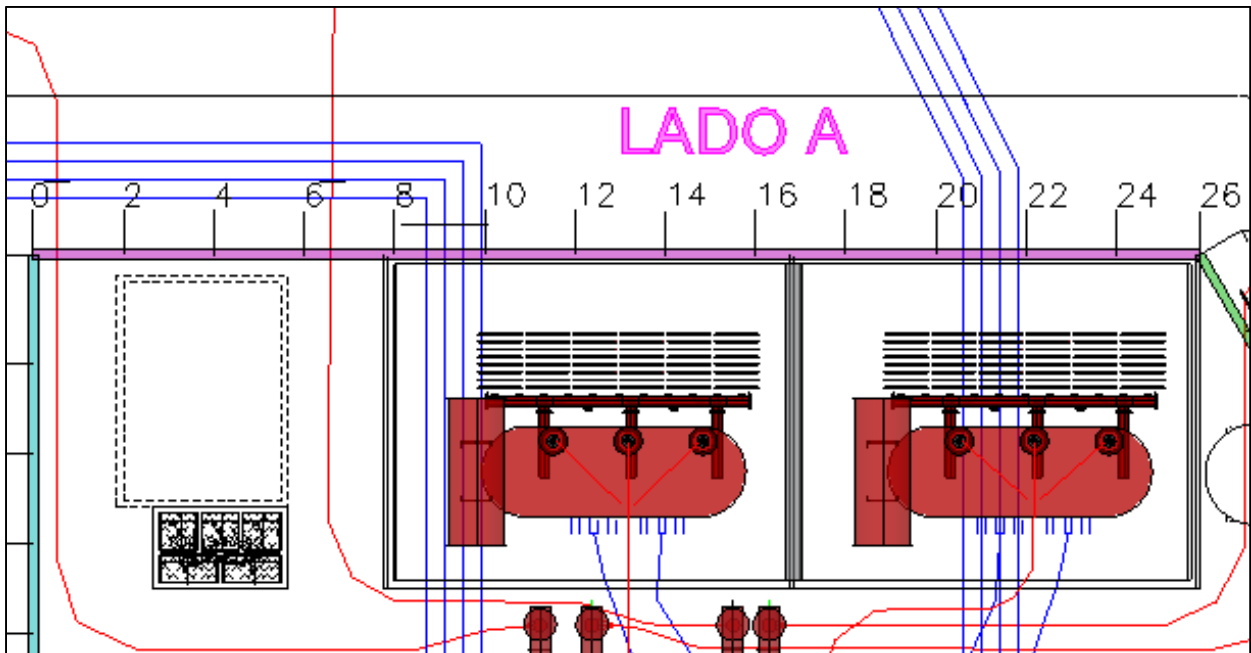
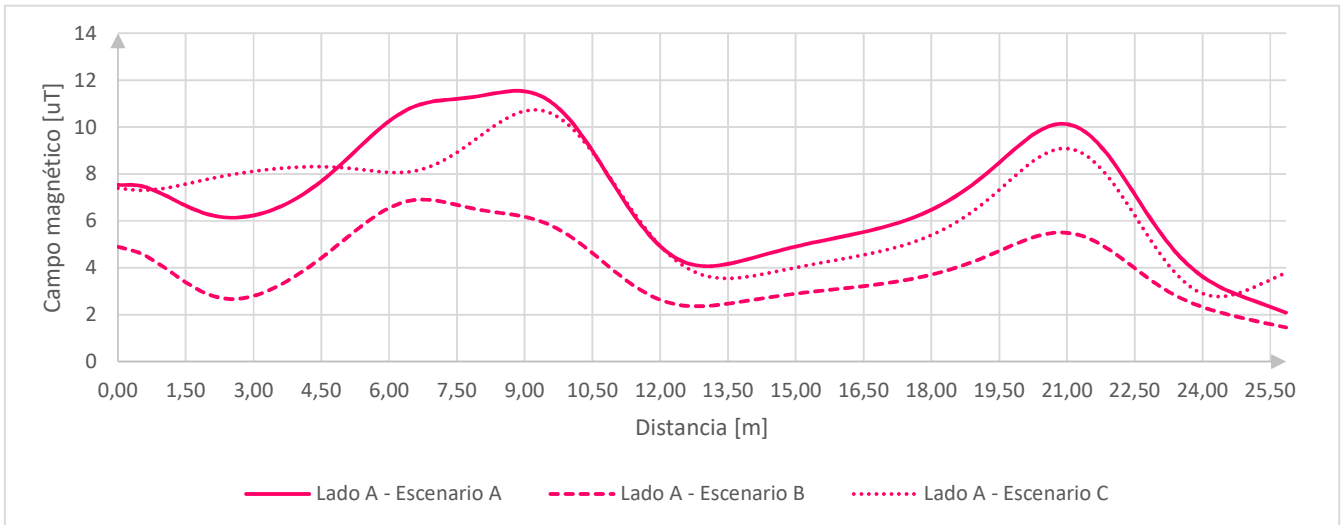


Figura 9



Campo magnético en Lado A

	<p align="center">INFORME TÉCNICO</p>	<p>Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018</p>
<p>Ingeniería y Obras AT</p>	<p align="center">SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ</p>	<p>Revisión N°: 1 Página 15 de 22</p>

5.1.2.- Lado B de la subestación

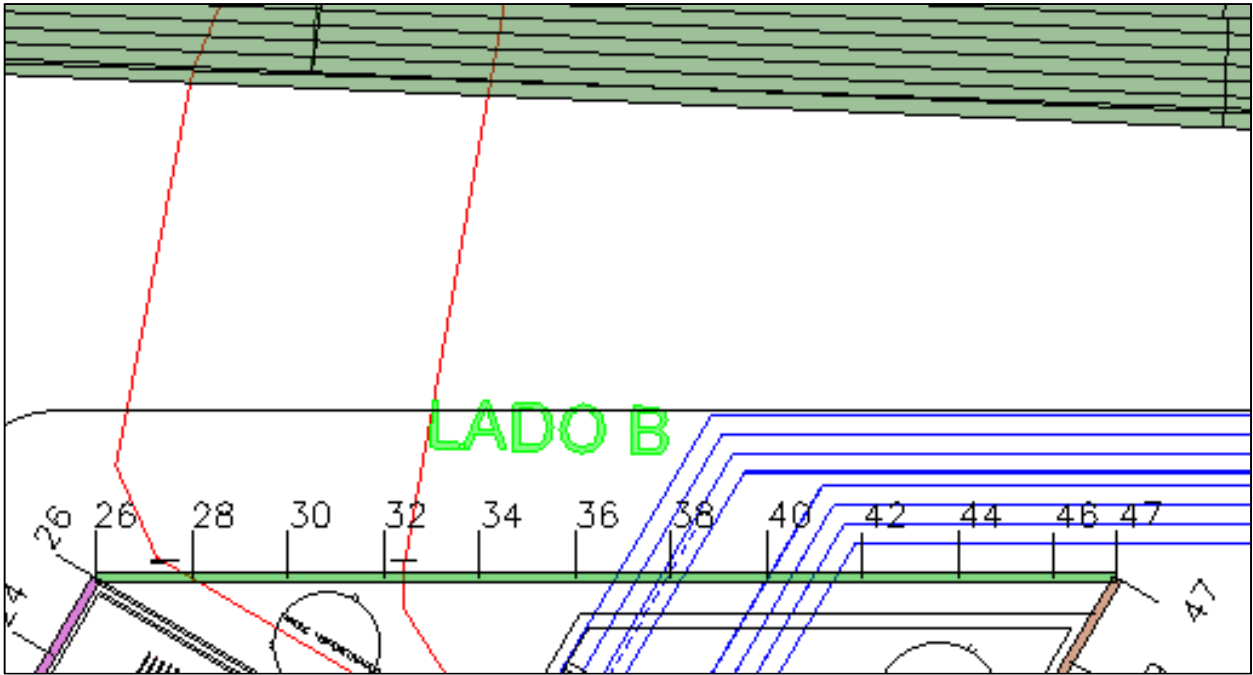
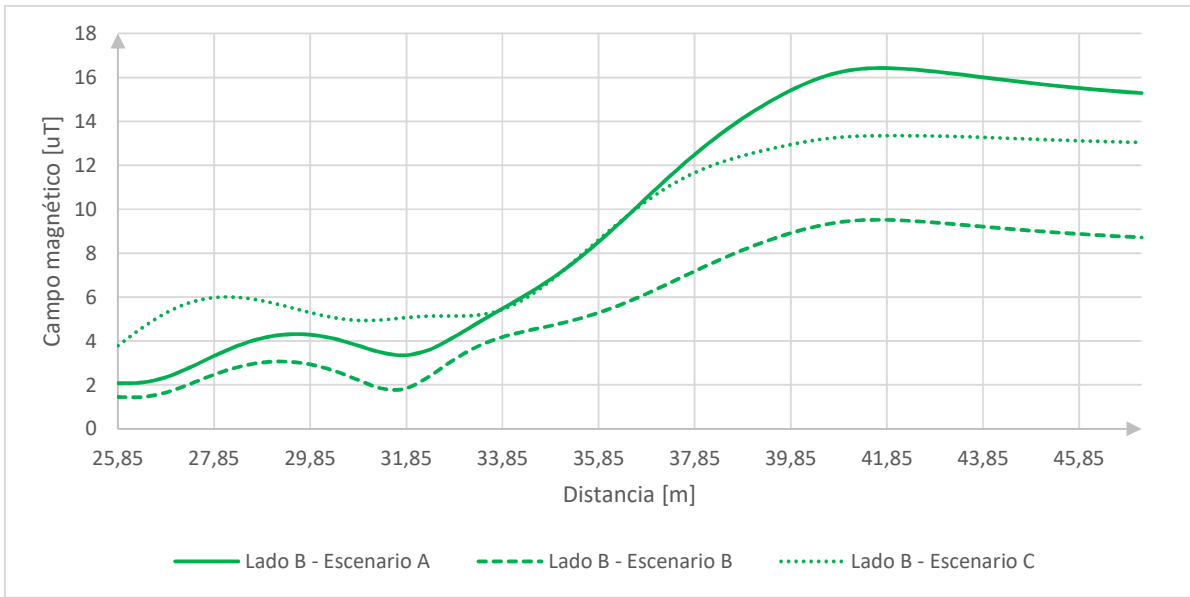


Figura 10



Campo magnético en Lado B

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 16 de 22

5.1.3.- Lado C de la subestación

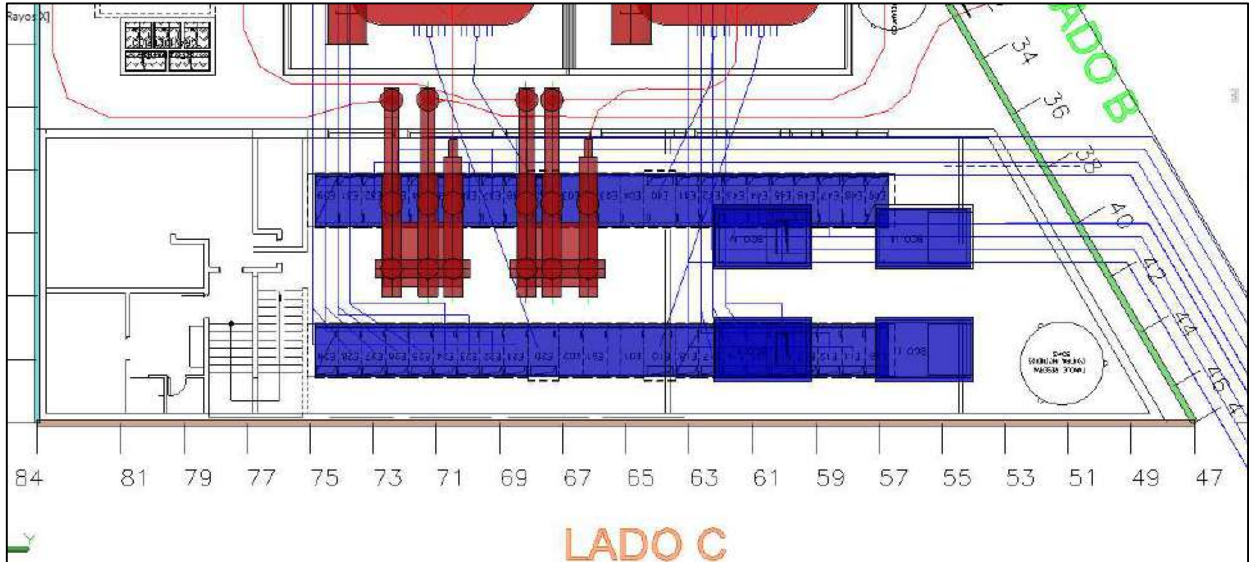
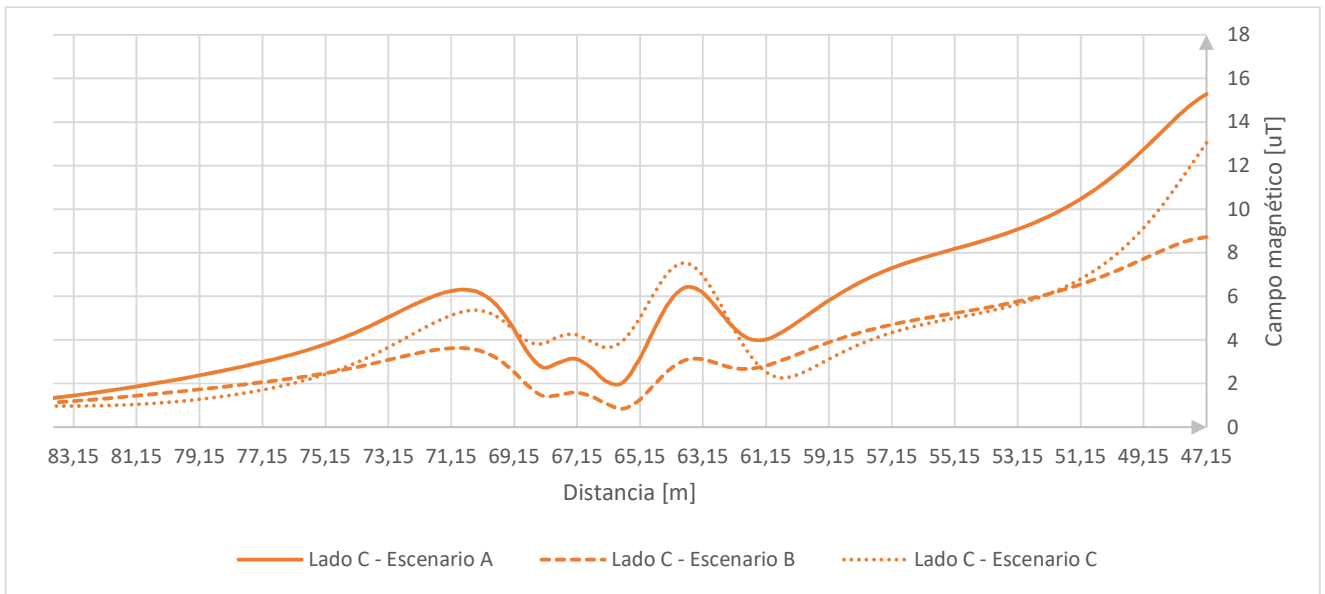


Figura 11



Campo magnético en Lado C

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 17 de 22

5.1.4.- Lado D de la subestación

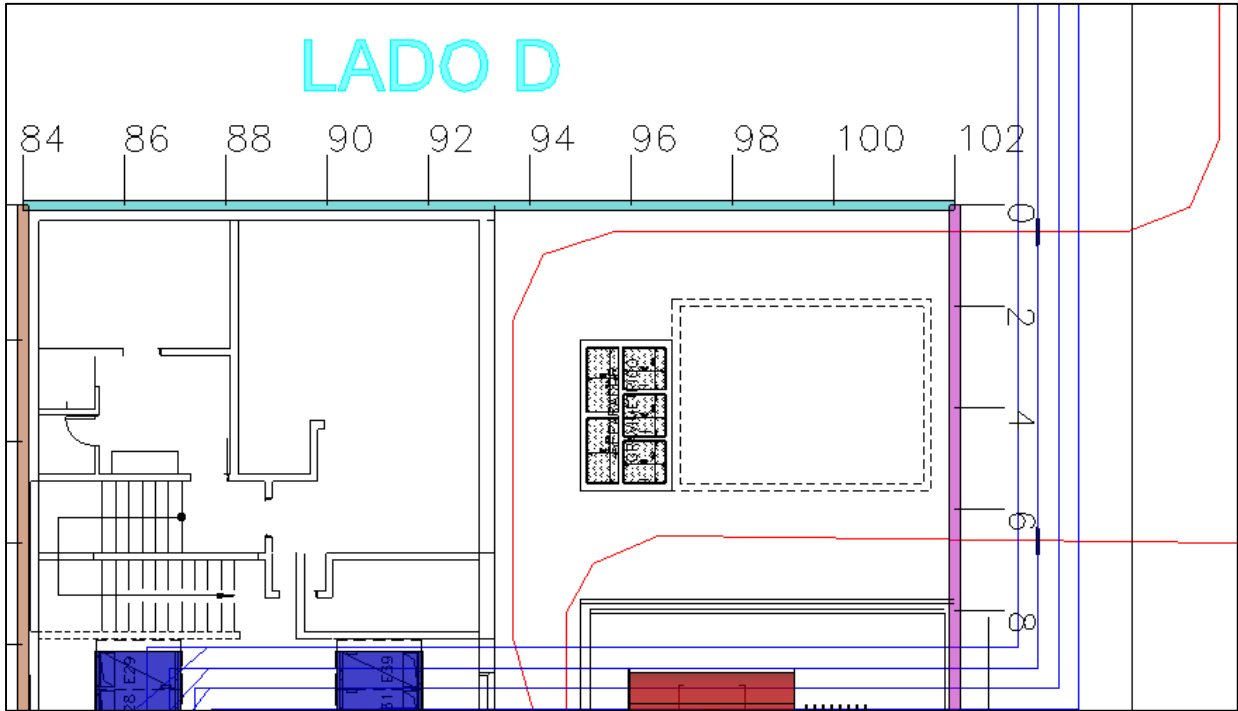
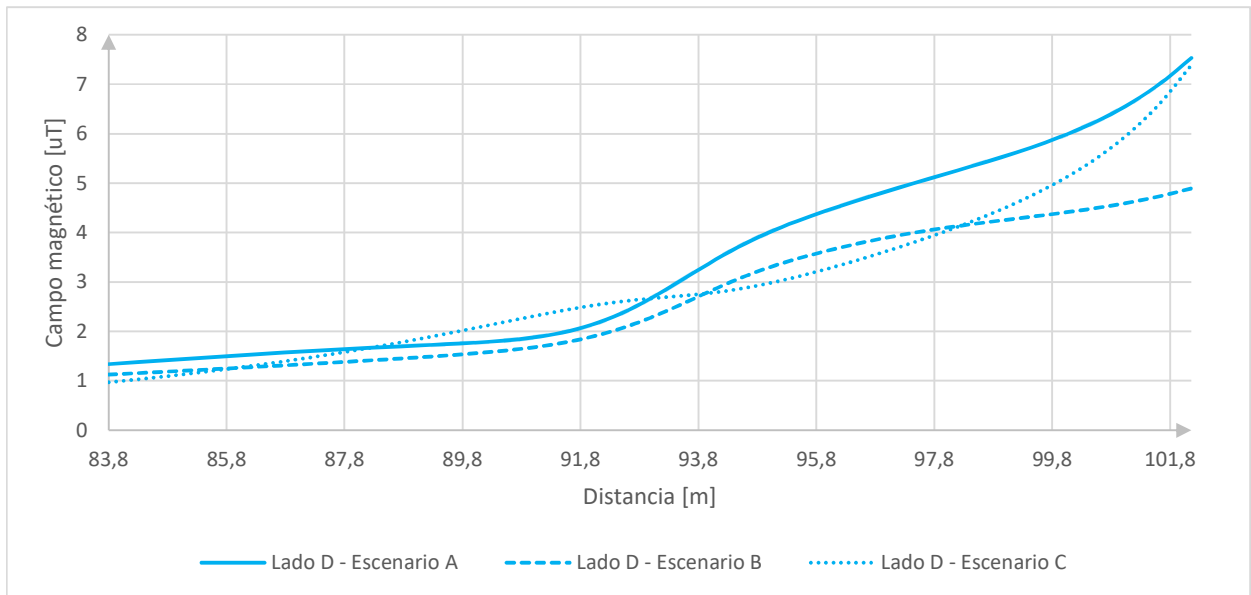


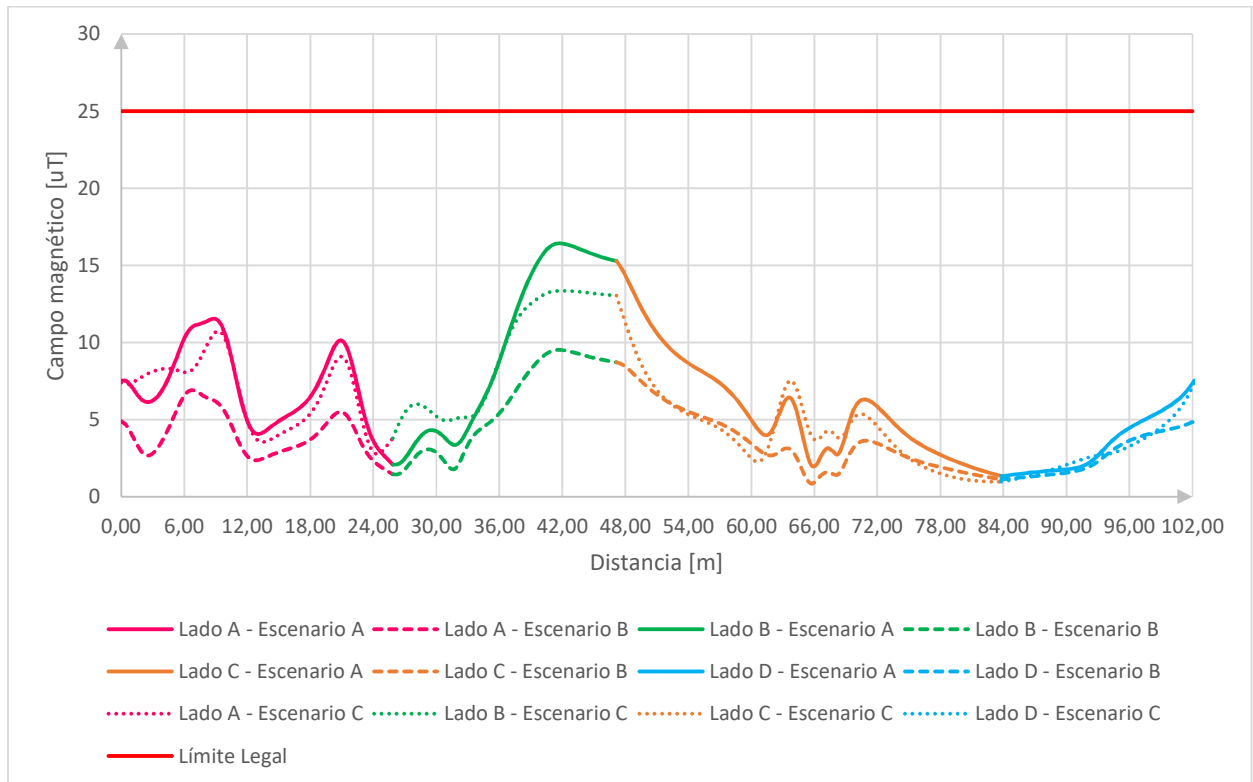
Figura 12



Campo magnético en Lado D

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 18 de 22

5.1.5.- Gráfica uniforme del campo magnético perimetral

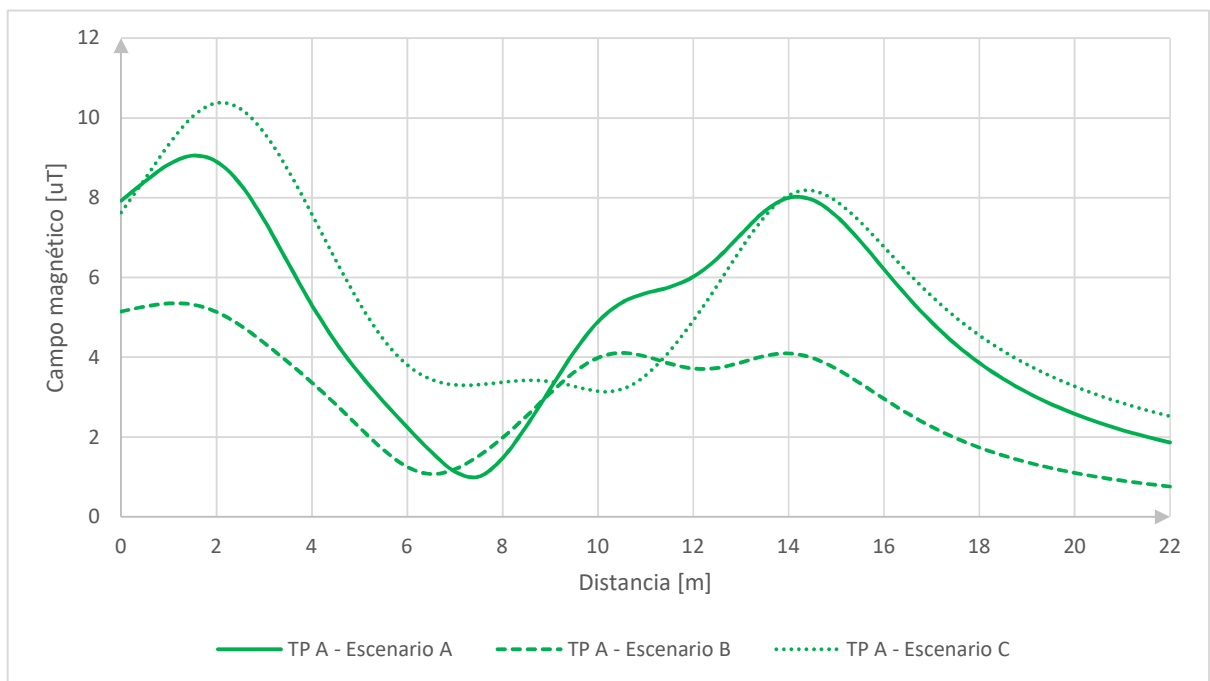
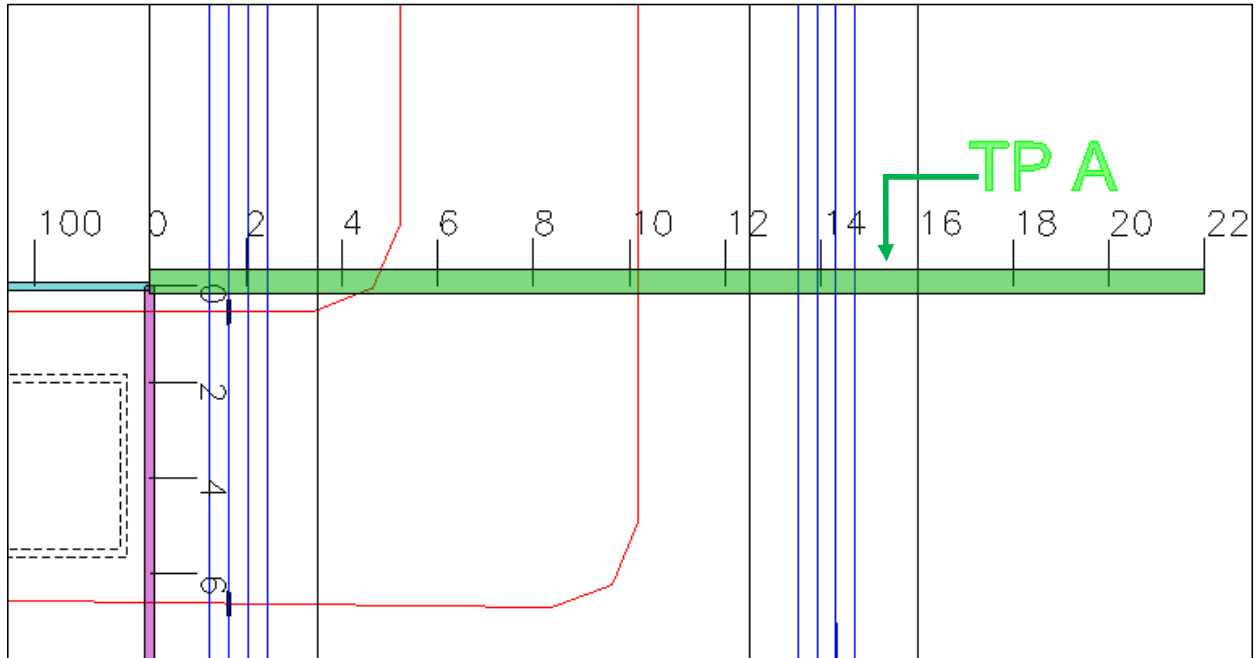


Campo magnético en perímetro de la Estación Transformadora

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 19 de 22

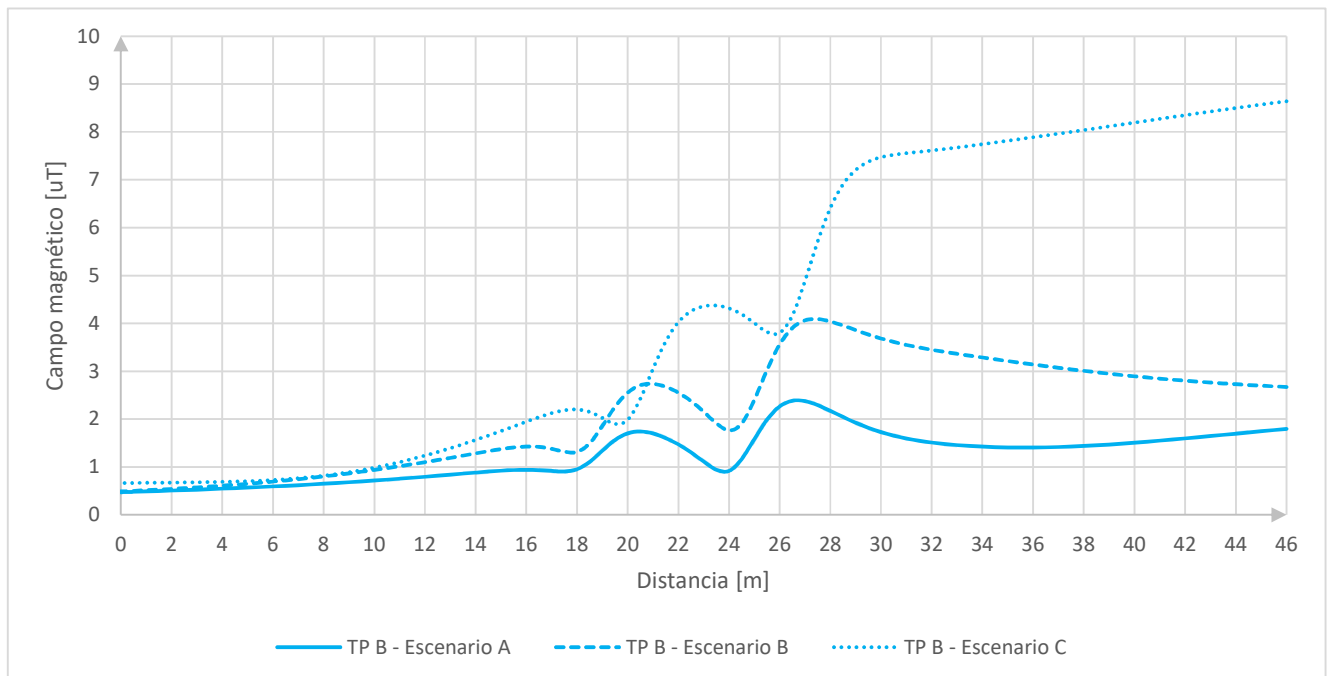
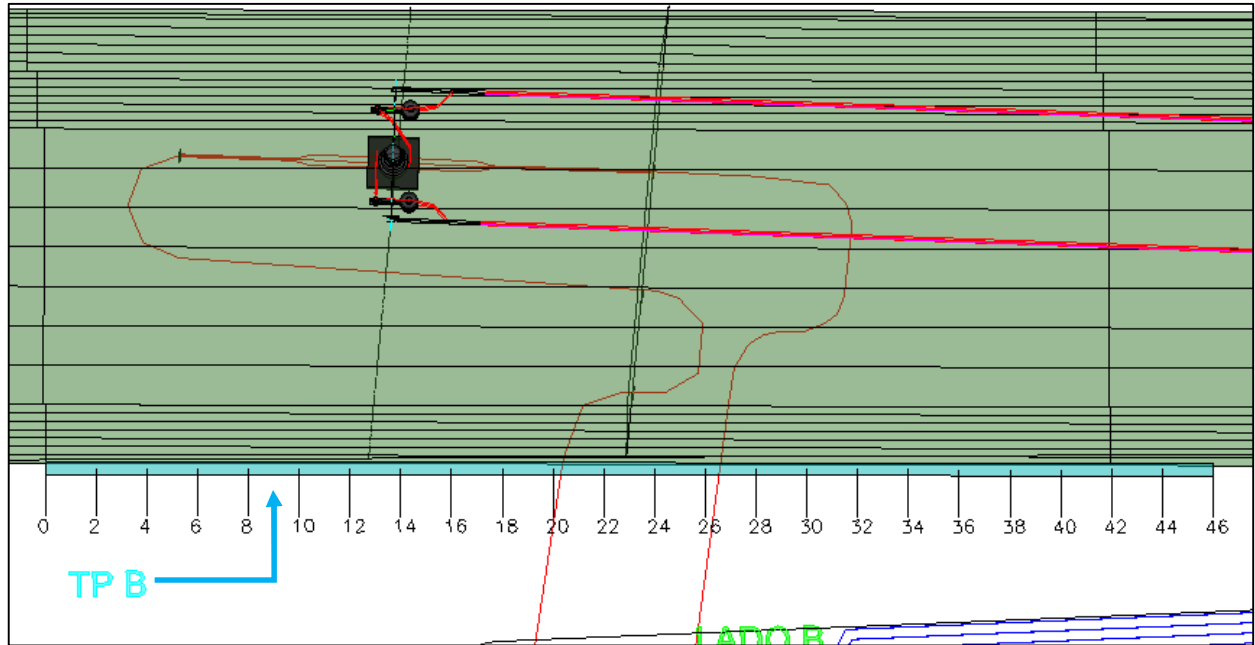
5.2.- Transectas particulares

5.2.1.- Transecta Particular A



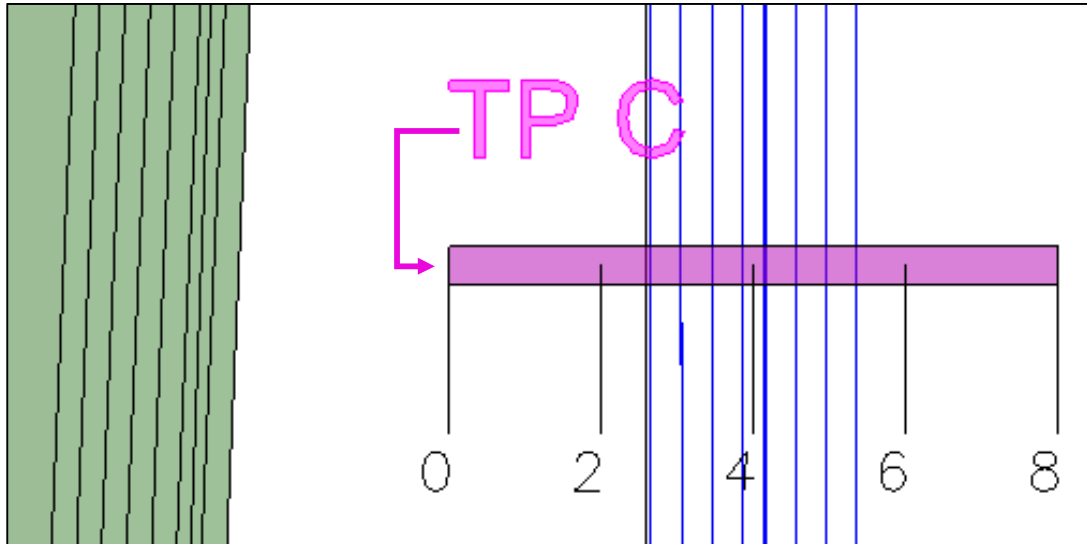
Campo magnético B en Transecta Particular A

5.2.2.- Transecta Particular B

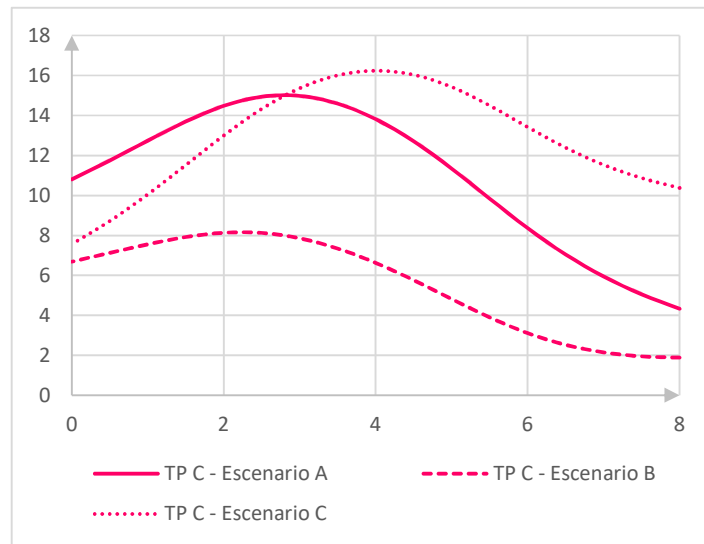


Campo magnético en Transecta Particular B

5.2.3.- Transecta Particular C



Campo magnético B en
Transecta Particular C



	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Sep-2018
Ingeniería y Obras AT	SIMULACIÓN DE CAMPO MAGNÉTICO - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 22 de 22

6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Los valores máximos de campo magnético obtenidos para cada escenario fueron:

	Perímetro SE [μ T]	Transectas particulares [μ T]
Estado A	16.43	14.98
Estado B	9.52	8.13
Estado C	13.35	16.23

Como se puede ver, los máximos valores de campo magnético tanto para el perímetro de la subestación como para las Transectas particulares se obtuvieron en los escenarios A y C, en las zonas cercanas a la salida de alimentadores en MT, dado que en estos casos la subestación absorbe la totalidad de su capacidad de transformación.

En conclusión, el campo magnético en todo punto en el perímetro de la subestación estará considerablemente por debajo del máximo permitido por la reglamentación vigente (25 μ T).

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP35518 Fecha: Oct-2018
Ingeniería y Obras AT	Anexo A – Simulación de campo magnético entorno al Puesto de Interconexión - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 1 de 11

ÍNDICE

1.	OBJETO	2
2.	GENERALIDADES	2
	2.1.- MARCO REGLAMENTARIO.....	2
	2.2.- SOFTWARE UTILIZADO.....	2
3.	INTRODUCCIÓN	2
4.	DATOS UTILIZADOS	5
5.	RESULTADOS	6
6.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	11

Fecha de Edición: Oct-18	Revisión N°: 1	Fecha Actualización: -
Elaboró/Coordinó: Ing. Iván Stephan Supervisor de Operaciones Técnicas	Supervisó: Ing. Ernesto Kisielesky Jefe de Departamento Coordinación Técnica	Aprobó: Ing. Pablo Cabral Subgerente Coordinación Técnica y Control Presupuestario

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Oct-2018
Ingeniería y Obras AT	Anexo A – Simulación de campo magnético entorno al Puesto de Interconexión - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 2 de 11

1. OBJETO

El presente informe anexo tiene como objeto determinar, mediante una simulación en el perímetro del Puesto de Interconexión cercano a la Subestación N° 355 MARTINEZ, el campo magnético B. El alcance del mismo consta de realizar el cálculo del módulo del campo magnético a 1 metro de altura sobre el nivel del suelo. **Como conclusión, el campo magnético no supera el límite de $25 \mu T$ en el entorno de medición.**

2. GENERALIDADES

2.1.- Marco Reglamentario

El marco reglamentario de esta simulación se realiza en consonancia con el empleado en la simulación del campo magnético en la subestación. (Documento IT CTCP355/18).

2.2.- Software utilizado

Para realizar el cálculo del campo magnético se utilizó el software “**3D-Mag™**”, desarrollado por Edenor S.A.

3. INTRODUCCIÓN

Para realizar la simulación del campo magnético en el perímetro del futuro Puesto de Interconexión, se construyó un modelo tridimensional de las instalaciones cercanas al mismo, contemplando:

- Los **CS 1x132 kV N° 663 y N° 664** provenientes de la **SE N° 355 MARTINEZ** ingresantes al **Puesto de Interconexión**.
- El camino de ascenso que realizan estos CS, hacia los terminales del **Puesto de Interconexión**.
- La **LAT 2x132kV N° 663/664** hacia la **SE N° 058 TALAR**.

La Figura N° 1 muestra una vista superior detallada del Puesto de Interconexión, en la cual se pueden apreciar en trazo rojo la LAT N° 663 y cable homónimo, mientras que en azul la N° 664, y cable homónimo. En color verde puede verse la región lindera a la Au. Panamericana, en donde se ubicará el Puesto de Interconexión, la cual presenta una pendiente supuesta de 18°. La región de medición es identificada en cada lado de la base del puesto de interconexión por los colores magenta, cian, naranja y amarillo.

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Oct-2018
Ingeniería y Obras AT	Anexo A – Simulación de campo magnético entorno al Puesto de Interconexión - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 3 de 11

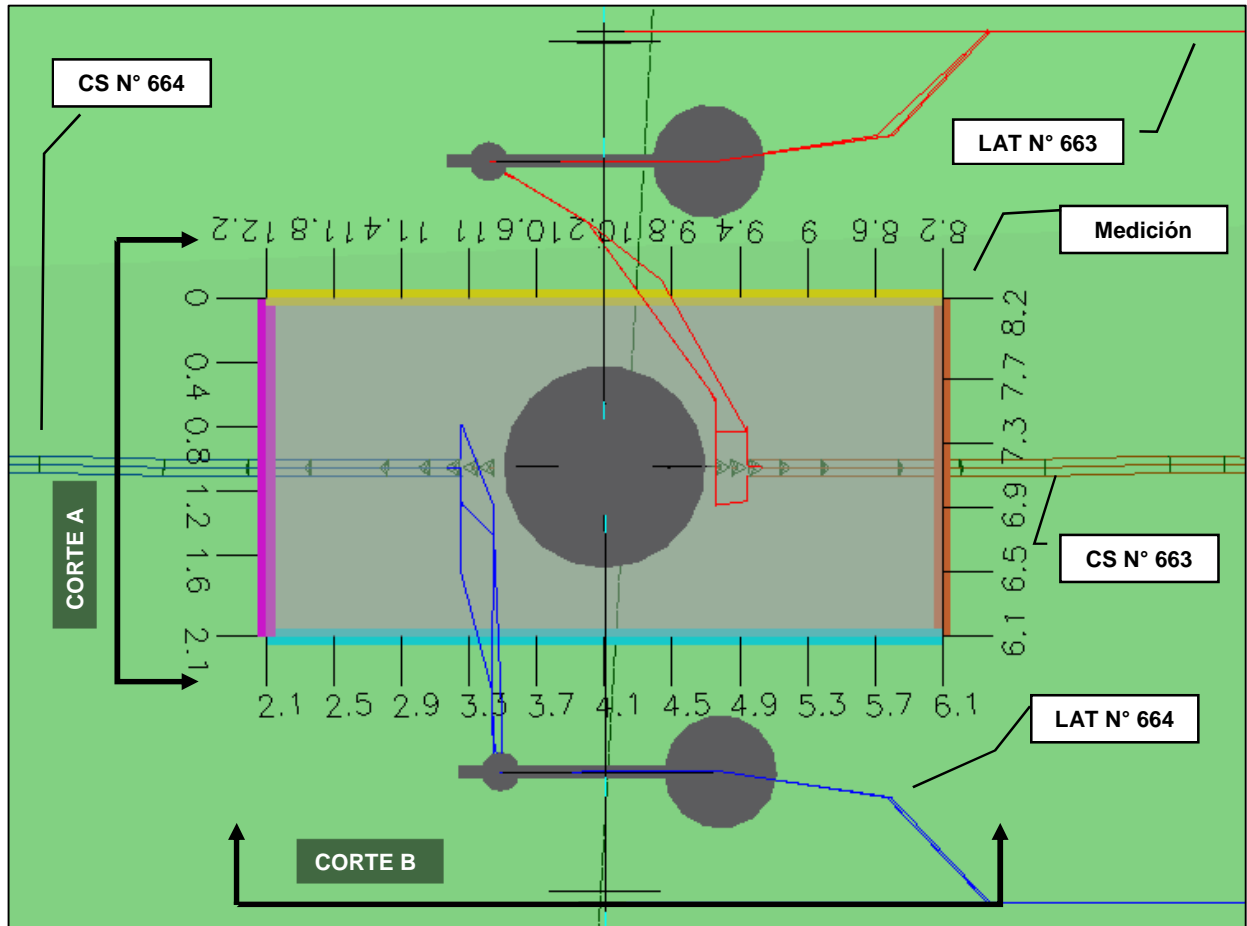
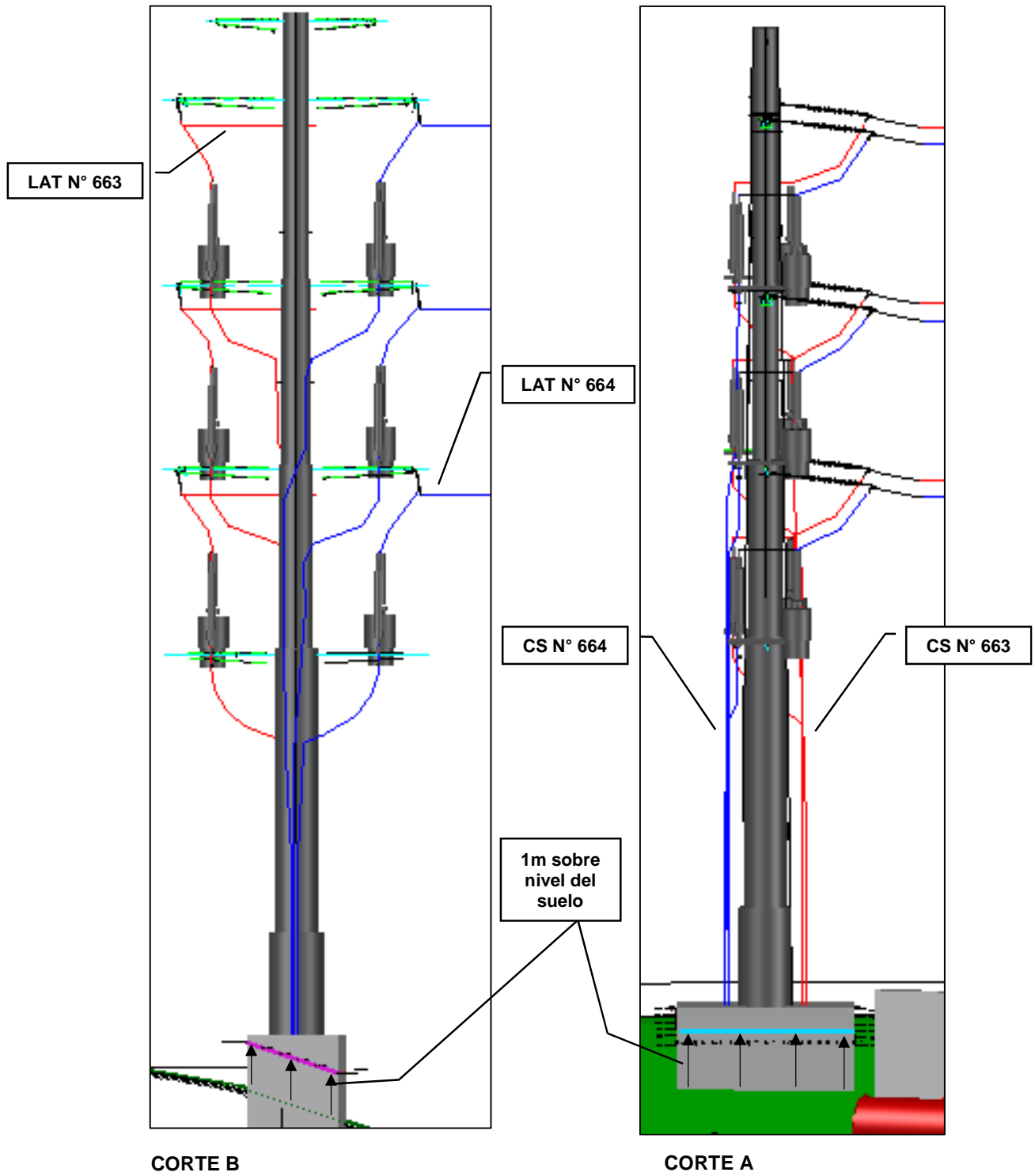


Figura N°: 1

Para realizar la simulación se construyó un modelo en tres dimensiones de las instalaciones del puesto de interconexión (ver Figura N° 2) que incluye todas las fuentes de campo magnético involucradas en el entorno de medición, enunciadas previamente. A partir de este modelo, se realiza el cálculo del campo magnético. Finalmente, los datos obtenidos son procesados para generar las gráficas que se incluyen en el presente informe.

Para definir la geometría y las disposiciones físicas se utilizaron los planos correspondientes al anteproyecto de la obra, presentados en el Estudio de Impacto Ambiental, y planos de estructuras y disposiciones típicas de los electroductos. Ver Página N° 4.



	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Oct-2018
Ingeniería y Obras AT	Anexo A – Simulación de campo magnético entorno al Puesto de Interconexión - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 5 de 11

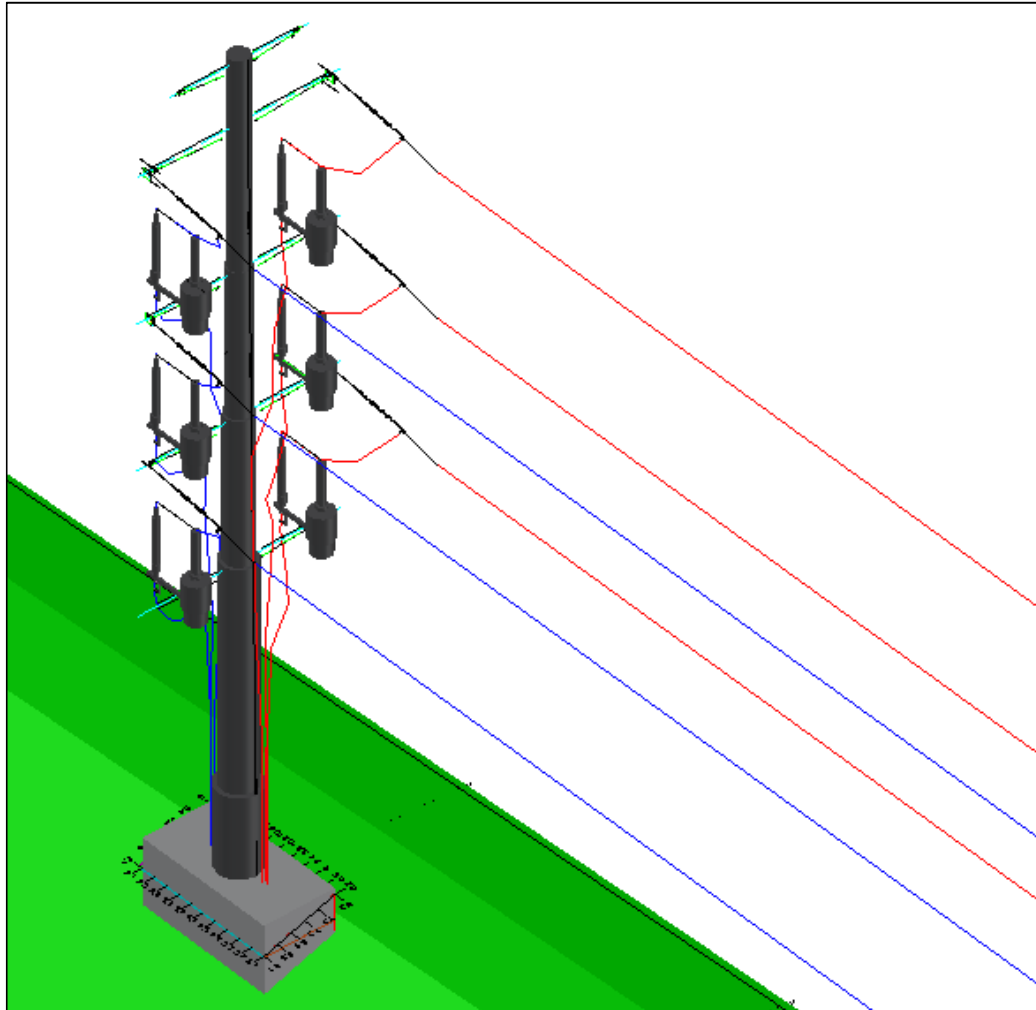


Figura N°: 2

4. DATOS UTILIZADOS

Dado que se pretende analizar el campo magnético en el entorno de las instalaciones del puesto de interconexión bajo los estados de carga más desfavorables, se utiliza el **Escenario C** descrito previamente para definir las condiciones de cálculo. No obstante, vale destacar lo siguiente:

- En este caso las ternas presentan un desbalance del 5% **en su fase "S"**, siendo esta la más cercana a los puntos de medición en el caso del cable descendiente por el PI.
- El modelo es simulado primeramente sin considerar las propiedades ferromagnéticas de los materiales que componen el puesto de interconexión, y luego teniendo en cuenta dichas propiedades.
- Las ternas de cables ascendentes por la estructura del puesto de interconexión se disponen en configuración tresbolillo.

	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Oct-2018
Ingeniería y Obras AT	Anexo A – Simulación de campo magnético entorno al Puesto de Interconexión - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 6 de 11

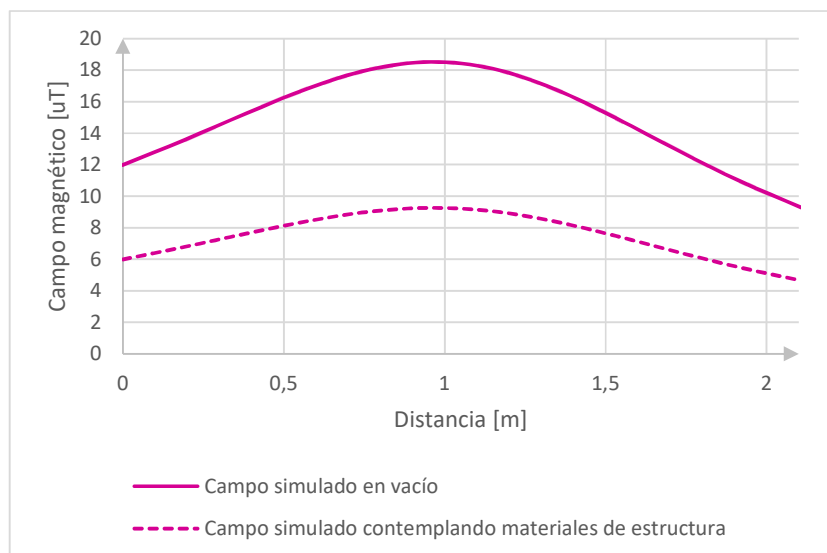
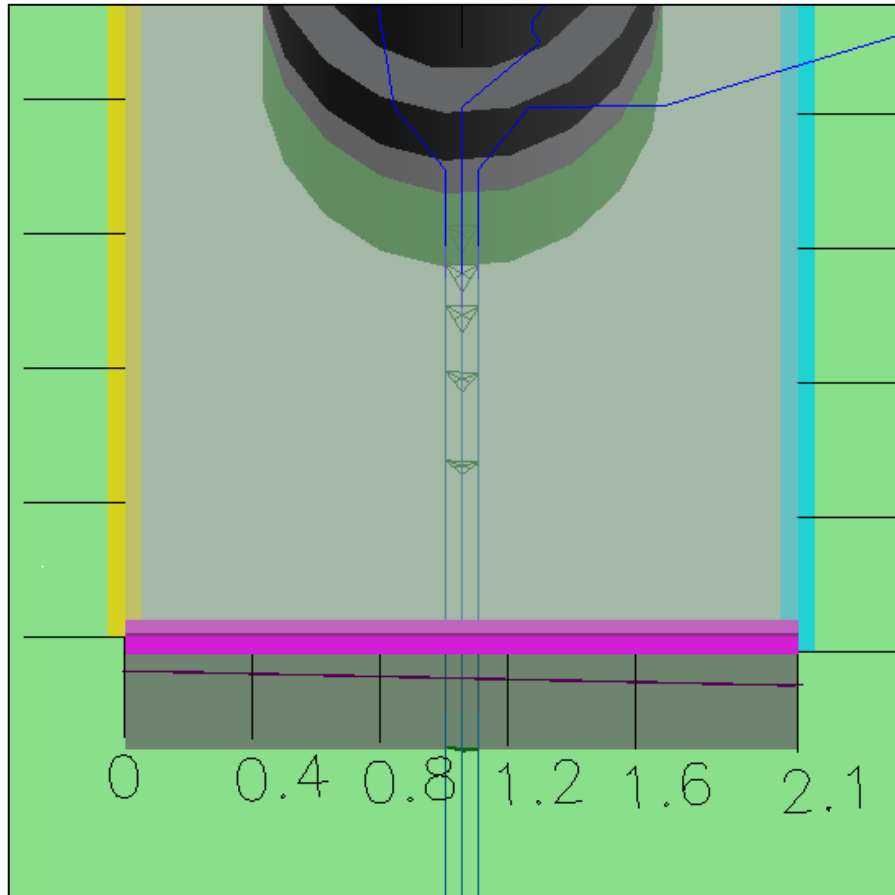
Conductor	Potencia considerada [MVA]	Tensión [kV]	Corriente [A]
LAT N° 663	147,5	132	645
LAT N° 664	147,5	132	645
CS N° 663	147,5	132	645
CS N° 664	147,5	132	645
CS N° 651	67,5	132	295
CS N° 652	67,5	132	295
1° Vinculación Tr. 1 / Sección 1	40	13,2	1750
2° Vinculación Tr. 1 / Sección 1	40	13,2	1750
1° Vinculación Tr. 2 / Sección 2	40	13,2	1750
2° Vinculación Tr. 2 / Sección 2	40	13,2	1750
8 Salidas MT Sección 1	5	13,2	219
8 Salidas MT Sección 2	5	13,2	219
8 Salidas MT Sección 3	5	13,2	219
8 Salidas MT Sección 4	5	13,2	219

5. RESULTADOS

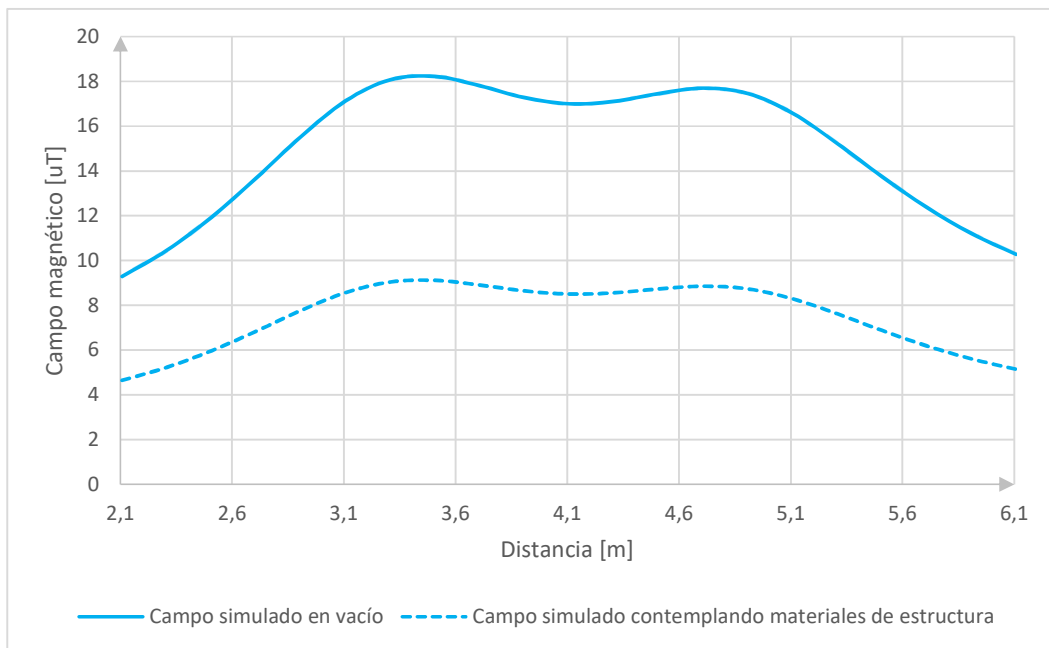
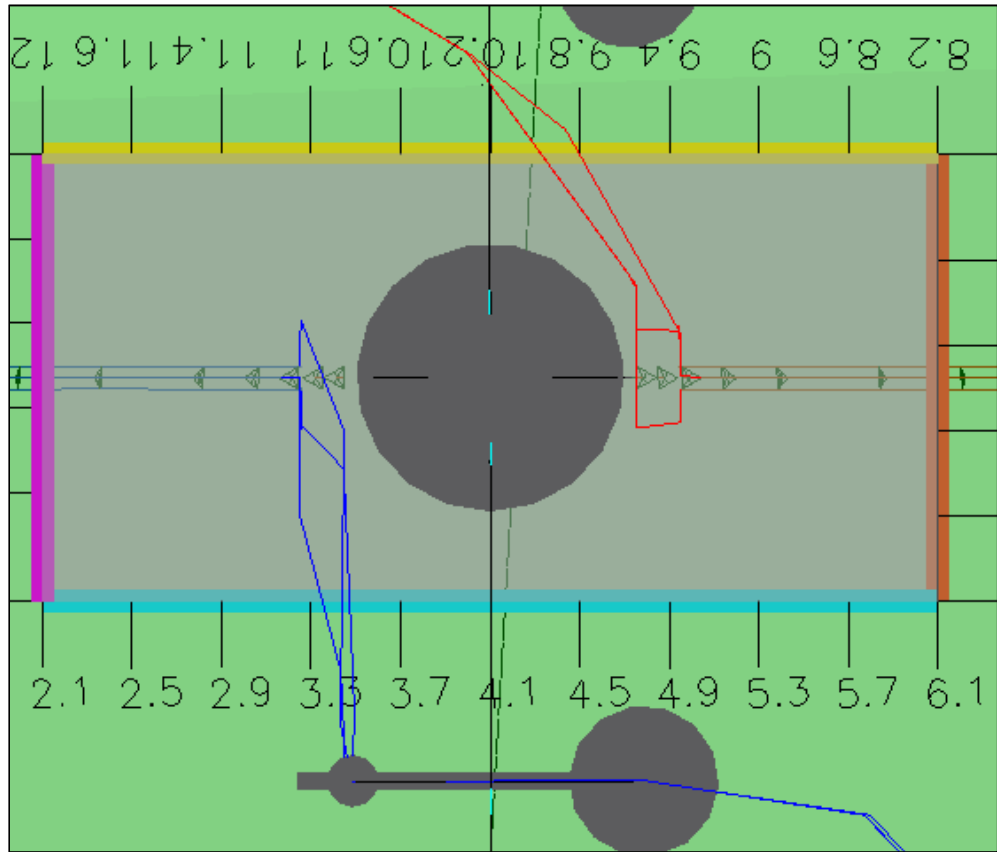
Los resultados de campo magnético obtenidos serán calculados **sobre el perímetro de la base del puesto de interconexión**, manteniendo siempre una distancia de 1m con respecto al nivel del suelo, que presenta una inclinación estimada de 18°.

En trazo continuo se representa el gráfico sin considerar el efecto de apantallamiento de las chapas de protección lateral, ni la estructura tubular soporte (ambos de material ferromagnético). Por otro lado, en trazo punteado, se representa el campo magnético determinado mediante simulación contemplando dicho efecto.

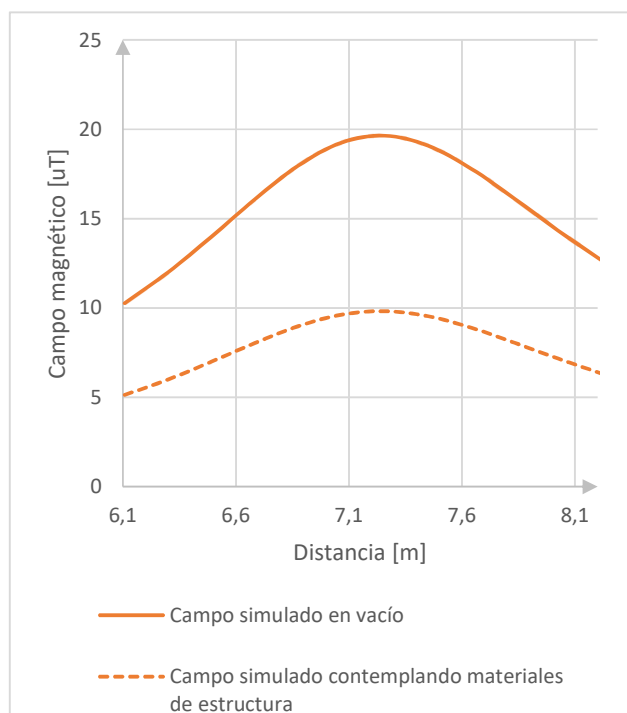
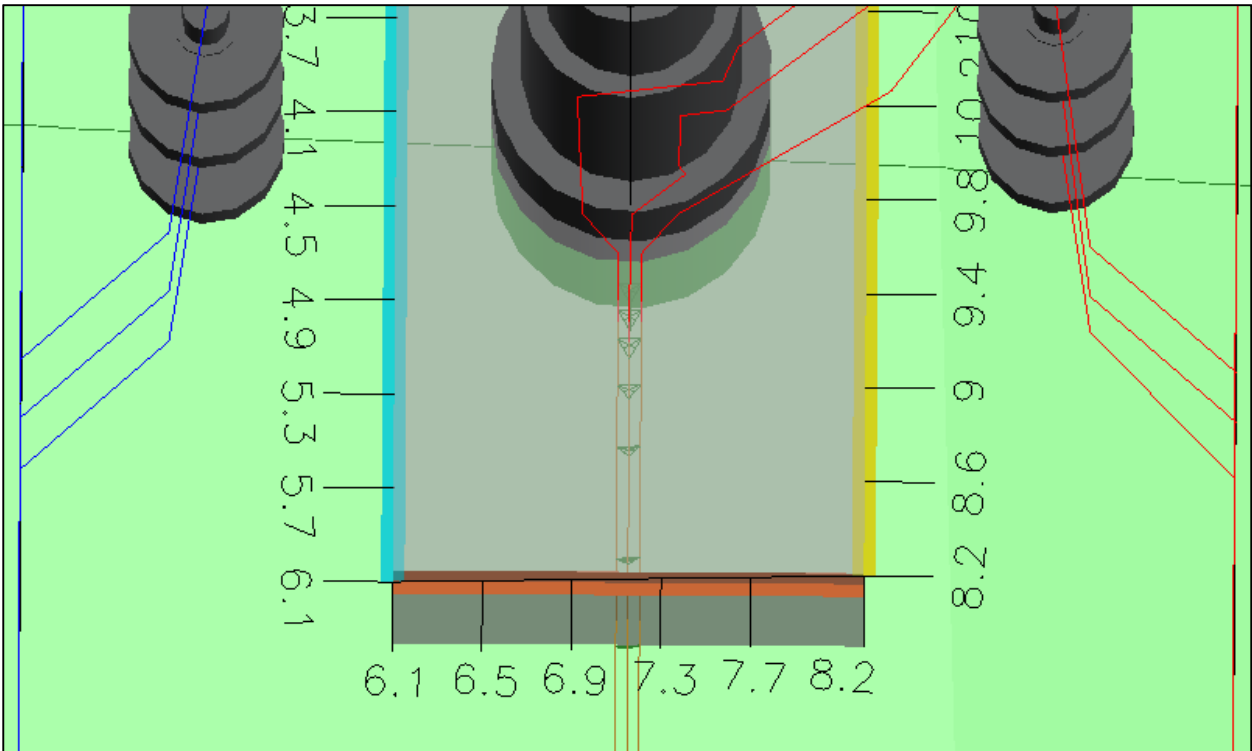
	<p align="center">INFORME TÉCNICO</p>	<p>Código: IT CTP355/18 Fecha: Oct-2018</p>
<p>Ingeniería y Obras AT</p>	<p align="center">Anexo A – Simulación de campo magnético entorno al Puesto de Interconexión - SE N° 355 MARTÍNEZ</p>	<p>Revisión N°: 1 Página 7 de 11</p>



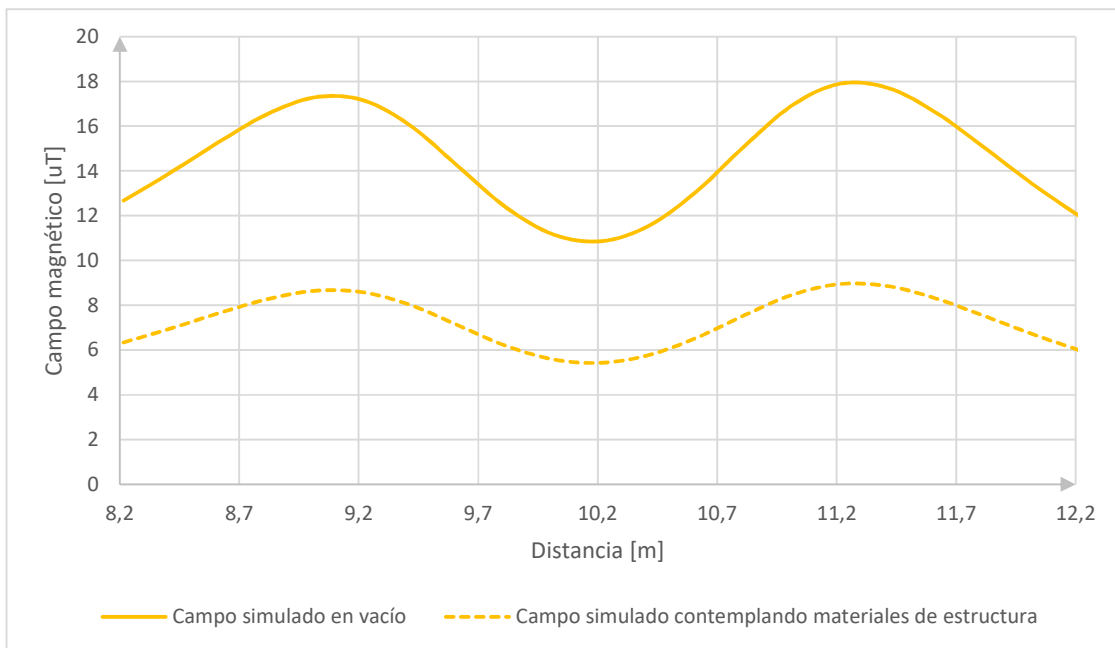
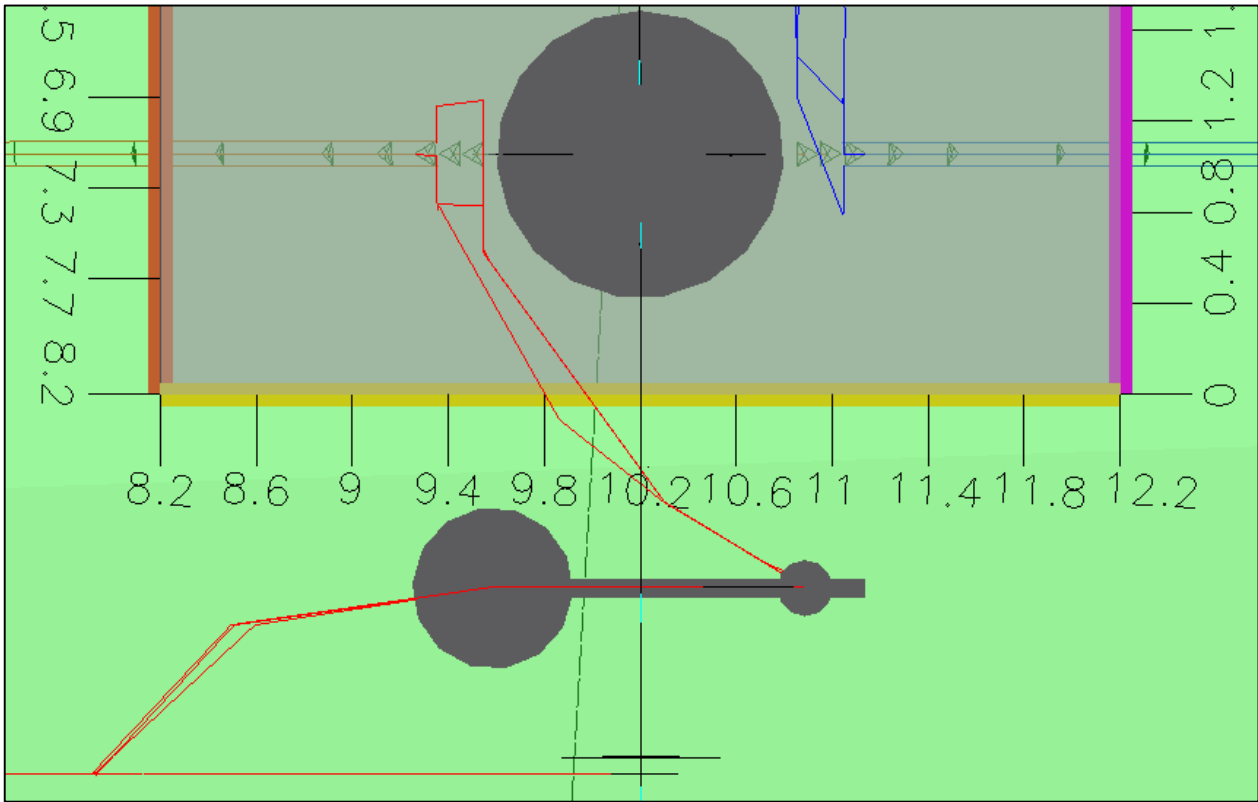
	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Oct-2018
Ingeniería y Obras AT	Anexo A – Simulación de campo magnético entorno al Puesto de Interconexión - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 8 de 11



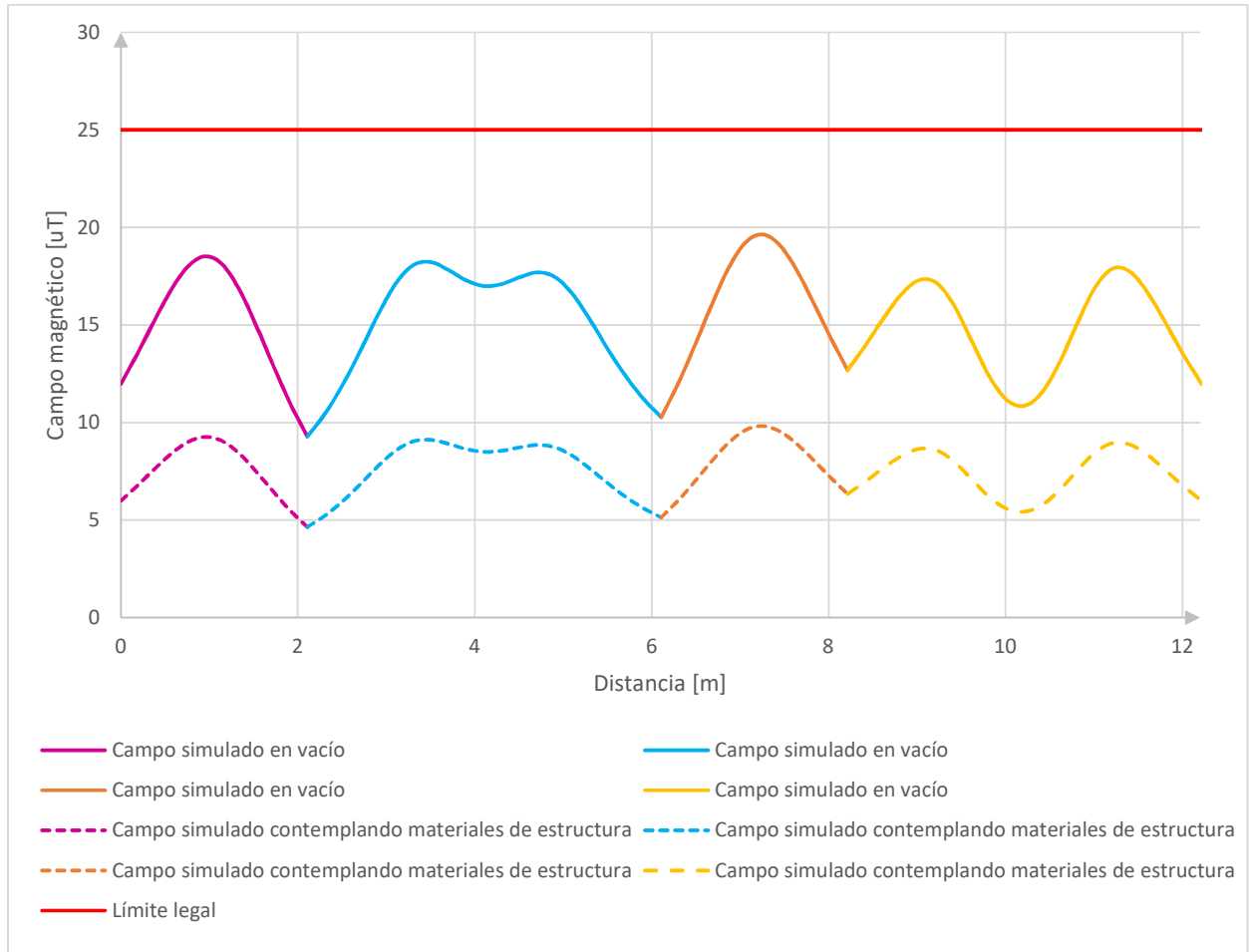
	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Oct-2018
Ingeniería y Obras AT	Anexo A – Simulación de campo magnético entorno al Puesto de Interconexión - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 9 de 11



	<p align="center">INFORME TÉCNICO</p>	<p>Código: IT CTP355/18 Fecha: Oct-2018</p>
<p>Ingeniería y Obras AT</p>	<p align="center">Anexo A – Simulación de campo magnético entorno al Puesto de Interconexión - SE N° 355 MARTÍNEZ</p>	<p>Revisión N°: 1 Página 10 de 11</p>



	INFORME TÉCNICO	Código: IT CTP355/18 Fecha: Oct-2018
Ingeniería y Obras AT	Anexo A – Simulación de campo magnético entorno al Puesto de Interconexión - SE N° 355 MARTÍNEZ	Revisión N°: 1 Página 11 de 11



6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

El máximo valor de campo magnético obtenido fue de 20 μT , sin contemplar el efecto de apantallamiento producido por el material ferromagnético que compone la estructura del puesto de interconexión y considerando un desbalance de ternas de un 5%. Si se tuviera en cuenta este efecto, se determina mediante simulación que el campo se reduciría aproximadamente a la mitad.

Por consiguiente, el campo magnético se encuentra por debajo del límite permitido por la reglamentación vigente (25 μT) en todo punto alrededor de las instalaciones del puesto de interconexión.

FORMULARIO PARA MEDICIÓN EN SUBESTACIONES:

1. Tipo de Instalación.

1.1 ET ó SE

2. Identificación de la Instalación:

a) Código: **55**

b) Nombre: **Murno**

3. Lugar / Dirección: Blanco Encalada 1340, Munro

4. Georreferenciamiento

Latitud: **34°32'40.41" S**

Longitud: **58°31'20.88" O**

Sistema: **WGS84**

5. Fecha del Monitoreo: 25/03/2019

6. Datos de la medición.

6.1. Hora:

a) Inicial: **10:17**

b) Final: **10:30**

6.2. Responsable de las Mediciones:

a) Apellido: **Giusio**

b) Nombre: **Horacio**

6.3. Organismo / Empresa: Edenor SA

6.4. Protocolo N°: CT - MA - 044/2019

6.5. Norma: Res ENRE N° 1724/98 y Res SE 77/98

7. INSTRUMENTAL

7.1. Instrumental de Medición de Campos

7.1.1. Marca: WAVECONTROL

7.1.2. Medidor

a) modelo: **SMP2**

b) N° serie: **18SN0875**

7.1.3. Sensor

a) modelo: **WP400**

b) N° serie: **18WP100455**

7.1.4. Calibración del instrumental

a) Emisor del certificado: **ENAC**

b) N° de certificado: **18/03541**

c) Fecha: **02/02/18**

d) Fecha Vencimiento: **02/10/20**

7.2. Instrumental de Condiciones Meteorológicas

7.2.1. Marca:

7.2.2. Medidor:

a) Modelo:

b) N° de Serie:

7.2.3. Calibración del instrumental

a) Fecha:

b) Método:

8. Condiciones Ambientales

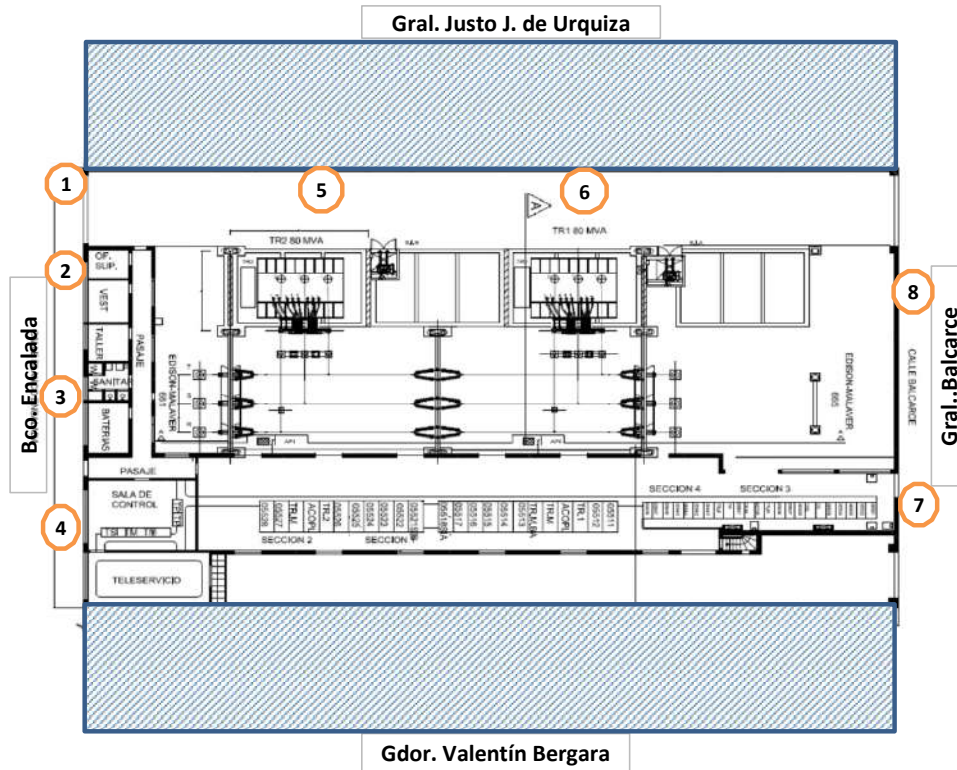
8.1. Temperatura [°C]: **15,1**

8.2. H.R.A. [%]: **66**

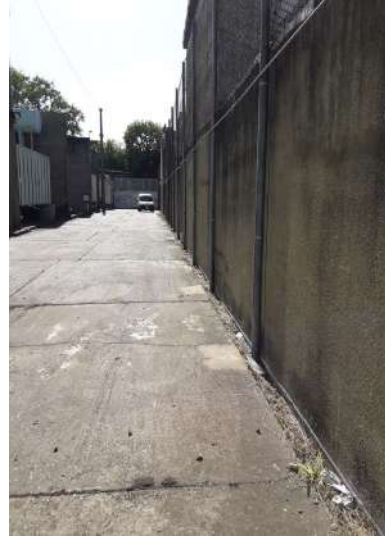
8.3. Presión Atmosférica [hPa]: **1018,9**

9. POSICIONAMIENTO DE LAS MEDICIONES

9.1. Croquis de la instalación



9.2. Fotografias



RESULTADOS DE LA MEDICIONES

10. Datos de los Transformadores

10.1. Datos de los equipos instalados:

Transformador	Potencia Nominal (MVA)	Marca	Relación Transf.
3000057	80	FARADAY	132/13,2
3000056	80	FARADAY	132/13,2

11. Condiciones de Carga

11.1. Tensión al momento de la medición [kV]: **13,2**

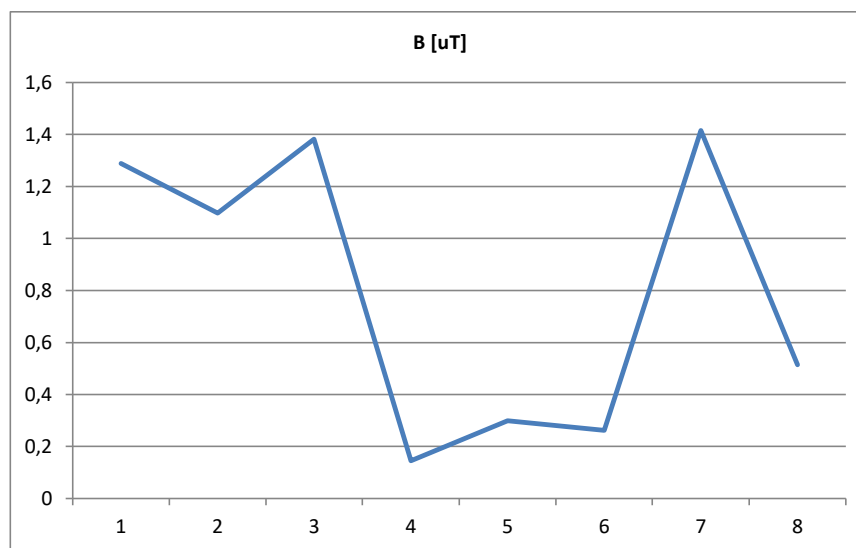
11.2. Potencia actual [kVA]: **30682**

11.3. Potencia máxima [kVA]: **160000**

12. Puntos de medición (incorporar tantos puntos como sean necesarios)

Sitio N°	Referencia	B [uT]
1		1,289
2	Salida CMT	1,098
3	Salida CMT	1,382
4	Salida CMT	0,1449
5	Frente a transf.	0,2988
6	Frente a transf.	0,2615
7	Salida CMT	1,416
8	Salida CMT	0,5135

13. Gráficos de los valores obtenidos



14. Observaciones

Firma:

Aclaración:

Resumen ejecutivo

Obra: Montaje de Nueva Subestación N°460 POLLEDO 2x80MVA 132/13,2 kV

Justificación del proyecto.

La puesta en servicio de esta nueva subestación asegurará el abastecimiento en condiciones de calidad adecuadas a los usuarios existentes y futuros de las Localidades de Rafael Castillo, Libertad y Castelar.

La zona de influencia de esta nueva subestación cuenta con clientes de importancia para su desarrollo residencial, industrial, comercial; entre los que se destacan el Hospital Doctor René Favalaro (Hospital Rafael Castillo), el Polo Industrial de Merlo (Parque Industrial del Plástico) y la Unidad Penitenciaria N°2 de Merlo. Además, nuevos emprendimientos podrán ser abastecidos en condiciones adecuadas entre los que se destacan el Emprendimiento Urbanístico El Pelayo y Lotear MORON-CASTELAR.

Desde el punto de vista de la red de subtransmisión (132/13,2 kV), permitirá descargar las subestaciones Aeroclub, Casanova, Ituzaingó, Luzuriaga, Pantanosa y Pontevedra; y permitirá la conformación de nuevas redes de distribución en media y baja tensión para el abastecimiento de más de 70.000 usuarios residenciales, comerciales e industriales.

Descripción global de la obra.

Se trata de la Instalación y Puesta en Servicio de la Nueva Subestación N° 460 – POLLEDO de 132/13,2kV, que se ubicará en las calles José Bernardez Polledo y Martin Garcia Merou, Partido de La Matanza, Provincia de Bs. As. Plano N°460A6103.

La nueva Subestación será alimentada con las ternas de 132kV N°619/620 que actualmente vinculan las SE PANTANOSA y SE AEROCUB.

Tendrá dos Transformadores de 132/13,2 kV, 80 MVA, que alimentarán a dos tableros de 13,2 kV, formados por dos secciones de 11 celdas cada uno y 1 celda de acoplamiento.

Para la maniobra y protección de los Transformadores se utilizarán Interruptores y Seccionadores de 132 kV, contando con un sistema de Protección, Maniobra y Auxiliares en baja tensión asociado a estas funciones.


El conjunto se complementa con un Sistema de Comunicaciones, que permitirán telecomandar la subestación desde el Centro de Control **edenor**.

Consideraciones sobre la obra, sus beneficios e impactos:

- Su ejecución mejorará la calidad de servicio de la zona reduciendo la frecuencia y duración de cortes y estabilizando los niveles de tensión.
- La mayor parte de los impactos negativos son temporales y se asocian a la etapa de obra.
- Cumpliendo las medidas de mitigación definidas en el Plan de Gestión Ambiental, los impactos pueden ser controlados.
- Los impactos permanentes son inherentes a la actividad de distribución de energía.
- La operación se realizará a cargo de **edenor**, una empresa con experiencia en el rubro y comprometida con el medio ambiente.

A stylized signature consisting of the letters 'S' and 'F' intertwined.

Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649

A large, fluid signature in blue ink.

Daniel Alejandro Moreno
Gerente de Prospectiva Técnica
y Desarrollo Sustentable
Edenor S.A.

PRESUPUESTO SUBESTACIÓN POLLEDO 132/13,2kV - 2x80MVA



Marzo 2024

TIPO DE CAMBIO

842,50

DESCRIPCION	CANT.	UNID.	MATERIALES UNITARIOS [USD]	MATERIALES TOTAL [USD]	SYSE TOTAL [USD]	TOTAL [USD]	MATERIALES TOTAL [\$]	SYSE TOTAL [\$]	TOTAL [\$]
TRAFO POT-132/13-80 MVA	2	c/u	USD 2.842.000	USD 5.684.000		USD 5.684.000	\$ 4.788.800.000	\$ -	\$ 4.788.800.000
CAMPO DE TRANSFORMADOR DE 132kV	2	c/u	USD 117.000	USD 234.000		USD 234.000	\$ 197.100.000	\$ -	\$ 197.100.000
TABLERO DE MT	2	gl	USD 779.000	USD 1.558.000		USD 1.558.000	\$ 1.312.600.000	\$ -	\$ 1.312.600.000
TABLEROS AUXILIARES AT/MT ESQ. 4 - 2X80	1	gl	USD 227.000	USD 227.000		USD 227.000	\$ 191.200.000	\$ -	\$ 191.200.000
SIST AUXILIARES-ESQ 4 - 2 X 80 MVA	1	gl	USD 62.000	USD 62.000		USD 62.000	\$ 52.200.000	\$ -	\$ 52.200.000
PROTECCIONES-ESQ 4 - 2 X 80 MVA	1	gl	USD 325.000	USD 325.000		USD 325.000	\$ 273.800.000	\$ -	\$ 273.800.000
EQ. TELECONTROL	1	gl	USD 105.000	USD 105.000		USD 105.000	\$ 88.500.000	\$ -	\$ 88.500.000
EQ. TELECOMUNICACIONES	1	gl	USD 235.000	USD 235.000		USD 235.000	\$ 198.000.000	\$ -	\$ 198.000.000
OBRA CIVIL	1	gl		USD -	USD 1.600.000	USD 1.600.000	\$ -	\$ 1.348.000.000	\$ 1.348.000.000
MONTAJE ELECTROMECHANICO	1	gl		USD 8.430.000	USD 1.750.000	USD 10.180.000	\$ 7.102.200.000	\$ 1.474.375.000	\$ 8.576.650.000
Costos Directos O. Electromecanica				USD 8.430.000	USD 1.750.000	USD 10.180.000	\$ 14.204.400.000	\$ 1.474.400.000	\$ 15.678.800.000
Costos indirectos O.EM. (ing, superv. de obra, gest de stock y contratos, etc.)				USD 1.694.000	USD 352.000	USD 2.046.000	\$ 2.855.100.000	\$ 296.400.000	\$ 3.151.500.000
Subtotal Obra Electromecánica				USD 10.124.000	USD 2.102.000	USD 12.226.000	\$ 17.059.500.000	\$ 1.770.800.000	\$ 18.830.300.000
Costos Directos O. Civil						USD 1.600.000	\$ -	\$ 1.348.000.000	\$ 1.348.000.000
Costos indirectos O.Civil (ing, superv. de obra, gest de stock y contratos, etc.)						USD 232.000	\$ -	\$ 195.460.000	\$ 195.460.000
Subtotal Obra Civil						USD 1.832.000	\$ -	\$ 1.543.460.000	\$ 1.543.460.000
TOTAL SUBESTACION				USD 10.100.000	USD 2.100.000	USD 14.058.000	\$ 17.059.500.000	\$ 3,314.300.000	\$ 20.373.800.000

Subgerente de Coordinación Técnica y Permisos AT

P. Casarini

Gerente de Ingeniería y Obras AT

Marcelo Spitzbluh (o/c)

Buenos Aires, marzo 2024

**Dirección Provincial de Evaluación de Impacto Ambiental
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – PBA**

Nueva SE N° 460 Polledo

De nuestra mayor consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a Uds. con el objeto de informar el instrumento legal por el cual estamos autorizados para la explotación del espacio público.


Atento a ello, destacamos el artículo 17 del Contrato de Concesión de Distribución y Comercialización de energía eléctrica, aprobado por la Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica número 170 de fecha 31 de agosto de 1992.

ARTICULO 17.- LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a hacer uso y ocupación, a título gratuito, de los lugares integrantes del dominio público nacional, provincial o municipal, incluso su subsuelo y espacio aéreo, que fuesen necesarios para la colocación de las instalaciones para la prestación del SERVICIO PUBLICO, incluso líneas de comunicación y mando y de interconexión con centrales generadoras de energía eléctrica o con otras redes de distribución o de transporte de energía eléctrica; sin perjuicio de su responsabilidad por los daños que pueda ocasionar a dichos bienes, o a terceros, en el curso de su utilización.

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para saludarlos muy atentamente.



Inga. Silvana F. Feliciani
RUP-001649



Daniel Alejandro Moreno
Gerente de Prospectiva Técnica
y Desarrollo Sustentable
Edenor S.A.

Anexo: Contrato de concesión

RESOLUCION S.E.E. N° 170**Buenos Aires, 31 agosto de 1992**

Visto lo dispuesto por los Decretos N° 714 del 28 de Abril de 1992 y N° 1323 del 28 de Julio de 1992 y

CONSIDERANDO:

Que se ha llevado a cabo el Concurso público Internacional para la venta del CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (51%) del paquete accionario de la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA y de la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA.

Que mediante el Decreto N° 714/92 se ha otorgado a tales empresas la Concesión del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en sus respectivas áreas, y se han aprobado los correspondientes contratos de concesión.

Que tales contratos han sido modificados mediante Circulares N. 33, 41, 50, y 61 emitidas por el COMITE PRIVATIZADOR, órgano actuante en el Concurso Público Internacional para la venta del CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (51%) del paquete accionario de la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA y de la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA, las que fueran convalidadas mediante el Decreto N° 1.323/92.

Que resulta necesario contar con un texto ordenado de los Contratos de Concesión que contenga las modificaciones que fueran introducidas.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA se encuentra facultada para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el Artículo 2do del Decreto N° 1.323 del 28 de Julio de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA ELECTRICA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Incorpóranse a los Contratos de Concesión de distribución y comercialización de energía eléctrica, del que son titulares la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA, las modificaciones introducidas por el Decreto N° 1.323 del 28 de Julio 1.992, convalidatorio de las Circulares N° 33, 41, 50, y 61, emitidas por el COMITE PRIVATIZADOR.

ARTICULO 2º.- Apruébanse como textos ordenados de los Contratos de Concesión de distribución y comercialización de energía eléctrica, del que son titulares la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA y la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA, los que como Anexo I y Anexo II, respectivamente, se agregan al presente del que forman parte integrante.

ARTICULO 3º.- Notifíquese a la EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA y a la EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANONIMA.

ARTICULO 4º.- Regístrese, comuníquese y archívese.

Ing. Carlos Manuel Bastos

Secretario de Energía Eléctrica.

CONTRATO DE CONCESION**EDENOR S.A.****ANEXO I****Subanexos:**

- 1.- Régimen Tarifario- Normas de Aplicación del Cuadro Tarifario.
- 2.- Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario.
- 3.- Cuadro Tarifario Inicial.

4.- Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones.

CONTRATO DE CONCESION EDENOR S.A.

Entre el PODER EJECUTIVO NACIONAL, representado en este acto por el Sr. Secretario de Energía Eléctrica, Ingeniero Carlos Manuel BASTOS, en virtud de las facultades que le fueran delegadas en el Decreto N° 714 del 28 de Abril de 1992, en adelante denominado LA CONCEDENTE, por una parte y por la otra, EMPRESA DISTRIBUIDORA NORTE SOCIEDAD ANONIMA (EDENOR S.A.), representada por el Ing. Carlos Alberto MATTAUSCH, en adelante denominada LA DISTRIBUIDORA, y en atención a lo dispuesto en las Leyes N° 14.772, N° 15.336, N° 23.696 y N° 24.065, acuerdan celebrar el siguiente CONTRATO.

DEFINICIONES

A todos los efectos de este CONTRATO, los términos que a continuación se indican significan:

AREA: Territorio dentro del cual la prestación del servicio público de distribución y comercialización se encuentra sometida a jurisdicción nacional en los términos de las Leyes N° 14.772, N° 15.336, N° 23.696 y N° 24.065, determina el ámbito en el que el concesionario está obligado a prestar el servicio y a cubrir el incremento de demanda en los términos de su contrato de concesión, comprendiendo las siguientes zonas:

En Capital Federal la delimitada por Dársena 'D', calle sin nombre, traza de la futura Autopista Costeras, prolongación Avenida Pueyrredón, Avenida Pueyrredón, Avenida Córdoba, vías del Ferrocarril San Martín, Avenida General San Martín, Zamudio, Tinogasta, Avenida General San Martín, Aven. General Paz y Río de la Plata.

En la Provincia de Buenos Aires comprende los Partidos de Belén de Escobar, General Las Heras, General Rodríguez, General Sarmiento, La Matanza, Marcos Paz, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, San Fernando, San Isidro, San Martín, Tigre, Tres de Febrero, y Vicente López.

AUTORIDADES DE APLICACION: es el ENTE. Hasta tanto comience éste a ejercer sus funciones será Autoridad de Aplicación la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA o el organismo o funcionario que ésta designe o que le suceda.

CONTRATO: es este Contrato de Concesión.

COOPERATIVAS: son todas aquellas sociedades cooperativas que a la firma del presente prestan servicios de distribución y comercialización dentro del AREA, sin contar para ello con una concesión otorgada por la CONCEDENTE, comprándole energía eléctrica a SEGBA S.A.

En cuanto a su forma de participación en el Mercado Eléctrico Mayorista quedan asimiladas a los Grandes Usuarios.

EMPRESA CONTROLADA: es aquella en que otra sociedad en forma directa, o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada, posea una participación que por cualquier título le otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social o que ejerce por cualquier título una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades.

EMPRESA CONTROLANTE: es aquella que posee en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada una participación que por cualquier título le otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social o que ejerce por cualquier título una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades, respecto de otra sociedad.

EMPRESA TRANSPORTISTA: es quien siendo titular de una Concesión de Transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la Ley N°24.065, es responsable de la transmisión y transformación a esta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el Generador, hasta el punto de recepción por LA DISTRIBUIDORA o GRAN USUARIO.

ENTE: es el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD, creado por la Ley N° 24.065. Hasta tanto el ENTE comience a ejercer sus funciones, las mismas estarán a cargo de la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA o del organismo o funcionario que esta designe.

ENTRADA EN VIGENCIA O TOMA DE POSESION: fecha efectiva de Toma de Posesión de la DISTRIBUIDORA por parte de los compradores de las Acciones Clase 'A' de la misma, según resulte del Contrato de Transferencia.

EXCLUSIVIDAD ZONAL: implica que, ni LA CONCEDENTE, ni ninguna otra autoridad nacional, provincial o municipal, podrá conceder o prestar por sí misma el SERVICIO PUBLICO en cualquier punto dentro del AREA, a partir de la fecha del contrato.

GENERADOR: persona física o jurídica titular de una Central Eléctrica en los términos del Artículo 5° de la Ley N° 24.065.

GRANDES USUARIOS: son quienes, por las características de su consumo conforme los módulos de potencia, energía y demás parámetros técnicos que determine la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, pueden celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque con los generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista.

LA CONCESION: es la Autorización otorgada por el PODER EJECUTIVO NACIONAL a LA DISTRIBUIDORA para prestar el SERVICIO PUBLICO de distribución y comercialización dentro del AREA, en los términos del presente contrato.

LA DISTRIBUIDORA: es quien dentro del AREA es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar suministro en forma independiente.

LOS COMPRADORES: quienes como resultado del Concurso Público Internacional para la Privatización de la actividad de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de SEGABA SA, sean adquirentes del PAQUETE MAYORITARIO.

OPERADOR : es el integrante de LA DISTRIBUIDORA que tiene a su cargo la operación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el AREA.

PAQUETE MAYORITARIO: es el total de las acciones Clase 'A' de LA DISTRIBUIDORA, cuya titularidad asegura los votos necesarios para formar la voluntad social.

PERIODO DE GESTION: Cada uno de los períodos de QUINCE (15) AÑOS o DIEZ (10) AÑOS en que se divide el PLAZO DE CONCESION.

PLAZO DE CONCESION: es el tiempo de vigencia del Contrato.

PLIEGO: el Pliego del Concurso Público Internacional para la Privatización de la actividad de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de SEGBA S.A.

SEGBA S.A.: es la empresa que hasta la ENTRADA EN VIGENCIA del CONTRATO tiene la CONCESION DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD.

SERVICIO PUBLICO: es la caracterización que, por su condición de monopolio natural, reviste la prestación del servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica a usuarios que se conecten a la red de distribución de electricidad de LA DISTRIBUIDORA, pagando una tarifa por el suministro recibido.

USUARIOS: son los destinatarios finales de la prestación del SERVICIO PUBLICO.

OBJETO Y ALCANCE

ARTICULO 1º.- El presente contrato tiene por objeto otorgar en concesión a favor de LA DISTRIBUIDORA la prestación en forma exclusiva del SERVICIO PUBLICO dentro del AREA.

ARTICULO 2º.- LA CONCESION otorgada implica que LA DISTRIBUIDORA está obligada a atender todo incremento de demanda dentro del AREA concedida, ya sea solicitud de nuevo servicio o aumento de la capacidad de suministro, en las condiciones de calidad especificadas en el Subanexo 4. PLAZO DE CONCESION

ARTICULO 3º.- LA CONCEDENTE otorga la concesión del SERVICIO PUBLICO en el AREA a LA DISTRIBUIDORA, y esta la acepta, por un plazo de NOVENTA Y CINCO (95) AÑOS, contados a partir de la ENTRADA EN VIGENCIA. La concesión se otorga con EXCLUSIVIDAD ZONAL.

LA CONCEDENTE podrá dejar sin efecto la EXCLUSIVIDAD ZONAL o modificar el área dentro de la cual se ejerce, cuando innovaciones tecnológicas conviertan toda o parte de la prestación del servicio público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica que reviste hoy la condición de monopolio natural, en un ámbito donde puedan competir otras formas de prestación de tal servicio. La extinción total o parcial del derecho de EXCLUSIVIDAD ZONAL implicará la consecuente extinción total o parcial de la obligación reglada en el Artículo 2º de este Contrato y la pertinente modificación de las cláusulas contractuales, a los efectos de determinar la nueva forma de regulación de la actividad de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

LA CONCEDENTE solamente podrá ejercer la facultad reglada en el segundo párrafo del presente artículo al finalizar cada PERIODO DE GESTION, y deberá comunicar tal decisión con una antelación no inferior a 6 (seis) meses al vencimiento del PERIODO DE GESTION en curso, debiendo aplicar para ello, por asimilación de alcances, el procedimiento y criterios emergentes de los Artículos 6º a 11º del presente.

ARTICULO 4º.- LA CONCEDENTE podrá prorrogar LA CONCESION, por un plazo a ser determinado por el ENTE con un máximo de DIEZ(10) AÑOS, reservándose el derecho de mantener, modificar o suprimir la EXCLUSIVIDAD ZONAL y siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

a) que con una anterioridad no menor DIECIOCHO (18) MESES del vencimiento del PLAZO DE CONCESION, LA DISTRIBUIDORA haya pedido la prórroga, indicando el plazo solicitado.

b) que el Poder Ejecutivo Nacional haya otorgado la prórroga solicitada, indicando el plazo por la cual la otorga.

PERIODO DE GESTION:

ARTICULO 5º.- el PLAZO DE CONCESION se dividirá en PERIODOS DE GESTION, el primero de los cuales se extenderá por QUINCE (15) AÑOS, a contar desde la TOMA DE POSESION, y los siguientes por DIEZ (10) años, a contar desde el vencimiento del PERIODO DE GESTION anterior.

ARTICULO 6º.- Con una antelación no inferior a SEIS (6) MESES al vencimiento del PERIODO DE GESTION en curso, el ENTE u organismo que lo reemplace, llamará a concurso Público internacional para la venta del PAQUETE MAYORITARIO, iniciando las publicaciones al efecto y establecerá el Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario, que se aplicarán durante los siguientes CINCO (5) AÑOS.

El Pliego bajo el cual se efectuará el referido Concurso Público deberá tener características similares a las del PLIEGO, debiendo asegurar la máxima transparencia y publicidad y estimular la concurrencia de la mayor cantidad posible de interesados, quienes deberán acreditar experiencia técnica y de operación y satisfacer requisitos económicos referidos a Activos totales y a Patrimonio neto que sean, como mínimo, iguales a las exigidas en el PLIEGO.

ARTICULO 7º.- El titular del PAQUETE MAYORITARIO tendrá derecho a presentar, al fin de cada PERIODO DE GESTION, y bajo sobre cerrado, el precio en el que valúa el PAQUETE MAYORITARIO dentro de los términos y condiciones del Concurso Público y del presente CONTRATO. El Pliego del Concurso Publico fijará la oportunidad en la cual deberá ser presentado el sobre cerrado, la que no podrá ser fijada para una fecha posterior a aquella establecida para la presentación de la oferta económica por los oferentes en el Concurso Público. El referido sobre cerrado y los de las ofertas económicas serán abiertos simultáneamente en el acto que, a tales efectos, determine el correspondiente Pliego.

La no presentación por el titular del PAQUETE MAYORITARIO del referido sobre en la fecha indicada no afectará la venta del PAQUETE MAYORITARIO en concurso Público.

El derecho que establece este artículo no podrá ser ejercido cuando la venta de las acciones sea consecuencia de un incumplimiento.

ARTICULO 8º.- Si el precio contenido en el sobre cerrado fuera igual o mayor al de la mejor oferta económica, el titular del PAQUETE MAYORITARIO conservará la propiedad del mismo, sin estar obligado a pagar suma alguna. En este caso, se acumularán las sanciones aplicadas a LA DISTRIBUIDORA durante el año en curso conforme el 'Subanexo 4' (numeral 5.2) correspondientes al PERIODO DE GESTION anterior, a las que, dentro del mismo año se le apliquen en el nuevo PERIODO DE GESTION.

ARTICULO 9º.- Si el precio indicado en el sobre cerrado fuera menor que el correspondiente a la mejor oferta económica, el PAQUETE MAYORITARIO será adjudicado al oferente que hubiera efectuado dicha oferta económica.

El importe que se obtenga por la venta del PAQUETE MAYORITARIO, será entregado por LA CONCEDENTE, previa deducción de los créditos que por cualquier causa tuviere a su favor, a quien hubiera sido hasta dicha venta titular del PAQUETE MAYORITARIO. La entrega del referido importe deberá realizarse dentro del plazo de TREINTA (30) DIAS de haberlo recibido LA CONCEDENTE.

ARTICULO 10º.- EL COMPRADOR del PAQUETE MAYORITARIO otorga, al recibir las acciones y mediante la sola ratificación del presente Contrato, mandato irrevocable a LA CONCEDENTE a fin de que esta pueda proceder a la venta del PAQUETE MAYORITARIO en las condiciones descriptas en los artículos precedentes. El referido mandato tendrá vigencia durante todo el PERIODO DE GESTION.

Este mandato incluye, sin que esto implique limitación alguna, la facultad expresa para, al finalizar cada PERIODO DE GESTION, impartir instrucciones a los Directores que representen a las Acciones Clase 'A', remover y nombrar los Directores que representan a las acciones Clase 'A', todo ello al solo efecto de proceder a la venta del PAQUETE MAYORITARIO.

EL COMPRADOR del PAQUETE MAYORITARIO declara que el mandato es otorgado también en su beneficio, ya que tiene interés en tener la oportunidad de vender el PAQUETE MAYORITARIO, si es de su conveniencia, al finalizar cada PERIODO DE GESTION.

ARTICULO 11º.- El ENTE designará un veedor para que se desempeñe en LA DISTRIBUIDORA, a partir de por lo menos UN (1) año antes de que finalice cada PERIODO DE GESTION y hasta no mas allá de UN (1) año a contar de la toma de posesión por parte de quién resulte comprador del PAQUETE MAYORITARIO, o, desde la fecha en que se determine que el entonces PROPIETARIO del PAQUETE MAYORITARIO retendrá la propiedad del mismo.

La función de dicho veedor será la de asegurar que se proporcione a los oferentes por el PAQUETE MAYORITARIO la más detallada y segura información, y que el proceso de transferencia o el paso de un PERIODO DE GESTION al siguiente sea lo mas ordenado posible. Para ese fin, el veedor tendrá las más amplias facultades de solicitar información a LA DISTRIBUIDORA o realizar las investigaciones que considere convenientes.

VENCIMIENTO DEL CONTRATO - PAGO DE BIENES

ARTICULO 12º.- Al vencimiento del plazo estipulado en el Artículo 3º de este acto o a la finalización del CONTRATO por cualquier causa, todos los bienes de propiedad de LA DISTRIBUIDORA que estuvieran afectados de modo directo o indirecto a la prestación del SERVICIO PUBLICO serán pagados a ésta según el procedimiento que se establece a continuación:

LA CONCEDENTE llamará a Concurso Público para otorgar la nueva concesión del SERVICIO PUBLICO, mediante la venta del total de las acciones de una nueva sociedad, titular de la referida concesión y a la que le serán transferidos los bienes afectados de modo directo o indirecto a la prestación del SERVICIO PUBLICO.

LA DISTRIBUIDORA recibirá, a cambio de dichos bienes, el importe que se obtenga por la venta de las acciones de la nueva sociedad concesionaria del SERVICIO PUBLICO, una vez deducidos los créditos que por cualquier concepto tenga LA CONCEDENTE contra LA DISTRIBUIDORA.

Dicho importe será abonado por LA CONCEDENTE a LA DISTRIBUIDORA dentro del plazo de TREINTA (30) DIAS contados desde que LA CONCEDENTE perciba los importes correspondientes.

LA DISTRIBUIDORA se obliga a suscribir toda la documentación y a realizar todos los actos necesarios para implementar la referida cesión. Si no cumpliere con lo anterior, LA CONCEDENTE suscribirá la documentación y/o realizará todos los actos necesarios en nombre de LA DISTRIBUIDORA, constituyendo el presente Contrato, mandato irrevocable a tal fin.

ARTICULO 13º.- El ENTE está facultado a requerir a LA DISTRIBUIDORA la continuación en la prestación del SERVICIO PUBLICO, por un plazo no mayor de DOCE (12) MESES contados a partir del vencimiento del PLAZO DE CONCESION. A tal efecto EL ENTE, deberá notificar fehacientemente tal requerimiento a LA DISTRIBUIDORA, con una antelación no inferior a SEIS (6) MESES del vencimiento del PLAZO DE CONCESION.

REGIMEN SOCIETARIO Y OPERATIVO

ARTICULO 14º.- La sociedad DISTRIBUIDORA deberá tener como objeto exclusivo la prestación del SERVICIO PUBLICO de distribución y comercialización de energía eléctrica en los términos del presente Contrato de concesión.

Los accionistas titulares del PAQUETE MAYORITARIO, no podrán modificar su participación ni vender sus acciones durante los primeros CINCO (5) AÑOS contados a partir de la ENTRADA EN VIGENCIA. Con posterioridad sólo podrán hacerlo previa autorización del ENTE.

En el caso de resultar adjudicataria en el Concurso Público Internacional para la Privatización de la actividad de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de SEGBA S.A., una Sociedad Inversora integrada por varias personas físicas o jurídicas asociadas, los accionistas de la referida Sociedad Inversora no podrán, durante el término de CINCO (5) años desde la ENTRADA EN VIGENCIA modificar sus participaciones o vender acciones de dicha Sociedad Inversora en una proporción y cantidad que exceda del CUARENTA Y NUEVE POR CIENTO (49%) del total de las acciones representativas del capital de la Sociedad Inversora. El operador, por el mismo término, deberá mantener una participación no menor del VEINTE POR CIENTO (20%) si se trata de uno solo y no menor del VEINTICINCO POR CIENTO (25%) en conjunto si se trata de más de un operador. Finalizado dicho término de CINCO (5) años, las modificaciones de las participaciones o la venta de acciones sólo podrán realizarse previa comunicación al ENTE.

En el caso de las sociedades titulares total o parcialmente del PAQUETE MAYORITARIO de acciones de LA DISTRIBUIDORA, estas deberán informar al ENTE todas las modificaciones sociales o de tenencias accionarias que signifiquen una modificación en el control de las mencionadas sociedades respecto del existente en el momento de celebrarse el Contrato de Transferencia.

ARTICULO 15º.- LA DISTRIBUIDORA tiene la obligación de informar al ENTE, en forma inmediata y fehaciente, la configuración de cualquiera de las situaciones descriptas en el artículo precedente de las cuales tuviera conocimiento, y es responsable del cumplimiento de lo dispuesto en el citado artículo.

En todo supuesto de transferencia o suscripción de acciones clase 'A', el adquirente o nuevo titular de las mismas deberá otorgar todos los mandatos que en el presente se prevé que otorguen los compradores del PAQUETE MAYORITARIO, en los términos y condiciones establecidos.

INVERSIONES Y REGIMEN DE APROVISIONAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

ARTICULO 16.- Es exclusiva responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del SERVICIO PUBLICO conforme al nivel de calidad exigido en el 'Subanexo 4', así como la de celebrar los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere necesarios para cubrir el incremento de demanda dentro de su AREA.

USO DE DOMINIO PUBLICO

ARTICULO 17.- LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a hacer uso y ocupación, a título gratuito, de los lugares integrantes del dominio público nacional, provincial o municipal, incluso su subsuelo y espacio aéreo, que fuesen necesarios para la colocación de las instalaciones para la prestación del SERVICIO PUBLICO, incluso líneas de comunicación y mando y de interconexión con centrales generadoras de energía eléctrica o con otras redes de distribución o de transporte de energía eléctrica; sin perjuicio de su responsabilidad por los daños que pueda ocasionar a dichos bienes, o a terceros, en el curso de su utilización.

SERVIDUMBRE Y MERAS RESTRICCIONES

ARTICULO 18.- LA DISTRIBUIDORA podrá utilizar en beneficio de la prestación del SERVICIO PUBLICO los derechos emergentes de las restricciones administrativas al dominio, sin necesidad de pago de indemnización alguna, salvo la existencia y/o configuración de perjuicios con motivo de su utilización; quedando autorizada a tender y apoyar, mediante postes y/o soportes, las líneas de distribución de la energía eléctrica y/o instalar cajas de maniobras, de protección y/o distribución de energía eléctrica en los muros exteriores o en la parte exterior de las propiedades ajenas y/o instalar centros de transformación en los casos que sea necesario, de conformidad con la reglamentación vigente y/o que dicte el ENTE.

ARTICULO 19.- A los efectos de la prestación del SERVICIO PUBLICO, LA DISTRIBUIDORA, gozará de los derechos de servidumbre previstos en la Ley N° 19.552 modificada por la Ley N° 24.065.

El dueño del fundo sirviente quedará obligado a permitir la entrada de materiales y/o personal de LA DISTRIBUIDORA bajo responsabilidad de la misma.

TRABAJOS EN LA VIA PUBLICA

ARTICULO 20.- La instalación, en la vía pública o en lugares de dominio público, de cables y demás elementos o equipos necesarios para la prestación del SERVICIO PUBLICO por parte de LA DISTRIBUIDORA, deberá realizarse en un todo de acuerdo a la normativa vigente.

LA DISTRIBUIDORA será responsable de todos los gastos incurridos en la realización de tales trabajos, como asimismo, de los daños que los mismos puedan ocasionar a terceros o a los bienes de dominio público.

ARTICULO 21.- Una vez autorizada por la Autoridad respectiva, la colocación de cables y demás instalaciones en la vía pública u otros lugares de dominio público, no podrá obligarse a LA DISTRIBUIDORA a removerlos o trasladarlos sino cuando fuera necesario en razón de obras a ejecutarse por la Nacional Provincia de Buenos Aires, la Municipalidad de la Ciudad de Buenos Aires, las Municipalidades de los Partidos de la Provincia de Buenos Aires comprendidos dentro del AREA o empresas concesionarias de servicios u obras públicas. En tales casos, la autoridad que ordene la remoción y/o traslado deberá comunicarlo, a LA DISTRIBUIDORA, con una anticipación suficiente.

Asimismo, los vecinos del AREA, podrán solicitar su remoción o traslado a LA DISTRIBUIDORA, fundamentando las razones de tal petición; si las mismas fuesen razonables y no afectasen derechos de otros USUARIOS y / o vecinos del AREA o el nivel de calidad de la prestación del SERVICIO PUBLICO, LA DISTRIBUIDORA deberá atender dichas solicitudes.

Todos los gastos de remoción, retiro, traslado, modificación, acondicionamiento, sustitución y prolongación de cables e instalaciones que fuera menester realizar, para que queden en perfectas condiciones de seguridad y eficiencia desde el punto de vista técnico y económico, deberán serle reintegrados a LA DISTRIBUIDORA por la autoridad, empresa, USUARIO o vecino que haya requerido la realización de los trabajos.

Toda controversia que se suscite con motivo de estas solicitudes será resuelta por el ENTE.

MEDIDORES

ARTICULO 22.- Cada medidor de consumo, antes de ser colocado o repuesto, deberá ser verificado por LA DISTRIBUIDORA de acuerdo con lo establecido en la Resolución de la EX-SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA N°112 del 14 de Abril de 1977 o la norma que en el futuro la reemplace, debiendo cumplir como mínimo con las condiciones metrológicas estipuladas en las normas IRAM 2411, 2412, y 2413 parte I o II o aquella otra que en el futuro la sustituya, según corresponda, y normas de exigencia acordes para el resto de los elementos que integren la medición.

Los medidores monofásicos y trifásicos, deberán ser clase DOS (2), excepto en el caso de las tarifas correspondientes a grandes consumos, que deberán ser de clase UNO (1).

ARTICULO 23.- Dentro del término de DIECIOCHO (18) MESES contados a partir de la ENTRADA EN VIGENCIA, LA DISTRIBUIDORA deberá presentar al ENTE, para su aprobación, un plan de muestreo estadístico de medidores por lotes de similares características (tipo, corriente, antigüedad de instalación) que permita evaluar las condiciones de cada lote y tomar decisiones al respecto, debiendo con posterioridad cumplir con el plan acordado.

Sólo podrá exigirse a LA DISTRIBUIDORA el retiro, mantenimiento y reconstraste de medidores, en los términos y condiciones establecidos en el Reglamento de Suministro y/o en el plan indicado en el párrafo anterior.

RESPONSABILIDAD

ARTICULO 24.- LA DISTRIBUIDORA será responsable por todos los daños y perjuicios causados a terceros y/o bienes de propiedad de estos como consecuencia de la ejecución del contrato y/o el incumplimiento de las obligaciones asumidas conforme al mismo y/o la prestación del SERVICIO PUBLICO.

A los efectos de lo estipulado en este Artículo, entre los terceros se considera incluida LA CONCEDENTE.

OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA

ARTICULO 25.- LA DISTRIBUIDORA deberá cumplimentar las siguientes obligaciones:

- a) Prestar el SERVICIO PUBLICO dentro del AREA, conforme a los niveles de calidad detallados en el 'Subanexo 4', teniendo los USUARIOS los derechos establecidos en el respectivo REGLAMENTO DE SUMINISTRO.
 - b) Satisfacer toda demanda de suministro del SERVICIO PUBLICO en el AREA, atendiendo todo nuevo requerimiento, ya sea que se trate de un aumento de la capacidad de suministro o de una nueva solicitud de servicio.
 - c) Continuar prestando el SERVICIO PUBLICO a los USUARIOS de SEGBA S.A., dentro del AREA, que en la ENTRADA EN VIGENCIA hayan estado vinculados a dicha empresa por medio de contratos de suministro sujetos a cláusulas técnicas especiales, en las mismas condiciones técnicas resultantes de tales contratos durante un periodo máximo de DOS (2) años, contados a partir de la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, o hasta la fecha de vencimiento de cada uno de estos contratos si éste fuere anterior a la del vencimiento del plazo de DOS (2) años. Dicha obligación no abarca los aspectos tarifarios vinculados a tales contratos, los que se registrarán por los cuadros tarifarios que apruebe la AUTORIDAD DE APLICACION.
 - d) Suministrar la energía eléctrica necesaria para la prestación del servicio de Alumbrado Público a cada una de la Municipalidades en las condiciones técnicas actualmente vigentes, sin perjuicio de las modificaciones que pacten las partes.
 - e) Suministrar energía eléctrica a las tensiones de 3 x 380/220 V; 13.2 KV; 33KV; 132KV; 220 KV o en cualquier otra acordada con el ENTE en el futuro.
- En cuanto a los suministros existentes a las tensiones de 3 x 220 V; 6.5 KV; 6.7 KV o 27.5 KV y en corriente continua, los mismos no serán ampliados y serán sustituidos por suministros a las tensiones de 3 x 380/220 V; 13.2 KV; 33 KV; 132 KV o en cualquier otra acordada con el ENTE en el futuro, en cuanto ello sea factible. LA DISTRIBUIDORA podrá suministrar energía eléctrica a cualquier otra tensión diferente de las tensiones de 3 x 380/220 V; 13.2 KV; 33 KV; 132 KV o en cualquier otra acordada con el ENTE en el futuro, cuando así lo conviniere con los USUARIOS, previa aprobación del ENTE.
- Los gastos de la nueva conexión, modificación o sustitución del equipamiento eléctrico realizados como consecuencia del cambio de una tensión a otra, por iniciativa de LA DISTRIBUIDORA deberán ser soportados íntegramente por la misma; si el cambio se efectuara a solicitud del USUARIO este deberá soportar tales gastos.
- f) Efectuar las inversiones, y realizar el mantenimiento necesario para garantizar los niveles de calidad del servicio definidos en el 'Subanexo 4'.
 - g) Adoptar las medidas necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica, a fin de satisfacer la demanda en tiempo oportuno y conforme al nivel de calidad establecido en el 'Subanexo 4', debiendo a tales efectos, asegurar las fuentes de aprovisionamiento. LA CONCEDENTE no será responsable, bajo ninguna circunstancia, de la provisión de energía eléctrica faltante para abastecer la demanda actual o futura de LA DISTRIBUIDORA.
 - h) Extender o ampliar las instalaciones cuando ello resulte conveniente a las necesidades del SERVICIO PUBLICO, a requerimiento del ENTE.
 - i) Calcular su cuadro tarifario de acuerdo al procedimiento descrito en el 'Subanexo 2', someterlo a la aprobación de la AUTORIDAD DE APLICACION y facilitar el conocimiento de los valores tarifarios a los USUARIOS.
 - j) Permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas, mientras no esté comprometida para abastecer su demanda, en las condiciones pactadas con aquél, y conforme a los términos de la Ley

Nº 24.065. La capacidad de transporte incluye la de transformación y el acceso a toda otra instalación o servicio que el ENTE determine.

k) Fijar especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en su sistema de distribución, de acuerdo a los criterios que especifique el ENTE.

l) Facilitar la utilización de sus redes a GRANDES USUARIOS en las condiciones que se establecen en el 'Subanexo 1', Régimen tarifario.

m) Instalar, operar y mantener las instalaciones y/o equipos, de forma tal que no constituyan peligro para la seguridad pública, respetando las normas que regulan la materia.

n) Adecuar su accionar al objetivo de preservar y/o mejorar los ecosistemas involucrados con el desarrollo de su actividad, cumpliendo con las normas destinadas a la protección del medio ambiente actualmente en vigencia, como asimismo, aquellas que en el futuro se establezcan.

ñ) Propender y fomentar para sí y para sus USUARIOS el uso racional de la energía eléctrica.

o) Sujetar su accionar al Reglamento de Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios que determine la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA a los efectos de reglar las transacciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

p) Elaborar y aplicar, previa aprobación del ENTE, las normas que han de regir la operación de las redes de distribución en todos aquellos temas que se relacionen a vinculaciones eléctricas que se implementen con otro Distribuidor, con transportistas y/o Generadores.

q) Abstenerse de dar comienzo a la construcción, operación, extensión o ampliación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del ENTE, sin obtener previamente el certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública de dicha construcción, instalación o ampliación, conforme al procedimiento establecido en la Ley Nº 24.065.

r) Abstenerse de abandonar total o parcialmente la prestación del SERVICIO PUBLICO o las instalaciones destinadas o afectadas a su prestación, sin contar previamente con la autorización del ENTE.

s) Abstenerse de ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de USUARIOS, o diferencias que determine el ENTE.

t) Abstenerse de constituir hipoteca, prenda, u otro gravamen o derecho real en favor de terceros sobre los bienes afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO, sin perjuicio de la libre disponibilidad de aquellos bienes que en el futuro resultaren inadecuados o innecesarios para tal fin. Esta prohibición no alcanzará a la constitución de derechos reales que LA DISTRIBUIDORA otorgue sobre un bien en el momento de su adquisición, como garantía de pago del precio de compra.

u) Abstenerse de realizar actos que implique competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado. En tales supuestos, el ENTE, previa instrucción sumarial respetando los principios del debido proceso, podrá intimar a LA DISTRIBUIDORA a cesar en tal actitud, y/o aplicar las SANCIONES previstas en el 'Subanexo 4'.

v) Abonar la tasa de inspección y control que fije el ENTE, conforme a lo dispuesto por la Ley Nº 24.065.

w) Abonar, en las condiciones y términos que determine la reglamentación, el recargo que fija el artículo 70 de la Ley Nº24.065.

x) Poner a disposición del ENTE todos los documentos e información necesarios, o que este le requiera, para verificar el cumplimiento del CONTRATO, la Ley Nº24.065 y toda norma aplicable, sometiéndose a los requerimientos que a tal efecto el mismo realice.

y) Cumplimentar las disposiciones y normativa emanadas del ENTE en virtud de sus atribuciones legales.

z) Cumplir con todas las leyes y regulaciones que por cualquier concepto le sean aplicables, entre ellas, las de orden laboral y de seguridad social.

OBLIGACIONES DE LA CONCEDENTE

ARTICULO 26.- Es obligación de LA CONCEDENTE garantizar a LA DISTRIBUIDORA la exclusividad del SERVICIO PUBLICO, por el término y bajo las condiciones que se determinan en los Artículos 1º, 2º, 3º y 5º a 11º inclusive del presente contrato.

REGIMEN TARIFARIO

ARTICULO 27.- Los Cuadros Tarifarios que apruebe la AUTORIDAD DE APLICACION constituyen valores máximos, límite dentro del cual la DISTRIBUIDORA facturará a sus USUARIOS por el servicio prestado.

Estos valores máximos no serán de aplicación en el caso de los contratos especiales acordados entre los USUARIOS y LA DISTRIBUIDORA.

ARTICULO 28.- Establécese por el término de DIEZ (10) años, contados a partir de la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, el régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario, definidos en el 'Subanexo 1'.

Los valores del Cuadro Tarifario a aplicar por LA DISTRIBUIDORA, se calcularán según lo establecido en el Procedimiento para la determinación de los Cuadros Tarifarios de Aplicación, que se explicita en el 'Subanexo 2'.

ARTICULO 29.- LA DISTRIBUIDORA podrá proponer a la AUTORIDAD DE APLICACION el establecimiento de tarifas que respondan a modalidades de consumo no contempladas en el Régimen Tarifario del 'Subanexo 1' cuando su aplicación signifique mejoras técnicas y económicas en la prestación del servicio tanto para los USUARIOS como para LA DISTRIBUIDORA.

Estas propuestas podrán ser presentadas una vez transcurridos DOS (2) años de la ENTRADA EN VIGENCIA.

ARTICULO 30.- El Cuadro Tarifario inicial que aplicará LA DISTRIBUIDORA desde la ENTRADA EN VIGENCIA es el que figura en el 'Subanexo 3'.

ARTICULO 31.- El Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario será revisado en el año número DIEZ (10) del inicio de la Concesión, y a partir de esa fecha cada CINCO (5) años. A ese fin, con UN (1) año de antelación a la finalización de cada período de CINCO (5) años, LA DISTRIBUIDORA presentará a la AUTORIDAD DE APLICACION la propuesta de un nuevo Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario.

La propuesta que se efectúe deberá respetar los principios tarifarios básicos establecidos en la Ley N° 24.065, y su reglamentación, así como los lineamientos y parámetros que especifique el ENTE, debiendo basarse en los siguientes principios:

- a) Reflejar el costo marginal o económico de la prestación del Servicio de Distribución para los siguientes CINCO (5) años, incluyendo el costo de desarrollo de redes, los costos de operación y mantenimiento y los costos de comercialización.
- b) La asignación de los costos propios de Distribución a los parámetros Tarifarios de cada categoría que se defina en el régimen Tarifario, deberá efectuarse teniendo en cuenta la modalidad de consumo de cada grupo de usuarios y el nivel de tensión en que se efectúe el suministro.
- c) La propuesta de modificación del Régimen Tarifario deberá sustentarse en la estructura de consumo de los usuarios y tener un grado de detalle que relacione los costos económicos con los parámetros de tarificación para cada categoría de usuarios.

ARTICULO 32.- LA AUTORIDAD DE APLICACION a los efectos de proceder a la revisión tarifaria deberá:

- a) contratar los servicios de un grupo consultor de reconocida experiencia en el sector eléctrico, que deberá efectuar una propuesta tarifaria alternativa siguiendo idénticos lineamientos que los definidos para LA DISTRIBUIDORA.
- b) analizar ambas propuestas y establecer en función de su resultado, compatibilizando el interés de LA DISTRIBUIDORA y de sus USUARIOS, el Régimen Tarifario y el Procedimiento para determinar los Cuadros Tarifarios que estarán vigentes en el siguiente periodo de CINCO (5) años.

ESTABILIDAD TRIBUTARIA

ARTICULO 33.- LA DISTRIBUIDORA estará sujeta al pago de todos los tributos establecidos por las leyes nacionales vigentes y no regirá a su respecto ninguna excepción que le garantice exenciones ni estabilidad tributaria de impuestos, tasas o gravámenes nacionales.

Sin perjuicio de ello, si con posterioridad a la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, se produjera un incremento de su carga fiscal, originada como consecuencia de la sanción de impuestos, tasas o gravámenes nacionales específicos y exclusivos de la actividad de prestación del SERVICIO PUBLICO o de la consagración de un tratamiento tributario diferencial para este o discriminatorio respecto de otros SERVICIOS PUBLICOS, LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al ENTE se le autorice a trasladar el importe de dichos impuestos, tasas o gravámenes a las TARIFAS o precios en su exacta incidencia.

En todo lo demás relativo a impuestos y a sus modificaciones, se aplicará lo dispuesto en el Artículo 34 del CONTRATO.

CONTRIBUCION UNICA

ARTICULO 34.- Los bienes, actos, obras, usos u ocupación de espacios, actividades, servicios, ingresos, tarifas y/o precios de LA DISTRIBUIDORA están exentos de impuestos, tasas, contribuciones y demás gravámenes provinciales y municipales que incidan o interfieran sobre el cumplimiento del CONTRATO, conforme lo dispone el Decreto aprobatorio del presente contrato. En sustitución de tales tributos provinciales y municipales,

LA DISTRIBUIDORA abonará:

a) A LA MUNICIPALIDAD DE LA CIUDAD DE BUENOS AIRES, el SEIS POR CIENTO (6%) de sus entradas brutas (netas de impuestos percibidos por cuenta de terceros) recaudadas por todo ingreso asociado al negocio de venta de energía eléctrica dentro del municipio, exceptuándose para su cómputo, las entradas por venta de energía a los ferrocarriles, así como por suministro de energía eléctrica para alumbrado público y/o prestación de este último servicio en caso de acordarse esta última.

LA DISTRIBUIDORA discriminará en la facturación al USUARIO el importe correspondiente a esta contribución del SEIS POR CIENTO (6%), a tal efecto aplicará sobre los montos facturados por el servicio prestado, según los Cuadros Tarifarios vigentes, una alícuota del SEIS CON TRESCIENTOS OCHENTA Y TRES MILESIMOS POR CIENTO (6.383%).

b) A las municipalidades de la PROVINCIA DE BUENOS AIRES, en cuya jurisdicción presta el SERVICIO PUBLICO, el SEIS POR CIENTO (6%) de sus entradas brutas (netas de impuestos percibidos por cuenta de terceros) recaudadas por todo ingreso asociado al negocio de venta de energía eléctrica dentro de cada municipio, exceptuándose para su cómputo, las entradas por venta de energía a los ferrocarriles, así como por suministro de energía eléctrica para alumbrado público y/o prestación de este último servicio en caso de acordarse esta última.

LA DISTRIBUIDORA discriminará en la facturación al USUARIO el importe correspondiente a esta contribución del SEIS POR CIENTO (6%), a tal efecto aplicará sobre los montos facturados por el servicio prestado, según los Cuadros Tarifarios vigentes, una alícuota del SEIS CON CUATROCIENTOS VEINTICUATRO MILESIMOS POR CIENTO (6.424%).

En cumplimiento de lo dispuesto en los párrafos a) y b) que anteceden, LA DISTRIBUIDORA liquidará, dentro de los DIEZ (10) días de vencido cada mes calendario, la diferencia entre el importe de la contribución del SEIS POR CIENTO (6%) y el de las eventuales deudas por servicios o suministros prestados por cualquier concepto a la respectiva municipalidad. El pago correspondiente de la suma resultante de tal compensación por LA DISTRIBUIDORA o el Municipio según correspondiera será efectuado dentro de los DIEZ (10) días corridos a partir del plazo establecido para compensar.

Las autoridades municipales podrán efectuar, dentro de los TRES (3) meses siguientes a la fecha de cada depósito, las verificaciones contables tendientes a comprobar la exactitud de las cifras y cálculos que hayan servido de base para cada depósito. Transcurrido el mencionado término de TRES (3) meses, se considerará que la municipalidad acepta la exactitud de tales cifras y cálculos teniendo la condición de título ejecutivo el instrumento que documente la deuda resultante, en los términos del Artículo 84 de la Ley N° 24.065.

Toda divergencia que se suscite entre las municipalidades y LA DISTRIBUIDORA será resuelta en forma irrecurrible por la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, si las partes interesadas no hubieren optado por someterla a decisión judicial mediante el ejercicio de las acciones pertinentes.

c) Asimismo, en sustitución de los mencionados tributos provinciales, LA DISTRIBUIDORA abonará mensualmente a la Provincia de Buenos Aires, en concepto de único impuesto y contribución, tanto de índole fiscal como en lo referente al uso del dominio público provincial, por sus actividades como prestataria del SERVICIO PUBLICO de distribución y comercialización en jurisdicción de dicha provincia, el SEIS POR MIL (6 o/oo) de sus entradas brutas (netas de impuestos percibidos por cuenta de terceros) recaudadas por todo ingreso asociado al negocio de venta de energía eléctrica en esa jurisdicción, con las mismas excepciones mencionadas en el inciso a) de este Artículo.

LA DISTRIBUIDORA discriminará en la facturación al USUARIO el importe correspondiente a esta contribución del SEIS POR MIL (6 o/oo), a tal efecto aplicará sobre los montos facturados por el servicio prestado, según los Cuadros Tarifarios vigentes, una alícuota de CERO CON SEIS MIL CUATROCIENTOS VEINTICUATRO DIEZ MILESIMAS POR CIENTO (0.6424%).

El sistema de compensación de deudas por suministro de energía eléctrica y la contribución única del SEIS POR MIL (6 o/oo), operará en forma mensual.

El plazo para llevar a cabo dicha compensación será de DIEZ (10) días corridos de finalizado cada mes calendario y el correspondiente pago a la suma resultante de la compensación será de DIEZ (10) días corridos contados a partir del vencimiento del plazo establecido para compensar.

Las autoridades provinciales podrán efectuar, dentro de los TRES (3) meses siguientes a la fecha de cada depósito, las verificaciones contables tendientes a comprobar la exactitud de las cifras y cálculos que hayan servido de base para cada depósito. Transcurrido el mencionado término de TRES (3) meses, se considerará que la Provincia acepta la

exactitud de tales cifras y cálculos, teniendo la condición de título ejecutivo el instrumento que documente la deuda resultante, en los términos del Artículo 84 de la Ley N° 24.065.

Toda divergencia que se suscite entre la Provincia y LA DISTRIBUIDORA será resuelta en forma irrecurrible por la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, si las partes interesadas no hubieren optado por someterla a decisión judicial, mediante el ejercicio de las acciones pertinentes.

GARANTIA

ARTICULO 35.- Como garantía de ejecución de las obligaciones asumidas por LA DISTRIBUIDORA y/o por los titulares del PAQUETE MAYORITARIO en el presente CONTRATO, quienes resulten adjudicatarios de las acciones clase 'A' de LA DISTRIBUIDORA, en adelante los GARANTES, constituirán en la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, una prenda sobre el total de las acciones clase 'A', de LA DISTRIBUIDORA, de acuerdo a los siguientes términos y condiciones:

- a) Las ACCIONES PRENDADAS serán entregadas a LA CONCEDENTE.
- b) LOS GARANTES asumen la obligación de incrementar la presente garantía gravando con prenda las acciones Clase 'A' de LA DISTRIBUIDORA que adquieran con posterioridad, como resultado de nuevos aportes de capital que los mismos efectúen o de la capitalización de utilidades y/o saldos de ajuste de capital.
- c) La prenda constituida se mantendrá durante todo el PLAZO de CONCESION y en las sucesivas transferencias del PAQUETE MAYORITARIO las acciones Clase 'A' se transferirán con el gravamen prendario.

De producirse alguno de los casos de incumplimiento previstos en el Artículo 37 de este acto, LA CONCEDENTE podrá ejecutar, en forma inmediata la garantía prendaria, vendiendo tales acciones en Concurso Público, cuyo Pliego deberá tener características similares al PLIEGO y ejercer, hasta que se efectivice la transferencia a los adquirentes en dicho Concurso, los derechos políticos que corresponden a las ACCIONES PRENDADAS, para lo cual la ratificación del presente Contrato por LOS COMPRADORES tiene el carácter de un mandato irrevocable por el cual le otorgan a LA CONCEDENTE, exclusivamente para tal supuesto, los derechos de voto correspondientes a las ACCIONES PRENDADAS.

Este mandato incluye, sin que esto implique limitación alguna, la facultad expresa para nombrar y remover directores, considerar balances y distribuciones de dividendos y modificar los estatutos sociales.

Los titulares del PAQUETE MAYORITARIO no podrán ni directa ni indirectamente, por ejemplo integrando una sociedad o grupo económico, participar en el Concurso Público antes referido, ni efectuar una oferta en el momento y bajo las condiciones previstas en los Artículos 7°, 8°, y 9° de este acto.

SANCIONES POR INCUMPLIMIENTO

ARTICULO 36.- En caso de incumplimiento de las obligaciones asumidas por LA DISTRIBUIDORA, el ENTE podrá aplicar las sanciones previstas en el Subanexo 4, sin perjuicio de las estipuladas en los Artículos 35° y 37° del CONTRATO

INCUMPLIMIENTOS DE LA DISTRIBUIDORA - EJECUCION DE LA GARANTIA

ARTICULO 37.- LA CONCEDENTE podrá, sin perjuicio de otros derechos que le asistan en virtud del CONTRATO, ejecutar las garantías otorgadas por LOS GARANTES en los siguientes casos:

- a) Incumplimiento a lo establecido en los Artículos 14 y 15 de este acto.
- b) Cuando LA DISTRIBUIDORA incumpliese en forma reiterada sus obligaciones contractuales substanciales y habiendo sido intimada por el ENTE a regularizar tal situación dentro de un plazo, no lo hiciera.
- c) Cuando el valor acumulado de las multas aplicadas a LA DISTRIBUIDORA en el período anterior de UN (1) año supere el VEINTE POR CIENTO (20%) de su facturación anual neta de impuestos y tasas.
- d) Si LOS GARANTES gravaran o permitieran que se gravaran de cualquier modo las ACCIONES PRENDADAS, y no procedieran a obtener el levantamiento del gravamen dentro del plazo que determine el ENTE.
- e) Si LA DISTRIBUIDORA o LOS GARANTES dificultaran de cualquier modo la venta en Concurso Público Internacional del PAQUETE MAYORITARIO, en los casos en que así está establecido en este CONTRATO.
- f) Si una Asamblea de LA DISTRIBUIDORA aprobara, sin la intervención del ENTE, una reforma de los Estatutos de la Sociedad o una emisión de acciones que altere o permita alterar la proporción del CINCUENTA Y UNO POR CIENTO (51%) del total accionario que representan las acciones Clase 'A' o los derechos de voto de las mismas.

ARTICULO 38.- Producido cualquiera de los incumplimientos que se mencionan en el artículo precedente, LA CONCEDENTE podrá:

- 1) Proceder inmediatamente a la venta de las ACCIONES PRENDADAS, en la forma prevista en el Artículo 35 de este Contrato, o
- 2) Proceder a la venta del PAQUETE MAYORITARIO aplicando el procedimiento previsto en los Artículos 6° a 11° inclusive de este Contrato.

Ejecutada la prenda en los términos del inciso 1) precedente o vendidas las acciones conforme el inciso 2) de este Artículo, la CONCEDENTE abonará a LOS GARANTES o al titular del PAQUETE MAYORITARIO, según correspondiere, el importe obtenido en la venta de las ACCIONES PRENDADAS, en la forma prevista en el Artículo 35 de este Contrato, o de las acciones del PAQUETE MAYORITARIO, según el procedimiento dispuesto por los Artículos 6° a 11 inclusive del presente, previa deducción, en concepto de indemnización por daños y perjuicios a favor de LA CONCEDENTE, de las sumas siguientes calculadas sobre el importe obtenido de la venta:

- a) Si el incumplimiento se produce en el primer tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del TREINTA POR CIENTO (30%).
- b) Si el incumplimiento se produce en el segundo tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del VEINTE POR CIENTO (20%).
- c) Si el incumplimiento se produce en el último tercio del PERIODO DE GESTION, la indemnización será del DIEZ POR CIENTO (10%).

Los términos que se mencionan en los incisos que anteceden se cuentan a partir de la fecha de inicio de cada PERIODO DE GESTION.

RESCISION POR INCUMPLIMIENTO DE LA CONCEDENTE

ARTICULO 39.- Cuando LA CONCEDENTE incurra en incumplimiento de sus obligaciones de forma tal que impidan a LA DISTRIBUIDORA la prestación del SERVICIO PUBLICO, o afecten gravemente al mismo en forma permanente, LA DISTRIBUIDORA podrá exigir la rescisión del CONTRATO, previa intimación a LA CONCEDENTE para que en plazo de NOVENTA (90) DIAS regularice tal situación.

Producida la rescisión del CONTRATO, la totalidad de los bienes de propiedad de LA DISTRIBUIDORA que estuvieran afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO se considerarán automáticamente cedidos a una sociedad anónima que deberá constituir LA CONCEDENTE, a la cual le será otorgada, por el plazo que disponga, la titularidad de una nueva concesión del SERVICIO PUBLICO. El capital accionario de la nueva sociedad corresponderá a LA CONCEDENTE hasta que se haya producido su transferencia en favor de quienes resulten ser adjudicatarios del Concurso Público, que a tales efectos deberá realizarse. La sociedad anónima que será titular de la nueva concesión se hará cargo de la totalidad del personal empleado por LA DISTRIBUIDORA para la prestación del SERVICIO PUBLICO.

LA DISTRIBUIDORA se obliga a suscribir toda la documentación y realizar todos los actos que pudieran resultar necesarios para implementar la cesión de los bienes referida en los párrafos precedentes. En caso de incumplimiento por LA DISTRIBUIDORA de la obligación precedentemente descrita, LA CONCEDENTE suscribirá la documentación y/o realizará todos los actos necesarios en nombre de aquella, constituyendo el presente CONTRATO un mandato irrevocable otorgado por LA DISTRIBUIDORA a tal fin.

Dentro de los TREINTA (30) DIAS de producida la rescisión del CONTRATO, LA CONCEDENTE llamará a concurso público para la venta del CIEN POR CIENTO (100%) del paquete accionario de la referida sociedad.

Como indemnización total por los daños y perjuicios que se hayan producido por la rescisión del contrato, LA CONCEDENTE abonará a LA DISTRIBUIDORA el precio que se haya obtenido por la venta de las acciones de la nueva sociedad en el Concurso Público llamado al efecto, previa deducción de los créditos que tenga LA CONCEDENTE contra LA DISTRIBUIDORA por cualquier concepto, más los importes que resulten de aplicar al monto resultante los siguientes porcentajes:

- a) el TREINTA POR CIENTO (30%) si la rescisión del contrato se produjo durante el primer tercio del PERIODO DE GESTION
- b) el VEINTE POR CIENTO (20%) si la rescisión del contrato se produjo durante el segundo tercio del PERIODO DE GESTION.
- c) el DIEZ POR CIENTO (10) si la rescisión del contrato se produjo durante el tercer tercio del PERIODO DE GESTION.

Los términos que se mencionan en los incisos que anteceden se cuentan a partir de la fecha de inicio de cada PERIODO DE GESTION. Los montos resultantes se abonarán dentro de los TREINTA (30) DIAS de percibido por LA

CONCEDENTE la totalidad del precio abonado por el adjudicatario de las acciones.

QUIEBRA DE LA DISTRIBUIDORA

ARTICULO 40.- Declarada la quiebra de LA DISTRIBUIDORA, la CONCEDENTE podrá optar por:

a) determinar la continuidad de la prestación del SERVICIO PUBLICO, por parte de LA DISTRIBUIDORA, siendo facultad de la CONCEDENTE solicitar dicha continuidad al Juez Competente;

b) declarar rescindido el Contrato.

Si LA CONCEDENTE opta por esta última alternativa la totalidad de los bienes de propiedad de LA DISTRIBUIDORA que estuvieren afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO se considerarán automáticamente cedidos a una sociedad anónima que deberá constituir LA CONCEDENTE, a la cual le será otorgada, por el plazo que disponga, la titularidad de una nueva concesión del SERVICIO PUBLICO. El capital accionario de la nueva sociedad corresponderá a LA CONCEDENTE hasta que se haya producido su transferencia en favor de quienes resulten ser adjudicatarios del Concurso Público, que a tales efectos deberá realizarse. La sociedad anónima titular de la nueva concesión se hará cargo de la totalidad del personal empleado por LA DISTRIBUIDORA para la prestación del SERVICIO PUBLICO.

LA DISTRIBUIDORA se obliga a suscribir toda la documentación y realizar todos los actos que pudieran resultar necesarios para implementar la cesión de los bienes referida en los párrafos precedentes. En caso de incumplimiento por LA DISTRIBUIDORA de la obligación precedentemente descripta, LA CONCEDENTE suscribirá la documentación y/o realizará todos los actos necesarios en nombre de aquella, constituyendo el presente CONTRATO un mandato irrevocable otorgado por LA DISTRIBUIDORA a tal fin.

Dentro de los TREINTA (30) DIAS de notificada la decisión de rescindir el CONTRATO, LA CONCEDENTE llamará a Concurso Público, con un Pliego de características similares al PLIEGO, para la venta del CIEN POR CIENTO (100%) del capital accionario de la nueva sociedad. El precio que se obtenga por la venta de las acciones una vez deducidos todos los créditos que por cualquier concepto tenga LA CONCEDENTE contra LA DISTRIBUIDORA, será depositado en el juicio de quiebra de ésta, como única y total contraprestación que LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a percibir por la transferencia de la totalidad de sus bienes afectados a la prestación del SERVICIO PUBLICO. Entre los créditos a deducir, estarán los porcentajes de descuento a que se refiere el Artículo 38, que se aplicarán del modo allí establecido.

La quiebra del OPERADOR, será considerada como un caso de incumplimiento de LA DISTRIBUIDORA, y dará lugar a la ejecución de la prenda sobre las ACCIONES PRENDADAS, salvo que LA DISTRIBUIDORA lo sustituya por otro operador satisfactorio para LA CONCEDENTE, dentro del plazo de TREINTA (30) DIAS de ser intimado a ello por la CONCEDENTE.

RESTRICCIONES

ARTICULO 41.- Sin perjuicio de las limitaciones establecidas en el Artículo 32 de la Ley Nº 24.065, ni LA DISTRIBUIDORA, ni ninguna EMPRESA CONTROLANTE de la misma, ni ninguna EMPRESA CONTROLADA por la misma podrá ser propietaria o accionista mayoritaria de una EMPRESA TRANSPORTISTA.

CESION

ARTICULO 42.- Los derechos y obligaciones de LA DISTRIBUIDORA emergentes del presente contrato no podrán ser cedidos a ningún tercero sin el consentimiento previo del PODER EJECUTIVO NACIONAL. En los demás supuestos será suficiente el consentimiento previo y por escrito del ENTE.

SOLUCION DE DIVERGENCIAS

ARTICULO 43.- Toda controversia que se genere entre LA DISTRIBUIDORA y los GENERADORES, TRANSPORTISTAS, y/o USUARIOS con motivo de la prestación del SERVICIO PUBLICO de la aplicación o interpretación del CONTRATO, será sometida a la jurisdicción del ENTE, conforme a las prescripciones de la Ley Nº 24.065 y de sus normas reglamentarias.

DERECHO APLICABLE Y JURISDICCION

ARTICULO 44.- Sin perjuicio del marco legal sustancial dado por las Leyes Nº 14.772, Nº 15.336 y Nº 24.065, el CONTRATO será regido e interpretado de acuerdo con las leyes de la República Argentina, y en particular, por las normas y principios del Derecho Administrativo, sin que ello obste a que las relaciones que LA DISTRIBUIDORA mantenga con terceros se rijan sustancialmente por el Derecho Privado.

Para todos los efectos derivados del CONTRATO, las partes aceptan la jurisdicción de los Tribunales Federales competentes de la Capital Federal.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

ARTICULO 45.- LA DISTRIBUIDORA no deberá aplicar otros regímenes tarifarios diferenciales o reducciones tarifarias que aquellos que a la fecha de firma del CONTRATO aplique SEGBA S.A.

LA AUTORIDAD DE APLICACION controlará la correcta aplicación de estas tarifas diferenciales, debiendo informar a las Areas del Gobierno Nacional respectivas, los montos anuales de las partidas presupuestarias específicas, destinadas a cubrir la diferencia de ingresos de LA DISTRIBUIDORA por aplicación de las reducciones tarifarias y regímenes tarifarios diferenciales que cada una de dichas áreas de Gobierno deberá prever en su estimación presupuestaria, a partir del año 1993.

LA DISTRIBUIDORA aportará a la AUTORIDAD DE APLICACION los datos necesarios para verificar los montos a que es acreedora por aplicación de los citados regímenes diferenciales y reducciones tarifarias.

LA AUTORIDAD DE APLICACION acordará con cada Area de Gobierno respectiva, el mecanismo por el cual se asegure a LA DISTRIBUIDORA el reintegro mensual de los montos correspondientes.

En caso de no recibir los reintegros LA DISTRIBUIDORA estará facultada a cesar en la aplicación de las referidas reducciones tarifarias y regímenes tarifarios diferenciales, previa notificación fehaciente a la AUTORIDAD DE APLICACION.

En el período comprendido entre la FECHA DE ENTRADA EN VIGENCIA y el 31 de Diciembre de 1992, LA DISTRIBUIDORA se compromete a aplicar las citadas reducciones y regímenes tarifarios, quedando las diferencias de ingresos resultantes a su exclusivo cargo.

ARTICULO 46.- LA DISTRIBUIDORA permitirá que durante los DOS (2) primeros años de la concesión, las Cooperativas continúen prestando el servicio de distribución de energía eléctrica dentro del AREA. El ENTE podrá autorizar que, por acuerdo de las partes, el plazo aludido se extienda por un período mayor.

La tarifa máxima a aplicar a las Cooperativas, será la que surja de la clasificación como un usuario normal en el Régimen y Cuadro Tarifario del Subanexo 1 del Contrato.

De resolver alguna Cooperativa no seguir prestando el servicio, deberá comunicarlo al ENTE y a LA DISTRIBUIDORA, y acordar con esta última las condiciones de transferencia de sus instalaciones. De no llegarse a un acuerdo, el ENTE deberá fijar tales condiciones.

ARTICULO 47.- En el caso de aquellos Municipios en los cuales SEGBA S.A. además del SERVICIO PUBLICO, preste servicio de mantenimiento y conservación de las instalaciones de Alumbrado Público y reposición de lámparas, a la fecha de ENTRADA EN VIGENCIA, LA DISTRIBUIDORA continuará prestando durante los DOS (2) primeros años de la concesión, dicho servicio adicional, debiendo acordar, a tales efectos, con los Municipios las condiciones económicas de dicho servicio.

Una vez transcurrido el período a que se hace referencia en el párrafo precedente, LA DISTRIBUIDORA podrá acordar con los citados Municipios, si lo estima conveniente, las condiciones técnico - económicas para la continuidad de la prestación del servicio de mantenimiento de instalaciones y reposición de lámparas.

Si por el contrario, decidiera dejar de prestar dicho servicio, convendrá con los Municipios las condiciones económicas para la transferencia a cada Municipio de los artefactos, postes, columnas, lámparas y demás instalaciones de su propiedad afectados al Alumbrado Público.

En prueba de conformidad se firma el presente en TRES (3) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, en BUENOS AIRES, a los días del mes de 1992.

Subanexo 1

REGIMEN TARIFARIO - CUADRO TARIFARIO

Este régimen será de aplicación para los usuarios de energía eléctrica abastecidos por el Servicio Público prestado por EDENOR S.A. y EDESUR S.A., desde la fecha de toma de posesión y hasta la finalización del año número DIEZ (10) inmediatamente posterior a la fecha de toma de posesión.

Se clasifica a los usuarios, a los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario, cuyo formato se adjunta a este documento, en las siguientes categorías:

- Usuarios de pequeñas demandas:

Son aquellos cuya demanda máxima es inferior a 10 kW (kilovatios)

- Usuarios de medianas demandas:

Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es igual o superior a 10 kW (kilovatios) e inferior a 50 kW (kilovatios)

- Usuarios de grandes demandas:

Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos, es de 50 kW (kilovatios) o más.

CAPITULO 1 :

TARIFA Nro. 1: (Pequeñas Demandas)

Inciso 1) La Tarifa Nro. 1 se aplica para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima no es superior a los 10 kW.

Inciso 2) Por la prestación de la energía eléctrica, con excepción de aquellas encuadradas en la Tarifa Nro. 1-A.P., el usuario pagará:

a) Un cargo fijo, haya o no consumo de energía

b) Un cargo variable en función de la energía consumida

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a) y b) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalcularán según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 3) Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo ($\cos \phi$) igual o superior a 0,85. LA DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de verificar el factor de potencia ; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,85, está facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 2), según se indica a continuación:

- $\cos \phi <$ de 0,85 hasta 0,75:	10%
- $\cos \phi <$ de 0,75:	20%

A tal efecto, LA DISTRIBUIDORA podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor, o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada en el período de facturación.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,85, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 2) a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,60, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Inciso 4) A los fines de su clasificación y aplicación tarifaria para los usuarios comprendidos en esta Tarifa, se definen los siguientes tipos de suministro:

TARIFA Nro. 1-R (Pequeñas Demandas uso Residencial)

Se aplicará a los servicios prestados en los lugares enumerados a continuación:

a) Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración o calefacción y utilidades análogas), que sirvan a dos o más viviendas.

b) Viviendas cuyos ocupantes desarrollen 'trabajos a domicilio', siempre que en ellas no se atienda al público y que las potencias de los motores y/o artefactos afectados a dicha actividad no excedan de 0,50 kW. cada uno y de 3 kW. en conjunto.

c) Escritorios u otros locales de carácter profesional, que formen parte de la vivienda que habite el usuario.

TARIFA Nro. 1-G (Pequeñas Demandas uso General)

Se aplicará a los usuarios de Pequeñas Demandas que no queden encuadrados en las clasificaciones de las Tarifas Nros. 1-R ó 1-A.P.

TARIFA Nro. 1-A.P. - (Pequeñas Demandas - Alumbrado Público)

Se aplicará a los usuarios que utilizan el suministro para el Servicio Público de Señalamiento Luminoso, Iluminación y Alumbrado.

a) Se aplicará para el Alumbrado Público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito.

Regirá además para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal y relojes visibles desde la vía pública instalados en iglesias o edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.

b) Las condiciones de suministro para esta Tarifa son las que se definen a continuación:

LA DISTRIBUIDORA celebrará Convenios de Suministro de Energía Eléctrica con los Organismos o Entidades a cargo del Servicio de Alumbrado Público. Si no existiese medición de consumo, se realizará una estimación del mismo, en función de la cantidad de lámparas, del consumo por unidad, y las horas de funcionamiento de las mismas.

c) El usuario pagará un cargo único por energía eléctrica consumida, según se indica en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalculará según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

CAPITULO 2:**TARIFA Nro. 2 - (Medianas Demandas)**

Inciso 1) La Tarifa Nro. 2 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios de Medianas Demandas, cuya demanda máxima es igual o superior a 10 kW e inferior a 50 kW:

Inciso 2) Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la 'capacidad de suministro'.

Se definen como 'capacidad de suministro' la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega.

El valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el acápite a) del Inciso 4), durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en el acápite a) del Inciso 4), rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta tanto este último no comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la 'capacidad de suministro' puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la 'capacidad de suministro'.

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la 'capacidad de suministro', el usuario decide prescindir totalmente de la 'capacidad de suministro', sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar -como máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo por 'capacidad de suministro' que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última 'capacidad de suministro' convenida.

Inciso 3) El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar potencias superiores a las convenidas.

Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 2), deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de 'capacidad de suministro'. Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Inciso 4) Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el usuario pagará:

a) Un cargo por cada kW de 'capacidad de suministro' convenida, cualquiera sea la tensión de suministro, haya o no consumo de energía.

b) Un cargo variable por la energía consumida, sin discriminación horaria.

c) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el inciso 7).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a) y b) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalcularán según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 5) En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el período de facturación en que se haya producido la transgresión, LA DISTRIBUIDORA facturará la potencia realmente registrada, más un recargo del 50 % del valor del cargo fijo por kW, aplicado a la capacidad de suministro excedida respecto de la convenida.

Si LA DISTRIBUIDORA considerase perjudiciales las transgresiones del usuario a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico.

Inciso 6) Si la potencia máxima registrada, en más del 30% del total de períodos de facturación dentro de un año calendario, superara el valor de 50 kW, tope máximo de demanda para esta categoría de usuarios, LA DISTRIBUIDORA convendrá con el usuario las condiciones de cambio a la categoría de Grandes Demandas.

Inciso 7) Recargos por factor de potencia. Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo (Cos fi) igual o superior a 0,85. LA DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,85, está facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4), según se indica a continuación:

- Cos fi < de 0,85 hasta 0,75:	10%
- Cos fi < de 0,75:	20%

A tal efecto, LA DISTRIBUIDORA podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor, o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada en el período de facturación.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,85, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4) a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,60, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

CAPITULO 3:

TARIFA Nro. 3 - (Grandes Demandas)

Inciso 1) La Tarifa Nro. 3 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima sea igual o superior a los 50 kW.

Inciso 2) Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la 'capacidad de suministro en punta' y la 'capacidad de suministro fuera de punta'.

Se definen como 'capacidad de suministro en punta' y la 'capacidad de suministro fuera de punta', las potencias en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega en los horarios 'en punta' y 'fuera de punta' que se definen en el Acápito e) del Inciso 4).

Cada valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el acápite a) y b) del Inciso 4), durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en el acápite a) del Inciso 4), rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta tanto este último no comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la 'capacidad de suministro' puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la 'capacidad de suministro'.

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la 'capacidad de suministro', el usuario decide prescindir totalmente de la 'capacidad de suministro', sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido

como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar -cómo máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo por 'capacidad de suministro' que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última 'capacidad de suministro' convenida.

Cuando el suministro eléctrico sea de distintos tipos, en corriente alterna (en Baja Tensión, en Media Tensión o en Alta Tensión) o en corriente continua, la 'capacidad de suministro en punta' y la 'capacidad de suministro fuera de punta', se establecerán por separado para cada uno de estos tipos de suministro y para cada punto de entrega.

Inciso 3) El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar, en los horarios de 'punta' y 'fuera de punta', potencias superiores a las convenidas, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA.

Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 2), deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de la 'capacidad de suministro en punta' o de la 'capacidad de suministro fuera de punta'. Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Inciso 4) Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el usuario pagará:

a) Un cargo por cada kW de 'capacidad de suministro' convenida en horas de punta en Baja, Media, o Alta Tensión, haya o no consumo de energía.

b) Un cargo por cada kW de 'capacidad de suministro' convenida en horas fuera de punta en Baja, Media, o Alta Tensión, haya o no consumo de energía.

Entiéndese por horas 'fuera de punta' los horarios comprendidos en los períodos de 'valle nocturno' y 'horas restantes'.

Se entiende por suministro en:

- Baja Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones de hasta 1 kV inclusive.

- Media Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones mayores de 1 kV y menores de 66 kV.

- Alta Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones iguales o mayores a 66 kV.

c) Un cargo por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios 'en punta', 'valle nocturno' y 'horas restantes'. Los tramos horarios 'en punta', 'valle nocturno' y 'horas restantes', serán coincidentes con los fijados por el Despacho Nacional de Cargas para el Mercado Eléctrico Mayorista.

d) Si el suministro se efectúa en corriente continua, un recargo equivalente a un porcentaje del precio de la energía eléctrica rectificadora.

e) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el inciso 6).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a), b) y c) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalcularán según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 5) En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA, ésta considerará la potencia en punta o fuera de punta realmente registrada, como la "capacidad de suministro convenida en punta" o la "capacidad de suministro convenida en fuera de punta", a la que se hace referencia en el inciso 2 de este capítulo, para los próximos seis (6) meses.

El usuario no podrá prescindir total o parcialmente de esta nueva capacidad de suministro en los seis (6) meses inmediatamente posteriores al período en que se produce el exceso, aunque antes de la finalización de ese período semestral finalice el ciclo de 12 (doce) meses a que hace referencia el inciso 2 de este capítulo.

Una vez finalizado el período de 6(seis) meses, el usuario podrá recontractar la capacidad de suministro en punta y/o fuera de punta. Si así no lo hiciere, LA DISTRIBUIDORA continuará considerando como capacidad de suministro convenida en punta o fuera de punta, la que se registró en oportunidad de producirse el exceso.

Si antes de finalizar el período de 6 (seis) meses, el usuario incurriera en un nuevo exceso que superara la nueva capacidad de suministro convenida, se considerará la potencia registrada como nueva capacidad de suministro convenida en punta o fuera de punta, comenzando un nuevo período de 6 (seis) meses. Los ciclos de 6 (seis) meses en

los cuales el usuario no podrá recontractar la capacidad de suministro, se contabilizarán en forma independiente para la capacidad de suministro contratada en punta y la capacidad de suministro contratada fuera de punta.

Inciso 6) Los suministros en corriente alterna estarán sujetos a recargos y penalidades por factor de potencia, según se establece a continuación:

a) Recargos:

Cuando la energía reactiva consumida en un período horario de facturación supere el valor básico del 62% ($Tg\text{ fi} > 0,62$) de la energía activa consumida en el mismo período, LA DISTRIBUIDORA está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al 1,50% (uno con cincuenta por ciento) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de variación de la $Tg\text{ fi}$ con respecto al precitado valor básico. Durante los 2 (dos) primeros años de gestión, LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al ENTE la revisión del mencionado valor básico de la $tg\text{ fi}$ (0,62). Para ello deberá adjuntar a su solicitud los estudios técnicos, económicos y financieros que sustenten la misma, y aquellos que sean solicitados por el ENTE por considerarlos indispensables para la evaluación.

b) Penalidades:

Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa sea igual o superior a 1,34 (factor de potencia menor a 0,60), LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite del factor de potencia.

CAPITULO 4:

DISPOSICIONES ESPECIALES

Inciso 1) SERVICIO ELECTRICO DE RESERVA

En los suministros encuadrados en las Tarifas Nros. 2 y 3, LA DISTRIBUIDORA no estará obligada a prestar servicio eléctrico de reserva a usuarios que cuenten con fuente propia de energía, o reciban energía eléctrica de otro ente prestador del servicio público de electricidad o por otro punto de entrega. En caso que se decidiera efectuar dicho tipo de suministro, se convendrá de antemano con el solicitante las condiciones en que se efectuará la prestación.

Inciso 2) APLICACION DE LA TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS

La Tarifa Nro. 2 se aplicará transitoriamente en forma opcional a elección de los usuarios, los que podrán optar de acuerdo a los siguientes criterios:

1) Usuarios con demanda máxima igual o mayor a 10 kW y menor a 25 kW.

1.1) Seguir encuadrados en la T.1-G-Pequeñas Demandas.

1.2) Encuadrarse en la T.2-Medianas Demandas. Para lo cual, deberán abonar los gastos de instalación del equipo de medición correspondiente, si no lo poseen.

2) Usuarios con demanda máxima igual o mayor a 25 kW y menor a 50 kW.

2.1) Encuadrarse en la Tarifa N° 2-Medianas Demandas, manteniéndose transitoriamente en la tarifa 1-G - Pequeñas Demandas, hasta tanto LA DISTRIBUIDORA adecue su medición en el caso que correspondiera.

2.2) Encuadrarse en la Tarifa N° 3-Grandes Demandas. Para lo cual, de no poseer el equipo de medición adecuado, deberá abonar los gastos de instalación correspondientes.

LA DISTRIBUIDORA podrá proponer al ENTE alternativas para el encuadre definitivo, dentro de un período que no podrá superar los dos (2) años desde la toma de posesión, de todos los usuarios que reúnen las condiciones definidas para esta tarifa.

Inciso 3) TARIFA POR EL SERVICIO DE PEAJE

La Distribuidora deberá permitir a los Grandes Usuarios ubicados en su zona de concesión que efectúen contratos con Generadores, el uso de sus instalaciones de Distribución, debiendo adecuarlas con el propósito de efectuar la correcta prestación del servicio.

En lo que respecta al servicio de peaje a aplicar por el transporte de energía eléctrica a los Grandes Usuarios, el valor máximo a percibir por el mismo surgirá de aplicar el denominado PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO Subanexo 2 de este contrato, considerando los siguientes valores para los factores de reducción

de precios mayoristas a los niveles de suministro:

KRPA = 0,030	KREA = 0,028
KRPM = 0,079	KREM = 0,072
KRPB = 0,143	KREB = 0,128

De efectuarse contratos particulares por estos servicios LA DISTRIBUIDORA deberá informar al ENTE, para su aprobación, las tarifas pactadas.

Inciso 4) APLICACION DE LOS CUADROS TARIFARIOS

El Cuadro Tarifario recalculado según lo establecido en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO (Subanexo 2 de este contrato), podrá ser inmediatamente aplicado para la facturación a los usuarios de LA DISTRIBUIDORA.

Cuando se actualice el Cuadro Tarifario por los motivos detallados en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO (Subanexo 2 de este contrato), las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, teniendo en cuenta los días de vigencia de las mismas, dentro del período de facturación.

LA DISTRIBUIDORA deberá dar amplia difusión a los nuevos valores tarifarios y su fecha de vigencia, para conocimiento de los usuarios.

A su vez, elevará en forma inmediata el nuevo Cuadro Tarifario al ENTE para su aprobación, adjuntando para ello la información necesaria para su análisis.

El ENTE, dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles se expedirá sobre el particular. En caso de no aprobarse el nuevo cuadro tarifario, le será comunicado en forma inmediata a LA DISTRIBUIDORA, quien deberá efectuar dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles la rectificación que el ENTE le indique, debiendo a su vez, efectuar la refacturación correspondiente, emitiendo las notas de crédito o débito que correspondan.

Inciso 5) FACTURACION

Las facturaciones a usuarios de Tarifa Nro. 1, Pequeñas Demandas uso Residencial y General, se efectuarán con una periodicidad bimestral, mientras que las de tarifas Nros. 1-AP, 2 y 3, Pequeñas Demandas- Alumbrado Público, Medianas y Grandes Demandas respectivamente, se realizarán en forma mensual.

Si LA DISTRIBUIDORA lo estima conveniente, podrá elevar a consideración del ENTE una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones que avalan tales cambios.

Sin perjuicio de ello, LA DISTRIBUIDORA y el usuario podrán acordar períodos de facturación distintos a los aquí especificados.

CAPITULO 5:

TASA DE REHABILITACION DEL SERVICIO Y CONEXIONES DOMICILIARIAS

Inciso 1) Todo consumidor a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica por falta de pago del servicio en el plazo establecido por las disposiciones vigentes, deberá pagar previamente a la rehabilitación del servicio, además de la deuda que dio lugar a la interrupción del suministro, calculada de acuerdo con las normas vigentes, la suma que se establezca en cada cuadro tarifario.

Inciso 2) Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deberán abonar a LA DISTRIBUIDORA el importe que corresponda en concepto de Conexión Domiciliaria; los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario respectivo y se aplicarán con el siguiente criterio : Si para atender la solicitud de conexión se debe realizar una derivación completa de la red general solo para ese uso, se aplicará el denominado costo de conexión especial. En todos los otros casos, que impliquen un uso compartido de la derivación, se aplicará el denominado costo de conexión común.

Inciso 3) Para la aplicación de los valores a que se hace referencia en el inciso 2), deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Los importes indicados en el inciso 2) corresponden a las prestaciones que se encuadren en la Tarifa N° 1 -Pequeñas Demandas Uso Residencial o General, con una potencia instalada superior a los 2 KILOWATIOS, o cuya conexión comprenda más de cuatro unidades de consumo, en la Tarifa N°2 -Medianas Demandas y en la Tarifa N° 3 -Grandes Demandas.

b) Para el caso de las prestaciones encuadradas en la Tarifa N° 1-Pequeñas Demandas Uso Residencial o General, con una potencia instalada de hasta 2 KILOWATIOS, se aplicará un quinto (1/5) del costo de la conexión correspondiente.

Cuando la conexión comprenda más de una y hasta cuatro (4) unidades de consumo, se aplicará el importe resultante de multiplicar un quinto (1/5) del costo de la conexión correspondiente por el número de unidades comprendidas.

c) Si la conexión se refiere sólo a la instalación del medidor, se aplicará 1/5 (un quinto) del costo de una conexión común aérea monofásica, indicado en los respectivos cuadros tarifarios vigentes.

Inciso 4) Cuando se solicite la conexión de un nuevo usuario en una zona donde no existan instalaciones de distribución, o bien se requiera la ampliación de un suministro existente, para el que deban realizarse modificaciones sustanciales sobre las redes preexistentes y que signifiquen inversiones relevantes, LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al usuario una contribución especial reembolsable, siempre que cuente con la aprobación específica del ENTE, para cada caso particular. Para ello, LA DISTRIBUIDORA deberá presentar al ENTE toda la información técnica y económica necesaria que permita la correspondiente evaluación, como así también la mecánica prevista para el reembolso al usuario.

FORMATO DEL CUADRO TARIFARIO A APLICAR POR EDENOR S.A. y EDESUR S.A.

Tarifa Nro. 1 - (Pequeñas Demandas)

	Unidad	Importe
T 1 - R Uso Residencial		
T.1 - R1 - Consumo bimestral inferior o igual a 300 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T.1 - R2 - Consumo bimestral mayor a 300 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T 1 - G Uso General		
T.1 - G1 - Consumo bimestral inferior o igual a 1600 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T.1 - G2 - Consumo bimestral superior a 1600 kwh e inferior o igual a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T.1 - G3 - Consumo bimestral mayor a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim
Cargo variable por energía:	\$ / kwh
T 1 - A.P. Alumbrado Público		
Cargo variable por energía:	\$ / kwh

Tarifa Nro. 2 - (Medianas Demandas)

Por capacidad de suministro contratada:	\$ / kw-mes
Cargo variable por energía:	\$ / kwh

Tarifa Nro. 3 - (Grandes Demandas)

Por Capacidad de suministro contratada en horas de pico:		
- En Baja Tensión	\$ / kw-mes
- En Media Tensión	\$ / kw-mes
- En Alta Tensión	\$ / kw-mes
Por Capacidad de suministro contratada en horas fuera de pico:		
- En Baja Tensión	\$ / kw-mes
- En Media Tensión	\$ / kw-mes
- En Alta Tensión	\$ / kw-mes
Por consumo de energía:		
- En Baja Tensión:		
Periodo horas restantes	\$ / kwh
Período horas de valle nocturno	\$ / kwh
Período horas de punta	\$ / kwk
- En Media Tensión:		
Periodo horas restantes	\$ / kwh
Período horas de valle nocturno	\$ / kwh
Período horas de punta	\$ / kwk
- En Alta Tensión:		

Periodo horas restantes	\$ / kwh
Período horas de valle nocturno	\$ / kwh
Período horas de punta	\$ / kwk
Por la energía reactiva		
Recargo por cada centésimo de Tg fi mayor de 0,62 por la energía reactiva en exceso del 62%, aplicado sobre el total de la energía activa	%	1,50
Por entrega en corriente continua	%	22,50
Recargo por entrega en corriente continua		

Servicio de Rehabilitación

Por cada servicio interrumpido por falta de pago:

Tarifa N° 1 Uso Residencial	\$
Tarifa N° 1 Uso General y A.P.	\$
Tarifa N° 2 y 3	\$

Conexiones Domiciliarias

a) Conexiones comunes por usuarios:

- Aéreas monofásicas	\$
- Subterráneas monofásicas	\$
- Aéreas trifásicas	\$
- Subterráneas trifásicas	\$

b) Conexiones especiales por usuario:

- Aéreas monofásicas	\$
- Subterráneas monofásicas	\$
- Aéreas trifásicas	\$
- Subterráneas trifásicas	\$

Subanexo 2**PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO**

El Cuadro Tarifario se calculará en base a:

- . El precio de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM (contratos a término entre el distribuidor y los generadores, y mercado spot).
- . Los costos propios de distribución vigentes.
- . Los factores de aplicación descritos en el punto C) del presente Procedimiento.

Dicho Cuadro Tarifario se recalculará cuando se produzcan variaciones en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cuando corresponda actualizar los costos propios de distribución (de acuerdo a lo detallado en el punto D) del presente Procedimiento), y cuando corresponda aplicar los factores indicados en el punto C) del presente Procedimiento. Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas a usuarios y lo serán en las oportunidades y frecuencias que mas abajo se indican.

1.- Las variaciones de los precios mayoristas de la electricidad que se reconocerán y trasladarán a las tarifas son:

- a) Variaciones del precio medio estacional (mercado spot), calculado por el Organismo Encargado del Despacho (Despacho Nacional de Cargas, DNDC), como consecuencia de la programación semestral y de su revisión trimestral.
- b) Actualización de los precios contenidos en los contratos de suministro transferidos por Segba S.A. a la Sociedad Concesionaria o a LA DISTRIBUIDORA.

2.- Los costos propios de distribución se recalcularán cada 6 (seis) meses y tendrán plena vigencia en los 6 (seis) meses siguientes a la fecha de actualización. La primera de ellas será al inicio del mes número 9 (nueve), contado a partir de la fecha de toma de posesión.

Los criterios para actualizar los costos propios de distribución se indican en el punto D) del presente Procedimiento.

Todos los costos antes mencionados se calcularán y recalcularán en dólares estadounidenses. El Cuadro Tarifario recalculado o resultante, se expresará en el momento de su aplicación para la facturación a los usuarios en pesos (\$),

teniendo en cuenta para ello la relación para la convertibilidad al peso, establecida en el Artículo 3º del Decreto 2128/91 o sus modificatorios.

A continuación se describen los Procedimientos para la determinación del Cuadro Tarifario.

A) CALCULO DEL PRECIO DE LA POTENCIA Y ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO MAYORISTA (MERCADO SPOT Y CONTRATOS A TERMINO).

A.1) PRECIO DE LA POTENCIA

$$P_{pot} = P_{ps}$$

Donde:

P_{pot} - Precio de la potencia en el mercado mayorista a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios, expresado en U\$/kW-mes.

P_{ps} - Precio de la potencia en el mercado spot, expresado en U\$/kW-mes.

A.2) PRECIO DE LA ENERGIA PARA CADA TRAMO HORARIO

(HORAS DE PICO, VALLE Y RESTANTES)

$$P_{ei} = (y_{1i} + y_{3i}) * P_{esi} + y_{2i} * (P_{ecti} - P_{ps}/720) + P_f$$

Donde:

P_{ei} - Precio de la energía en el mercado mayorista en el horario i, a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios, expresado en U\$/kWh.

P_{esi} - Precio de la energía en el mercado spot en el horario i, expresado en U\$/kWh.

P_{ecti} - Precio de la energía en el horario i en los contratos transferidos, expresado en U\$/kWh.

P_f - sobrepeso de 0,003 U\$/kWh que debe aportar LA DISTRIBUIDORA al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por ley 24.065.

Durante el período de vigencia original de los contratos transferidos se reconocerá, a los efectos del cálculo de las tarifas a usuarios, el precio de la energía establecido en dichos contratos aún cuando las partes lo modificaran.

y_{1i} - Participación de la compra de energía en el mercado spot, respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario i.

y_{2i} - participación de la compra de energía bajo contratos transferidos, respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario y.

y_{3i} - participación de la compra de energía bajo contratos posteriores a la transferencia respecto al total de compras de energía en el mercado eléctrico mayorista, en el horario y.

i - horas de punta (p), valle (v) o restantes (r). Los horarios en que deberán considerarse estos tramos serán los que determine el Organismo Encargado del Despacho (DNDC), para las transacciones al nivel mayorista.

Durante el período de vigencia original de los contratos transferidos se reconocerá, a los efectos del cálculo de las tarifas a usuarios, la cantidad de energía establecida en dichos contratos aún cuando las partes lo modificaran.

B) CALCULO DE LOS PARAMETROS DEL CUADRO TARIFARIO

Los parámetros tarifarios calculados de acuerdo a los procedimientos contenidos en esta sección, se aplicarán afectados de los factores KAPL que se describen en el punto C) del presente.

B.1) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO RESIDENCIAL (tarifa 1-R)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Residencial (1-R), descrita en el 'Régimen Tarifario', se aplicarán 2 (dos) tarifas distintas de acuerdo al consumo bimestral registrado.

Cada tarifa se compondrá de un cargo fijo bimestral y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los consumos bimestrales en los que se aplicará cada tarifa son los siguientes:

. hasta 300 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-R1)

. mayores de 300 kWh/bimestre (tarifa 1-R2)

B.1.1) Cargos fijos bimestrales

. Tarifa 1-R1

$$\text{CFR1} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPR1} + \text{CDFR1}$$

donde:

CFR1 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales de hasta 300 kWh, expresado en U\$/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPR1: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFR1: costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-R1, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores que se aplicarán al inicio de la vigencia de este procedimiento son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB =1,143

KMPR1 =0,43 kW-mes/bimestre

CDFR1 =2,86 U\$/bimestre

. Tarifa 1-R2

$$\text{CFR2} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPR2} + \text{CDFR2}$$

donde:

CFR2 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 300 kWh, expresado en U\$/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPR2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de la tarifa 1-R2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{KMPR2} = 1,79 * (\text{Ppot} * \text{cp1} + \text{Pep} * \text{cep1} + \text{Per} * \text{cer1} + \text{Pev} * \text{cev1} + \text{CDMR}) / (\text{Ppot} * \text{cp2} + \text{Pep} * \text{cep2} + \text{Per} * \text{cer2} + \text{Pev} * \text{cev2})$$

cp1	=	0,49 Kw-mes / bimestre
cep1	=	91 Kwh / bimestre
cer1	=	213 Kwh / bimestre
cev1	=	34 Kwh / bimestre
cp2	=	2,05 Kw-mes / bimestre
cep2	=	61 Kwh / bimestre

cer2	=	227 Kwh / bimestre
cev2	=	51 Kwh / bimestre

CDMR : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-R1 y 1-R2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFR2 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-R2, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

CDFR2 = 9,54 U\$\$/bimestre

CDMR = 4,11 U\$\$/bimestre

B.1.2) Cargos variables

. Tarifa 1-R1

$CVR1 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMER1 + CDVR1$

donde: CVR1 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales menores o iguales a 300 kWh, expresado en U\$\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVR1 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-R1, expresado en U\$\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMER1 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R1. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,27

Yr = 0,63

Yv = 0,10

KREB = 1.128

CDVR1 = 0,040 U\$/kWh

KMER1 = 1,00

. Tarifa 1-R2

$$\text{CVR2} = (\text{Pep} * \text{Yp} + \text{Per} * \text{Yr} + \text{Pev} * \text{Yv}) * \text{KREB} * \text{KMER2} + \text{CDVR2}$$

donde:

CVR2 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 300 kWh, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVR2 : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-R2, expresado en U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMER2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{KMER2} = (\text{Ppot} * \text{cp3} + \text{Pep} * \text{cep3} + \text{Per} * \text{cer3} + \text{Pev} * \text{cev3} + \text{CDMR}) / (\text{Ppot} * \text{cp4} + \text{Pep} * \text{cep4} + \text{Per} * \text{cer4} + \text{Pev} * \text{cev4})$$

cp3	=	0,49 kw-mes / bimestre
cep3	=	91 kwh / bimestre
cer3	=	213 kwh / bimestre
cev3	=	34 kwh / bimestre
cp4	=	2,05 kw-mes / bimestre
cep4	=	61 kwh / bimestre
cer4	=	227 kwh / bimestre
cev4	=	51 kwh / bimestre

CDMR : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-R1 y 1-R2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,18

Yr = 0,67

Yv = 0,15

KREB = 1.128

CDVR2 = 0,004 U\$\$/kWh

CDMR = 4,11 U\$\$/bimestre

B.2) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO GENERAL (tarifa 1-G)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso General (1-G), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicarán 3 (tres) tarifas distintas de acuerdo al consumo bimestral registrado.

Cada tarifa se compondrá de un cargo fijo bimestral y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los consumos bimestrales en los que se aplicará cada tarifa son los siguientes:

- . hasta 1600 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-G1)
- . desde 1601 kWh/bimestre hasta 4000 kWh/bimestre inclusive (tarifa 1-G2)
- . desde 4001 kWh/bimestre (tarifa 1-G3)

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.2.1) Cargos fijos bimestrales

. **Tarifa 1-G1**

$$\mathbf{CFG1 = Ppot * KRPB * KMPG1 + CDFG1}$$

donde: CFG1 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales de hasta 1600 kWh, expresado en U\$\$/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG1: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G1. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFG1: costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-G1, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

KMPG1 = 1,02 kW-mes/bimestre

CDFG1 = 4,53 U\$\$/bimestre

. **Tarifa 1-G2 CFG2 = Ppot * KRPB * KMPG2 + CDFG2**

donde:

CFG2 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 1600 kWh y menores o iguales a 4000 kWh, expresado en U\$\$/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG2 : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{KMPG2} = 7,48 * (\text{Ppot} * \text{cp5} + \text{Pep} * \text{cep5} + \text{Per} * \text{cer5} + \text{Pev} * \text{cev5} + \text{CDMG1}) / (\text{Ppot} * \text{cp6} + \text{Pep} * \text{cep6} + \text{Per} * \text{cer6} + \text{Pev} * \text{cev6})$$

cp5	=	1,17 Kw-mes / bimestre
cep5	=	90 Kwh / bimestre
cer5	=	1570 kwh / bimestre
cev5	=	144 kwh / bimestre
cp6	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep6	=	199 kwh / bimestre
cer6	=	1480 kwh / bimestre
cev6	=	126 kwh / bimestre

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFG2 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 1-G2, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho(DNDC).

KRPB =1,143

CDMG1=16,70 U\$/bimestre

CDFG2 =33,02 U\$/bimestre

. Tarifa 1-G3

$$\text{CFG3} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMPG3} + \text{CDFG3}$$

donde:

CFG3 : Cargo fijo bimestral que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 4000 kWh, expresado en U\$/bimestre.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG3: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G3. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{KMPG3} = 20 * (\text{KMPG2} * (\text{Ppot} * \text{cp7} + \text{Pep} * \text{cep7} + \text{Per} * \text{cer7} + \text{Pev} * \text{cev7}) / 7,48 + \text{CDMG2}) / (\text{Ppot} * \text{cp8} + \text{Pep} * \text{cep8} + \text{Per} * \text{cer8} + \text{Pev} * \text{cev8})$$

cp7	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep7	=	496 kwh / bimestre
cer7	=	3700 kwh / bimestre
cev7	=	316 kwh / bimestre
cp8	=	22,86 kw-mes / bimestre
cep8	=	632 kwh / bimestre
cer8	=	2933 kwh / bimestre
cev8	=	948 kwh / bimestre

$$\text{KMPG2} = 7,48 * (\text{Ppot} * \text{cp5} + \text{Pep} * \text{cep5} + \text{Per} * \text{cer5} + \text{Pev} * \text{cev5} + \text{CDMG1}) / (\text{Ppot} * \text{cp6} + \text{Pep} * \text{cep6} + \text{Per} * \text{cer6} + \text{Pev} * \text{cev6})$$

cp5	=	1,17 kw-mes / bimestre
cep5	=	90 kwh / bimestre
cer5	=	1570 kwh / bimestre
cev5	=	144 kwh / bimestre
cp6	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep6	=	199 kwh / bimestre
cer6	=	1480 kwh / bimestre
cev6	=	126 kwh / bimestre

CDMG2 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G2 y 1-G3 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDFG3 : costo propio de distribución asignable al cargo fijo de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G3, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB=1,143

CDMG2=35,09U\$\$/bimestre

CDMG1=16,70U\$\$/bimestre

CDFG3=88,32U\$\$/bimestre

B.2.2) Cargos variables

. Tarifa 1-G1

CVG1 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG1 + CDVG1

donde: CVG1 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales menores o iguales a 1600 kWh, expresado en U\$\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2) del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG1: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G1, expresado en U\$\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG1: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G1. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,05

Yr = 0,87

Yv = 0,08

KREB = 1,128

CDVG1 = 0,061 U\$/kWh

KMEG1 = 1,00

. Tarifa 1-G2

$$\text{CVG2} = (\text{Pep} * \text{Yp} + \text{Per} * \text{Yr} + \text{Pev} * \text{Yv}) * \text{KREB} * \text{KMEG2} + \text{CDVG2}$$

donde:

CVG2 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 1600 kWh y menores o iguales a 4000 kWh, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total. KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG2: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G2, expresado en U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG2: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de la tarifa 1-G2. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\text{KMEG2} = (\text{Ppot} * \text{cp5} + \text{Pep} * \text{cep5} + \text{Per} * \text{cer5} + \text{Pev} * \text{cev5} + \text{CDMG1}) / (\text{Ppot} * \text{cp6} + \text{Pep} * \text{cep6} + \text{Per} * \text{cer6} + \text{Pev} * \text{cev6})$$

cp5	=	1,17 kw-mes / bimestre
cep5	=	90 kwh / bimestre
cer5	=	1570 kwh / bimestre
cev5	=	144 kwh / bimestre
cp6	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep6	=	199 kwh / bimestre
cer6	=	1480 kwh / bimestre
cev6	=	126 kwh / bimestre

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,11$$

$$Yr = 0,82$$

$$Yv = 0,07$$

$$KREB = 1,128$$

$$CDMG1 = 16,70 \text{ U\$/bimestre}$$

$$CDVG2 = 0,033 \text{ U\$/kWh}$$

. Tarifa 1-G3

$$\mathbf{CVG3 = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMEG3 + CDVG3}$$

donde: CVG3 : cargo variable que se aplicará a usuarios con consumos bimestrales mayores a 4000 kWh, expresado en U\\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVG3: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-G3, expresado en U\\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

KMEG3: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-G3. Se calculará con la siguiente expresión:

$$\mathbf{KMEG3 = (KMEG2 * (Ppot * cp7 + Pep * cep7 + Per * cer7 + Pev * cev7) + CDMG2) / (Ppot * cp8 + Pep * cep8 + Per * cer8 + Pev * cev8)}$$

cp7	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep7	=	496 kwh / bimestre
cer7	=	3700 kwh / bimestre
cev7	=	316 kwh / bimestre
cp8	=	22,86 kw-mes / bimestre
cep8	=	632 kwh / bimestre
cer8	=	2933 kwh / bimestre
cev8	=	948 kwh / bimestre

$$\mathbf{KMEG2 = (Ppot * cp5 + Pep * cep5 + Per * cer5 + Pev * cev5 + CDMG1) / (Ppot * cp6 + Pep * cep6 + Per * cer6 + Pev * cev6)}$$

cp5	=	1,17 kw-mes / bimestre
cep5	=	90 kwh / bimestre
cer5	=	1570 kwh / bimestre
cev5	=	144 kwh / bimestre

cp6	=	8,55 kw-mes / bimestre
cep6	=	199 kwh / bimestre
cer6	=	1480 kwh / bimestre
cev6	=	126 kwh / bimestre

CDMG2 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G2 y 1-G3 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

CDMG1 : diferencia de los costos propios de distribución asignables a los parámetros de las tarifas 1-G1 y 1-G2 en el límite de aplicación de las mismas, expresado en U\$\$/bimestre. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$Yp = 0,14$$

$$Yr = 0,65$$

$$Yv = 0,21$$

$$KREB = 1,128$$

$$CDMG2 = 35,09 \text{ U}\$/\text{bimestre}$$

$$CDMG1 = 16,70 \text{ U}\$/\text{bimestre}$$

$$CDVG3 = 0,010 \text{ U}\$/\text{kWh}$$

B.3) PEQUEÑAS DEMANDAS - ALUMBRADO PUBLICO

(tarifa 1-AP)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Alumbrado Público (1-AP), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicará 1 (una) única tarifa.

La misma se compondrá únicamente de un cargo variable que se aplicará a cada unidad de energía consumida.

El cargo variable se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

B.3.1) Cargo variable

$$\text{CVA} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{KMA} + (\text{Pep} * \text{Yp} + \text{Per} * \text{Yr} + \text{Pev} * \text{Yv}) * \text{KREB} + \text{CDA}$$

donde:

CVA : Cargo variable de la tarifa 1-AP, expresado en U\$\$/KWh.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMA : Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo variable de la tarifa 1-AP. Este valor no estará sujeto a variación.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDA : costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 1-AP, expresado en U\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot, Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.1) y A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1.143

KMA = 0,0034 kW-mes/kWh

Yp = 0,33 Yr = 0,00

Yv = 0,67

KREB = 1.128

CDA = 0,020 U\$/kWh

B.4) MEDIANAS DEMANDAS (tarifa 2)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Medianas Demandas (Tarifa T2), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicará una tarifa única, que se compondrá de un cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en tramo horario único y un cargo variable por unidad de energía consumida en tramo horario único.

Los cargos fijo y variable se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.4.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada.

$$\mathbf{CFMD = Ppot * KRPB + CDFMD}$$

donde: CFMD : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en U\$/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFMD: costo propio de distribución asignable al cargo fijo de la tarifa 2, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

CDFMD = 4,90 U\$/kW-mes

B.4.2) Cargo variable por unidad de energía consumida.

$$\mathbf{CVMD = (Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB + CDVMD}$$

donde:

CVMD : cargo variable de la tarifa 2, expresado en U\$\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yp : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yr : participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

Yv: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVMD: costo propio de distribución asignable al cargo variable de la tarifa 2, expresado en U\$\$/kWh. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep, Per y Pev : Se calcularán de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

Yp = 0,14

Yr = 0,65

Yv = 0,21

KREB = 1,128

CDVMD = 0,020 U\$\$/kWh

B.5) GRANDES DEMANDAS EN BAJA TENSION (tarifa 3-BT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Baja Tensión (3-BT), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.5.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$\text{CFPGB} = \text{Ppot} * \text{KRPB} + \text{CDFPGB}$$

donde :

CFPGB : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$\$/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPB : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFPGB : costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-BT, expresado en U\$\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KRPB = 1,143

CDFPGB = 5,30 U\$/kW(punta)-mes

B.5.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta.

CFFGB = CDFPGB

donde:

CFFGB : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$/kW-mes.

CDFPGB: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

CDFPGB = 4,81 U\$/kW(f/punta)-mes

B.5.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

CVPGB = Pep * KREB

donde:

CVPGB : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREB = 1,128

B.5.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVGB = Pev * KREB

donde:

CVVGB : cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/kWh.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREB = 1,128

B.5.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$$\mathbf{CVRGB = Per * KREB}$$

donde:

CVRGB : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-BT, expresado en U\$/kWh.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREB : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KREB = 1,128$$

B.6) GRANDES DEMANDAS EN MEDIA TENSION (tarifa 3-MT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Media Tensión (3-MT), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.6.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$\mathbf{CFPGM = Ppot * KRPM + CDFPGM}$$

donde:

CFPGM : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPM : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFPGM: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-MT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KRPM = 1,079$$

$$CDFPGM = 2,34 \text{ U}\$/\text{kW}(\text{punta})\text{-mes}$$

B.6.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta.

$$\mathbf{CFFGM = CDFFGM}$$

donde :

CFFGM : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$/kW-mes.

CDFFGM: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-MT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

$CDFFGM = 2,66 \text{ U\$S/kW(f/punta)-mes}$

B.6.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$CVPGM = Pep * KREM$

donde :

CVPGM : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-MT, expresado en U\\$S/kWh.

Pep : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pep se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$KREM = 1,072$

B.6.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

$CVVGM = Pev * KREM$

donde:

CVVGM: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-MT, expresado en U\\$S/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$KREM = 1,072$

B.6.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$CVRGM = Per * KREM$

donde :

CVRGM : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-MT, expresado en U\\$S/kWh.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per: se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$KREM = 1,072$

B.7) GRANDES DEMANDAS EN ALTA TENSION (tarifa 3-AT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Alta Tensión (3-AT), descrita en el '**Régimen Tarifario**', se aplicará una tarifa única que se compondrá de 2 (dos) cargos fijos mensuales por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, y 3 (tres) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el DNDC, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.7.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$\mathbf{CFPGA = Ppot * KRPA + CDFPGA}$$

donde :

CFPGA : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en U\$/kW-mes.

Ppot : Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

KRPA : factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CDFPGA: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas de punta de la tarifa 3-AT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Ppot : Se calculará de acuerdo a A.1), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

$$KRPA = 1,03$$

$$CDFPGA = 0,46 \text{ U}\$/\text{kW}(\text{punta})\text{-mes}$$

B.7.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas fuera de punta.

$$\mathbf{CFFGA = CDFFGA}$$

donde :

CFFGA : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en U\$/kW-mes.

CDFFGA: costo propio de distribución asignable al cargo por potencia en horas fuera de punta de la tarifa 3-AT, expresado en U\$/kW-mes. Este valor se recalculará de acuerdo al procedimiento indicado en el punto D) del presente.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

$$CDFFGA = 0,40 \text{ U}\$/\text{kW}(\text{f/punta})\text{-mes}$$

B.7.3) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$$\mathbf{CVPGA = Pep * KREA}$$

donde:

CVPGA : cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREA = 1,028

B.7.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVGA = Pev * KREA

donde :

CVVGA : cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$\$/kWh.

Pev : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Pev se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREA = 1,028

B.7.5) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

CVRGA = Per * KREA

donde :

CVRGA : cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la tarifa 3-AT, expresado en U\$\$/kWh.

Per : precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

KREA : factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores iniciales de aplicación son los siguientes:

Per se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho (DNDC).

KREA = 1,028

C) FACTORES DE APLICACION

Los cargos fijos y variables de la Tarifa Pequeñas Demandas - Uso Residencial para consumos bimestrales inferiores o iguales a 300 kWh (T.1-R1), calculados de acuerdo a las expresiones que se indican en B.1), B.5), B.6) y B.7) del presente documento, se aplicarán afectados por los factores KAPL de acuerdo a los siguientes criterios:

KAPL = 0,70 desde la toma de posesión hasta finalizar el mes número 8 (ocho), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 0,80 desde el inicio del mes número 9 (nueve) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar el mes número 14 (catorce), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 0,90 desde el inicio del mes número 15 (quince) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar el mes número 20 (veinte), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

KAPL = 1,00 desde el inicio del mes número 21 (veintiuno) inmediatamente posterior a la toma de posesión, hasta finalizar la vigencia de este Procedimiento.

D) RECALCULO Y ACTUALIZACION DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCION, COSTOS DE CONEXION Y SERVICIO DE REHABILITACION

Los costos propios de distribución, los costos de conexión y el servicio de rehabilitación se recalcularán una vez por cada período anual y tendrán vigencia en los 6 (seis) meses siguientes al recálculo o actualización. La fecha para la primera de ellas será al iniciar el mes número 9 (nueve) inmediatamente posterior a la entrada en vigencia de este Procedimiento. Se utilizará la siguiente expresión:

$$CDi,j,n = (PMn * 0,67 / PMo + PCn * 0,33 / PCo) * CDi,j,o$$

donde:

CDi,j,n : costo de distribución del parámetro tarifario i, de la tarifa j, o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación en el período n (período de 6 (seis) meses).

PMn : índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

PMo : índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes "k-2", siendo "k" el mes de Toma de Posesión.

PCn : índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consumer Price Index (C.P.I.)", del "U.S. -Bureau of Labor Statistics", correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

PCo : índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos de América, denominado "Consumer Price Index (C.P.I.)", del "U.S. -Bureau of Labor Statistics", correspondiente al mes "k-2", siendo "k" el mes de la Toma de Posesión.

CDi,j,o : costo de distribución inicial del parámetro tarifario i, de la tarifa j (valores contenidos en el presente), o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación iniciales (valores contenidos en el Cuadro Tarifario Inicial - Régimen Tarifario).

Subanexo 3

CUADRO TARIFARIO INICIAL

Este Cuadro Tarifario Inicial será aplicado por LA DISTRIBUIDORA y tendrá plena vigencia desde la fecha de TOMA DE POSESION ; con posterioridad se aplicará el PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DEL CUADRO TARIFARIO, Subanexo 2, para recalcular los valores del Cuadro Tarifario Inicial, cada vez que corresponda. La primera oportunidad coincidirá con la revisión trimestral del precio de la energía eléctrica en el Mercado Spot, del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), inmediatamente posterior a la toma de posesión.

CUADRO TARIFARIO INICIAL A APLICAR POR EDENOR S.A. y EDESUR S.A.

Tarifa Nro. 1 - (Pequeñas Demandas)

	Unidad	Importe
T 1 - R Uso Residencial		
T.1 - R1 - Consumo bimestral inferior o igual a 300 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim	2,54
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,061
T.1 - R2 - Consumo bimestral mayor a 300 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim	13,04
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,056
T 1 - G Uso General		
T.1 - G1 - Consumo bimestral inferior o igual a 1600 kwh.		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / bim	6,35
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,108
T.1 - G2 - Consumo bimestral superior a 1600 kwh e inferior o igual a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim	47,14
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,083
T.1 - G3 - Consumo bimestral mayor a 4000 kwh.		
Cargo fijo:	\$ / bim	127,91
Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,063

T 1 - A.P. Alumbrado Público

Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,074
-----------------------------	----------	-------

Tarifa Nro. 2 - (Medianas Demandas)

Por capacidad de suministro contratada:	\$ / kw-mes	6,69
---	-------------	------

Cargo variable por energía:	\$ / kwh	0,067
-----------------------------	----------	-------

Tarifa Nro. 3 - (Grandes Demandas)

Por Capacidad de suministro contratada en horas de pico:

- En Baja Tensión	\$ / kw-mes	7,09
-------------------	-------------	------

- En Media Tensión	\$ / kw-mes	4,02
--------------------	-------------	------

- En Alta Tensión	\$ / kw-mes	2,07
-------------------	-------------	------

Por Capacidad de suministro contratada en horas fuera de pico:

- En Baja Tensión	\$ / kw-mes	4,81
-------------------	-------------	------

- En Media Tensión	\$ / kw-mes	2,66
--------------------	-------------	------

- En Alta Tensión	\$ / kw-mes	0,40
-------------------	-------------	------

Por consumo de energía:

- En Baja Tensión:

Periodo horas restantes	\$ / kwh	0,048
-------------------------	----------	-------

Período horas de valle nocturno	\$ / kwh	0,047
---------------------------------	----------	-------

Período horas de punta	\$ / kwk	0,048
------------------------	----------	-------

- En Media Tensión:

Periodo horas restantes	\$ / kwh	0,046
-------------------------	----------	-------

Período horas de valle nocturno	\$ / kwh	0,044
---------------------------------	----------	-------

Período horas de punta	\$ / kwk	0,046
------------------------	----------	-------

- En Alta Tensión:

Periodo horas restantes	\$ / kwh	0,043
-------------------------	----------	-------

Período horas de valle nocturno	\$ / kwh	0,042
---------------------------------	----------	-------

Período horas de punta	\$ / kwk	0,043
------------------------	----------	-------

Por la energía reactiva

Recargo por cada centésimo de Tg fi mayor de 0,62 por la energía reactiva en exceso del 62%, aplicado sobre el total de la energía activa	%	1,50
---	---	------

Por entrega en corriente continua	%	22,50
-----------------------------------	---	-------

Recargo por entrega en corriente continua

Servicio de Rehabilitación

Por cada servicio interrumpido por falta de pago:

Tarifa N° 1 Uso Residencial	\$ 4,60
-----------------------------	---------

Tarifa N° 1 Uso General y A.P.	\$ 27,80
--------------------------------	----------

Tarifa N° 2 y 3	\$ 73,60
-----------------	----------

Conexiones Domiciliarias

a) Conexiones comunes por usuarios:

	\$ 56,00
--	----------

- Aéreas monofásicas	\$ 174,00
----------------------	-----------

- Subterráneas monofásicas	\$ 106,00
----------------------------	-----------

- Aéreas trifásicas	\$ 266,00
---------------------	-----------

- Subterráneas trifásicas

b) Conexiones especiales por usuario:

	\$ 147,00
--	-----------

- Aéreas monofásicas	\$ 473,00
----------------------	-----------

- Subterráneas monofásicas	\$ 259,00
----------------------------	-----------

- Aéreas trifásicas	\$ 489,00
---------------------	-----------

- Subterráneas trifásicas

Subanexo 4**NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES****1. INTRODUCCION**

Será responsabilidad de LA DISTRIBUIDORA prestar el servicio público de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio.

Para ello deberá cumplir con las exigencias que aquí se establecen, realizando los trabajos e inversiones que estime conveniente.

El no cumplimiento de las pautas preestablecidas dará lugar a la aplicación de multas, basadas en el perjuicio económico que le ocasiona al usuario recibir un servicio en condiciones no satisfactorias, cuyos montos se calcularán de acuerdo a la metodología contenida en el presente subanexo.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENTE) será el encargado de controlar el fiel cumplimiento de las pautas preestablecidas.

Se considera que tanto el aspecto técnico del servicio como el comercial deben responder a normas de calidad; por ello se implementarán controles sobre:

a) Calidad del producto técnico suministrado.

b) Calidad del servicio técnico prestado.

c) Calidad del servicio comercial.

El producto técnico suministrado se refiere al nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión, y armónicas).

El servicio técnico involucra a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

Los aspectos del servicio comercial que se controlarán son los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, y demoras en la atención de los reclamos del usuario.

Las exigencias en cuanto al cumplimiento de los parámetros preestablecidos, se aplicarán de acuerdo al siguiente cronograma:

- En los primeros 12 (doce) meses desde la fecha efectiva de Toma de Posesión del servicio por parte de LA DISTRIBUIDORA (etapa preliminar), el ENTE y LA DISTRIBUIDORA revisarán y completarán la metodología de medición y control de los indicadores de calidad que se controlarán en los siguientes 36 (treinta y seis) meses.

- Los siguientes 36 (treinta y seis) meses constituyen la denominada etapa 1, en la que se exigirá el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados para esta etapa. El incumplimiento de los mismos dará lugar a la aplicación de las sanciones que se describe en el punto 2.1) y 3.1) del presente.

- A partir del mes número 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión se iniciará la denominada etapa 2, en la que se controlará la prestación del servicio en cada suministro. Se tolerarán hasta un determinado límite las variaciones de tensión, la cantidad de cortes mayores a 3 (tres) minutos de duración y el tiempo total sin servicio. En los suministros en que se excedan estos valores LA DISTRIBUIDORA le reconocerá al usuario un crédito en la facturación del semestre inmediatamente posterior al registro, cuyo monto será proporcional a la energía suministrada en condiciones no satisfactorias (variaciones de tensión mayores a las admitidas) o a la energía no suministrada (frecuencia y duración de los cortes por encima de los admitidos). La metodología para el cálculo de estas sanciones se describe en los puntos 2.2) y 3.2) del presente.

Los mecanismos que se utilizarán para el relevamiento de los indicadores de calidad y que permitirán al ENTE controlar el cumplimiento de las condiciones pactadas son:

. Desarrollo de campañas de medición y relevamiento de curvas de carga y tensión.

. Organización de bases de datos con información de contingencias, relacionables con bases de datos de topología de las redes, facturación y resultados de las campañas de medición.

2. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión.

Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.

No obstante, LA DISTRIBUIDORA será responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel razonable de compatibilidad, definido como Nivel de Referencia, que tiene un 5% de probabilidad de ser superado. Dichos valores serán analizados en forma conjunta por el ENTE y LA DISTRIBUIDORA durante la etapa 1, teniendo en cuenta las

normas internacionales e internas de empresas similares, con el objeto de obtener su aprobación por parte del ENTE; teniendo vigencia a partir del período definido como Etapa 2.

LA DISTRIBUIDORA deberá arbitrar los medios conducentes a:

- . Fijar los límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para sus propios equipos y los de los usuarios, compatibles con los valores internacionales reconocidos.
- . Controlar a los Grandes Usuarios, a través de límites de emisión fijados por contrato.
- . Impulsar, conjuntamente con el ENTE, la aprobación de normas de fabricación y su inclusión en las órdenes de compras propias y de los usuarios.

En este contexto, LA DISTRIBUIDORA podrá penalizar a los usuarios que excedan los límites de emisión fijados, hasta llegar a la interrupción del suministro. En ambos casos deberá contar con la aprobación del ENTE.

Durante la Etapa 2 tendrán aplicación los valores de compatibilidad que se hubieran acordado entre LA DISTRIBUIDORA y el ENTE.

Estos valores se medirán de acuerdo a la metodología y en los lugares que se hayan acordado entre las partes.

El incumplimiento de los valores fijados no será objeto de penalizaciones durante la etapa 2 cuando LA DISTRIBUIDORA demuestre que las alteraciones son debidas a los consumos de los usuarios; no obstante deberá actuar sobre los mismos.

A partir del sexto año de la transferencia del servicio, LA DISTRIBUIDORA deberá haber implementado un sistema, que asegure un nivel de calidad de la tensión suministrada acorde con lo especificado por normas internacionales de validez reconocida, tales como las IEC, y tendrá implementados métodos o procedimientos que permitan al ENTE su verificación.

2.1. NIVELES DE TENSION EN LA ETAPA 1

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

AT	-7,0% +7,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-10,0% +10,0%
Alimentación SUBTERRANEA (MT o BT)	-7,0% +7,0%
Rural	-13,0% +13,0%

Son obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en esta etapa:

- . Llevar un registro continuo e informatizado de las tensiones de salida de todas las barras, de todas las subestaciones de distribución.
- . Efectuar mensualmente un registro informatizado de la tensión en las barras de salida de por lo menos el 3% de los centros de transformación, durante un período no inferior a 7 días corridos.
- . Registrar el nivel de tensión en hasta 50 (cincuenta) puntos de la red seleccionados por el ENTE.

Si de cualquiera de los documentos surgiera el incumplimiento de los niveles comprometidos durante un tiempo superior al 3% del período en que se efectúe la medición (mínimo 1 semana), LA DISTRIBUIDORA quedará sujeta a la aplicación de sanciones.

Las sanciones las pagará LA DISTRIBUIDORA a los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión, aplicando bonificaciones en las facturas inmediatamente posteriores al período en que se detectó la falla, las que se calcularán con los valores indicados en la tabla adjunta.

Los usuarios afectados por la mala calidad de la tensión serán los abastecidos por las instalaciones donde se ha dispuesto la medición (subestaciones, cámaras, plataformas o puntos de suministro).

El monto total de la sanción se repartirá entre los usuarios afectados de acuerdo a la participación del consumo de energía de cada uno respecto al conjunto.

Las sanciones se calcularán valorizando la energía entregada con niveles de tensión fuera de los límites permitidos con los valores indicados en la tabla adjunta.

Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad se deberá medir, simultáneamente con el registro de la tensión, la carga que abastece la instalación donde se está efectuando la medición de tensión.

Los períodos de control y bonificación al usuario serán iguales a los definidos para la calidad del Servicio Técnico (punto 3.1 del presente anexo).

A continuación se indica la tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 1:

MT,BT (alim. subterr.) y AT

Si Tol > ó = 0,07 y < 0,08 : 0,005 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,08 y < 0,09 : 0,010 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 : 0,015 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,020 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,025 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,030 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,040 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,050 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,200 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 0,600 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 1,000 U\$/kWh

MT y BT (alim. aérea)

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,008 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,015 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,022 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,030 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,043 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,050 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 0,500 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 1,000 U\$/kWh

Rural

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,015 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,033 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,050 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 0,500 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 1,000 U\$/kWh

Donde: Tol es igual a $(VABS (TS-TN) / TN)$ VABS (TS - TN) : es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (TS) y la tensión nominal convenida (TN).

2.2. NIVELES DE TENSION EN LA ETAPA 2

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, medida en los puntos de suministro, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

AT	-5,0% +5,0%
Alimentación AEREA (MT o BT)	-8,0% +8,0%
Alimentación SUBTERRANEA (MT o BT)	-5,0% +5,0%
Rural	-10,0% +10,0%

Los niveles de tensión se determinarán al nivel de suministro mediante campañas de medición, que permitirán adquirir y procesar información sobre curvas de carga y nivel de la tensión en suministros, en distintos puntos de la red.

Será implementada por LA DISTRIBUIDORA, que además procesará la información adquirida, con las directivas y la supervisión del ENTE.

Se considerará que LA DISTRIBUIDORA queda sujeta a la aplicación de sanciones si se verifica el incumplimiento de los niveles mencionados por responsabilidad de la misma, durante un tiempo superior al 3% del período en el que se efectúe la medición. Este período será como mínimo una semana.

Las sanciones se aplicarán en la forma de bonificaciones en la facturación de cada usuario afectado por la mala calidad de la tensión.

Para determinar las sanciones se calculará la energía suministrada con niveles de tensión por fuera de los rangos permitidos, y se la valorizará de acuerdo a la tabla adjunta. Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad, se deberá medir, simultáneamente con la tensión, la potencia del consumo.

Tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 2:

MT,BT (alim. subterr.) y AT

Si Tol > ó = 0,05 y < 0,06 : 0,013 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,06 y < 0,07 : 0,026 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,07 y < 0,08 : 0,039 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,08 y < 0,09 : 0,052 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 : 0,070 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,086 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,100 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,300 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,700 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 1,100 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 1,400 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,800 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$/kWh

MT y BT (alim. aérea)

Si Tol > ó = 0,08 y < 0,09 : 0,015 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 : 0,030 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,050 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,085 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,100 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,300 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,700 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 1,200 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,600 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$/kWh

Rural

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,025 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,050 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,075 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,100 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,300 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,700 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,400 U\$/kWh

Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$/kWh

Donde: Tol es igual a $(VABS (TS-TN) / TN) VABS (TS - TN)$: es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (TS) y la tensión nominal convenida (TN).

3. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

La calidad del servicio técnico se evaluará en base a los siguientes indicadores:

a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).

b) Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un período determinado).

En este documento se fijan los valores máximos admitidos para cada indicador; si se exceden esos valores se aplicarán las sanciones descriptas en los puntos 3.1) y 3.2) del presente.

El control se realizará en dos etapas:

. La etapa 1 regirá entre el mes 13 (trece) y el mes 48 (cuarenta y ocho), contados desde la transferencia del servicio. En esta etapa el control se efectuará mediante índices globales y aproximados que representen, de la mejor forma posible, el grado de cumplimiento de los indicadores de frecuencia de interrupciones y tiempo total de interrupción de cada usuario. El período mínimo de control será el semestre.

Si los indicadores excedieran los valores prefijados (indicados en el punto 3.1)), se aplicarán sanciones en la forma de bonificaciones en la facturación del semestre inmediato posterior al semestre controlado (la metodología se indica en el punto 3.1)).

. La etapa 2 regirá a partir del mes 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la transferencia del servicio.

Se caracteriza por el hecho de que se calculará, para cada usuario, la cantidad de cortes y el tiempo total de interrupción que ha sufrido en el semestre.

Si se excedieran de los valores prefijados (indicados en el punto 3.2)), LA DISTRIBUIDORA deberá reconocer un crédito en favor del usuario, que lo incluirá en las facturaciones del semestre posterior al de control.

La metodología para el cálculo del crédito mencionado, se indica en el punto 3.2) del presente.

Se define como **contingencia** a toda operación en la red, programada o intempestiva, manual o automática, que origine la suspensión del suministro de energía eléctrica de algún usuario o del conjunto de ellos.

Se define como **primera reposición** a la primera maniobra sobre la red afectada por una contingencia que permite restablecer el servicio, aunque sea parcialmente.

Se define como **última reposición** a la operación sobre la red afectada por una contingencia que permite reestablecer el servicio a todo el conjunto de usuarios afectados por la interrupción.

3.1. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO EN LA ETAPA 1

En la etapa 1 se controlará la calidad del servicio técnico en base a indicadores que refieran la frecuencia y el tiempo que queda sin servicio la red de distribución.

Esta etapa 1 se subdividirá en 3 (tres) subetapas de 1 (un) año de duración cada una, las que tendrán vigencia de acuerdo al siguiente detalle:

- Subetapa 1, desde el inicio del mes número 13 (trece) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 24 (veinticuatro), contado desde la misma fecha.

- Subetapa 2, desde el inicio del mes número 25 (veinticinco) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 36 (treinta y seis), contado desde la misma fecha.

- Subetapa 3, desde el inicio del mes número 37 (treinta y siete) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión, hasta la finalización del mes número 48 (cuarenta y ocho), contado desde la misma fecha.

Los límites de la red sobre la cuál se calcularán los indicadores son, por un lado la botella terminal del alimentador MT en la subestación AT/MT, y por el otro, los bornes BT del transformador de rebaje MT/BT.

Para el cálculo de los índices se computarán tanto las fallas en la red de distribución como el déficit en el abastecimiento (generación y transporte), no imputable a causas de fuerza mayor.

LA DISTRIBUIDORA hará presentaciones semestrales al ENTE con los resultados de su gestión en el semestre inmediato anterior. El ENTE podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de índices.

Los indicadores que se calcularán son:

- . Indices de interrupción por transformador (frecuencia media de interrupción - FMIT y tiempo total de interrupción - TTIT).
- . Indices de interrupción por kVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción - FMIK y tiempo total de interrupción - TTIK).
- . Indices de interrupción adicionales (tiempos totales de primera y última reposición y energía media indisponible).

La metodología de cálculo y los valores máximos admitidos para estos indicadores se detallan en los puntos 3.1.1., 3.1.2. y 3.1.3. de este documento.

El no cumplimiento de alguno de estos valores dará lugar a la aplicación de sanciones. Si se exceden en los indicadores que representan el mismo aspecto del servicio técnico (frecuencia de interrupciones (FMI) o duración de las interrupciones (TTI)), se calculará el monto con los dos indicadores y se aplicará el mayor de ellos.

Las sanciones se implementarán como descuentos en la facturación de todos los usuarios. Estos descuentos se distribuirán en las facturaciones del semestre inmediatamente posterior al controlado.

El monto de las sanciones se determinará en base a la energía no suministrada calculada de acuerdo a lo indicado en los puntos 3.1.1) y 3.1.2), valorizada a 1,00 U\$/kWh.

Este monto semestral se dividirá por el total de energía facturada en el mismo semestre, resultando el crédito por cada kWh a facturar en el semestre inmediatamente posterior. El descuento será global, es decir que no se discriminará por tipo de usuario o tarifa.

A continuación se describen los indicadores, la metodología de cálculo y los valores admitidos.

3.1.1. INDICES DE INTERRUPCION POR TRANSFORMADOR

Los índices a calcular son los siguientes:

a) FMIT - Frecuencia media de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio).

b) TTIT - Tiempo total de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el transformador promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$a) FMIT = \text{SUMi Qfsi} / Qinst$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Qfsi : cantidad de transformadores fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

Qinst : cantidad de transformadores instalados.

$$b) TTIT = \text{SUMi Qfsi} * Tfsi / Qinst$$

donde:

Tfsi : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los transformadores Qfs, durante cada una de las contingencias i.

Los valores tope admitidos para estos índices, que se discriminan en función de las causas de la interrupción y de la subetapa correspondiente, son los siguientes:

A) Fallas debidas a equipos e instalaciones de LA DISTRIBUIDORA (fallas internas de la red).

- Subetapa 1

$$a) FMIT \leq 3,0 \text{ veces por semestre}$$

$$b) TTIT \leq 12,0 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{FMIT}_{\text{registrado}} - 3,0) * (\text{TTIT}/\text{FMIT})_{\text{registrado}} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTIT}_{\text{registrado}} - 12,0) * 721.600$$

- Subetapa 2

$$a) FMIT \leq 2,5 \text{ veces por semestre}$$

$$b) TTIT \leq 9,7 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMIT}_{\text{registrado}} - 2,5) * (\text{TTIT}/\text{FMIT})_{\text{registrado}} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTIT}_{\text{registrado}} - 9,7) * 721.600$$

- Subetapa 3

$$a) FMIT \leq 2,2 \text{ veces por semestre}$$

$$b) TTIT \leq 7,8 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMIT Registrado} - 2,2) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTIT Registrado} - 7,8) * 721.600$$

B) Fallas debidas al sistema de generación y transporte (fallas externas de la red), excluidas las causas de fuerza mayor.

- Subetapa 1

a) FMIT < = 5 veces por semestre

b) TTIT < = 20 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMIT Registrado} - 5) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTIT Registrado} - 20) * 721.600$$

- Subetapa 2

a) FMIT < = 3 veces por semestre

b) TTIT < = 12 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMIT Registrado} - 3) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTIT Registrado} - 12) * 721.600$$

- Subetapa 3

a) FMIT < = 2 veces por semestre

b) TTIT < = 6 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIT

$$\text{ENS(kwh)} = (\text{FMIT Registrado} - 2) * (\text{TTIT/FMIT}) \text{ registrado} * 721.600$$

. Si se excede TTIT

$$\text{ENS (kwh)} = (\text{TTIT Registrado} - 6) * 721.600$$

3.1.2. INDICES DE INTERRUPCION POR KVA NOMINAL INSTALADO

Los índices a calcular son los siguientes:

a) FMIK - **Frecuencia media de interrupción** por kVA instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio).

b) TTIK - **Tiempo total de interrupción** por kVA nominal instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$a) \text{ FMIK} = \text{SUMi KVAfsi} / \text{KVAinst}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

KVAfsi : cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

KVAinst : cantidad de kVA nominales instalados.

$$b) \text{ TTIK} = \text{SUMi kVAfsi} * \text{Tfsi} / \text{kVAinst}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Tfsi : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVAfs, durante cada una de las contingencias i.

Los valores tope admitidos para estos índices, que se discriminan en función de las causas de la interrupción y de la subetapa correspondiente, son los siguientes:

A) Fallas debidas a equipos e instalaciones de LA DISTRIBUIDORA (fallas internas de la red)

- Subetapa 1

$$a) \text{ FMIK} \leq 1,9 \text{ veces por semestre}$$

$$b) \text{ TTIK} \leq 7,0 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 1,9) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 7) * 740.000$$

- Subetapa 2

$$a) \text{ FMIK} \leq 1,6 \text{ veces por semestre}$$

$$b) \text{ TTIK} \leq 5,8 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 1,6) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK $\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 5,8) * 740.000$

- Subetapa 3

$$a) \text{ FMIK} \leq 1,4 \text{ veces por semestre}$$

$$b) \text{ TTIK} \leq 4,6 \text{ horas por semestre}$$

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 1,4) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIKregistrado} - 4,6) * 740.000$$

B) Fallas debidas al sistema de generación y transporte (fallas externas de la red), excluidas las causas de fuerza mayor.

- Subetapa 1

a) FMIK < = 5 veces por semestre

b) TTIK < = 20 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 5) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 20) * 740.000$$

- Subetapa 2

a) FMIK < = 3 veces por semestre

b) TTIK < = 12 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 3) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK ENS (kWh) = (TTIK registrado -12) * 740.000

- Subetapa 3

a) FMIK < = 2 veces por semestre

b) TTIK < = 6 horas por semestre

La energía no suministrada, para el cálculo de las sanciones, se calculará de la siguiente forma:

. Si se excede FMIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 2) * (\text{TTIK} / \text{FMIK}) \text{ registrado} * 740.000$$

. Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 6) * 740.000$$

3.1.3. INDICES DE INTERRUPCION ADICIONALES

Complementariamente a los indicadores descriptos en los puntos 3.1.1) y 3.1.2), LA DISTRIBUIDORA deberá calcular los indicadores adicionales que aquí se indican, e informar al ENTE sobre los resultados semestrales. No se fijarán límites o topes para ellos, ni generarán la aplicación de sanciones.

Se calcularán los siguientes índices :

a) TPRT - Tiempo medio de primera reposición por transformador. Se calcula considerando solamente los transformadores repuestos al servicio luego de la interrupción del servicio en la primera maniobra de reposición; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{TPRT} = \text{SUMi Qvspi} * \text{Tfsp} / \text{SUMi Qvspi}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Qvspi : cantidad de transformadores vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

Tfspi : Tiempo fuera de servicio de los transformadores vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

b) TPRK - Tiempo medio de primera reposición por kVA nominal. Se calcula considerando solamente los kVA nominales vueltos al servicio en la primera maniobra de reposición del servicio, luego de la contingencia; se utiliza la siguiente expresión:

$$TPRK = \text{SUMi } kVA_{vspi} * T_{fspi} / i \text{ } kVA_{vspi}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

kVAvspi: cantidad de kVA nominales vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

Tfspi : Tiempo fuera de servicio de los kVA nominales vueltos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las contingencias i.

c) TURT - Tiempo medio de última reposición por transformador. Se calcula considerando solamente los transformadores involucrados en la última maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última reposición), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURT = \text{SUMi } Q_{vsui} * T_{fsui} / \text{SUMi } Q_{vsui}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Qvsui : cantidad de transformadores vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

Tfsui : Tiempo fuera de servicio de los transformadores vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

d) TURK - Tiempo medio de última reposición por kVA nominal. Se calcula considerando solamente los kVA nominales involucrados en la última maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última reposición), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$TURK = \text{SUMi } kVA_{vsui} * T_{fsui} / \text{SUMi } kVA_{vsui}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

kVAvsui: cantidad de kVA nominales vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

Tfsui : Tiempo fuera de servicio de los kVA nominales vueltos al servicio con la maniobra que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro (última etapa de reposición), en cada contingencia i.

e) ENI - Energía nominal indisponible. Es una estimación de la capacidad de suministro indisponible durante una interrupción, en términos de energía, y se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ENI = \text{SUMi } kVA_{fsi} * T_{fsi}$$

donde:

SUMi : sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

kVAfsi : cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

Tfsi : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVAfs, durante cada una de las contingencias i.

3.2. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO EN LA ETAPA 2

Al iniciar la denominada etapa 2, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada usuario.

Los valores máximos admitidos para esta etapa, para cada usuario, son los siguientes:

a) Frecuencia de interrupciones :

Usuarios en AT	: 3 interrupciones / semestre
Usuarios en MT	: 4 interrupciones / semestre
Usuarios en BT	: 6 interrupciones / semestre
(pequeñas y medianas demandas)	: 6 interrupciones / semestre
(grandes demandas)	: 6 interrupciones / semestre

b) Tiempo máximo de interrupción :

Usuarios en AT	: 2 horas / interrupción
Usuarios en MT	: 3 horas / interrupción
Usuarios en BT	: 10 horas / interrupción
(pequeñas y medianas demandas)	: 6 horas / interrupción
(grandes demandas)	: 6 horas / interrupción

No se computarán las interrupciones menores a 3 minutos.

Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes (mayores a 3 minutos) que los estipulados, y/o estuviera sin suministro mas tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de LA DISTRIBUIDORA un crédito en sus facturaciones mensuales o bimestrales del semestre inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado, valorizada de acuerdo al siguiente cuadro:

. Tarifa	1 - R	: 1.40 U\$S / kwh
. Tarifa	1 - G y 1 - AP	: 1.40 U\$S / kwh
. Tarifa	2 y 3 - BT	: 2,27 U\$S / kwh
. Tarifa	3 - MT y 3 - AT	: 2,71 U\$S / kwh

La energía no suministrada (no recibida por el usuario) se calculará de la siguiente forma :

$$\text{ENS (kWh)} = \text{SUMi} (\text{EA} / 525600 * \text{Ki})$$

donde:

SUMi : sumatoria de los i minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites aquí establecidos.

EA: total de energía facturada al usuario para el que se está calculando la bonificación, en los últimos doce meses.

Ki: es el factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria; se utilizarán los siguientes valores:

Tarifa <input type="checkbox"/>	1 - R	1 - G	1 - AP	2	3 - BT	3 - MT	3 - AT
Hora							
0	0,85	0,48	2,40	0,82	0,82	0,65	0,65
1	0,66	0,48	2,40	0,82	0,82	0,65	0,65
2	0,50	0,44	2,40	0,82	0,82	0,63	0,63
3	0,50	0,44	2,40	0,82	0,82	0,63	0,63
4	0,50	0,52	2,40	0,82	0,82	0,67	0,67
5	0,50	0,81	2,40	0,82	0,82	0,81	0,81
6	0,59	0,97	0,00	0,82	0,82	0,89	0,89
7	0,71	1,16	0,00	1,02	1,02	1,09	1,09
8	1,01	1,37	0,00	1,14	1,14	1,25	1,25
9	1,27	1,46	0,00	1,14	1,14	1,30	1,30
10	1,30	1,53	0,00	1,11	1,11	1,32	1,32
11	1,18	1,50	0,00	1,11	1,11	1,30	1,30
12	1,18	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,36
13	1,18	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,36

14	1,05	1,37	0,00	1,34	1,34	1,36	1,36
15	1,05	1,33	0,00	1,34	1,34	1,33	1,33
16	1,05	1,34	0,00	1,34	1,34	1,34	1,34
17	1,11	1,12	0,00	1,17	1,17	1,15	1,15
18	1,23	1,03	0,00	0,73	0,73	0,88	0,88
19	0,69	0,96	2,40	0,87	0,87	0,92	0,92
20	1,93	0,79	2,40	0,87	0,87	0,83	0,83
21	1,23	0,79	2,40	0,82	0,82	0,80	0,80
22	0,99	0,70	2,40	0,82	0,82	0,76	0,76
23	0,78	0,63	2,40	0,82	0,82	0,73	0,73

Para poder determinar la calidad del servicio técnico al nivel del suministro al usuario, la información necesaria se organizará en bases de datos.

Se desarrollarán dos: Una con los datos de las contingencias de la red y otra con el esquema de alimentación de cada usuario, de forma tal que permitan identificar los usuarios afectados ante cada falla de la red.

La base de datos de contingencias se conformará con la información de los equipos afectados, inicio y fin de la mismas y equipos operados a consecuencia de la contingencia para reponer el suministro a la mayor cantidad posible de usuarios afectados (modificaciones transitorias al esquema operativo de la red).

La base de datos sobre el esquema de alimentación de cada usuario contendrá los equipos e instalaciones que le abastecen, con el siguiente nivel de agregación:

.. alimentador BT

.. centro MT / BT

.. alimentador MT

.. transformador AT / MT

.. subestación AT / MT

.. red AT

Estas bases de datos se relacionarán con los archivos de facturación y deben permitir el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los usuarios a los efectos de la aplicación de las penalidades señaladas en el punto 3.2) del presente. El ENTE deberá aprobar los criterios de diseño y la implementación de las mismas, y podrá auditar las tareas de relevamiento de información básica y de procesamiento, en cualquiera de sus etapas.

4. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

LA DISTRIBUIDORA deberá extremar sus esfuerzos para brindar a sus usuarios una atención comercial satisfactoria.

Los distintos aspectos de la misma se controlarán por medio de los indicadores que se detallan en los puntos 4.1), 4.2), 4.3) y 4.4) del presente documento, de tal forma de orientar sus esfuerzos hacia:

- . el conveniente acondicionamiento de los locales de atención al público, para asegurar que la atención sea personalizada,
- . evitar la excesiva pérdida de tiempo del usuario, favoreciendo las consultas y reclamos telefónicos,
- . satisfacer rápidamente los pedidos y reclamos que presenten los usuarios y . emitir facturas claras, correctas y basadas en lecturas reales.

Si LA DISTRIBUIDORA no cumpliera con las pautas aquí establecidas, se hará pasible a las sanciones descriptas en el punto 5) de este documento.

4.1. CONEXIONES

Los pedidos de conexión deben establecerse bajo normas y reglas claras para permitir la rápida satisfacción de los mismos.

Solicitada la conexión de un suministro y realizadas las tramitaciones y pagos pertinentes, LA DISTRIBUIDORA deberá proceder a la conexión del suministro dentro de los siguientes plazos:

a) Sin modificaciones a la red existente

Etapa 1:

- . Hasta 50 kW 15 (quince) días hábiles,
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.
- . Recolocación de medidores 3 (tres) días hábiles.

Etapa 2:

- . Hasta 50 kW 5 (cinco) días hábiles,
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.
- . Recolocación de medidores 1 (uno) día hábil.

b) Con modificaciones a la red existente

Etapa 1:

- . Hasta 50 kW, conexión aérea: 30 (treinta) días hábiles.
- . Hasta 50 kW, conexión subterránea: 45 (cuarenta y cinco) días hábiles.
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.

Etapa 2:

- . Hasta 50 kW, conexión aérea: 15 (quince) días hábiles.
- . Hasta 50 kW, conexión subterránea: 30 (treinta) días hábiles.
- . Mas de 50 kW a convenir con el usuario.

Para los pedidos de conexión cuyos plazos sean a convenir con el usuario, en caso de no llegar a un acuerdo, éste podrá plantear el caso ante el ENTE, quién resolverá en base a la información técnica que deberá suministrar LA DISTRIBUIDORA, resolución que será inapelable y pasible de sanción en caso de incumplimiento.

4.2. FACTURACION ESTIMADA

Salvo el caso particular de tarifas en que se aplique otra modalidad, la facturación deberá realizarse en base a lecturas reales, exceptuando casos de probada fuerza mayor, en los que podrá estimarse el consumo.

Para un mismo usuario no podrán emitirse más de 2 (dos) facturaciones sucesivas estimadas de ser bimestrales, y 3 (tres) en los casos restantes, durante 1 (un) año calendario, asimismo no podrán efectuarse más de 3 (tres) estimaciones en igual período, de ser facturaciones bimestrales y 4 (cuatro) en los casos restantes.

El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el 8 (ocho) por ciento de las lecturas emitidas en cada categoría.

4.3. RECLAMOS POR ERRORES DE FACTURACION

El usuario que se presente a reclamar argumentando un posible error de facturación (excluida la estimación), deberá tener resuelto su reclamo en la próxima factura emitida y el error no deberá repetirse en la próxima facturación.

Ante el requerimiento del usuario, LA DISTRIBUIDORA deberá estar en condiciones de informarle, dentro de los 15 (quince) días hábiles de presentado el reclamo, cuál ha sido la resolución con respecto al mismo.

4.4. SUSPENSION DEL SUMINISTRO POR FALTA DE PAGO

LA DISTRIBUIDORA deberá comunicar fehacientemente al usuario antes de efectuar el corte del suministro de energía eléctrica, motivado por la falta de pago en término de las facturas.

Si el usuario abona las facturas más los recargos que correspondieran LA DISTRIBUIDORA deberá reestablecer la prestación del servicio público dentro de las 24 (veinticuatro) horas de haberse efectivizado el pago.

LA DISTRIBUIDORA deberá llevar un registro diario de los usuarios a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago.

4.5 QUEJAS

Además de facilitar los reclamos por vía telefónica o personal, LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada centro de atención comercial un 'libro de quejas', foliado y rubricado por el ENTE, donde aquel podrá asentar sus observaciones, críticas o reclamos con respecto al servicio.

Las quejas que los usuarios formulen deberán ser remitidas por LA DISTRIBUIDORA al ENTE con la información ampliatoria necesaria, en los plazos y con las formalidades que se indiquen en el Reglamento de Suministro.

5. SANCIONES

5.1. INTRODUCCION

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENTE) dispondrá la aplicación de sanciones, cuando LA DISTRIBUIDORA no cumpla con las obligaciones emergentes del Contrato de Concesión, sus anexos y la ley N° 24065 (marco regulatorio de la generación, transporte y distribución de electricidad).

El objetivo de la aplicación de sanciones económicas es orientar las inversiones de LA DISTRIBUIDORA hacia el beneficio de los usuarios, en el sentido de mejorar la calidad en la prestación del servicio público de electricidad.

Ante los casos de incumplimiento que LA DISTRIBUIDORA considere por caso de fuerza mayor o caso fortuito, deberá realizar una presentación al ENTE solicitando que los mismos no sean motivo de sanciones.

Las multas a establecer serán en base al perjuicio que le ocasiona al usuario la contravención, y al precio promedio de venta de la energía al usuario.

5.2. CARACTER DE LAS SANCIONES

Las multas dispuestas, además de ajustarse al tipo y gravedad de la falta, tendrán en cuenta los antecedentes generales de LA DISTRIBUIDORA y, en particular, la reincidencia en faltas similares a las penalizadas, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de usuarios.

LA DISTRIBUIDORA deberá abonar multas a los usuarios en los casos de incumplimiento de disposiciones o parámetros relacionados con situaciones individuales. Una vez comprobada la infracción, el ENTE dispondrá que LA DISTRIBUIDORA abone una multa al usuario, conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias. Las multas individuales deberán guardar relación con el monto de la facturación promedio mensual del usuario.

El pago de la penalidad no relevará a LA DISTRIBUIDORA de eventuales reclamos por daños y perjuicios.

El valor acumulado anual de las multas no deberá superar el 20% (veinte por ciento) de la facturación anual. Si ello ocurriera, será considerado como violación grave de los términos del Contrato de Concesión, y autorizará al ENTE, si éste lo considera conveniente, a la caducidad del Contrato de Concesión.

5.3. PROCEDIMIENTO DE APLICACION

Complementariamente a lo dispuesto por la ley 24.065, se indican a continuación lineamientos que regirán al procedimiento de aplicación de sanciones.

Cuando el ENTE compruebe la falta de LA DISTRIBUIDORA en el cumplimiento de alguna de sus obligaciones, y a la brevedad posible, pondrá en conocimiento del hecho a LA DISTRIBUIDORA y emplazará en forma fehaciente para que en el término de 10 (diez) días hábiles presente todas las circunstancias de hecho y de derecho que estime correspondan a su descargo.

Si LA DISTRIBUIDORA no respondiera o aceptara su responsabilidad dentro de dicho plazo, el ENTE aplicará las sanciones correspondientes, y las mismas tendrán carácter de inapelable.

Si dentro del plazo antedicho, LA DISTRIBUIDORA formulara descargos u observaciones, se agregarán todos los antecedentes, y se allegarán todos los elementos de juicio que se estime conveniente, y el ENTE deberá expedirse definitivamente dentro de los 15 (quince) días hábiles subsiguientes a la presentación de los descargos u observaciones. En caso de resolución condenatoria, LA DISTRIBUIDORA, luego de hacer efectiva la multa, podrá interponer los pertinentes recursos legales.

En los casos que pudiera corresponder, LA DISTRIBUIDORA arbitraré los medios que permitan subsanar las causas que hubieran originado la o las infracciones para lo cual el ENTE fijará un plazo prudencial a fin de que se efectúen las

correcciones o reparaciones necesarias. Durante ese lapso, no se reiterarán las sanciones.

5.4. VIGENCIA DE LAS SANCIONES

Todo lo indicado en el presente documento regirá a partir del inicio del mes número 13 (trece) contado a partir de la fecha efectiva de toma de Posesión y durante los primeros 10 (diez) años de vigencia del Contrato de Concesión.

En los sucesivos quinquenios que abarcan el Contrato de Concesión, el ENTE podrá ajustar las sanciones a aplicar, teniendo en cuenta posibles modificaciones en las normas de calidad de servicio y otras normativas de aplicación.

Las modificaciones que se efectúen no deberán introducir cambios sustanciales en el carácter, procedimientos de aplicación, criterios de determinación y objetivos de las multas establecidas en el presente.

5.5. SANCIONES Y PENALIZACIONES

5.5.1. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

El ENTE aplicará sanciones y multas a LA DISTRIBUIDORA cuando esta entregue un producto con características distintas a las convenidas (nivel de tensión y perturbaciones).

Las mismas se calcularán en base al perjuicio ocasionado al usuario, de acuerdo a lo descripto en el punto 2), 2.1) y 2.2) del presente documento.

El no cumplimiento de las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del producto técnico, dará lugar a la aplicación de multas, que LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE el que la destinará a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA. El monto de estas sanciones las definirá el ENTE en base a los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope máximo de las sanciones será se calcula de acuerdo a lo descripto en el punto 2) del presente documento, suponiendo que el 2% (dos por ciento) de la demanda anual se satisface con una variación de la tensión, respecto a los valores nominales, del 13% (trece por ciento), en redes subterráneas.

5.5.2. CALIDAD DE SERVICIO TECNICO

El ENTE aplicará sanciones y multas a LA DISTRIBUIDORA cuando esta preste un servicio con características técnicas distintas a las convenidas (frecuencia de las interrupciones y duración de las mismas).

Las multas por apartamientos en las condiciones pactadas, dependerán de la energía no distribuida (por causas imputables a LA DISTRIBUIDORA) mas allá de los límites acordados, valorizada en base al perjuicio económico ocasionado a los usuarios, de acuerdo a lo descripto en el punto 3), 3.1) y 3.2) del presente documento.

El no cumplimiento de las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del servicio técnico, dará lugar a la aplicación de multas, que LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE el que la destinará a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA. El monto de estas sanciones las definirá el ENTE en base a los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope máximo de las sanciones será el que se calcula de acuerdo a lo descripto en el punto 3.2) del presente documento, suponiendo que todos los usuarios está sin suministro 50,4 (cincuenta coma cuatro) horas por año, sin superar la cantidad de interrupciones.

5.5.3. CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

5.5.3.1. Conexiones

Por el incumplimiento de los plazos previstos (punto 4.1) del presente documento), LA DISTRIBUIDORA deberá abonar al solicitante del suministro una multa equivalente al costo de la conexión (definida en el régimen tarifario), dividido dos veces el plazo previsto (definido en el punto 4.1) del presente documento), por cada día hábil de atraso, hasta un máximo del valor de la conexión.

5.5.3.2 Facturación estimada

Para los casos en que el ENTE detecte mayor número de estimaciones que las previstas (punto 4.2) del presente documento), percibirá, de parte de LA DISTRIBUIDORA, una multa equivalente al 30% (treinta por ciento) del monto de la facturación estimada, y derivará esta multa hacia los usuarios perjudicados.

5.5.3.3. Reclamos por errores de facturación

Por incumplimiento de lo exigido en cuanto a la atención de los reclamos de los usuarios por errores en la facturación, LA DISTRIBUIDORA abonará a los usuarios damnificados una multa equivalente al 50% del monto de la facturación objeto del reclamo.

5.5.3.4. Suspensión del suministro de energía por falta de pago

Si el servicio no se restableciera en los plazos previstos, LA DISTRIBUIDORA abonará al usuario una multa del 20% del monto equivalente al promedio mensual de los kWh facturados en los últimos doce (12) meses, actualizados al momento de hacer efectiva la multa, por cada día o fracción excedente.

6. OTRAS OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA

6.1. TRABAJOS EN LA VIA PUBLICA

Cuando LA DISTRIBUIDORA incurra en acciones o trabajos que afecten espacios públicos tales como calles y/o veredas, deberá ejecutar los mismos cumpliendo con las normas técnicas y de seguridad aplicables en cada caso, como asimismo reparar las calles y/o veredas afectadas para dejarlas en perfecto estado de uso; si no fuese el caso y merezca la denuncia de autoridades nacionales, provinciales o municipales o provoquen la denuncia fundada por parte de vecinos o usuarios, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa que éste destinará a subsanar el daño, vía pago a la autoridad competente; todo esto sin perjuicio de las otras sanciones o demandas ya previstas en este Contrato de Concesión.

6.2. CONSTRUCCION, AMPLIACION U OPERACION DE INSTALACIONES

Además de las denuncias, oposiciones y sanciones que genere el no ajustarse al procedimiento establecido por la Ley N° 24.065, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa que éste destinará a subsanar el daño, vía pago a la autoridad competente.

6.3. EN LA PRESTACION DEL SERVICIO

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto a la prestación del servicio, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.4. PELIGRO PARA LA SEGURIDAD PUBLICA

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto al peligro para la seguridad pública derivada de su accionar, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.5. CONTAMINACION AMBIENTAL

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto a la contaminación ambiental derivada de su accionar, la misma abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.6. ACCESO DE TERCEROS A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Por incumplimiento de lo establecido en los términos de la Ley N° 24.065, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 100.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.7. PREPARACION Y ACCESO A LOS DOCUMENTOS Y LA INFORMACION

Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de LA DISTRIBUIDORA en cuanto a la preparación y acceso a los documentos y a la información, y en particular, por no llevar los registros exigidos en el Contrato de Concesión, no tenerlos debidamente actualizados, o no brindar la información debida o requerida por el ENTE a efectos de realizar las auditorías a cargo del mismo, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 200.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

6.8. COMPETENCIA DESLEAL Y ACCIONES MONOPOLICAS

Ante la realización de actos que implique competencia desleal y/o abuso de una posición dominante en el mercado, LA DISTRIBUIDORA abonará al ENTE una multa. Esta será determinada por el ENTE conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de LA DISTRIBUIDORA y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 kWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica LA DISTRIBUIDORA. El ENTE destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de LA DISTRIBUIDORA.

Fuente: "Ente Nacional Regulador de la Electricidad".



GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES
2024 - Año del 75° Aniversario de la gratuidad universitaria en la República Argentina

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número:

Referencia: EDENOR SA 11/3/2024/ DPEIA

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 171 pagina/s.