ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Dirección de Planificación General y Política Empresarial (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)
Sección Estudios de Generación (DP/DEG1)

PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN

PERIODO: 2016 – 2025

AGOSTO 2016

PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN

TABLA DE CONTENIDOS

1. RESUMEN EJECUTIVO 3

1.1 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 5
1.2 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 5
1.3 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS 7
1.4 RESUMEN DE CAPACIDAD INSTALADA 8
1.5 INVERSIONES REQUERIDAS 8

2. CRITERIOS TÉCNICOS 10

2.1 MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN 10
2.2 ESTIMACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN PLANIFICADO MÍNIMO PARA EL SIN. 11

3. PREMISAS BÁSICAS 12

3.1 DEMANDA NACIONAL 12
3.2 PARQUE DE GENERACIÓN EXISTENTE 13
3.3 FUENTES DE ENERGÍA DEL PARAGUAY 14
3.4 EXPORTACIÓN 17

4. CRONOGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN 18

5. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO 19

5.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ACARAY 19
5.2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS SOBRE EL RÍO PARAGUAY 20
5.3 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 21
5.4 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS 23
5.5 EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN 24

6. CONCLUSIONES 25

6.1 EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN 25
6.2 MARGEN DE RESERVA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL PARAGUAY 26

A.1.1 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES Y SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
A.1.2 LISTADO DE OBRAS DE GENERACIÓN POR SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
A.1.3 UBICACIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

1. RESUMEN EJECUTIVO

La Ley N° 966/1964 que crea a la Administración Nacional de Electricidad ANDE, tiene dentro de sus objetivos elaborar el Plan Nacional de Electrificación a ser propuesto al Poder Ejecutivo, para su aprobación, con el fin de orientar y fomentar el desarrollo eléctrico del país.

Para elaborar los estudios necesarios para el desarrollo de los planes de expansión de la Generación de la energía eléctrica para el corto y medio plazo se consideró la previsión de la demanda como el insumo básico para desarrollar el planeamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los acontecimientos futuros dependen de factores poco predecibles cuyo grado de incertidumbre aumenta con el horizonte considerado para la planificación. Teniendo en cuenta la expansión sostenida de la demanda de energía eléctrica del país es necesaria la formulación de posibles escenarios de crecimiento del mercado para definir y dimensionar adecuadamente las inversiones requeridas por el SIN.

El Plan Maestro de Generación de Corto y Medio Plazo para el periodo 2016-2025 presenta una síntesis de los estudios técnicos de planificación realizados con vistas a determinar el conjunto de obras necesarias en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para la generación de energía eléctrica visando la Soberanía Nacional, de forma a acompañar el crecimiento de la demanda, para proveer un servicio en condiciones técnicamente aceptables de acuerdo a los criterios y premisas de planificación adoptados.

Como resultado de los estudios técnicos, se obtiene el Plan de Obras de Generación para la próxima década, en el cual se plasman las necesidades del sistema. Debido a la coyuntura nacional, el Plan se centra fundamentalmente en las obras de que permiten atender el crecimiento de la demanda con un margen de reserva de generación razonable, quedando en un segundo plano aquellas obras que apunten exclusivamente a un aumento en la confiabilidad del suministro de la energía eléctrica.

Si bien la definición de un Plan de Obras se ve influenciada por diversos factores, como ser: configuraciones topológicas consideradas del SIN, requerimientos de confiabilidad, calidad, y de disponibilidad de centrales de generación existentes, entre otros, los factores de mayor preponderancia son el escenario de crecimiento de la demanda y la disponibilidad de fuentes de energía (reservas de energía) del Paraguay. En este sentido, el Plan Maestro de Generación de Corto y Medio Plazo es desarrollado en base a la adopción de un escenario de mercado de energía eléctrica con una tasa de crecimiento promedio anual de 8,6 % en el periodo, conforme a la recomendación del "ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2015-2026", elaborado por el Departamento de Estudios de Tarifas y Mercado, y aprobado por Resolución P/Nº 36.408 de la ANDE, en fecha 24/07/2015 y en base al "INVENTARIO DE LOS RECURSOS HIDROENERGÉTICOS DE LAS CUENCAS HIDROGRÁFICAS DE LOS RÍOS AFLUENTES DEL PARAGUAY EN LA REGIÓN ORIENTAL DEL PARAGUAY" – Convenio n° 4500020686/2011, realizado por la Itaipú Binacional, la Universidad Corporativa de Itaipú Binacional y la Fundación Parque Tecnológico de la Itaipú Binacional durante los años 2011 al 2013, con el objetivo de identificar sitios con potencial hidroenergético aprovechable de 1MW o más, orientados a pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas (PCH y MCH).

Cabe acotar la tasa o porcentaje de crecimiento de la demanda mencionado, se refiere al asociado únicamente al mercado nacional sin considerar la inserción al SIN de futuras nuevas industrias electrointensivas (IEI). Con la inclusión de las mismas, dicho porcentaje de crecimiento anual promedio corresponde al 8,9 %, el cual fue finalmente utilizado para el dimensionamiento de las obras requeridas por el SIN.

Estos porcentajes de crecimiento adoptados, consideran que el País ha iniciado un proceso de industrialización, y que después de muchas décadas de estancamiento del sector, habría una ruptura del modelo tradicional. Tras el anuncio del Gobierno Nacional del procesamiento del 50% de la soja producida en el País a partir del 2013, al año 2014 este porcentaje de industrialización alcanzó el 39%. Asimismo, al crecimiento sostenido de la inversión bruta de capital en los últimos años se debe sumar el impacto económico de la incorporación de pequeñas industrias electrointensivas (alrededor de 125 MW y 1.009 GWh para el año 2021) que se están instalando en el País.

La recuperación de las expectativas del sector privado, el crecimiento de la clase media alrededor del 50% en los últimos 10 años, la inversión pública en infraestructura, la construcción masiva de grandes shoppings, hoteles, edificios corporativos y de residencias, asimismo, el continuo crecimiento del sector

financiero nacional (alrededor del 13% promedio anual en los últimos 5 años), constituyen factores significativos para plantear un elevado crecimiento del producto interno bruto en la próxima década.

A los factores mencionados, debemos agregar los diversos proyectos de parques industriales que se planean instalar en el País en determinadas regiones, además de los ya existentes de Hernandarias y Capiatá, tales como: Villa Hayes, Villeta, Itapúa, Concepción, entre otros.

Es también importante resaltar nuevamente, que el Plan de Obras de Generación presentado constituye un conjunto de obras requeridas para atender al mercado eléctrico nacional así como también a algunas industrias electrointensivas (IEI), las cuales ya poseen contrato firmado con ANDE y con plazos de aumentos graduales en sus potencias contratadas, conforme al Decreto N° 7406/2011.

El estudio presentado se basa en un análisis de margen de reserva de generación, fuentes primarias de energía y reservas de energía en el Paraguay.

El inventario hidroeléctrico del Paraguay fue realizado exclusivamente en la región oriental, debido a que la occidental presenta serios inconvenientes para este tipo de emprendimientos. El Potencial Hidroeléctrico Aprovechable (PHA) de todos los proyectos identificados en el Inventario Hidroenergético es de 872,70 MW, con 560,3 MWmedios de energía garantizada, el mismo tiene que ser desarrollado y explotado por la ANDE para cumplir con su objeto primordial de la misma, de acuerdo al Artículo 5° de la Ley N° 966/1964, que establece que "*La ANDE tiene como objeto primordial, satisfacer en forma adecuada las necesidades de energía eléctrica del país, con el fin de promover su desarrollo económico y fomentar el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación"*.

A la fecha no se cuenta con estudios actualizados de otros recursos energéticos del Paraguay, no obstante la ANDE, para promover el desarrollo en la Región Occidental o Chaco, incluye en el Plan de Obras unos parques solares fotovoltaicos.

El primero de características Fotovoltaico-Diésel será instalado para abastecer de energía eléctrica a la localidad de Bahía Negra y zonas aledañas, promoviendo el uso de Energías Renovables y afirmando la Soberanía Territorial Nacional mediante el suministro confiable de energía eléctrica en la triple frontera Bolivia-Brasil-Paraguay.

El segundo parque solar fotovoltaico será instalado en la localidad de Loma Plata, promoviendo también el uso de Energías Renovables y fomentando el desarrollo industrial de la Región Occidental.

La posibilidad de aumentos considerables en los intercambios energéticos con otros países de la región deberá ser analizada en estudios específicos, para cada caso.

Para el periodo 2016-2025 se requerirían un total de 33 obras de generación y subtransmisión/transmisión, discriminadas en los cuadros a continuación:

Tabla I – Resumen de Obras de Generación

Obras en Centrales Hidroeléctricas de Generación	
Retrofit-Repotenciación	4
Nuevas Centrales Hidroeléctricas	5
Obras en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de Generación	
Nuevas Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	19
Obras de Interconexión al SIN	
Obras en Transmisión y Subtransmisión	29
Obras en Parques Solares Fotovoltaicos	
Parques Solares Fotovoltaicos-Diésel	4
Parques Solar Fotovoltaico	1

1.1 Centrales Hidroeléctricas

El plan de obras previsto en Centrales Hidroeléctricas (CH) es de suma importancia ya que las mismas permiten optimizar la contratación de energía de las Centrales Binacionales y los costos de generación de la ANDE, asegurando un razonable Margen de Reserva de Generación hasta el año 2025.

- *CH Acaray, retrofit-repotenciación de los Grupos 3 y 4 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2017).*
- *CH Acaray, retrofit-repotenciación de los Grupos 1 y 2 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2018).*
- *CH Acaray, modernización de los Grupos 1, 2 ,3 y 4 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2019).*
- *CH Río Paraguay A, construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, con 24 turbogeneradores bulbo de 3 MW y energía media de 41,04 MWmedios (2020).*
- *CH Acaray, construcción de Tercera Casa de Máquinas en derivación con dos turbogeneradores Francis de 37,5 MW y energía media de 35 MWmedios (2024)*
- *CH Acaray, construcción de Casa de Máquinas en Presa Yguazú, con cuatro turbogeneradores francis de 25 MW y energía media de 20,89 MWmedios. (2025)*
- *CH Río Paraguay B, construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, con 24 turbogeneradores bulbo de 4 MW y energía media de 54,72 MWmedios (2025).*
- *CH Acaray, construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, con dos turbogeneradores Francis de 6 MW y energía media de 7,58 MWmedios (2025)*

Todas las obras van acompañadas con sus respectivas obras de transmisión para realizar su interconexión al SIN.

1.2 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Según el informe del Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, realizado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Organización de las Naciones Unidas para Desarrollo Industrial (ONUDI), en el Paraguay a pesar de que a nivel país existe un gran potencial para la generación de electricidad a partir de Nuevas Fuentes de Energías Renovables (biomasa, biogás, energía solar, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas), debido a la amplia cobertura eléctrica de energía de origen de grandes hidroeléctricas (la mayor riqueza energética del país), estas fuentes solo pueden cumplir un rol complementario, siendo su viabilidad restringida a casos muy particulares.

No obstante, el plan de obras previsto en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), permitirá disponibilizar los 214 MW existentes de la CH Acaray como Margen de Reserva de Generación y posible Exportación de Energía No Garantizada.

Las denominadas PCH (potencia entre 1 MW y 50 MW por central) además de ayudar en el suministro de la demanda energética del país, promoviendo el desarrollo económico, fomentando el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación, presentan ventajas sobre generación central de energía, con economía en las inversiones en transmisión y reducción de las pérdidas de transmisión en los sistemas eléctricos de potencia, mejorando la estabilidad del servicio de energía eléctrica de cada zona de implantación, aunque por economía de escala presentan un costo de inversión unitario (MW instalado por dólares de inversión) superior al de las Centrales de gran tamaño.

Del análisis de los casos de estudio del Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, se desprendió que más allá de la rentabilidad económica, estos proyectos pueden colaborar como catalizadores para crear sinergias entre las comunidades beneficiarias e instituciones del Estado, aportando recursos y destrezas a los habitantes y abriendo así posibilidades de desarrollo humano sustentable donde anteriormente no era posible, siendo sus principales atributos:

- Reducción del impacto en el Cambio Climático a través de la disminución de las emisiones industriales y promoviendo el uso de tecnologías de energías renovables.

- Incremento de la viabilidad de las empresas, particularmente en áreas rurales, al aumentar la disponibilidad de las energías renovables para usos productivos.

La puesta en servicio de las PCH en el presente Plan de Obras se corresponde con un orden creciente de área inundada inherente a cada proyecto.

Sistema Central

- *PCH Jejui (3,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,7 MW y energía media de 3,24 MWmedios (2021).*
- *PCH Jejui (3,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 5 MW y energía media de 5,59 MWmedios (2022).*
- *PCH Jejui (3,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 3,5 MW y energía media de 4,56 MWmedios (2024).*

Sistema Sur

- *PCH Tembey (13,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,8 MW y energía media de 2,37 MWmedios (2021).*
- *PCH Tembey (13,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,8 MW y energía media de 2,52 MWmedios (2022).*
- *PCH Capiibary (16,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,8 MW y energía media de 3,65 MWmedios (2022).*
- *PCH Tembey (13,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 5,5 MW y energía media de 7,57 MWmedios (2023).*
- *PCH Pirajui (14,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 4,3 MW y energía media de 6,28 MWmedios (2024).*

Sistema Este

- *PCH Ñacunday (12,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios (2020).*
- *PCH Carapá (6,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios (2022).*
- *PCH Ñacunday (12,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 4 MW y energía media de 5,54 MWmedios (2023).*
- *PCH Carapá (6,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 9,5 MW y energía media de 13,33 MWmedios (2024).*
- *PCH Itambey (8,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,22 MWmedios (2024).*
- *PCH Ñacunday (12,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 27 MW y energía media de 49,85 MWmedios (2024).*

Sistema Norte

- *PCH Ypané (2,5), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,16 MWmedios (2019).*
- *PCH Ypané (2,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios (2021).*
- *PCH Ypané (2,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios (2021).*
- *PCH Ypané (2,4), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 2,72 MWmedios (2021).*

- *PCH Ypané (2,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,6 MW y energía media de 2,14 MWmedios (2022).*

Todas las obras de PCHs van acompañadas con sus respectivas obras de subtransmisión/transmisión para realizar su interconexión al SIN.

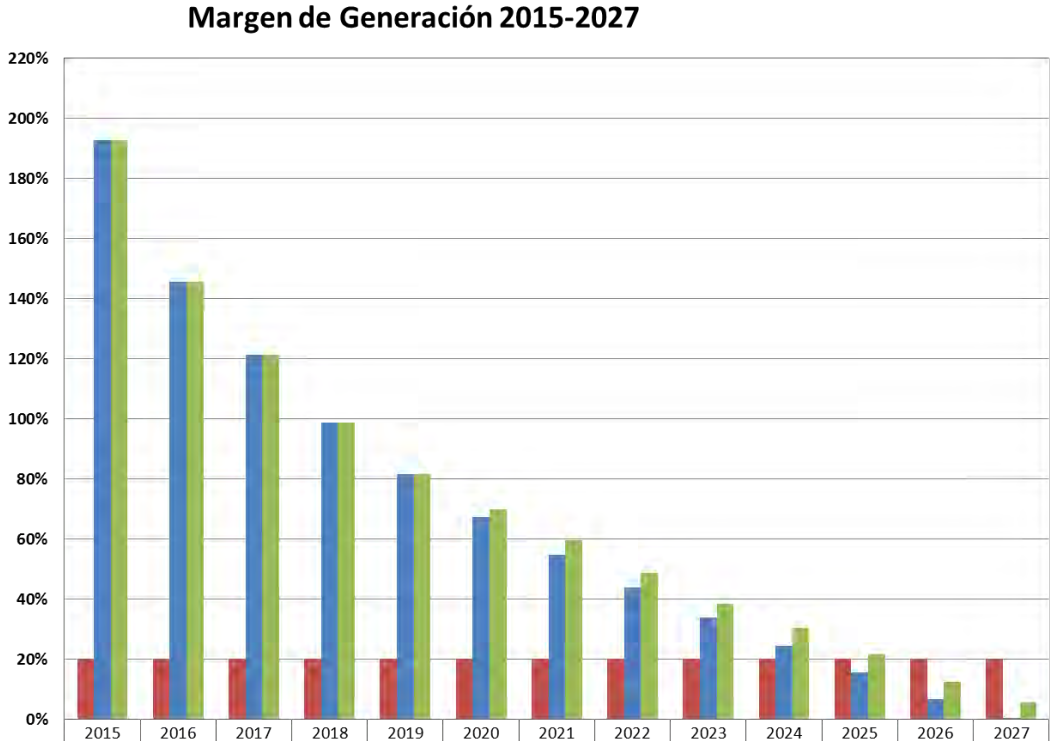
1.3 Sistemas Solares Fotovoltaicos

Con el fin de promover el desarrollo en la Región Occidental o Chaco, el Plan de Obras incluye parques solares fotovoltaicos

Sistema Oeste

- *Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, construcción de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2017).*
- *Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2018).*
- *Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2019).*
- *Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2020).*
- *Parque Loma Plata, construcción de Parque Solar Fotovoltaico de 10 MWp - con paneles solares de 2 grados de movilidad (2025).*

El siguiente gráfico presenta la evolución de la reserva de generación del SIN, de forma tendencial o con el Plan de Obras de Generación



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Margen de Generación Mínimo	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Margen de Generación Tendencial	193%	146%	121%	99%	82%	67%	55%	44%	34%	24%	16%	7%	0%
Margen de Generación con PMG	193%	146%	121%	99%	82%	70%	59%	49%	38%	30%	22%	12%	6%

Figura 1. Evolución del Margen de Generación del SIN.

1.4 Resumen de capacidad instalada

La Tabla II a continuación resume la evolución del Sistema de Generación del SIN en el Corto Plazo (2016-2020), y Medio Plazo (2021-2025), respectivamente, indicándose la capacidad instalada en Generación y la Energía Media Garantizada.

Tabla II - Resumen de la evolución del Sistema de Generación del SIN, Periodo 2016 – 2025

	2015	**PMG**	**2025**
Potencia (MW)	7.775	**396**	8.171
Energía Garantizada (GWh)	48.268	**2.468**	50.735

El listado de obras que componen el Plan Maestro de Generación de Corto y Medio Plazo puede ser encontrado en el Anexo 1.

1.5 Inversiones requeridas

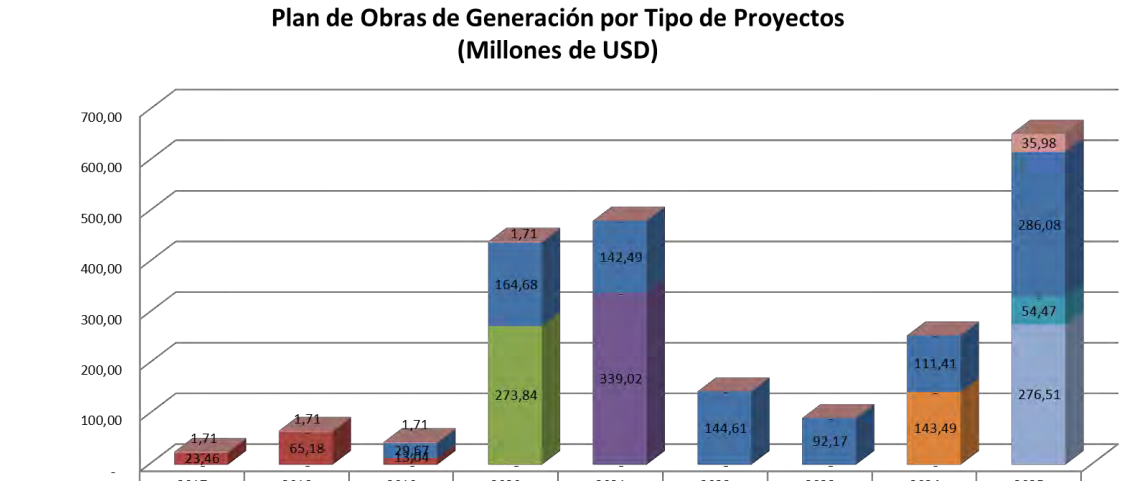
Las inversiones estimadas que serían requeridas para llevar adelante dichas obras se resumen en la siguiente Tabla III, discriminada por montos en moneda local (obras), moneda extranjera (materiales y equipos) y los totales, para las obras de generación.

Los costos indicados corresponden a costos directos, calculados a partir de valores típicos referenciales (costos modulares), propios de un nivel de planificación, incluyéndose todos los impuestos.

Tabla III - Inversiones de Plan Maestro 2016 – 2025 (En Millones de USD)

GENERACIÓN			
Año	**ML**	**ME**	**Totales**
2.016	0	0	0
2.017	5	29	33
2.018	9	58	67
2.019	6	39	45
2.020	60	372	433
2.021	16	99	115
2.022	23	142	165
2.023	13	80	93
2.024	75	465	540
2.025	99	613	712
Total	**307**	**1.896**	**2.203**

A continuación se presentan un gráfico ilustrativo de la composición de las inversiones requeridas en generación, discriminado por tipo de proyecto y año de puesta en servicio.



	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Solar FV	1,71	1,71	1,71	1,71	-	-	-	-	35,98
PCHs	-	-	29,67	164,68	142,49	144,61	92,17	111,41	286,08
CH-Río Paraguay A	-	-	-	273,84	-	-	-	-	-
CH-Río Paraguay B	-	-	-	-	339,02	-	-	-	-
Retrofit CH-Acaray	23,46	65,18	13,04	-	-	-	-	-	-
CH-Acaray III	-	-	-	-	-	-	-	143,49	-
CH-Acaray IV	-	-	-	-	-	-	-	-	54,47
CH-Acaray V	-	-	-	-	-	-	-	-	276,51

Figura 2. Plan de Obras de Generación por Tipo de Proyectos.

2. CRITERIOS TÉCNICOS

Diariamente, la generación de electricidad oferta la potencia necesaria al sistema eléctrico, la que se destina a cubrir la demanda de las residencias, comercios, industrias, instituciones, etc.

La premisa de los responsables del suministro de energía eléctrica es que se atienda esta demanda con seguridad, calidad, confiabilidad y economía. El asegurar esas condiciones implica que se desarrollen procesos adecuados de planificación del sector eléctrico, asegurando las inversiones necesarias, aparejadas a las previsiones de crecimiento de la demanda.

El criterio técnico utilizado para la planificación de la generación establece condiciones mínimas que se deben cumplir para que el parque de generación pueda atender la demanda y sus fluctuaciones de forma satisfactoria, para ello se recurre al Margen de Reserva de Generación.

2.1 Margen de Reserva de Generación

Según la *North American Electric Reliability Corporation (NERC)*, el Margen de Reserva de Generación Planificado está diseñado para medir la cantidad de capacidad de generación disponible para satisfacer la demanda esperada en el horizonte de planificación. Junto con el análisis probabilístico, los márgenes de reserva de planificación calculados han sido un estándar de la industria utilizado por los planificadores durante décadas como una indicación relativa de la adecuación de un sistema eléctrico de potencia para atender la demanda de energía eléctrica.

El Margen de Reserva de Generación Planificado es igual a la diferencia entre la Capacidad de Generación Instalada Disponible o la Prospectiva de Capacidad de Generación Disponible y la Demanda, dividido por la Demanda (normalizado). La Capacidad de Generación Disponible se calcula mediante la suma de los recursos existentes, ciertos y los planificados a futuro, además de posibles importaciones de energía por interconexiones existentes y/o futuras. La Demanda es la suma de la Demanda Interna Neta más las pérdidas de energía.

Con base en la experiencia del NERC, para sistemas de potencia que no están limitados en energía, el margen de reserva, expresado en porciento, es la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima, normalizado por la demanda máxima y es un índice que ayuda a mantener un funcionamiento fiable, frente aumentos imprevistos en la demanda (por ejemplo, clima extremo) y los cortes inesperados de la capacidad de generación existente. Además, desde una perspectiva de planificación, el Margen de Reserva Planificado ayuda a identificar si las adiciones de capacidad de generación cubren adecuadamente el crecimiento de la demanda. Como se trata de una métrica basada en la capacidad de generación, no proporciona una evaluación precisa del rendimiento en los sistemas energéticos limitados, por ejemplo, la capacidad hidroeléctrica cuando son limitados los recursos hídricos.

El siguiente cuadro es un resumen de la NERC, de la métrica normalizada Margen de Generación

Tabla IV- Resumen de la Métrica Margen de Reserva según el NERC

ALR 1-3 Margen de Reserva	
Titulo corto	Margen de Reserva
Descripción de la métrica	Porcentaje de capacidad adicional para cubrir la demanda
Propósito	Para medir la cantidad adicional de capacidad de generación disponible requerida para satisfacer la demanda esperada
¿Cómo va a ser adecuado para indicar el rendimiento?	El porcentaje proporciona una indicación de la capacidad adicional disponible para satisfacer aumentos imprevistos en la demanda, las interrupciones imprevistas de la capacidad existente y las tendencias que se identifican y si las adiciones de capacidad se mantienen al día con el crecimiento de la carga. La precaución que debe tenerse en cuenta en todos los informes es que se trata de una capacidad basada en métricas y puede no proporcionar una evaluación precisa del rendimiento en los sistemas energéticos limitados, por ejemplo, la capacidad hidroeléctrica cuando son limitados los recursos hídricos.
Fórmula	Margen de Reserva (%) = (Generación – Demanda)/Demanda X 100
Horizonte de Tiempo	Horizonte de planificación
Intervalo recolección y procesamiento de datos	La recolección de datos debe ser sobre una base anual y estacional con la presentación de informes para cada trimestre
Facilidad de recolección de datos	Los datos son fácilmente recogidos y pueden ser comunicados a una base regional (CIER, Olade, etc.).
Agregación	Podría ser en una interconexión, en una Entidad Regional Nacional, o Entidad Regional Internacional, etc.

2.2 Estimación del Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN.

Según el NERC, una forma de estimar el Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo, consiste en la aplicación de la siguiente fórmula:

$$ND = LOLP * NP$$

Donde:

ND es el número de días estimado durante los cuales puede ocurrir un déficit de generación (por sus siglas en inglés);

LOLP es la probabilidad de corte de carga debido a la falla de un generador durante la demanda máxima anual (por sus siglas en inglés);

NP es el promedio de días en el año durante los cuales se podría alcanzar la demanda máxima (por sus siglas en inglés).

El valor de *NP* para el SIN, por ser un sistema con una demanda altamente dependiente de las condiciones climatológicas, según cálculos normalizados de los últimos 10 años es de 27 días por año.

El valor de *LOLP* para el SIN corresponde a la tasa de indisponibilidad forzada de uno de los grupos generadores de mayor porte, que son los de la Itaipu Binacional, y está estimado en un valor de 0,7%.

Luego el valor de *ND* para el SIN es de 0,2 que se corresponde a 2 días por década en los cuales habrá un corte de carga debido a indisponibilidad forzada en la generación de energía eléctrica. Este valor en porciento es el equivalente al **Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN (20%)**.

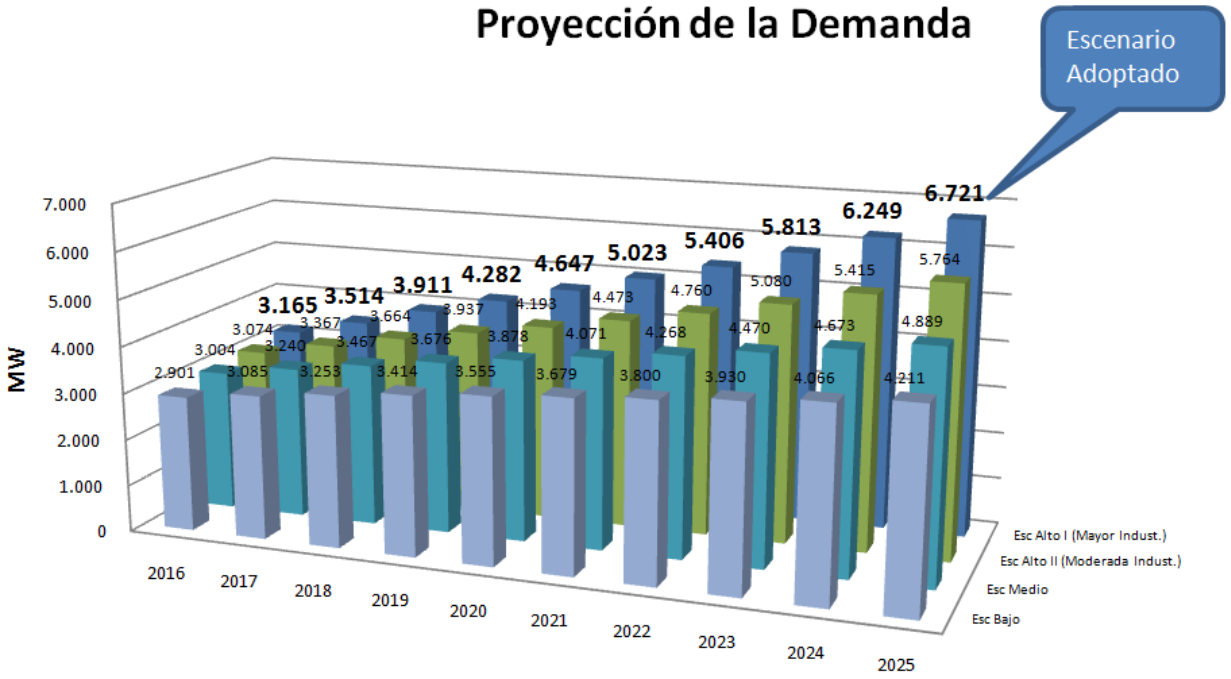
3. PREMISAS BÁSICAS

En esta sección se definen los escenarios básicos bajo los cuales se realiza el análisis del desempeño del sistema eléctrico de potencia y en función a ellos se especifican las necesidades del SIN para su operación dentro de los criterios técnicos preestablecidos.

3.1 Demanda Nacional

Para la actualización del Plan Maestro de Corto y Medio Plazo se utiliza como base la previsión de la demanda, aprobada por Resolución P/Nº 36.408, en fecha 24/07/2015, del *"ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2015-2026"***,** elaborado por el Dpto. de Estudios de Tarifas y Mercado. En dicha prospectiva, se presentan diferentes escenarios referenciales de crecimiento de la demanda. El crecimiento económico a nivel nacional y la evolución de las pérdidas del sistema eléctrico se constituyen en los principales factores que inciden en la evolución de la demanda. En la siguiente figura, se muestran los 4 escenarios referenciales indicados por el mencionado estudio de la demanda, los cuales incluyendo a las industrias electrointensivas, corresponden a:

- Escenario de crecimiento económico alto I, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 8,9%.
- Escenario de crecimiento económico alto II, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 7,4%.
- Escenario de crecimiento económico medio, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 5,8%.
- Escenario de crecimiento económico bajo, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 4,4%.



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Esc Bajo	2.901	3.085	3.253	3.414	3.555	3.679	3.800	3.930	4.066	4.211
Esc Medio	3.004	3.240	3.467	3.676	3.878	4.071	4.268	4.470	4.673	4.889
Esc Alto II (Moderada Indust.)	3.074	3.367	3.664	3.937	4.193	4.473	4.760	5.080	5.415	5.764
Esc Alto I (Mayor Indust.)	3.165	3.514	3.911	4.282	4.647	5.023	5.406	5.813	6.249	6.721

Figura 4. Demanda proyectada del SIN utilizada en el Plan Maestro.

En la elaboración del Plan Maestro, es decir, en la determinación de obras de refuerzos requeridas por la red, se adoptó el escenario recomendado, definido como el Escenario de Crecimiento Económico Alto I 2015-2026, que presenta un crecimiento promedio de 8,9% en la demanda máxima del Sistema, conforme a la figura 1.

Cabe acotar que dicha tasa o porcentaje de crecimiento, se refiere al asociado al mercado nacional considerando la inserción al SIN de futuras nuevas industrias electrointensivas (IEI), el cual fue finalmente utilizado para el dimensionamiento del SIN.

Dichos escenarios han sido adoptados considerando el crecimiento tendencial de 8,7% de los últimos 5 años en energía facturada y 7,4 % en los últimos 10 años, la influencia de las altas temperaturas de los últimos años en los hábitos de consumo de los clientes, la demanda insatisfecha por restricciones de transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como la necesidad de planificar con ciertos márgenes de seguridad.

El elevado crecimiento de los últimos años puede atribuirse a la reactivación de las actividades industriales, el auge comercial con la construcción de supermercados, shoppings y el fuerte crecimiento de las ventas de equipamientos de hogar. Cabe destacar que el crecimiento actual del mercado eléctrico ya no se basa en la incorporación de nuevos clientes (cobertura del 99%) sino principalmente al aumento del consumo medio de energía por vivienda.

En el escenario seleccionado PIB Alto I (con alto crecimiento industrial) se considera que el país ha iniciado un proceso de industrialización, y que después de muchas décadas de estancamiento del sector, habría una ruptura del modelo tradicional. El Gobierno nacional ha anunciado el procesamiento del 50% de la soja producida en el País a partir del 2013.

La recuperación de las expectativas del sector privado, el crecimiento de la clase media alrededor del 50% en los últimos 10 años, la inversión pública en infraestructura, la construcción masiva de grandes shoppings y hoteles, asimismo, el continuo crecimiento del sector financiero nacional (alrededor del 12% anual en los últimos 5 años), constituyen factores significativos para plantear un elevado crecimiento del producto interno bruto en la próxima década.

Por último, se indica en la Tabla VII a seguir, la demanda de todas las IEI ya instaladas y/o con las cuales la ANDE ya ha firmado contrato para el respectivo suministro de energía eléctrica, conforme al Decreto 7406.

Tabla V - Resumen de Industria Electrointensivas instaladas en el SIN y otras en consulta previa

Demandas Electrointensivas										
Años	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Demanda MW	64	119	161	191	201	206	206	206	206	206
Demanda MWh	481	894	1209	1434	1509	1547	1547	1547	1547	1547

Observaciones:

El cronograma de potencia demandada por las industrias fue realizado en base a informaciones suministradas por las mismas, y los valores máximos indicados corresponden a las demandas anuales finales de las Industrias. Así mismo las cinco IEI modularán su potencia contratada en todas las fases al 25%, es decir desconectarán su potencia contratada en un 75% en el horario de punta del SIN. Se ha incluido en la demanda de IEI las pérdidas de transmisión ocasionadas, que promedian un 5%.

3.2 Parque de Generación Existente

Las fuentes de generación existentes en el SIN son 100% de origen hidroeléctrico, siendo las características de las mismas, las siguientes:

- **Central Hidroeléctrica de Acaray.** Las cuatro unidades de la CH de Acaray operan inicialmente con potencias nominales de 56 MVA (Grupos 1 y 2) y 60 MVA (Grupos 3 y 4).
- **Central Hidroeléctrica de Itaipú.** La CH de Itaipú despacha hasta 10 unidades generadoras de 50 Hz de 823,6 MVA cada una para atender la demanda.
- **Central Hidroeléctrica de Yacyretá.** Dada la elevación de cota en la zona de influencia, alcanzándose el valor nominal de 83 msnm, se considera el despacho de las 20 unidades de la CH Yacyretá con una capacidad de 172,5 MVA, y operando interconectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El resumen del despacho de potencia de las Centrales Hidroeléctricas Existentes del SIN requerido por el Plan Maestro de Transmisión 2016-2025 para cubrir la demanda de carga punta del periodo analizado se presenta en la siguiente figura.

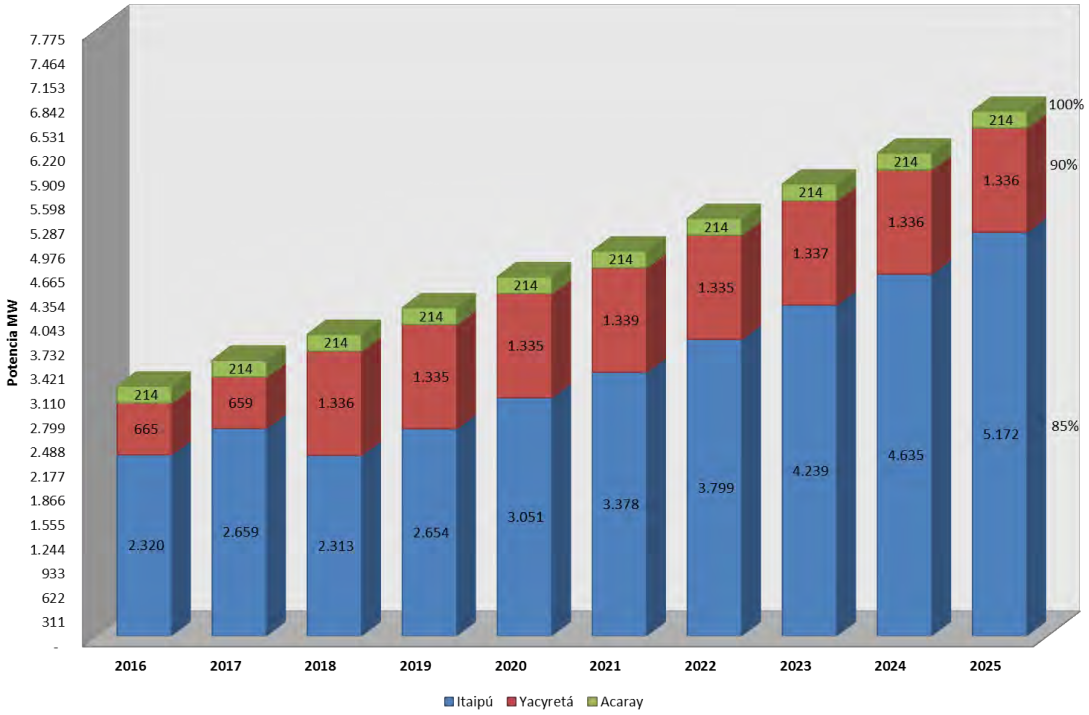


Figura 5. Despacho Proyectado por el PMT 2016-2025.

El despacho durante la demanda máxima del año 2025 de las centrales sería el siguiente:

- **Central Hidroeléctrica de Acaray.** Despacho de 214 MW (100%).
- **Central Hidroeléctrica de Itaipú.** Despacho de 5.172 MW (85%).
- **Central Hidroeléctrica de Yacyretá.** Despacho de 1.336 MW (90%).

En la figura 5 se verifica que del total de la Generación Disponible del Parque de Generación Existente del SIN de 7.775 MW, el 86% sería requerido por la demanda punta proyectada de 6.721 MW, quedando como **Margen de Generación solo el 15,68% inferior al Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN de 20%**.

3.3 Fuentes de Energía del Paraguay

3.3.1 Petróleo y Gas Natural

Aunque a la fecha no hay Reservas Probadas de Petróleo y Gas Natural en el Paraguay, según *The Geological Evolution of the Paraguayan Chaco*, tesis doctoral de la *Texas Tech University* escrita por Carlos Alfredo Clebsch Kuhn, análisis geoquímicos realizados en las secuencias de esquistos paleozoicos indican que se podrían haber producido depósitos de petróleo y gas. Seis áreas con potencial de exploración se identifican en el Chaco Paraguayo. Dos están en la subcuenca Pirizal y cuatro en las subcuencas Carandaity y Curupaity. Sin embargo el desarrollo de las exploraciones hasta alcanzar la determinación de Reservas Probadas de Petróleo y Gas Natural podría llevar varias décadas más.

3.3.2 Carbón Mineral

Según la *U.S. Energy Information Administration* (*EIA*) del gobierno de los Estados Unidos de América, el Paraguay no cuenta con potencial de reservas de carbón mineral. Esto fue estimado a partir de su base de datos International Energy Statistic (IES). Igual conclusiones presenta sobre

el Chaco Paraguayo el trabajo *The Geological Evolution of the Paraguayan Chaco* de Carlos Alfredo Clebsch Kuhn.

3.3.3 Energía Nuclear

Según la *International Atomic Energy Agency* (IAEA), en su publicación *Uranium 2014: Resources, Production and Demand* el Paraguay tiene 430.000 toneladas de Uranio identificadas en el yacimiento de la localidad de Yuty. La empresa *Transandes Paraguay S.A.*, subsidiaria de *Uranio Energy Corp* (*UEC*) del Canadá, ya tiene certificada la existencia de un yacimiento de 10 millones de libras de uranio de baja radiación en la localidad de Yuty, que representan un potencial de 772.920,77 GWh de energía eléctrica, equivalentes a la producción de 9 años de electricidad de la Itaipu Binacional o a 57 años de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del Paraguay del año 2015.

Sin embargo el país no cuenta ni con la tecnología, ni los recursos humanos, para soportar el *Ciclo de la Producción de Uranio* (producción de combustible nuclear, generación de energía y deposición de residuos nucleares) y tampoco cuenta con políticas energéticas que fomenten su desarrollo. Al respecto la Argentina, con su Plan Nuclear Argentino puede resultar ser un asociado estratégico para el Paraguay, ya que domina con desarrollo tecnológico propietario todo el *Ciclo de la Producción de Uranio*.

3.3.4 Energía Solar

Según el *National Renewable Energy Laboratory* (*NREL*) del gobierno de los Estados Unidos de América, el Paraguay cuenta con un potencial de energía solar de 1.112.221.024 MWh/año. El mismo fue estimado a partir de la base de datos *Surface Meteorology and Solar Energy* (*SSE*) de la *National Aeronautics and Space Administration* (*NASA*) del gobierno de los Estados Unidos de América. La máxima densidad de irradiación directa normal y horizontal es de 1800 kWh/m2 en las regiones centrales y noreste en el Chaco Paraguayo, potencial que serviría para suplir de energía eléctrica a localidades aisladas de la zona (como referencia en el desierto de Atacama de Chile se duplica dicho potencial).

3.3.5 Energía Eólica

Según el *National Renewable Energy Laboratory* (*NREL*) del gobierno de los Estados Unidos de América, el Paraguay no tiene potencial de energía eólica, medido a una altura de 50 m. El mismo fue estimado a partir de las bases de datos de la *National Centers for Environmental Prediction* (*NCEP*) y de la *National Center for Atmospheric Research* (*NCAR*), ambas del gobierno de los Estados Unidos de América.

3.3.6 Bioenergía

Según el informe *Situación de Energías Renovables en el Paraguay* publicado por la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (*GIZ*) del gobierno Alemán, la extensión limitada de las zonas cultivables y el tipo de materia prima energética en que la civilización actual basa su funcionamiento, imponen graves condicionantes, tanto en la producción aprovechable como en el estado en que ésta puede utilizarse.

Para el año 2015, menos de 2.200.000 ha de bosques nativos existen en la Región Oriental según el informe *Evaluación de los recursos forestales mundiales 2015-Compendio de Datos* de la *FAO*, también según el informe *Evaluación de los recursos forestales mundiales 2015-¿Cómo están cambiando los bosques en el mundo?* de la *FAO* el Paraguay es el 6° país a nivel mundial con mayor tasa de deforestación en los últimos 5 años, con un promedio de deforestación de 325.000 ha/año. Esto plantea que en el corto y mediano plazo el recurso leña no sería sustentable para abastecer un crecimiento de la demanda, lo que va a forzar a que se realicen sustituciones en los medios y tecnologías de usos de las energía, con alta probabilidad de migración hacia el uso de derivados del petróleo, debido a los bajos costos de las tecnologías de uso.

El Paraguay no posee incentivos para la reforestación, y la financiación para proyectos de esta actividad es aún incipiente, engorrosa y de limitada disponibilidad para los interesados, por lo que es necesario poner en práctica la Ley N° 3001/2006 *"De Valoración y Retribución de los*

Servicios Ambientales" y su complemento la Ley N° 422/1973 *"De Manejo Racional de Bosques y Tierras Forestales"*, así como el fondo para la forestación y la reforestación.

Los biocombustibles representan para el país una fuente de energía renovable estratégica con respecto a sus intereses. El hecho de no producir petróleo hace que la dependencia del Paraguay del mencionado producto sea muy grande, comprometiendo su soberanía. Con un estimado aumento de la población en dos millones más para el 2050, es vital que el incremento en el cultivo de biocombustibles no utilice tierra y agua que sean necesarias para producir alimentos destinados al consumo humano o para mantener la biodiversidad, por lo que debe analizarse la posibilidad con mucho cuidado. Las consecuencias de la producción de insumos de especies bioenergéticas sobre la tierra y el agua necesitarán más investigación, especialmente a nivel de campo, para evitar ocasionar la deforestación, escasez de alimentos y agua, entre otros impactos sociales y ambientales.

Para abastecer la demanda del sector transporte del año 2013 de 67.129 TJ de energía, se requeriría disponer de 409.368 hectáreas de cultivos de caña de azúcar destinadas a la producción de etanol, aproximadamente 8% de los suelos cultivados en total y 4 veces la cantidad de suelos cultivados de caña de azúcar en el territorio nacional, por lo que se puede deducir que no se podrá alcanzar una cobertura integral de la demanda de energía del sector transporte debido a la necesidad de grandes superficies de tierra necesarias para la producción de biocombustibles.

En la actualidad, el Paraguay es un país con bajo desarrollo en biogás como fuente de energía, pero quizá se vuelva una necesidad debido a que existen zonas del país donde no aún existe provisión de energía y la base de la economía paraguaya es eminentemente agropecuaria, por lo que el país genera gran cantidad de residuos proveniente de este sector, aunque no se tienen evaluado el potencial nacional al respecto.

3.3.7 Energía Hidráulica

Según el informe *Situación de Energías Renovables en el Paraguay* publicado por la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (*GIZ*) del gobierno Alemán, el Paraguay tiene desarrollado el 71 % de su potencial hidroeléctrico estimado.

La problemática del agua en Paraguay no es la cantidad sino principalmente el correcto manejo de la misma. Para ello es necesario disponer de un Plan Nacional de los Recursos Hídricos en Paraguay, siendo de fundamental importancia conocer su disponibilidad. La Ley N° 3239/2007 *"De los Recursos Hídricos del Paraguay"* establece la obligatoriedad de realizar un inventario de los recursos hídricos. Los estudios cuantitativos sobre el potencial hidráulico de los pequeños ríos no fueron realizados con precisión y es fundamental establecer una sistematización de la medición y de la información, a fin de contar con datos fidedignos.

En el estudio *Inventario de los Recursos Hidroenergéticos de las Cuencas Hidrográficas de los Ríos Afluentes del Paraguay en la Región Oriental del Paraguay*, realizado por la *Itaipu Binacional,* la *Fundación Parque Tecnológico de la Itaipu* (*FPTI*) y la *Universidad Corporativa Itaipu* (*UCI*), se logró identificar las cuencas hidrográficas con potenciales de hidrogeneración, de los ríos afluentes del Paraguay y del Paraná, ubicadas en Paraguay, e inventarió el potencial hidroenergético de las mismas con la determinación de la capacidad instalada y de la capacidad de producción de cada emplazamiento identificado, en función de los datos disponibles, considerando las diversas alternativas de emplazamiento de los aprovechamientos mencionados.

A mediano plazo, la construcción de las centrales de pequeño y mediano porte se presenta como una opción importante por varios motivos, a saber:

- aportar energía eléctrica a comunidades con bajo nivel económico y alejadas de los grandes núcleos de población y de las líneas de trasmisión, disminuyendo los incentivos que generan las migraciones hacia zonas urbanas;
- menor efecto ambiental que las obras de gran porte;
- beneficios adicionales como agua potable, riego, recreación y turismo;
- variada oferta de financiamiento internacional en condiciones preferenciales;

- viabilizar el desarrollo industrial local en comunidades marginadas del país (zona de pobreza), dando la oportunidad de incorporarse a la cadena productiva nacional;
- contribuir a través de la generación distribuida a la disminución de las pérdidas técnicas de las redes eléctricas;
- otorgar mayor estabilidad en el abastecimiento de energía eléctrica para algunos sectores (varias fuentes)
- la ejecución de los proyectos queda bajo el ámbito nacional y está amparada por lo establecido por la Ley N° 3009/2006 *"De la Producción y Transporte Independiente de Energía Eléctrica (PTIEE)"*.

El *Potencial Hidroeléctrico Aprovechable* (*PHA*) de todos los grupos identificados en el mencionado estudio es de 872,70 MW, con las proporciones identificadas en la tabla:

Tabla VI - Potencial Hidroeléctrico Aprovechable (PHA) del Paraguay

Grupo	PHA MW	Proporción del total %
A. Cuencas de la región oriental del Paraguay	325,94	37%
B. Interconexión de cuencas con Itaipú	378,76	44%
C. Río Paraguay	168,00	19%
Totales	872,70	100%

3.4 Exportación

Otro aspecto considerado para la operación del sistema son los intercambios de energía eléctrica con los países vecinos a través del Sistema ANDE, los cuales se constituyen finalmente en cargas para el sistema de transmisión. Se adoptan los siguientes valores:

- Suministro al Sistema Norte Argentino (EMSA): actualmente en operación y con un suministro variable. Basado en antecedentes históricos se considera una venta de 25 MW, y teniendo como punto de interconexión a la Subestación Carlos Antonio López.

No se considera el suministro a la Compañía Eléctrica Paranaense (COPEL) desde la Subestación Acaray, ya que el mismo fue desactivado en setiembre del año 2009 debido a los problemas técnicos que presento el convertidor de frecuencia.

Tampoco se considera el suministro al Sistema Nordeste Argentino desde el punto de interconexión en la Subestación Guarambaré, ya que el mismo está desactivado desde el mes de Noviembre del año 2010. Sin embargo se aclara que conforme el SADI eventualmente requiera de algún soporte en el suministro de energía eléctrica, ANDE podría realizar algunos intercambios de exportación con dicho sistema argentino.

4. CRONOGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN

Como resultado de los distintos estudios que hacen al Plan Maestro de Generación de Corto y Medio Plazo, se tiene el Plan de Obras de Generación para el periodo 2016 – 2025, en donde se listan las obras requeridas por la red para atender el crecimiento de la demanda del SIN.

El Plan de Obras de Generación se presenta como un listado cronológico de las obras necesarias, indicándose las principales características tales como: capacidad de nominal de los generadores instalados, tipo de generadores, tipo de turbinas, capacidad de producción energía media, líneas de subtransmisión/transmisión y longitudes de éstas, así como una breve descripción del proyecto. Además de estas informaciones, se incluyen la fecha recomendada de puesta en servicio y sus respectivos costos directos estimados, los cuales se basan en la metodología de costos modulares, cuyos valores estimados fueron actualizados partir de los datos del informe, los cuales son apropiados para una estimación inicial a nivel de planificación de los fondos requeridos para el financiamiento del Plan de Obras de Generación.

En el Anexo 2, se presenta el Cronograma del Plan de Obras de Generación para el periodo 2016 - 2025, por Sistema y por tipo de obra.

5. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO

5.1 Central Hidroeléctrica de Acaray

En los últimos días del año 1962 se firmó en Washington un Contrato con la firma de ingeniería ELC Electroconsult, de Milán, Italia, para la realización de los proyectos definitivos, las especificaciones y los pliegos de bases y condiciones para la licitación de las obras de la futura Central Hidroeléctrica de Acaray (CH-Acaray) y sus obras accesorias, que incluyeron la línea de transmisión a Asunción y el sistema principal de distribución a 6 kV en la ciudad.

Estos trabajos de ingeniería fueron financiados mediante un crédito de 310.000 dólares otorgados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Luego de haberse preparado un detallado pliego de bases y condiciones, se realizó una licitación internacional en la que participaron un importante número de firmas argentinas y brasileñas, resultando ganadora la firma Geotécnica del Brasil, con quién se suscribió Contrato en fecha 11 de junio de 1963. Desde dicha fecha fueron llevadas a cabo numerosas obras accesorias para el aprovechamiento hidroeléctrico del río Acaray que continuaron hasta su inauguración en fecha 16 de diciembre de 1968, en su primera etapa, con una capacidad de 45.000 kW, con obras civiles preparadas para 90.000 kW.

Los estudios de factibilidad para la ampliación del aprovechamiento hidroeléctrico del río Acaray encargado a la firma ELC Electroconsult han permitido contemplar posibilidades de expansión.

El programa de construcción de obras de la ANDE del año 1971 incorporó la construcción de la primera etapa de una presa sobre el río Yguazú, principal afluente del río Acaray, con 24 metros de altura.

En el año 1973, se inician las obras de construcción de la Presa Yguazú, para regular el caudal requerido por la CH-Acaray, ubicada a 35 km. aguas abajo. Esta presa fue destinada al almacenamiento de las aguas de aquel río, compensando las épocas lluviosas con las épocas secas, de manera a asegurar, dentro de los límites económicos más favorables, la continuidad de la generación hidroeléctrica y permitir el aumento de la potencia instalada en la Central de Puerto Embalse (hoy CH-Acaray). Para el año 1976 se concluye la construcción de la Presa Yguazú hasta la cota de 223 m.s.n.m.

Para llevar a cabo el programa de construcción, la ANDE debió contratar la colaboración de ingenieros consultores externos, entre los que se mencionan los estudios de la firma Chas T. Main, relativos al proyecto ejecutivo y la supervisión técnica y administrativa de las obras correspondientes a la primera etapa de la Presa Yguazú y segunda etapa de la CH Acaray.

La CH-Acaray de propiedad de la ANDE, tiene una capacidad instalada de 214 MW, y se encuentra ubicada sobre el Río Acaray, próximo a la localidad de Hernandarias, Paraguay. El proyecto final para la construcción de la CH-Acaray fue completado en 1964 con el apoyo de un préstamo otorgado por el BID. En el año 1965, la ANDE llamó a licitación pública internacional para las obras civiles y electromecánicas de la Central, proyecto que contó nuevamente con financiamiento del BID.

La CH-Acaray ha sido construida en dos etapas conocidas como Acaray I y Acaray II. La casa de máquinas Acaray I se encuentra en servicio desde el 16 de diciembre de 1968 y cuenta con dos grupos generadores (Grupo 1 - 1968 y Grupo 2 - 1969) de 45 MW cada una, con turbinas del tipo Francis. La casa de máquinas Acaray II, ubicada a aproximadamente 180 m de Acaray I, se encuentra en servicio desde el diciembre de 1977. La misma cuenta con dos grupos generadores (Grupos 3 y 4) de 55 MW cada una, con turbinas del tipo Francis.

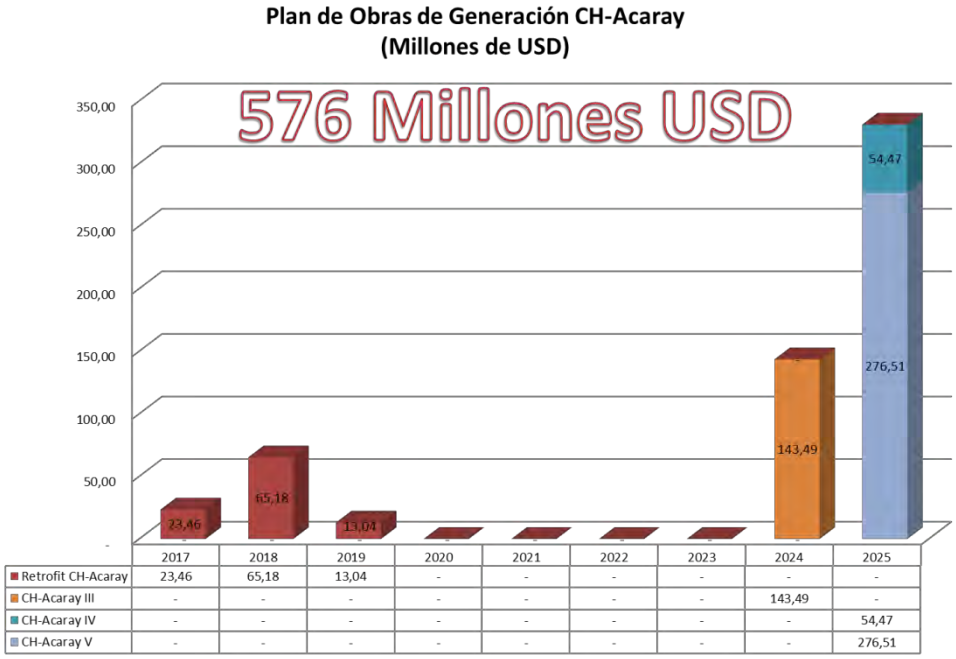
Junto con la construcción de Acaray II, y como parte del aprovechamiento integral del Río Acaray, la ANDE ha construido la Presa de Regulación Yguazú, ubicada sobre el Río Yguazú, importante afluente del Río Acaray, y a una distancia en línea recta aproximada de 36 km de la CH-Acaray. Dicha presa tiene fines de regulación de caudal, lo cual permite alcanzar una generación firme de 830 GWh/año en la CH Acaray.

Para el año 2015 la CH Acaray estaría cumpliendo 47 años de operación con los primeros grupos instalados en los año 1968 y 1969, por lo que los mismos aunque se encuentran operativos, ya han superado ampliamente su vida útil.

El plan de obras previsto para la Central Hidroeléctrica de Acaray es de suma importancia ya que la misma permite optimiza la contratación de energía de las Centrales Binacionales y los costos de generación de la ANDE, apuntalando un razonable Margen de Reserva de Generación hasta el año 2025.

- *CH Acaray, retrofit-repotenciación de los Grupos 3 y 4 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2017).*
- *CH Acaray, retrofit-repotenciación de los Grupos 1 y 2 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2018).*
- *CH Acaray, modernización de los Grupos 1, 2 ,3 y 4 de la Central Hidroeléctrica de Acaray (2019).*
- *CH Acaray, construcción de Tercera Casa de Máquinas en derivación con dos turbogeneradores Francis de 37,5 MW y energía media de 35 MWmedios (2024) – CH Acaray III*
- *CH Acaray, construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, con dos turbogeneradores Francis de 6 MW y energía media de 7,58 MWmedios (2025) – CH Acaray IV*
- *CH Acaray, construcción de Casa de Máquinas en Presa Yguazú, con cuatro turbogeneradores francis de 25 MW y energía media de 20,89 MWmedios. (2025) – CH Acaray V*

La siguiente figura resume el plan de obras previsto para la Central Hidroeléctrica de Acaray



	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Retrofit CH-Acaray	23,46	65,18	13,04	-	-	-	-	-	-
CH-Acaray III	-	-	-	-	-	-	-	143,49	-
CH-Acaray IV	-	-	-	-	-	-	-	-	54,47
CH-Acaray V	-	-	-	-	-	-	-	-	276,51

Figura 6. Plan de obras previsto para la Central Hidroeléctrica de Acaray

5.2 Centrales Hidroeléctricas sobre el Río Paraguay

El plan de obras de generación tiene prevista, en base al estudio *Inventario de los Recursos Hidroenergéticos de las Cuencas Hidrográficas de los Ríos Afluentes del Paraguay en la Región Oriental del Paraguay*, realizado por la *Itaipu Binacional,* la *Fundación Parque Tecnológico de la Itaipu* (*FPTI*) y la *Universidad Corporativa Itaipu* (*UCI*), la implantación de dos centrales de generación del tipo turbobulbo sobre el río Paraguay.

- *CH Río Paraguay A (2020), El proyecto se situaría aguas debajo de la localidad de Villa del Rosario, sobre el Río Paraguay. El nivel máximo normal del embalse sería de 65.00 msnm, el salto (H) o diferencia entre este nivel (NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de 85 m³/s sería de 5 m. El proyecto de la central tiene 24 turbinas Tubo. La Potencia Instalada sería de 72 MW y la energía firme 41,04 MWmedios. Se contemplan esclusas de navegación de 325 m de longitud y 27 m de ancho con compuertas del tipo Busco y tiempo medio de llenado de 6 minutos.*

- *CH Río Paraguay B (2025), El proyecto se situaría aguas arriba de la localidad de Villa del Rosario, sobre el Río Paraguay. El nivel máximo normal del embalse sería de 70.00 msnm, el salto (H) o diferencia entre este nivel (NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de 95 m³/s sería de 5 m. El proyecto de la central tiene 24 turbinas Tubo. La Potencia Instalada sería de 96 MW y la Energía Firme de 54,72 MWmedios. Se contemplan esclusas de navegación de 325 m de longitud y 27 m de ancho con compuertas del tipo busco y tiempo medio de llenado de 6 minutos.*

Los proyectos de ambas centrales incorporan esclusas de navegación acordes a los requerimientos de la Hidrovía del Río Paraguay. La siguiente figura muestra los sitios de implantación de las centrales mencionadas

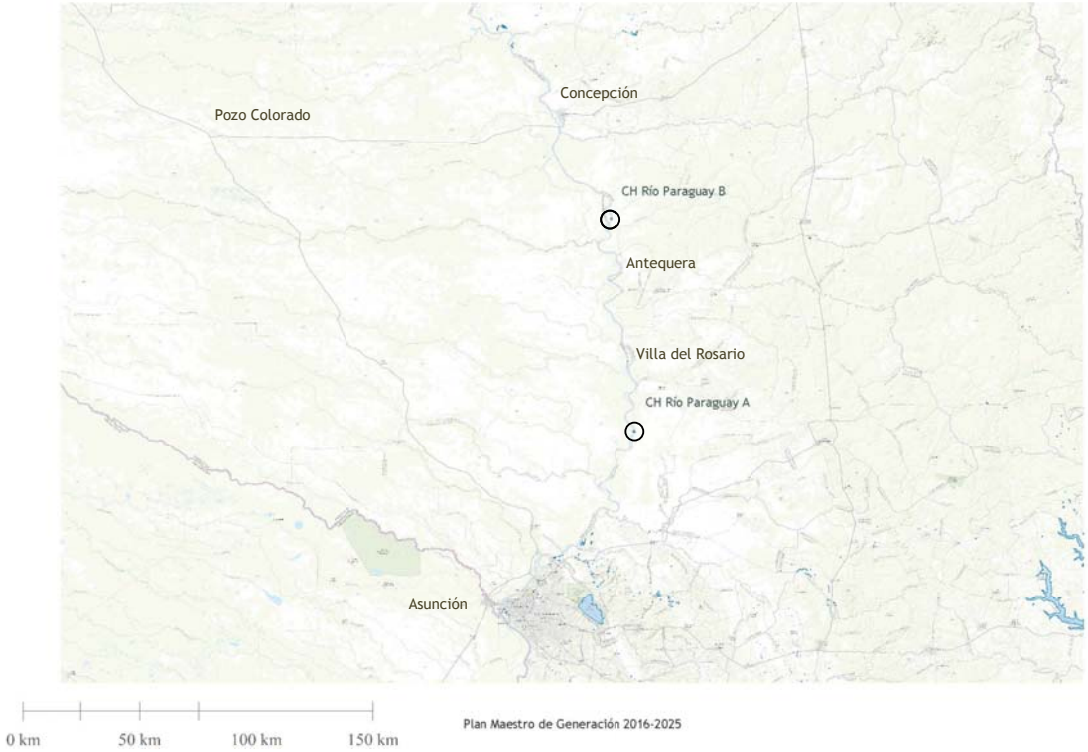


Figura 6. Centrales Hidroeléctricas sobre el Río Paraguay

5.3 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Según el informe del Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, realizado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Organización de las Naciones Unidas para Desarrollo Industrial (ONUDI), en el Paraguay a pesar de que a nivel país existe un gran potencial para la generación de electricidad a partir de Nuevas Fuentes de Energías Renovables (biomasa, biogás, energía solar, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas), debido a la amplia cobertura eléctrica de energía de origen de grandes hidroeléctricas (la mayor riqueza energética del país), estas fuentes solo pueden cumplir un rol complementario, siendo su viabilidad restringida a casos muy particulares.

No obstante, el plan de obras previsto en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), permitirá disponibilizar los 214 MW existentes de la CH Acaray como Margen de Reserva de Generación y posible Exportación de Energía No Garantizada.

Las denominadas PCH (potencia entre 1 MW y 50 MW por central) además de ayudar en el suministro de la demanda energética del país, promoviendo el desarrollo económico, fomentando el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación, presentan ventajas sobre generación central de energía, con economía en las inversiones en transmisión y reducción

de las pérdidas de transmisión en los sistemas eléctricos de potencia, mejorando la estabilidad del servicio de energía eléctrica de cada zona de implantación, aunque por economía de escala presentan un costo de inversión unitario (MW instalado por dólares de inversión) superior al de las Centrales de gran tamaño.

Del análisis de los casos de estudio del Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, se desprendió que más allá de la rentabilidad económica, estos proyectos pueden colaborar como catalizadores para crear sinergias entre las comunidades beneficiarias e instituciones del Estado, aportando recursos y destrezas a los habitantes y abriendo así posibilidades de desarrollo humano sustentable donde anteriormente no era posible, siendo sus principales atributos:

- Reducción del impacto en el Cambio Climático a través de la disminución de las emisiones industriales y promoviendo el uso de tecnologías de energías renovables.
- Incremento de la viabilidad de las empresas, particularmente en áreas rurales, al aumentar la disponibilidad de las energías renovables para usos productivos.

La puesta en servicio de las PCH en el presente Plan de Obras se corresponde con un orden creciente de área inundada inherente a cada proyecto.

Sistema Central

- *PCH Jejui (3,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,7 MW y energía media de 3,24 MWmedios (2021).*
- *PCH Jejui (3,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 5 MW y energía media de 5,59 MWmedios (2022).*
- *PCH Jejui (3,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 3,5 MW y energía media de 4,56 MWmedios (2024).*

Sistema Sur

- *PCH Tembey (13,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,8 MW y energía media de 2,37 MWmedios (2021).*
- *PCH Tembey (13,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,8 MW y energía media de 2,52 MWmedios (2022).*
- *PCH Capiibary (16,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,8 MW y energía media de 3,65 MWmedios (2022).*
- *PCH Tembey (13,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 5,5 MW y energía media de 7,57 MWmedios (2023).*
- *PCH Pirajui (14,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 4,3 MW y energía media de 6,28 MWmedios (2024).*

Sistema Este

- *PCH Ñacunday (12,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios (2020).*
- *PCH Carapá (6,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios (2022).*
- *PCH Ñacunday (12,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 4 MW y energía media de 5,54 MWmedios (2023).*
- *PCH Carapá (6,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 9,5 MW y energía media de 13,33 MWmedios (2024).*
- *PCH Itambey (8,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,22 MWmedios (2024).*
- *PCH Ñacunday (12,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 27 MW y energía media de 49,85 MWmedios (2024).*

Sistema Norte

- *PCH Ypané (2,5), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,16 MWmedios (2019).*
- *PCH Ypané (2,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios (2021).*
- *PCH Ypané (2,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios (2021).*
- *PCH Ypané (2,4), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 2,72 MWmedios (2021).*
    - *PCH Ypané (2,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,6 MW y energía media de 2,14 MWmedios (2022).*

Todas las obras de PCHs van acompañadas con sus respectivas obras de subtransmisión/transmisión para realizar su interconexión al SIN.

5.4 Sistemas Solares Fotovoltaicos

Con el fin de promover el desarrollo en la Región Occidental o Chaco, donde se tienen poblaciones rurales muy dispersas, aisladas del SIN y de difícil acceso, el Plan de Obras incluye parques solares fotovoltaicos

Sistema Oeste

- *Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, construcción de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2017).*
- *Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2018).*
- *Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2019).*
- *Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa, ampliación de Parque Solar Fotovoltaico-Diésel con la adición de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diésel (2020).*
- *Parque Loma Plata, construcción de Parque Solar Fotovoltaico de 10 MWp - con paneles solares de 2 grados de movilidad (2025).*

La siguiente figura resume el plan de obras previsto para las Nuevas Fuentes de Generación Renovable No Convencional

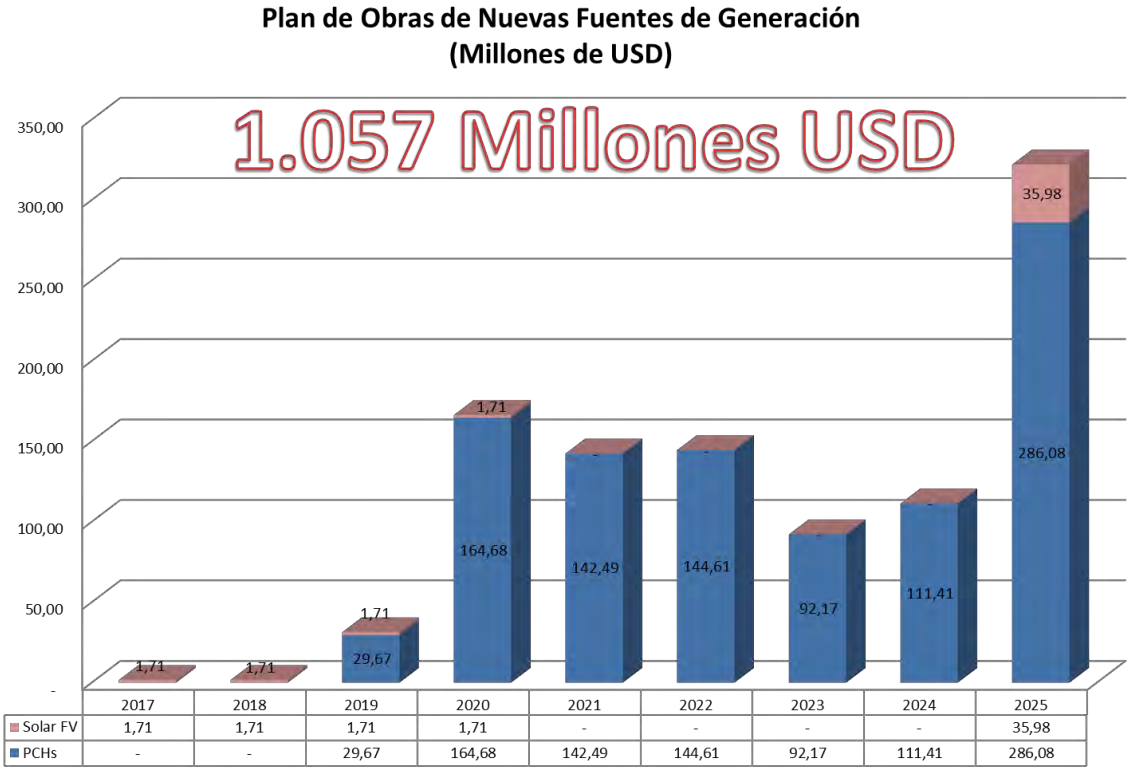


Figura 7. Plan de obras previsto para las Nuevas Fuentes de Generación Renovable No Convencional

5.5 Evolución del Margen de Reserva de Generación

El siguiente gráfico presenta la evolución de la reserva de generación del SIN, con el Plan de Obras de Generación. Con la capacidad incorporada de generación disponible prevista en el Plan de Obras a fin del periodo se verifica que Margen de Generación del SIN disminuye hasta 22% y cumple ajustadamente con el Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN de 20%.

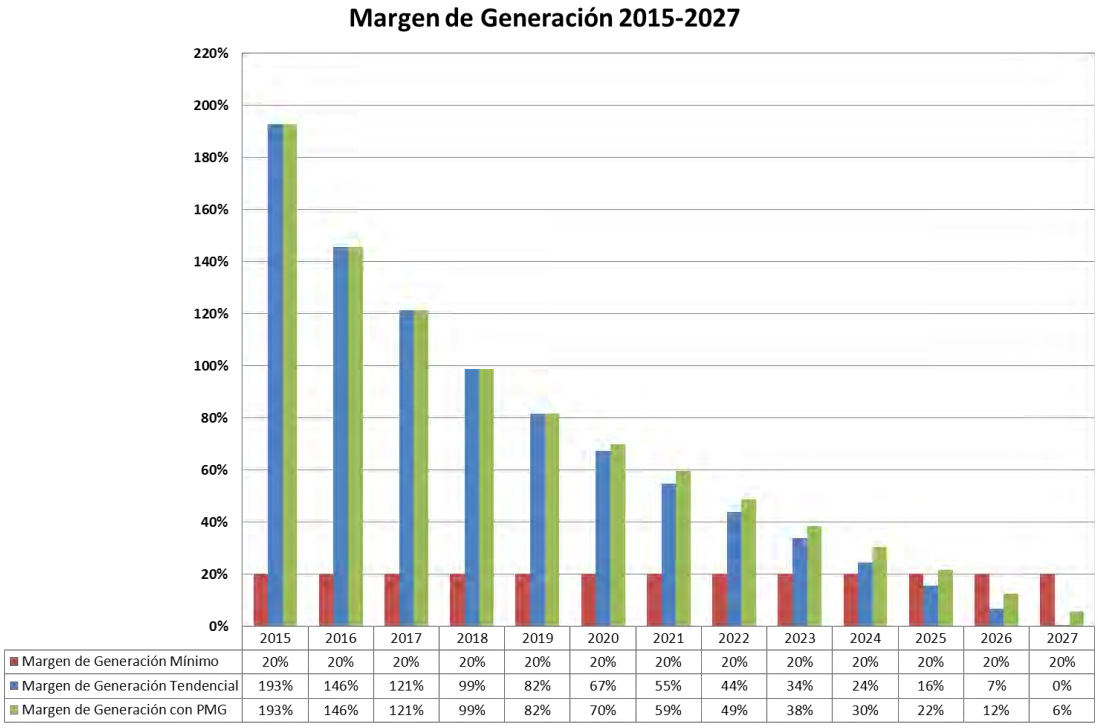
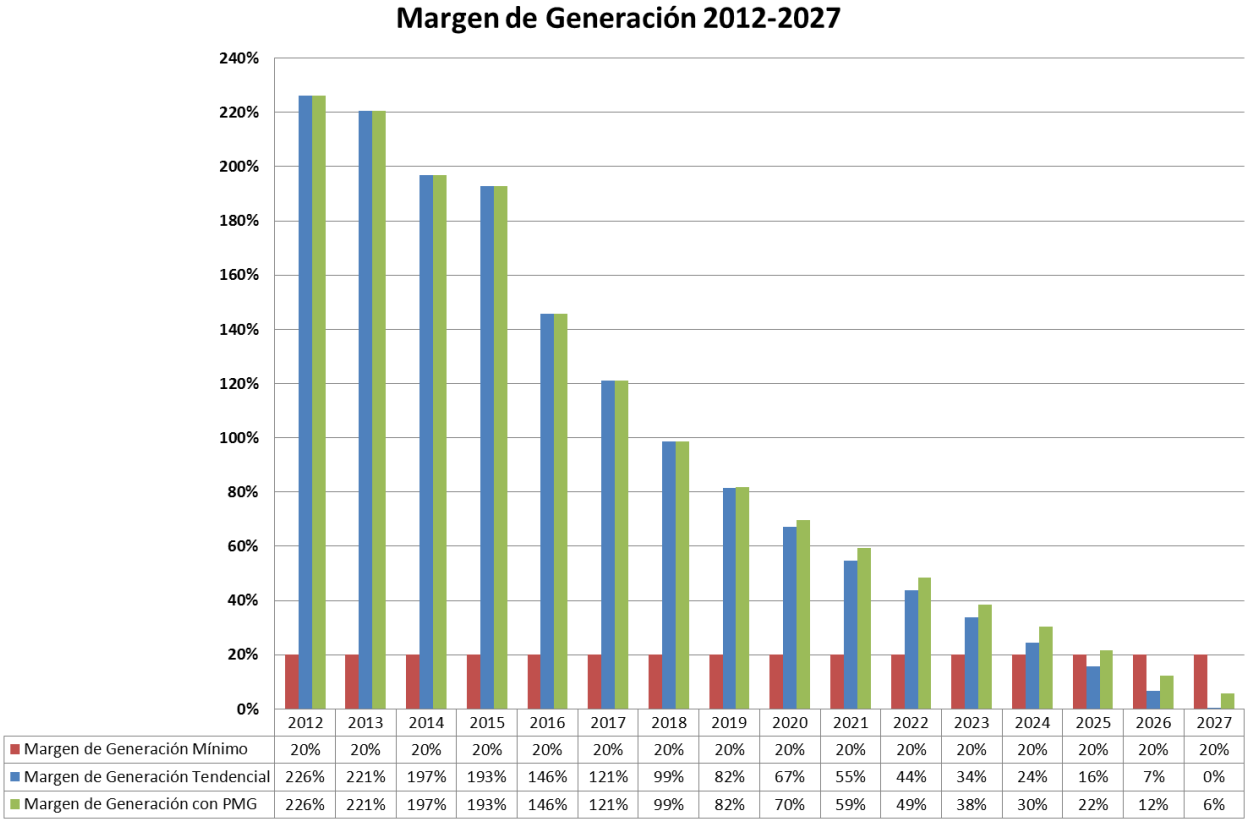


Figura 8. Evolución del Margen de Generación del SIN.

6. CONCLUSIONES

6.1 Evolución del Margen de Reserva de Generación

La evolución tendencial del Margen de Reserva de Generación entre los años 2012 al 2027, conforme a la figura 9 indica que para el año 2025 se tendría un déficit con relación al Margen de Reserva de Generación Planificado, e inclusive con la implementación del Plan Maestro de Generación 2016-2025, para el año 2026 nuevamente se estaría con un déficit con relación al Margen de Reserva de Generación Planificado.



	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Margen de Generación Mínimo	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Margen de Generación Tendencial	226%	221%	197%	193%	146%	121%	99%	82%	67%	55%	44%	34%	24%	16%	7%	0%
Margen de Generación con PMG	226%	221%	197%	193%	146%	121%	99%	82%	70%	59%	49%	38%	30%	22%	12%	6%

Figura 9. Evolución del Margen de Generación del SIN.

En el Paraguay las obras de generación de gran porte tienen una ventana de implementación superior a los diez años, sobre todo en los emprendimientos binacionales cuya ventana de implementación es superior a una década, luego es imperiosa la necesidad de iniciar a través de cancillería y con la asistencia de la COMIP, los estudios y acuerdos binacionales con la Argentina para la implantación de los proyectos de las centrales de Itacorá-Itatí y Corpus Christi. Cabe mencionar que resulta estratégico implementar primero el proyecto de Itacorá-Itatí antes del de Corpus Christi, debido a que permitirá seguir aprovechando los excedentes de generación de la Itaipu Binacional, ya que no afectará el nivel de aguas debajo de dicha represa, conforme se puede apreciar en la figura 10.

Paralelamente, la implementación de Generación Solar Fotovoltaica en áreas urbanas, sería una forma alternativa de reducción de la punta de demanda del mediodía, que viene ganando preponderancia con relación a la punta de la demanda de la noche.

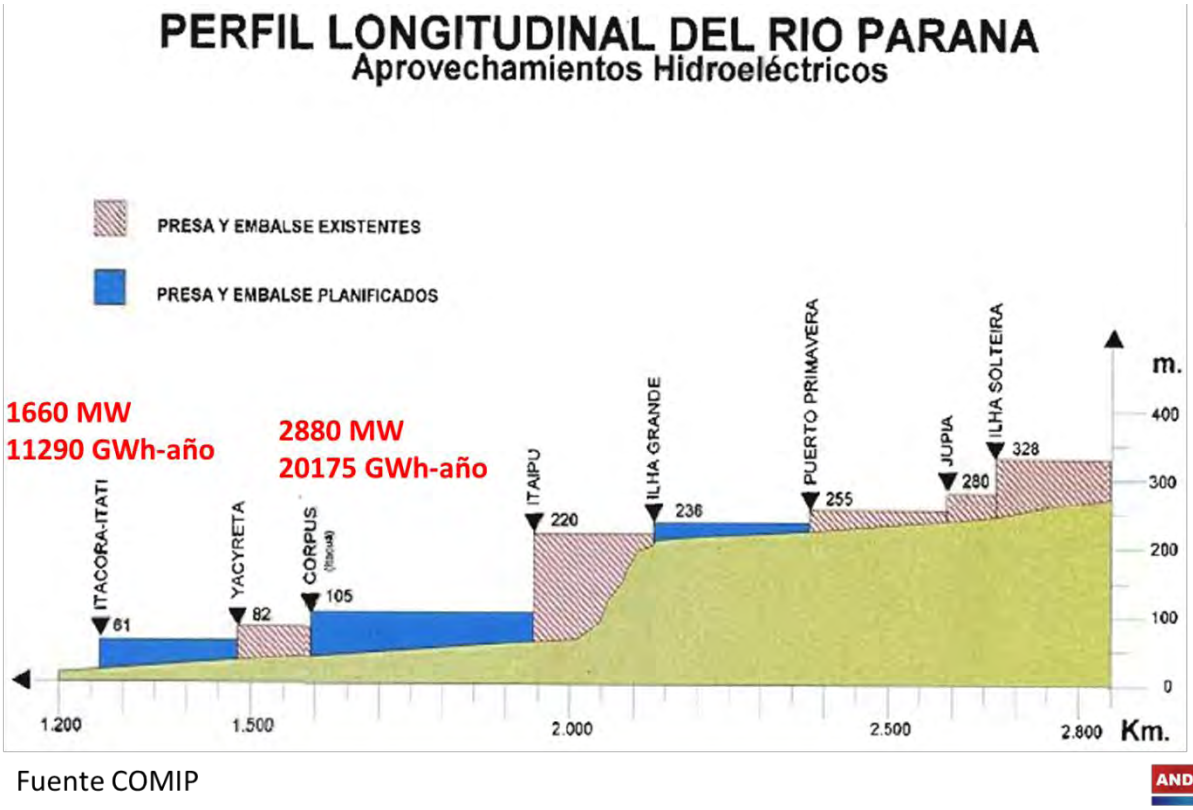


Figura 10. Perfil longitudinal del Río Paraná

6.2 Margen de Reserva de Energía Eléctrica del Paraguay

La reserva de energía eléctrica garantizada del Paraguay, con el parque de generación existente, entrará en déficit para el año 2029, si continúa la tendencia de la proyección del *"Estudio de Mercado Eléctrico Nacional, Proyección 2015-2026"*, conforme se ilustra en la figura 11.

Otras medidas que se deberán tomar corresponden a la implementación de políticas de eficiencia energética, para racionalizar y optimizar el uso de la energía, que aparte de disminuir el crecimiento de la demanda de energía, presenta los siguientes beneficios en diferentes ámbitos:

- Reducción de los gastos de energía en los hogares y empresas.
- Reducción por tanto los costos de producción, mejorando la competitividad de las empresas.
- Reduce el daño ambiental y la contaminación que afecta a la salud de todos
- Aumenta la seguridad del abastecimiento de energía
- Disminuye la dependencia energética de exterior
- Disminuye el consumo de recursos naturales
- Reduce el deterioro al medio ambiente asociado a la explotación de recursos
- Reduce el impacto de los Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Otro aspecto que debe ser considerado es la Generación Nuclear de Energía Eléctrica, donde el Paraguay debe tener implementado para un horizonte de 20 años un Plan Nacional de Energía Nuclear que contemple todo el *Ciclo de la Producción de Uranio* para poder explotar el potencial de 73.272.000 GWh en uranio que posee, equivalentes a más de 1500 años de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica proyectada para el año 2029 de 49.004 GWh.

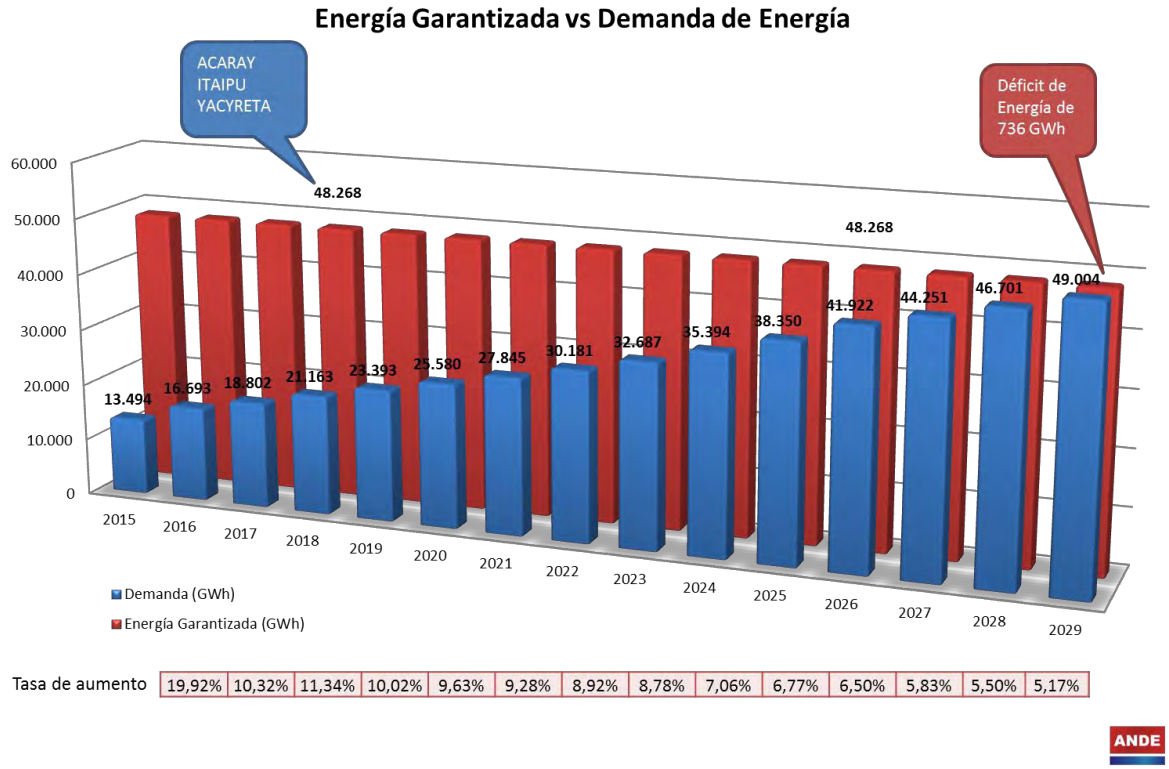
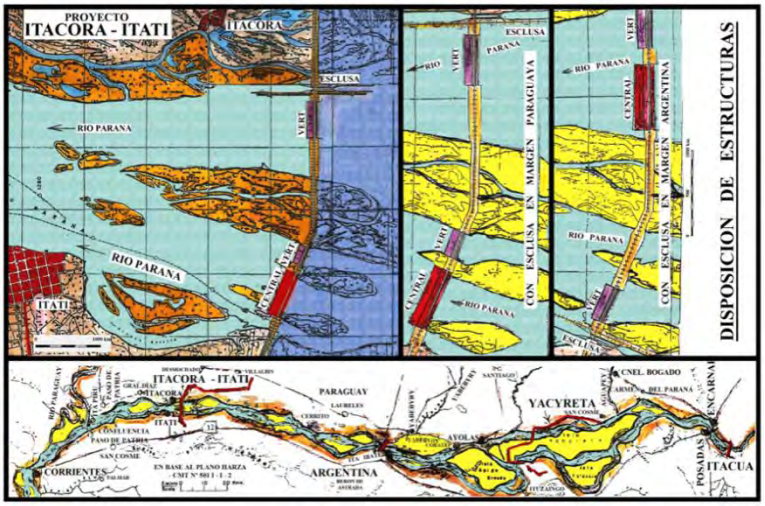


Figura 11. Evolución del Margen de Generación del SIN.

A seguir una breve descripción de los proyectos de hidroeléctricos de gran porte.

Central Hidroeléctrica de Itacorá-Itatí



El Gobierno Nacional ha indicado su voluntad de avanzar con el Proyecto de Construcción de la Central Hidroeléctrica de Itacorá-Itatí. Dicho Proyecto es discutido y llevado adelante en el seno de la Comisión Mixta Paraguayo-Argentina del Río Paraná (COMIP). Originalmente figuraba en el Tratado de Yacyretá como un embalse de regulación aguas debajo de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá.

El nivel máximo normal del embalse Itacorá-Itatí sería de 61.00 msnm, el salto (H) o diferencia entre este nivel (NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de 11.600 m³/s sería de 13.04 m. El proyecto de la central tiene 32 turbinas Bulbo de 7.50 m de diámetro. La Potencia Instalada sería de 1.600 MW y la Firme 1425 MW. Podría generar al año un promedio de 11.290 GWh.

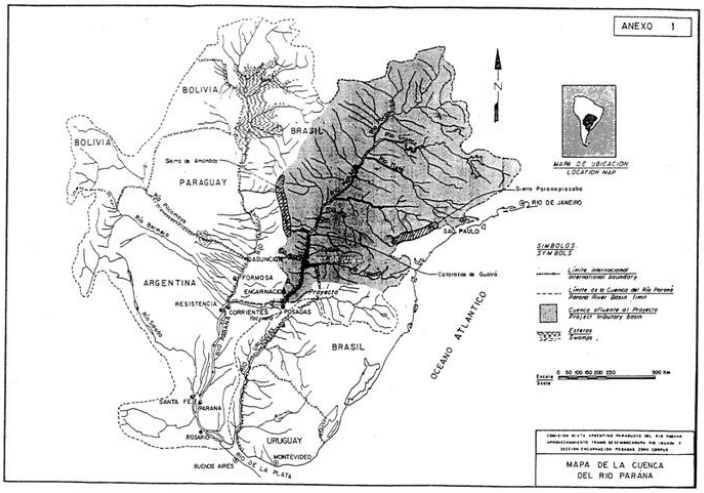
El proyecto de la central contiene un vertedero de 76 vanos dividido en dos partes y una esclusa de navegación. Se presentan dos soluciones para la disposición de estructuras sobre la misma traza, según que la esclusa se encuentre en margen paraguaya o argentina. En un futuro podría presentarse una única solución con dos esclusas, una en cada margen.

Central Hidroeléctrica de Corpus Christi

El Gobierno Nacional ha indicado su voluntad de avanzar con el Proyecto de Construcción de la Central Hidroeléctrica de Corpus Christi. Dicho Por otro Proyecto es llevado discutido y llevado adelante en el seno de la Comisión Mixta Paraguayo-Argentina del Río Paraná (COMIP).

El nivel máximo normal del embalse Corpus Christi sería de 105.00 msnm, el salto (H) o diferencia entre este nivel (NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de 11.600 m³/s sería de 21 m. El proyecto de la central tiene 20 turbinas Kaplan de 9.50 m de diámetro. La Potencia Instalada sería de 2.875 MW y la Firme 2.688 MW. Podría generar al año un promedio de 18.600 GWh.

El proyecto de la central contiene un vertedero de 28 vanos y una esclusa de navegación.



Dado el tiempo de construcción de un proyecto de esta envergadura, en el presente estudio que abarca el periodo 2014 – 2023, en el Plan de Obras no se incluye la generación proveniente de la CH Corpus Christi. Sin embargo debido a la proyección del Margen de Reserva de Generación es de suma importancia que el Proyecto Corpus Christi sea tenido en cuenta en la definición del sistema de transmisión, principalmente en lo que atañe a las redes de 500 kV, de manera a producir planes de generación y transmisión congruentes.

Anexo 1.1

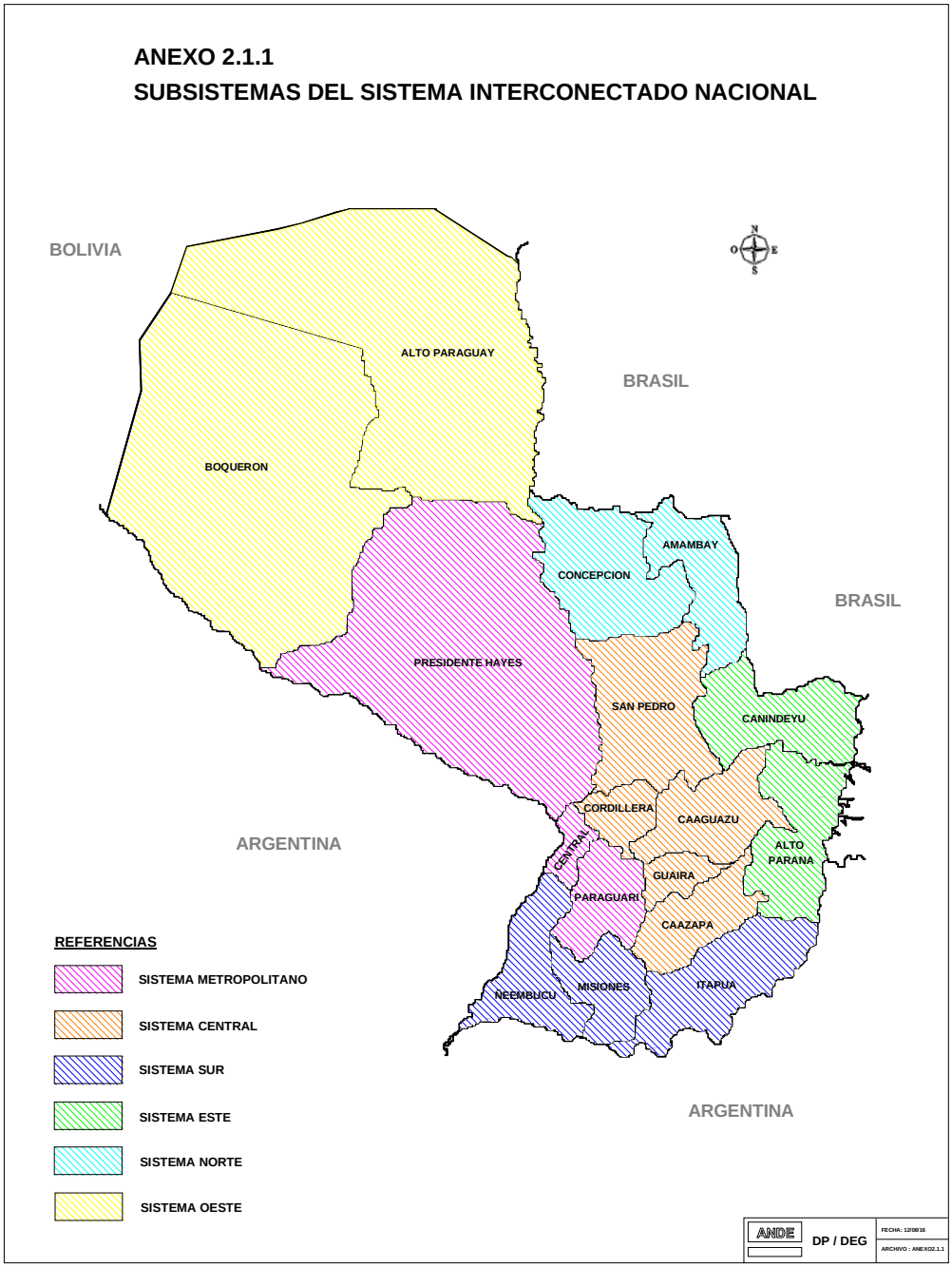
INTERCONEXIONES INTERNACIONALES Y SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

ANEXO 1.1.1
SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

ANEXO 1.1. 2

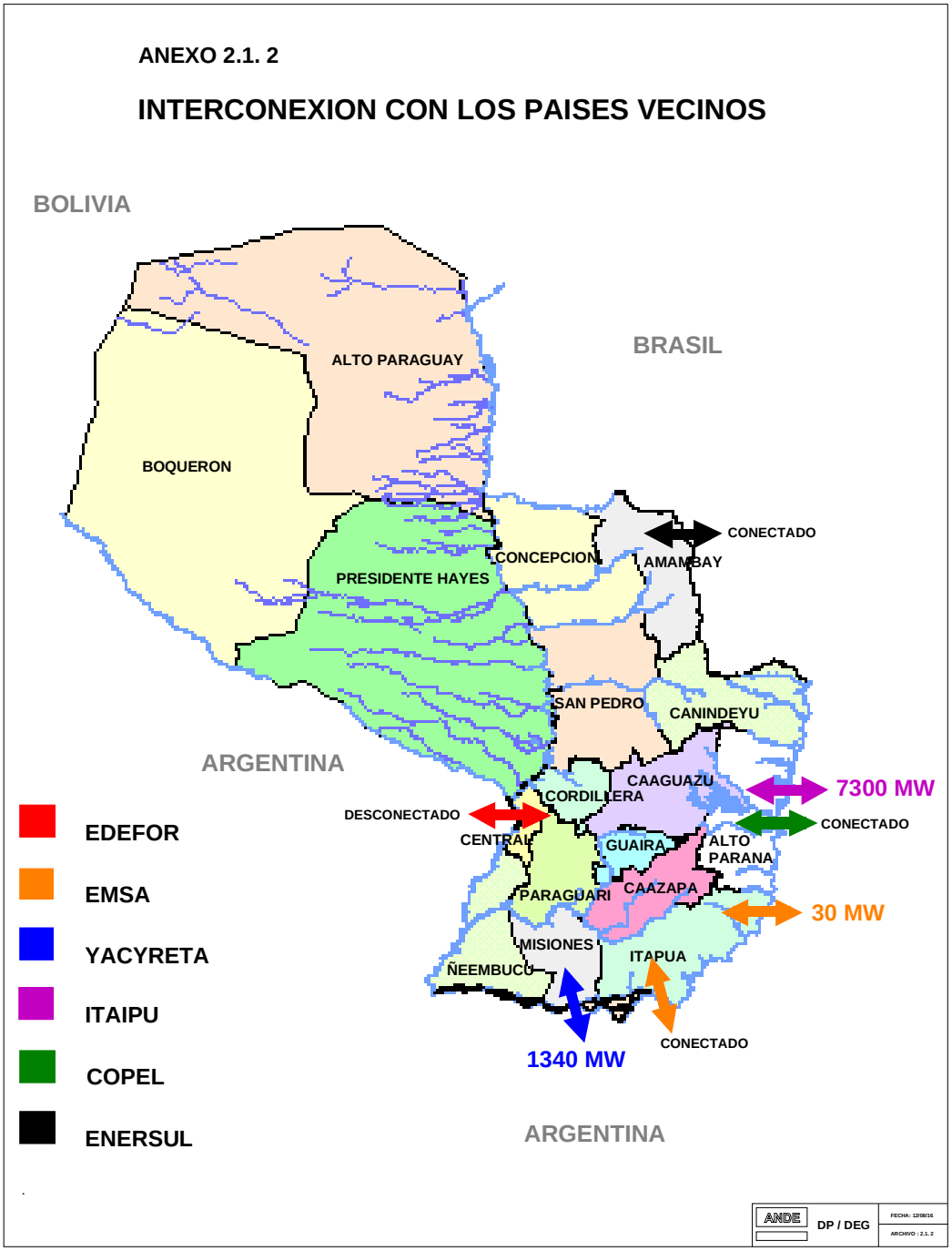
INTERCONEXION CON LOS PAISES VECINOS

ANEXO 2.1.1
SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



ANEXO 2.1. 2

INTERCONEXION CON LOS PAISES VECINOS



Anexo 1.2

CRONOGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025

Etiquetas de fila	Suma de ML (US$)	Suma de ME (US$)	Suma de TOTAL (US$)
ANDE	**306.735.153**	**1.896.180.946**	**2.202.916.099**
Sistema Central	**103.118.882**	**637.462.180**	**740.581.062**
CH	82.388.874	509.313.039	591.701.913
dic-20	**36.617.277**	**226.361.351**	**262.978.628**
Central Hidroeléctrica Río Paraguay A			
Construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 85 m3/s, salto total 5 m, con 24 turbogeneradores bulbo de 3 MW y energía media de 41,04 MWmedios.	36.617.277	226.361.351	262.978.628
dic-25	**45.771.597**	**282.951.688**	**328.723.285**
Central Hidroeléctrica Río Paraguay B			
Construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 95 m3/s, salto total 5 m, con 24 turbogeneradores bulbo de 3 MW y energía media de 54,72 MWmedios.	45.771.597	282.951.688	328.723.285
LT 220 kV	3.691.840	22.822.281	26.514.121
dic-21	**1.845.920**	**11.411.141**	**13.257.060**
Central Hidroeléctrica Río Paraguay A			
Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV seccionamiento Línea de transmisión 220 kV simple terna Villa Hayes - Concepción.	1.845.920	11.411.141	13.257.060
dic-25	**1.845.920**	**11.411.141**	**13.257.060**
Central Hidroeléctrica Río Paraguay B			
Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV seccionamiento Línea de transmisión 220 kV simple terna Villa Hayes - Concepción.	1.845.920	11.411.141	13.257.060
LT 66 kV	2.598.145	16.061.261	18.659.407
dic-20	**709.821**	**4.387.983**	**5.097.804**
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejui (3,3)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 22 km hasta la Subestación de San Pedro Norte.	709.821	4.387.983	5.097.804
dic-22	**522.348**	**3.229.058**	**3.751.406**
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejui (3,2)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 10 km hasta la Subestación de San Pedro Norte.	522.348	3.229.058	3.751.406
dic-24	**1.365.977**	**8.444.220**	**9.810.197**
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejui (3,1)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 66 km hasta la Subestación de Santa Rosa.	1.365.977	8.444.220	9.810.197
PCH	14.440.023	89.265.599	103.705.622
dic-20	**3.663.559**	**22.647.453**	**26.311.012**
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejui (3,3)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 149,54 m3/s, salto total 3 m, área inundada de 0,9 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 2,7 MW y energía media de 3,24 MWmedios.	3.663.559	22.647.453	26.311.012
dic-22	**6.279.863**	**38.820.972**	**45.100.835**
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejui (3,2)			

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025

Etiquetas de fila	Suma de ML (US$)	Suma de ME (US$)	Suma de TOTAL (US$)
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 163,93 m3/s, salto total 5 m, área inundada de 8,1 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 5 MW y energía media de 5,59 MWmedios.	6.279.863	38.820.972	45.100.835
dic-24	**4.496.602**	**27.797.174**	**32.293.776**
Pequeña Central Hidroeléctrica Jejui (3,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 35,98 m3/s, salto total 16 m, área inundada de 65,2 km2, con dos turbogeneradores francis de 3,5 MW y energía media de 4,56 MWmedios.	4.496.602	27.797.174	32.293.776
Sistema Este	**153.136.268**	**946.660.569**	**1.099.796.837**
CH	76.870.650	475.200.384	552.071.034
dic-17	**4.394.073**	**27.163.362**	**31.557.435**
Central Hidroeléctrica Acaray			
Reparación de Turbinas y Valvula Principales de los Grupos 3 y 4	1.098.518	6.790.841	7.889.359
Restauración y modernización de la Central Acaray II - Grupos 3 y 4 (2da etapa: Estator, Rotor, Nucleo, sist. de Prot. y Monitor,	3.295.555	20.372.522	23.668.077
dic-18	**9.154.319**	**56.590.338**	**65.744.657**
Central Hidroeléctrica Acaray			
Rehabilitación/Modernización/Repotenciación de los Grupos 1 y 2: • Turbina (Rodete y componentes auxiliares), Generador (Estator, Rotor), Sist. de Refrigeración, Equipos de 13,8 kV, Sist. de Prot. y Monitoreo , Sistema del RV, Sist. del RT. • Sist. de Control Scada de los Grupos 1 y 2 integrado a los Grupos 3 y 4. • Transformadores Elevadores monofásicos de 220/13,8 kV. • Valvulas Principales	9.154.319	56.590.338	65.744.657
dic-19	**1.830.864**	**11.318.068**	**13.148.931**
Central Hidroeléctrica Acaray			
Restauración y modernización de Equipos Auxiliares de la Central Acaray: • Servicios Auxiliares de la Central 23000/13800/380/220 V. • Servicios Auxiliares de Corriente Continua. • Restauración y rehabilitación de la Represa Acaray y Tuberías (Compuertas, Obra de Toma, Tubería de aducción, Tubería Forzada, Tubería de Salida, Instrumentación de Presa, equipos de control) • Puentes Gruas. • Obras Civiles de mantenimiento (caminos, edificios, sala de máquinas, otros)	1.830.864	11.318.068	13.148.931
dic-24	**18.308.639**	**113.180.675**	**131.489.314**
Central Hidroeléctrica Acaray			
Construcción de Tercera Casa de Máquinas en derivación, caudal turbinado 90 m3/s, salto total 83 m, con dos turbogeneradores francis de 37,5 MW y energía media de 35 MWmedios.	18.308.639	113.180.675	131.489.314
dic-25	**43.182.755**	**266.947.941**	**310.130.696**

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025

Etiquetas de fila	Suma de ML (US$)	Suma de ME (US$)	Suma de TOTAL (US$)
Central Hidroeléctrica Acaray			
Construcción de Casa de Máquinas en Presa Yguazú, caudal turbinado 125 m3/s, salto total 36 m, con cuatro	36.617.277	226.361.351	262.978.628
Central Hidroeléctrica Acaray (10,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 49,26 m3/s, salto total 18 m, área inundada de 131,4	6.565.478	40.586.590	47.152.068
LD 23 kV	507.232	3.135.618	3.642.850
dic-22	**247.758**	**1.531.593**	**1.779.350**
Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,2)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 42 km hasta la Subestación de Salto del Guairá.	247.758	1.531.593	1.779.350
dic-24	**259.475**	**1.604.025**	**1.863.500**
Pequeña Central Hidroeléctrica Itambey (8,1)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 44 km hasta la Subestación de Salto de Minga Porá.	259.475	1.604.025	1.863.500
LT 220 kV	3.305.835	20.436.073	23.741.908
dic-24	**1.084.767**	**6.705.833**	**7.790.600**
Central Hidroeléctrica Acaray			
Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV.	1.084.767	6.705.833	7.790.600
dic-25	**2.221.068**	**13.730.240**	**15.951.308**
Central Hidroeléctrica Acaray			
Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV.	2.221.068	13.730.240	15.951.308
LT 66 kV	3.970.919	24.547.496	28.518.415
dic-20	**569.216**	**3.518.789**	**4.088.005**
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,2)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 13 km hasta la Subestación de Paranambú.	569.216	3.518.789	4.088.005
dic-23	**850.426**	**5.257.177**	**6.107.602**
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,1)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de32 km hasta la Subestación de Paranambú.	850.426	5.257.177	6.107.602
dic-24	**1.466.510**	**9.065.697**	**10.532.207**
Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,1)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 35 km hasta la Subestación de Salto del Guairá.	897.294	5.546.908	6.444.202
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,3)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 13 km hasta la Subestación de Paranambú.	569.216	3.518.789	4.088.005
dic-25	**1.084.767**	**6.705.833**	**7.790.600**
Central Hidroeléctrica Acaray (10,1)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 48 km hasta la Subestación de Minga Porá.	1.084.767	6.705.833	7.790.600

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025

Etiquetas de fila	Suma de ML (US$)	Suma de ME (US$)	Suma de TOTAL (US$)
PCH	68.481.632	423.340.998	491.822.630
dic-20	**18.427.645**	**113.916.350**	**132.343.995**
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,2)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 58,98 m3/s, salto total 48 m, área inundada de 0,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 17 MW y energía media de 23,36 MWmedios.	18.427.645	113.916.350	132.343.995
dic-22	**3.013.602**	**18.629.539**	**21.643.141**
Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,2)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 26,78 m3/s, salto total 14 m, área inundada de 6,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios.	3.013.602	18.629.539	21.643.141
dic-23	**4.961.641**	**30.671.963**	**35.633.604**
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 31,7 m3/s, salto total 20 m, área inundada de 32,5 km2, con dos turbogeneradores francis de 4 MW y energía media de 5,54 MWmedios.	4.961.641	30.671.963	35.633.604
dic-24	**42.078.744**	**260.123.146**	**302.201.890**
Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 31,24 m3/s, salto total 50 m, área inundada de 70,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 9,5 MW y energía media de 13,33 MWmedios.	10.849.699	67.070.868	77.920.568
Pequeña Central Hidroeléctrica Itambey (8,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 17,05 m3/s, salto total 24 m, área inundada de 70,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,5 MW y energía media de 3,22 MWmedios.	3.363.297	20.791.290	24.154.587
Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday (12,3)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 66,45 m3/s, salto total 32 m, área inundada de 70,6 km2, con dos turbogeneradores francis de 27 MW y energía media de 49,85 MWmedios.	27.865.748	172.260.988	200.126.736
Sistema Norte	**18.708.041**	**115.649.710**	**134.357.751**
LD 23 kV	1.546.830	9.562.223	11.109.054
dic-19	**616.084**	**3.808.521**	**4.424.605**
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,5)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 16 km hasta la Subestación de Horqueta.	616.084	3.808.521	4.424.605
dic-21	**624.403**	**3.859.946**	**4.484.349**
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,2)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 70 km hasta la Subestación de Yby Yau.	353.211	2.183.488	2.536.699
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,4)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 48 km hasta la Subestación de Horqueta.	271.192	1.676.458	1.947.650
dic-22	**306.343**	**1.893.757**	**2.200.100**

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025

Etiquetas de fila	Suma de ML (US$)	Suma de ME (US$)	Suma de TOTAL (US$)
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,1)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de ditribución 23 kV simple terna de 56 km hasta la	306.343	1.893.757	2.200.100
LT 66 kV	1.225.372	7.575.026	8.800.398
dic-21	**1.225.372**	**7.575.026**	**8.800.398**
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,3)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 56 km hasta la Subestación de Yby Yau.	1.225.372	7.575.026	8.800.398
PCH	15.935.839	98.512.460	114.448.299
dic-19	**3.551.876**	**21.957.051**	**25.508.927**
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,5)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 70,04 m3/s, salto total 6 m, área inundada de 1 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,16 MWmedios.	3.551.876	21.957.051	25.508.927
dic-21	**10.038.627**	**62.056.964**	**72.095.591**
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,2)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 15,62 m3/s, salto total 23 m, área inundada de 18,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios.	2.962.338	18.312.633	21.274.971
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,3)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 35,21 m3/s, salto total 15 m, área inundada de 17,3	4.121.275	25.476.970	29.598.245
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,4)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 40,86 m3/s, salto total 9 m, área inundada de 11,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,15 MW y energía media de 2,72 MWmedios.	2.955.014	18.267.361	21.222.375
dic-22	**2.345.337**	**14.498.445**	**16.843.781**
Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 13,06 m3/s, salto total 21 m, área inundada de 31,4 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,6 MW y energía media de 2,14 MWmedios.	2.345.337	14.498.445	16.843.781
Sistema Oeste	**6.012.169**	**37.166.138**	**43.178.308**
FV-DIESEL	732.346	4.527.227	5.259.573
dic-17	**183.086**	**1.131.807**	**1.314.893**
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa			
Parque Solar Fotovoltaico-Diesel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diesel.	183.086	1.131.807	1.314.893
dic-18	**183.086**	**1.131.807**	**1.314.893**
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa			
Adición Parque Solar Fotovoltaico-Diesel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diesel.	183.086	1.131.807	1.314.893
dic-19	**183.086**	**1.131.807**	**1.314.893**
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa			
Adición Parque Solar Fotovoltaico-Diesel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diesel.	183.086	1.131.807	1.314.893
dic-20	**183.086**	**1.131.807**	**1.314.893**
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa			

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025

Etiquetas de fila	Suma de ML (US$)	Suma de ME (US$)	Suma de TOTAL (US$)
Adición Parque Solar Fotovoltaico-Diesel de 500 kWp Fotovoltaico y 1100 kVA Diesel.	183.086	1.131.807	1.314.893
LD 23 kV	225.591	1.394.562	1.620.153
dic-17	**56.398**	**348.641**	**405.038**
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa			
Interconexión al SIN en 23 kV	56.398	348.641	405.038
dic-18	**56.398**	**348.641**	**405.038**
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa			
Interconexión al SIN en 23 kV	56.398	348.641	405.038
dic-19	**56.398**	**348.641**	**405.038**
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa			
Interconexión al SIN en 23 kV	56.398	348.641	405.038
dic-20	**56.398**	**348.641**	**405.038**
Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa			
Interconexión al SIN en 23 kV	56.398	348.641	405.038
LT 220 kV	477.073	2.949.180	3.426.253
dic-25	**477.073**	**2.949.180**	**3.426.253**
Parque Solar Loma Plata			
Interconexión al SIN en 220 kV	477.073	2.949.180	3.426.253
FV	4.577.160	28.295.169	32.872.329
dic-25	**4.577.160**	**28.295.169**	**32.872.329**
Parque Solar Loma Plata			
Parque Solar Fotovoltaico de 10 MWp con paneles con 2 grados de movilidad	4.577.160	28.295.169	32.872.329
Sistema Sur	**25.759.792**	**159.242.349**	**185.002.141**
LD 23 kV	354.910	2.193.992	2.548.902
dic-21	**177.455**	**1.096.996**	**1.274.451**
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,1)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de transmisión 23 kV de 35 km hasta la Subestación de Natalio.	177.455	1.096.996	1.274.451
dic-22	**177.455**	**1.096.996**	**1.274.451**
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,3)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 22 km hasta la Subestación de Natalio.	177.455	1.096.996	1.274.451
LT 66 kV	1.801.384	11.135.831	12.937.215
dic-22	**522.348**	**3.229.058**	**3.751.406**
Pequeña Central Hidroeléctrica Capiibary (16,1)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 10 km hasta la Subestación de Trinidad.	522.348	3.229.058	3.751.406
dic-23	**709.821**	**4.387.983**	**5.097.804**
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,2)			
Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 22 km hasta la Subestación de Natalio.	709.821	4.387.983	5.097.804
dic-24	**569.216**	**3.518.789**	**4.088.005**
Pequeña Central Hidroeléctrica Pirajui (14,1)			
Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 13 km hasta la Subestación de Natalio.	569.216	3.518.789	4.088.005
PCH	23.603.497	145.912.527	169.516.024

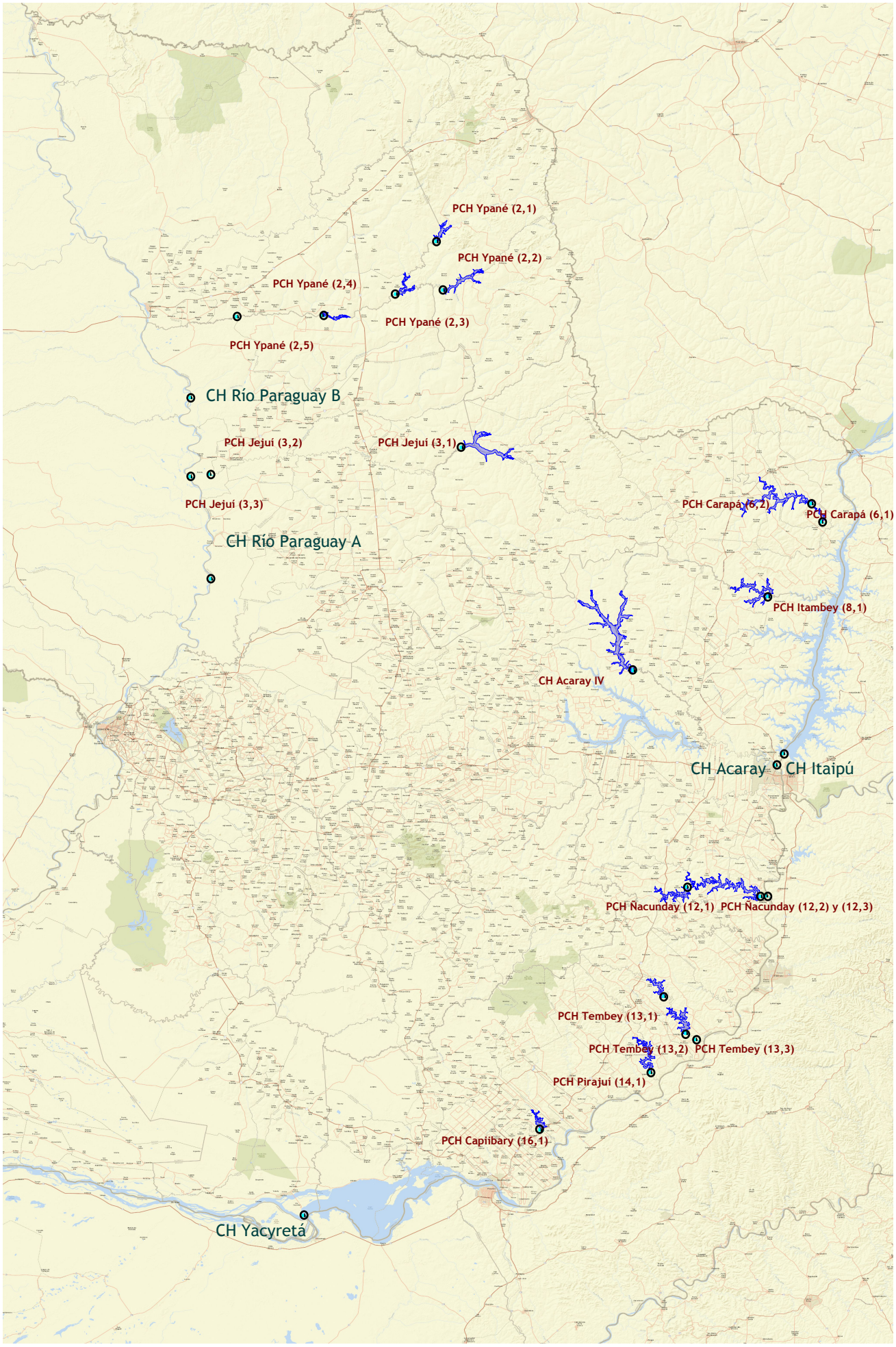
ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD

PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2016 - 2025

Etiquetas de fila	Suma de ML (US$)	Suma de ME (US$)	Suma de TOTAL (US$)
dic-21	**2.037.751**	**12.597.009**	**14.634.761**
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 10,45 m3/s, salto total 29 m, área inundada de 1,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,8 MW y energía media de 2,37 Mwmedios.	2.037.751	12.597.009	14.634.761
dic-22	**9.547.955**	**59.023.722**	**68.571.677**
Pequeña Central Hidroeléctrica Capiibary (16,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 10,54 m3/s, salto total 45 m, área inundada de 16,7 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,8 MW y energía media de 3,65 MWmedios.	7.510.204	46.426.713	53.936.917
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,3)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 15,66 m3/s, salto total 15 m, área inundada de 1,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,5 MW y energía media de 2,52 MWmedios.	2.037.751	12.597.009	14.634.761
dic-23	**6.424.501**	**39.715.099**	**46.139.600**
Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,2)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 16,79 m3/s, salto total 51 m, área inundada de 34,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 5,5 MW y energía media de 7,57 MWmedios.	6.424.501	39.715.099	46.139.600
dic-24	**5.593.289**	**34.576.696**	**40.169.985**
Pequeña Central Hidroeléctrica Pirajui (14,1)			
Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 16,02 m3/s, salto total 46 m, área inundada de 31,8 km2, con dos turbogeneradores francis de 4,3 MW y energía media de 6,28 MWmedios.	5.593.289	34.576.696	40.169.985
Total general	**306.735.153**	**1.896.180.946**	**2.202.916.099**

Anexo 1.3

UBICACIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN


PCH Ypané (2,1)
PCH Ypané (2,2)
PCH Ypané (2,4)
PCH Ypané (2,3)
PCH Ypané (2,5)
CH Río Paraguay B
PCH Jejuí (3,2)
PCH Jejuí (3,1)
PCH Jejuí (3,3)
CH Río Paraguay A
PCH Carapá (6,2)
PCH Carapá (6,1)
PCH Itambey (8,1)
CH Acaray IV
CH Acaray
CH Itaipú
PCH Nacunday (12,1)
PCH Nacunday (12,2) y (12,3)
PCH Tembey (13,1)
PCH Tembey (13,2)
PCH Tembey (13,3)
PCH Pirajuí (14,1)
PCH Capiibary (16,1)
CH Yacyretá
0 km
50 km
100 km
150 km
200 km

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Dirección de Planificación General y Política Empresarial (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN

PERIODO: 2016 – 2025

AGOSTO 2016

PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN (2016 - 2025)

TABLA DE CONTENIDOS

1. RESUMEN EJECUTIVO 3
1.1 OBRAS DE TRANSMISIÓN 5
1.2 OBRAS DE AMPLIACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES 7
1.3 OBRAS DE COMPENSACIÓN 10
1.4 RESUMEN DE CAPACIDAD INSTALADA Y EXTENSIÓN DE LÍNEAS PREVISTAS 10
1.5 INVERSIONES REQUERIDAS 11

2. INTRODUCCIÓN 12

3. CRITERIOS TÉCNICOS 13
3.1 PERFIL DE TENSIONES 13
3.2 CARGA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 14
3.3 CARGA EN TRANSFORMADORES 15
3.4 MARGEN DE CARGA Y ESTABILIDAD DE TENSIÓN 15

4. PREMISAS BÁSICAS 17
4.1 GENERACIÓN 17
4.2 DEMANDA NACIONAL 17
4.3 PROYECCIÓN DE CARGAS Y FACTOR DE POTENCIA POR SUBESTACIONES 19
4.4 EXPORTACIÓN 19

5. CONFIGURACIONES TOPOLÓGICAS 20
5.1 CONFIGURACIÓN DE CORTO PLAZO 20
5.2 CONFIGURACIÓN DE MEDIO PLAZO 20

6. CRONOGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN 21

7. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO 22
7.1 ANÁLISIS DEL SIN EN CONDICIONES NORMALES 22
7.2 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DEL SIN 32
7.3 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN 36
7.4 INTERCONEXIÓN CON LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS BINACIONALES 37

8. ANÁLISIS POR SISTEMAS 39
8.1 SISTEMA CENTRAL 39
8.2 SISTEMA SUR 41
8.3 SISTEMA ESTE 43
8.4 SISTEMA METROPOLITANO 45
8.5 SISTEMA NORTE 48
8.6 SISTEMA OESTE 50

A.2.1 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES Y SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
A.2.2 LISTADO DE OBRAS SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
A.2.3 MAPAS ELÉCTRICOS
A.2.4 PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRA PARA EL PERIODO 2016 – 2025
A.2.5 BALANCE DE GENERACIÓN Y DEMANDA DEL SISTEMA
A.2.6 LONGITUD DE LÍNEA Y CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES
A.2.7 DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SIN

1. RESUMEN EJECUTIVO

La Ley 966/1964 que crea a la Administración Nacional de Electricidad ANDE, tiene dentro de sus objetivos elaborar el Plan Nacional de Electrificación a ser propuesto al Poder Ejecutivo, para su aprobación, con el fin de orientar y fomentar el desarrollo eléctrico del país.

Para elaborar los estudios necesarios para el desarrollo de los planes de expansión de la Transmision de la energía eléctrica para el corto y medio plazo se consideró la previsión de la demanda como el insumo básico para desarrollar el planeamiento del Sistema Eléctrico Paraguayo SEP. Los acontecimientos futuros dependen de factores poco predecibles cuyo grado de incertidumbre aumenta con el horizonte considerado para la planificación. Teniendo en cuenta la expansión sostenida de la demanda de energía eléctrica del país es necesaria la formulación de posibles escenarios de crecimiento del mercado para definir y dimensionar adecuadamente las inversiones requeridas por el SEP.

El Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo para el periodo 2016-2025 presenta una síntesis de los estudios técnicos de planificación realizados con vistas a determinar el conjunto de obras necesarias en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), de forma a acompañar el crecimiento de la demanda, para proveer un servicio en condiciones técnicamente aceptables de acuerdo a los criterios y premisas de planificación adoptados.

Como resultado de los estudios técnicos, se obtiene el Plan de Obras de Transmisión para la próxima década, en el cual se plasman las necesidades del sistema. Debido a la coyuntura nacional, el Plan se centra fundamentalmente en las obras de refuerzo que permiten atender el crecimiento de la demanda, quedando en un segundo plano aquellas obras que apunten exclusivamente a un aumento en la confiabilidad del suministro de la energía eléctrica.

Si bien la definición de un Plan de Obras se ve influenciado por diversos factores, como ser: configuraciones topológicas consideradas, requerimientos de confiabilidad, calidad y disponibilidad de fuentes de generación, entre otros, el factor de mayor preponderancia es el escenario de crecimiento de la demanda. En este sentido, el Plan Maestro de Corto y Medio Plazo es desarrollado en base a la adopción de un escenario de mercado de energía eléctrica con una tasa de crecimiento promedio de 8,6 % en el periodo, conforme a la recomendación del "ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2015-2026", elaborado por el Departamento de Estudios de Tarifas y Mercado, y aprobado por Resolución P/Nº 36.408 de la ANDE, en fecha 24/07/2015.

Cabe acotar que dicha tasa o porcentaje de crecimiento, se refiere al asociado únicamente al mercado nacional sin considerar la inserción al SIN de futuras nuevas industrias electrointensivas (IEI). Con la inclusión de las mismas, dicho porcentaje de crecimiento corresponde al 8,9 %, el cual fue finalmente utilizado para el dimensionamiento del SIN.

Estos porcentajes de crecimiento adoptados, consideran que el País ha iniciado un proceso de industrialización, y que después de muchas décadas de estancamiento del sector, habría una ruptura del modelo tradicional. Tras el anuncio del Gobierno nacional del procesamiento del 50% de la soja producida en el País a partir del 2013, al año 2014 este porcentaje de industrialización alcanzó el 39%. Asimismo, al crecimiento sostenido de la inversión bruta de capital en los últimos años se debe sumar el impacto económico de la incorporación de pequeñas electrointensivas (alrededor de 125 MW y 1.009 GWh para el año 2021) que se están instalando en el País.

La recuperación de las expectativas del sector privado, el crecimiento de la clase media alrededor del 50% en los últimos 10 años, la inversión pública en infraestructura, la construcción masiva de grandes shoppings y hoteles, asimismo, el continuo crecimiento del sector financiero nacional (alrededor del 13% promedio anual en los últimos 5 años), constituyen factores significativos para plantear un elevado crecimiento del producto interno bruto en la próxima década.

A los factores mencionados, debemos agregar los diversos proyectos de parques industriales que se planean instalar en el País en determinadas regiones, además de las ya existentes (Hernandarias y Capiatá), como: Villa Hayes, Villeta, Itapúa, Concepción, entre otros.

Es también importante resaltar nuevamente, que el Plan de Obras presentado constituye un conjunto de obras requeridas para atender al mercado eléctrico nacional así como también a algunas industrias

electrointensivas (IEI), las cuales ya poseen contrato firmado con ANDE y con plazos de aumentos graduales en sus potencias contratadas, conforme al Decreto 7406. En la Tabla I a seguir se presenta el cronograma de implementación de la demanda total de las industrias Electrointensivas, conforme al Decreto 7406.

Tabla I - Demandas de IEI llevadas en consideración en el presente Plan

Demandas Electrointensivas										
Años	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Demanda MW	64	119	161	191	201	206	206	206	206	206
Demanda MWh	481	894	1209	1434	1509	1547	1547	1547	1547	1547

Observaciones:

El cronograma de potencia demandada por las industrias fue realizado en base a informaciones suministradas por las mismas, y los valores máximos indicados corresponden a las demandas anuales finales de las Industrias. Así mismo las cinco IEI modularán su potencia contratada en todas las fases al 25%, es decir desconectarán su potencia contratada en un 75% en el horario de punta del SIN. Se ha incluido en la demanda de IEI las pérdidas de transmisión ocasionadas, que promedian un 5%.

La posibilidad de aumentos considerables en los intercambios energéticos con otros países de la región deberá ser analizada en estudios específicos, para cada caso.

El estudio presentado se basa en un análisis de régimen permanente, es decir, en simulaciones de flujo de potencia, tomándose como premisa principal de planificación el suministro de la demanda total proyectada sin violaciones a los criterios de tensión y de cargas en líneas de transmisión y equipos de transformación ante condiciones normales de operación del Sistema (Red Completa).

Se evalúan también condiciones de emergencia, considerándose el *Criterio N – 1 o contingencia simple,* en el que se supone la pérdida de un solo elemento del sistema por vez (Red Incompleta o Alterada). Las contingencias son analizadas principalmente en los corredores de transmisión en 220 y 500 kV, de forma a estimar el desempeño del Sistema ante las mismas, y dependiendo de la severidad de estas, evaluar la necesidad de introducción de obras de refuerzo. Dicho análisis es limitado al tronco principal de transmisión del SIN, donde se tiene algún tipo de redundancia, y la magnitud de carga potencialmente afectada es mayor.

Para el periodo 2016-2025 se requerirían un total de 227 obras de transmisión y transformación, discriminadas en los cuadros a continuación:

Obras en Líneas de Transmisión	
Recapacitación de líneas existentes	26
Nuevas líneas de transmisión:	
500 kV	5
220 kV	25
66 kV	22

Obras en Subestaciones	
Ampliaciones de capacidad de transformación existentes	105
Nuevas subestaciones:	
500 kV	3
220 kV	25
66 kV	14

Obras de Compensación Reactiva	
Compensación en 220 kV	2
Compensación en 23 kV	156

1.1 Obras de transmisión

1.1.1 Red de 500 kV

El Plan de Obras incluye un conjunto de obras de 500 kV de gran envergadura, necesarias para satisfacer la demanda analizada, atendiendo fundamentalmente el mercado local. Así, en el periodo se requiere la construcción de las siguientes obras:

- LT 500 kV Yacyretá – Ayolas, segunda línea (16 km), con una capacidad de 2000 MVA (año 2018).
- LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes (347 km) con una capacidad de 2000 MVA, y ampliación de la Subestación Villa Hayes con la instalación del tercer banco de transformadores de 500/220 kV - 600 MVA (año 2018).
- Subestación Villa Hayes, montaje del cuarto banco de autotransformadores 500/220 kV - 600 MVA adicional (año 2019).
- Subestación Ayolas, montaje del tercer banco de autotransformadores 500/220 kV - 375 MVA adicional (año 2019).
- Seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes y construcción de la Subestación Valenzuela 500 kV con una capacidad de transformación 500/220 kV inicial de 1200 MVA (año 2019). Seccionamiento de la LT 220 kV doble terna Coronel Oviedo – Guarambaré, y de la LT simple terna Coronel Oviedo – Eusebio Ayala (año 2019).
- LT 500 kV Margen Derecha – Minga Guazú (54 km) con una capacidad de 2000 MVA, y Subestación Minga Guazú 500 kV con una capacidad inicial de transformación de 500/220 kV - 2 x 600 MVA, totalizando 1200 MVA (año 2020).
- LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, segunda línea (348 km) con una capacidad de 2000 MVA (año 2021).
- Subestación Minga Guazú, montaje del tercer banco de autotransformadores 500/220 kV - 600 MVA (año 2022).
- Subestación Carayao, construcción de patio en 500 kV y montaje de tres bancos de autotransformadores con una capacidad de transformación 500/220 kV de (3 x 600) MVA, totalizando 1800 MVA. Seccionamiento de las dos (2) Líneas de Transmisión Margen Derecha – Villa Hayes en la Subestación Carayao (año 2024).
- Línea 500 kV Minga Guazú – Valenzuela (255 km), con una capacidad de 2000 MVA, y posiciones correspondientes (año 2024).
- Subestación Valenzuela, montaje del tercer banco de autotransformadores 500/220 kV - 600 MVA (año 2025).
- LT 500 kV Margen Derecha – Minga Guazú, segunda línea (54 km) con una capacidad de 2000 MVA (año 2025).

1.1.2 Red de 220 kV

El Plan de Obras incluye de igual manera un conjunto de nuevas líneas de 220 kV, que pueden ser consideradas estructurales, ya que modifican sustancialmente la operación del sistema de transmisión, proveyendo un aumento importante en la confiabilidad y flexibilidad del sistema. En este sentido se pueden mencionar como necesarias las siguientes obras de construcción y repotenciación:

Construcción

Sistema Central

- *LT 220 kV (doble terna) desde la Subestación Valenzuela hasta punto de intersección con la LT 220 kV (simple terna) Coronel Oviedo - Eusebio Ayala - Capiatá - San Lorenzo, (25 km) (año 2019).*
- *LT 220 kV doble terna Carayaó – San Estanislao (47 km) (año 2022).*

Sistema Sur

- *LT 220 kV doble terna Ayolas – Coronel Bogado (65 km) (año 2018).*
- *LT 220 kV simple terna Santa Rita – María Auxiliadora (110 km) (año 2019).*
- *LT 220 kV reconstrucción en doble terna Coronel Bogado – Trinidad (53 km) (año 2020).*
- *LT 220 kV simple terna Villalbín – Buey Rodeo (200 km) (año 2021).*

Sistema Este

- *LT 220 kV doble terna Acaray – Pte. Franco (10 km) (año 2017).*
- *LT 220 kV subterránea Pte. Franco – Alto Paraná II (5 km) (año 2018).*
- *LT 220 kV simple terna Kilómetro 30 – Santa Rita (45 km) (año 2018).*
- *LT 220 kV doble terna Kilómetro 30 – Minga Guazú (3 km) (año 2020).*

Sistema Metropolitano

- *LT 220 kV doble terna Villa Hayes – Puerto Sajonia (25 km) (año 2016).*
- *LT 220 kV Puerto Botánico – Villa Aurelia y Puerto Botánico – Barrio Molino (4,15 km tramo aéreo doble terna y tramo subterráneo de 3,25 km, hasta intersección Subestación Mufa en Av. Santa Teresa esquina Madame Lynch. Desde Transición Mufa tramo subterráneo a Villa Aurelia 3,4 km, y tramo subterráneo simple terna hasta Barrio Molino de 1,85 km) (año 2017).*
- *LT 220 kV simple terna Guarambaré – Buey Rodeo (40 km) (año 2018).*
- *LT 220 kV doble terna Villa Hayes – Puerto Botánico (9 km) – y sustitución de los actuales conductores de una de las ternas e instalación de conductores de la otra terna desde subestación Puerto Botánico hasta la subestación Parque Caballero (5,5km). Construcción de tramo subterráneo de (1 km) (año 2019).*
- *LT 220 kV simple terna Limpio – Zárate Isla (16 km) (año 2021).*
- *LT 220 kV doble terna Guarambaré – La Victoria – San Lorenzo (18 km) (año 2024).*

Sistema Norte

- *LT 220 kV simple terna Itakyry – Curuguaty – Capitán Bado – Cerro Corá (330 km) (año 2016).*
- *LT 220 kV simple terna Horqueta – Concepción II (45 km) (año 2018).*
- *LT 220 kV simple terna Derivación cruce Bella Vista – Bella Vista Norte (80 km) (año 2019).*
- *LT 220 kV simple terna Villa Hayes – Concepción II (200 km) (año 2019).*

Sistema Oeste

- *LT 220 kV simple terna Vallemí II – Toro Pampa (130 km) (año 2022).*

- *LT 220 kV simple terna Concepción II – Pozo Colorado – Loma Plata (300 km) (año 2022).*
- *LT 220 kV simple terna Loma Plata – Cruce Don Silvio (245 km) (año 2023).*

Repotenciación

Sistema Central

- *LT 220 kV Cnel. Oviedo – Cnel. Oviedo II – Carayaó repotenciación de 48 km de 210 para 350 MVA (año 2021).*

Sistema Sur

- *LT 220 kV Ayolas - San Patricio repotenciación de 43 km de doble terna de 250 para 375 MVA (año 2016).*
- *LT 220 kV Ayolas - Villalbín repotenciación de 121 km de 210 para 350 MVA (año 2021).*

Sistema Este

- *LT 220 kV Margen Derecha - Itakyry repotenciación de 71 km de doble terna de 250 para 350 MVA (año 2017).*
- *LT 220 kV Presidente Franco - Paranambú repotenciación de 39 km de 180 para 350 MVA (año 2021).*

Sistema Metropolitano

- *LT 220 kV Villa Hayes – Limpio repotenciación de 19 km de 210 para 350 MVA (año 2018).*
- *LT 220 kV Lambaré – Puerto Sajonia repotenciación de 8,05 km de tramo aéreo y 1 km de tramo subterráneo, para 350 MVA (año 2023).*
- *LT 220 kV doble terna Valenzuela – Pirayú – Guarambaré y Valenzuela – Metalúrgica Iguazú – Guarambaré repotenciación de 58 km de 272 para 550 MVA (año 2024).*

1.2 Obras de ampliación y construcción de subestaciones

El Plan de Obras incluye un importante número de nuevos centros de distribución, los cuales se resumen a continuación:

Sistema Central

- *Barrio San Pedro*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Vaquería*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Colonia Independencia*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2019).
- *Coronel Oviedo II*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2021).
- *Fasardi*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2023).

Sistema Sur

- *Fram*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2017).
- *María Auxiliadora*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2019).
- *Costanera*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 60 MVA (año 2019).

- *Aguaray*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2020).
- *Yuty*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 30 MVA (año 2020).
- *Pilar II:* subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2021).

Sistema Este

- *Curuguaty II*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2016).
- *Microcentro*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2017).
- *Minga Porá*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 30 MVA (año 2017).
- *Mallorquín*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Alto Paraná II*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de transformación 220/66 kV de 120 MVA y 220/23 kV de 80 MVA (año 2018).
- *Kilómetro 8*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2018).
- *Santa Rita*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2018).
- *San Alberto*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2020).

Sistema Metropolitano

- *Fernando de la Mora*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 90 MVA (año 2016).
- *Barrio Mburucuyá*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 90 MVA (año 2017).
- *La Colmena*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2017).
- *Barrio Molino*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 240/120/120 MVA (año 2017).
- *Mariano Roque Alonso*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 60 MVA (año 2017).
- *Villa Aurelia*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 240/120/120 MVA (año 2017).
- *Altos*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 120/60/60 MVA (año 2018).
- *Buey Rodeo*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de 120/60/60 MVA (año 2018).
- *Villa Elisa*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2018).
- *Arroyos y Esteros*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2020).
- *Barcequillo*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 50 MVA (año 2020).
- *Zárate Isla*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2021).
- *Autódromo*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2021).
- *Barrio Jara*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2021).

Sistema Norte

- *Capitán Bado*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2016).
- *Concepción II*: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de transformación 220/66 kV de 60 MVA y 220/23 kV de 41,67 MVA (año 2018).
- *Bella Vista Norte*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2019).

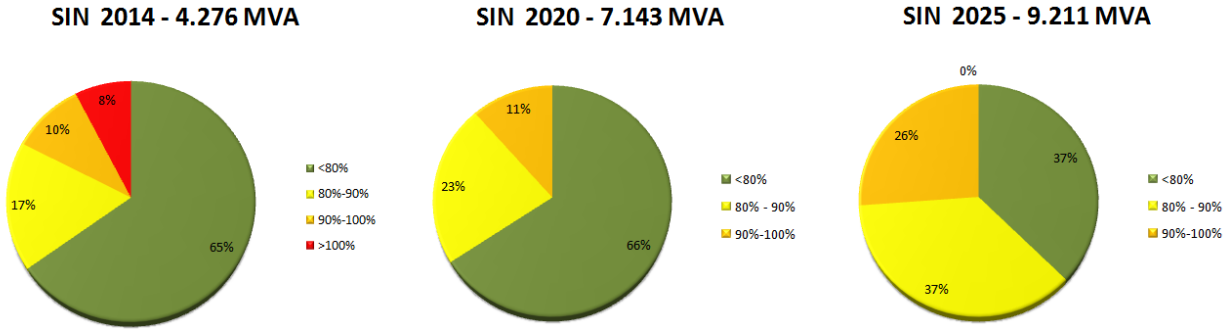
Sistema Oeste

- *Acueducto EB1*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 10 MVA (año 2017).
- *Acueducto EB2*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 10 MVA (año 2017).
- *Toro Pampa*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 10 MVA (año 2022).
- *Cruce Don Silvio*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2023).
- *Pozo Colorado*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 10 MVA (año 2023).

De igual forma, se puede destacar la necesidad de ampliación de capacidad de transformación en prácticamente todas las subestaciones existentes en el SIN. En este sentido, se resalta la paulatina introducción del nuevo módulo de transformación 220/23 kV de 80 MVA en sustitución al módulo actual de 41,67 MVA. Así mismo, se puede resaltar la necesidad de continuar con las duplicaciones de la capacidad de transformación en subestaciones de gran porte del Sistema Metropolitano, como son las subestaciones Parque Caballero y Puerto Sajonia, al igual que las actualmente en proceso como lo son las subestaciones de Puerto Botánico y Lambaré.

Los siguientes gráficos resumen el estado de carga de los transformadores de potencia que alimentan a la red de distribución del SIN. Los mismos indican la capacidad total instalada en MVA en el nivel de 23 kV, en subestaciones del Sistema, agrupándose la capacidad instalada conforme sus factores de utilización previstos en los siguientes grupos: hasta 80%, hasta 90%, hasta 100%, y mayor a la capacidad nominal (mayor a 100%). Los gráficos llevan en cuenta las ampliaciones de las capacidades de transformación, de acuerdo a las obras propuestas para los años del periodo 2016-2025.

Estado de Carga de los Transformadores del SIN - Periodo 2016 – 2025



Puede observarse que de 4.276 MVA instalados en 23 kV en subestaciones en el 2014, se requerirá contar con una capacidad instalada de 7.143 MVA para el 2020 y de 9.211 MVA para el 2025, lo cual implica un 115% de aumento en la capacidad instalada para todo el periodo. Puede apreciarse también, que para el 2014 se tenía cerca del 8% de la capacidad instalada operando con un factor de utilización superior al 100%.

La capacidad instalada para el 2020 permite mejorar el estado de carga de los transformadores, teniéndose estimativamente un 66% del parque de transformadores operando con un factor de utilización de 80% o menor, sin ningún equipo operando por encima del 100%. Sin embargo, considerando que la incertidumbre con relación al crecimiento de la demanda es mayor en el Medio Plazo, y con el objetivo de optimizar económicamente el Plan de Inversiones, en dicho periodo se tiene una reducción en el ritmo de aumento de capacidad instalada, lo cual produce una reducción del margen de carga, obteniéndose así que para el 2025, el 37% del parque de transformadores estaría operando con una carga de 80% o menor, en relación a su capacidad nominal.

1.3 Obras de compensación

Dado el continuo crecimiento de la demanda, la compensación reactiva se convierte en una herramienta de optimización de la operación del sistema de transmisión.

En este sentido, el Plan de Obras prevé la instalación de un nuevo Sistema de Compensación Reactiva (SVS) en el nivel de tensión de 220 kV en la Subestación San Lorenzo. Dicho equipamiento de compensación estaría sustituyendo al actual CER también ubicado en la Subestación San Lorenzo en 66 kV (-80/+150 MVAr), elemento que ha llegado al término de su vida útil, y por ende su actual funcionamiento es irregular. Estudios realizados han mostrado la ventaja en la instalación del citado compensador en el nivel de tensión de 220 kV y en la subestación San Lorenzo, con un rango de compensación o capacidad de (-100/+260 MVAr), con rango dinámico de (-100/+100 MVAr) y un rango estático de (2 x 80 MVAr), el cual requiere estar operativo para el año 2018.

Se puede destacar la importancia que tienen los compensadores estáticos de reactivos instalados en el SIN en el control del perfil de tensiones. Así, el aporte del compensador de la Subestación Guarambaré (-120/+300 MVAr en 220 kV), de la Subestación Limpio (-150/+250 MVAr en 220 kV), y de la Subestación Horqueta (-80/+150 MVAr en 220 kV), permiten no solamente obtener un control en el nivel de tensión, sino que también proveen un soporte reactivo para aumento de la capacidad de transmisión y de la estabilidad del sistema.

Finalmente, el Plan prevé la instalación de 633 MVAr en bancos de capacitores en 23 kV, con el fin de acompañar el crecimiento de la demanda reactiva del sistema, y optimizar la utilización de la capacidad de transformación en las subestaciones del SIN.

1.4 Resumen de capacidad instalada y extensión de líneas previstas

La Tabla II a continuación resume la evolución del SIN en el Corto Plazo (2016-2020), y Medio Plazo (2021-2025), respectivamente, indicándose la capacidad instalada en transformación, longitudes de las líneas de transmisión por nivel de tensión, compensación reactiva por nivel de tensión, y el número de subestaciones del Sistema en los mencionados periodos.

Tabla II - Resumen de la evolución de los equipos del SIN, Periodo 2016 – 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Interconectado Nacional

Concepto	Unid.	Existente	Aumento Previsto										Previsto
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	2025
Líneas en 500 kV	km	364			363		54	348			255	54	1.074	1.438
Líneas en 220 kV	km	4.235												6.711
Construcción	km		380	40	265	448	112	266	224	545	196		2.476	
Recapacitación	km		86	142	19	15		208		9	116		595	
Líneas en 66 kV	km	1.318												1.659
Construcción	km		20	66	78	20	149	4				5	341	
Recapacitación	km		67	30	68				5		127	15	170	
Transformadores														
500/220 kV	MVA	4.750			600	975	1.200	1.200	600		1.800	600	6.975	11.725
220/66 kV	MVA	2.357	446	503	540	160	80	45	238	23			2.033	4.390
220/23 kV	MVA	2.142	298	645	685	225	202	463	10	207	323	160	3.218	5.360
66/23 kV	MVA	2.357	246	686	10	150	170	145		200	200	200	2.007	4.364
Compensación														
CER 220 kV	MVAr	-230/400	-120/300		-100/260								-120/560	-450/960
CER 66 kV	MVAr	-80/150												125
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr	180	40											220
B.C. 220 kV	MVAr	320				80							80	400
B.C. 23 kV	MVAr	829	288	73	67	28	114	99	28	183	181	132	1.193	2.022
Subestaciones	Un.	82	3	13	7	4	6	6	1	3	1		44	126

El listado de obras que componen el Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo puede ser encontrado en el Anexo 1.

1.5 Inversiones requeridas

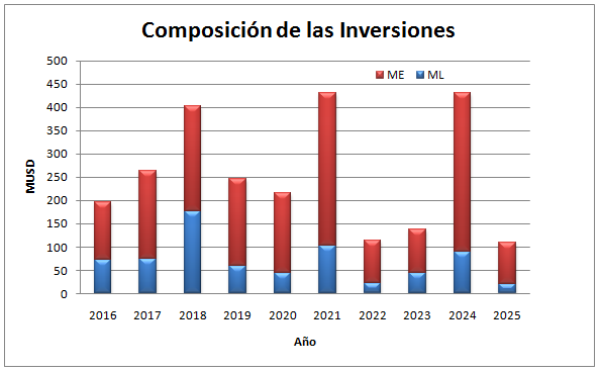
Las inversiones que serían requeridas para llevar adelante dichas obras se resumen en la siguiente Tabla III, discriminada por montos en moneda local (obras), moneda extranjera (materiales y equipos) y los totales, para las obras de transmisión.

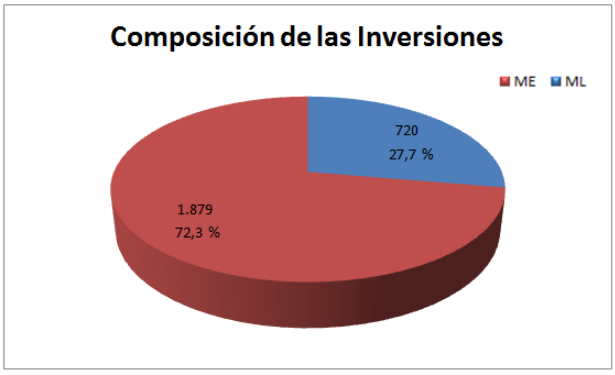
Los costos indicados corresponden a costos directos, calculados a partir de valores típicos referenciales (costos modulares), propios de un nivel de planificación, incluyéndose los impuestos.

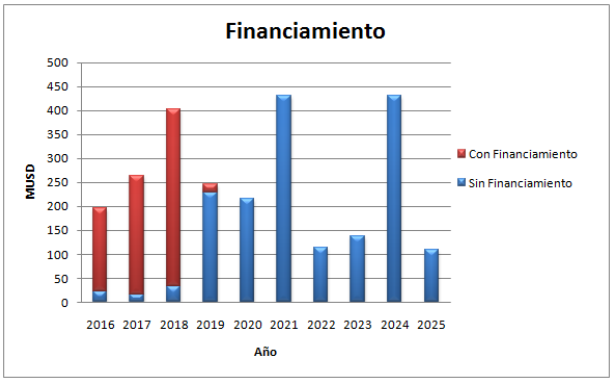
Tabla III - Inversiones de Plan Maestro 2016 – 2025 (En Millones de USD)

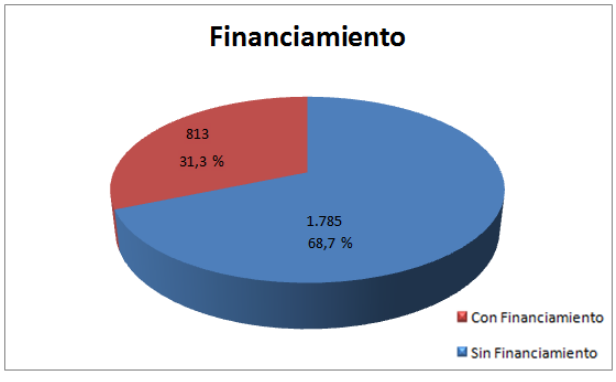
Año	Transmisión		
	ML	ME	Total
2016	73	123	196
2017	74	190	264
2018	178	230	407
2019	62	190	252
2020	44	172	216
2021	106	338	444
2022	22	92	114
2023	46	97	143
2024	92	350	442
2025	23	97	120
Totales	720	1.879	2.598

A continuación se presentan unos gráficos ilustrativos de la composición de las inversiones requeridas en transmisión, así como la composición de las mismas en moneda local y extranjera y la cobertura del financiamiento obtenido para las mismas.









2. INTRODUCCIÓN

Este trabajo presenta una síntesis de los estudios técnicos relacionados con la planificación del Sistema de Transmisión de la ANDE de Corto y Medio Plazo para el periodo comprendido entre los años 2016 y 2025.

Primeramente, se exponen los criterios técnicos utilizados, y las premisas básicas adoptadas en la elaboración del trabajo. Posteriormente, se presenta el plan de obras requeridas a partir de una evaluación del desempeño del sistema.

Los principales componentes del Plan Maestro de Transmisión son:

- **Análisis general del sistema**

  Para el periodo considerado, y para distintos periodos de carga (punta, media y leve), se analiza el desempeño de las configuraciones topológicas de la red eléctrica adoptadas para la operación del Sistema, comprendiendo básicamente:

  ***Análisis en régimen normal*.** Es el análisis en estado permanente de las configuraciones adoptadas para el sistema con la red completa, de forma a evaluar las condiciones de cargas presentes en los transformadores y líneas de transmisión, así como el perfil de tensión de las barras del sistema y las condiciones operativas de los compensadores estáticos de reactivos.

  Análisis en régimen de emergencia (contingencia simple). Análisis similar al anterior pero con la presencia de una contingencia simple severa, como la pérdida de un circuito de transmisión en 500 kV, resultando así la operación con una red alterada o incompleta.

- **Análisis por sistemas**

  Es la descripción concisa de los problemas detectados en los distintos sistemas regionales de transmisión y transformación. Se presentan los principales refuerzos requeridos y que se encuentran contenidos en el Plan de Obras, incluyéndose las justificaciones técnicas y sus efectos.

  Cabe resaltar, que el análisis realizado está basado fundamentalmente en estudios de flujo de potencia (régimen permanente). Los estudios en régimen transitorio y dinámico del Sistema se omiten del presente informe, debido a las características particulares del Sistema ANDE.

  Queda fuera del alcance de este estudio el análisis de estabilidad dinámica del sistema ante una operación interconectada de la Centrales de Itaipú y Yacyretá en un único sistema eléctrico, lo cual requerirá de un estudio complementario dado la especificidad técnica involucrada.

- **Anexos**

  En los anexos se presentan:

  - Interconexiones internacionales y sistemas regionales del Sistema Interconectado Nacional (SIN);
  - Listado de Obras;
  - Mapas eléctricos;
  - Proyección de cargas por barra para el periodo 2016 – 2025;
  - Balance de generación y demanda del sistema;
  - Datos de longitudes de líneas de transmisión y capacidad instalada en subestaciones;
  - Diagramas de flujos de potencia y tensiones de barras por año;
  - Diagramas unifilares del SIN.

3. CRITERIOS TÉCNICOS

Diariamente, la generación de electricidad oferta la potencia necesaria al sistema eléctrico, la que se destina a cubrir la demanda de las residencias, comercios, industrias, instituciones, etc.

La premisa de los responsables del suministro de energía eléctrica es que se atienda esta demanda con seguridad, calidad, confiabilidad y economía. El asegurar esas condiciones implica que se desarrollen procesos adecuados de planificación del sector eléctrico, asegurando las inversiones necesarias, aparejadas a las previsiones de crecimiento de la demanda.

Los criterios técnicos utilizados para la planificación establecen condiciones mínimas que se deben cumplir durante la simulación del desempeño estático del SIN (*Régimen Permanente*). Básicamente, estos criterios establecen valores de tensión y carga admisible en líneas de transmisión, equipos de transformación, compensación estática de reactivos y generadores en condiciones de operación normal y de emergencia.

A fin de determinar las necesidades del sistema, tales como nuevas obras, ampliación de la capacidad de generación, repotenciación de equipos, ampliación de la capacidad de transformación de las subestaciones, etc., se analiza el desempeño del SIN principalmente en el periodo de demanda máxima simultánea y en condiciones normales, es decir, con todos sus elementos en servicio (red completa). En estas condiciones todos los equipos deben estar operando dentro de sus capacidades nominales y las tensiones dentro de los rangos aceptados.

De igual forma, se analizan los periodos de demanda de carga media y leve, a fin de especificar y verificar los equipos utilizados en el control de la tensión del sistema.

En cuanto a los equipos de transformación, la carga de los mismos es evaluada considerando las demandas máximas en los respectivos locales, la cual no necesariamente coincide con la carga máxima simultánea del SIN. Con esto, se determinan los refuerzos de transformación requeridos en los distintos centros de distribución.

Se evalúan también las condiciones de emergencia, considerándose el *Criterio N – 1,* en el que se supone la pérdida de un solo elemento del sistema por vez. Dicho criterio es normalmente aceptado en planificación de sistemas eléctricos. Las contingencias son analizadas principalmente en el tronco de transmisión en 220 y 500 kV, de forma a estimar el desempeño del sistema ante las mismas, y dependiendo de la severidad de las contngencias, evaluar la necesidad de obras de refuerzo adicionales.

3.1 Perfil de tensiones

Los rangos de tensión admisibles en el sistema, ante condiciones normales y de emergencia se indican en la Tabla IV.

Tabla IV- Rango de Tensión Admisible en los Criterios de Planificación

Estado del Sistema	**Rango de Tensión Admisible [pu]**		
	23 kV	66, 220 y 500 kV	Barras cercanas a la Generación
Condiciones Normales	1,05	0,95 – 1,05	0,95 – 1,10
Contingencia (*N–1*)	1,00 – 1,05	0,90 – 1,10	0,90 – 1,10

3.2 Carga en líneas de transmisión

En condiciones normales de operación todas las líneas de transmisión deben operar dentro de los límites de su capacidad nominal. Ante condiciones de emergencia, se tolera una sobrecarga de hasta 20% de su capacidad nominal.

En lo que se refiere a la capacidad para las líneas de transmisión de 66 kV la Tabla V siguiente muestra los valores de las capacidades adoptadas conformes las especificaciones de Proyecto.

Tabla V- Capacidad de Líneas de Transmisión en 66 kV

	Capacidad de Líneas (MVA)	
	Condiciones del Sistema	
Tipos de Líneas	**Normales**	**Contingencia (*N-1*)**
Subterránea (Nuevas)	100	120
Subterráneas (Viejas)	60	72
Aérea Metropolitana	50	60
Aérea Interior	40	50
Aérea Nueva	72	80

En lo que se refiere a la capacidad para las líneas de transmisión de 220 kV, y de 500 kV la Tabla VI siguiente muestra los valores de las capacidades adoptadas conforme a Instrucciones Operativas vigentes en la ANDE.

Tabla VI - Capacidad de Líneas de Transmisión 500 y 220 kV

	Capacidad de LTs (MVA)	
Tipos de Líneas	**Condiciones Normales Año 2016**	**Condiciones Normales considerando futuras obras**
Subterránea 220 kV	250	350
General 220 kV (Típico)	210	350
GUA – LAM 220 kV	195	350
ACY – COV 220 kV (Ctos. II y III)	191	191
ACY – PFO	200	550
ACY – K30 (Ctos. I y II)	550	550
K30 – COV (Cto. I)	191	191
K30 – COV (Ctos. VIII y IX)	300	300
MD – CYO 220 kV (Ctos. IV y V)	259	350
COV – SLO 220 kV (Cto. I) COV – GUA 220 kV (Ctos. II y III)	272	550
CYO – LIM 220 kV (Ctos. IV y V)	230	230
AYO – SPA- 220 kV	294	375
SPA – GUA- 220 kV (Ctos. VI y VII)	240	240
MD – ACY (Ctos. I y II)	667	667
MD – MGA 500 kV	2000	2000

AYO – VAL 500 kV	2000	2000
YAC – AYO 500 kV	2000	2000
AYO – VHA 500 kV	2000	2000
MD – VHA 500 kV	2000	2000

- Especificadas a 1 p.u. de tensión

3.3 Carga en transformadores

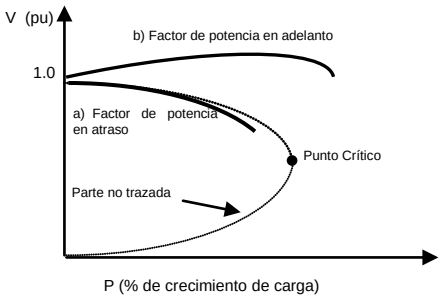
Para los transformadores que componen el sistema de transmisión y subtransmisión (220 kV y 66 kV), en condiciones normales de operación, todos deben operar dentro de los límites de su capacidad nominal. Ante condiciones de emergencia, se tolera una sobrecarga de hasta 20% de su capacidad nominal.

Para los transformadores que alimentan la red de distribución en 23 kV, se consideró una ampliación o cambio de los mismos una vez alcanzada su capacidad nominal en condiciones de carga máxima de la subestación, generalmente, no coincidente con la punta del sistema.

3.4 Margen de carga y estabilidad de tensión

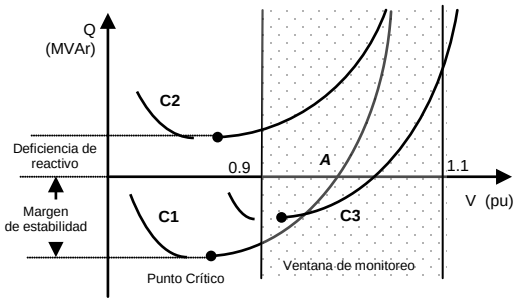
En lo que se refiere a márgenes de carga y estabilidad de tensión, aún no se han adoptado márgenes mínimos requeridos, tanto en potencia activa como reactiva (MW y MVAr). Dichos márgenes son calculados de manera a tener una noción cualitativa del desempeño del sistema en lo que se refiere a estabilidad de tensión.

Los márgenes de potencia activa son calculados mediante el trazado de curvas PV del sistema, las cuales se obtienen mediante aumentos sucesivos y simultáneos en la carga de todas las barras del sistema ANDE. Dichos aumentos son realizados manteniendo constantes los factores de potencia de las barras de carga del sistema. La curva PV muestra la evolución de la tensión de una o varias barras conforme aumenta la carga. El punto crítico de estabilidad sería el punto de máxima carga posible (punta de la nariz de la curva). A medida que el punto operativo se acerca a dicho punto crítico, las posibilidades de inestabilidad aumentan. En el gráfico se muestra también el efecto de la compensación reactiva, por medio de la cual se puede aumentar la capacidad de carga pero obteniéndose puntos críticos con tensiones cada vez más elevadas.



El margen de carga de potencia reactiva se evalúa mediante el trazado de curvas QV. Dichas curvas grafican la tensión de una barra y la generación de potencia reactiva (positiva o negativa) requerida por el sistema para mantener dicho valor deseado de tensión.

En la siguiente figura se esquematizan varias curvas QV donde se resaltan los mínimos que representan los puntos críticos de las mismas (para tensiones inferiores se tendría una operación inestable). Por cuestiones prácticas, dichas curvas son trazadas exclusivamente para la ventana de interés de 0,90 a 1,10 *p.u.* de tensión que se encuadra dentro de los rangos de tensión especificados en la sección 3.1. A modo ilustrativo se esquematizan 3 curvas QV. La curva **C1** muestra la existencia de un punto operativo sin requerimientos de compensación (punto ***A***) y con margen adecuado de estabilidad. La curva **C2** representaría un sistema con mayor carga que la del **C1**, y la falta de intersección con el eje V denotaría la deficiencia de reactivo en el sistema y la necesidad de compensación reactiva de forma a obtener un



punto operativo seguro. La curva **C3** denotaría un sistema donde se tendría un punto operativo sin requerimiento de compensación adicional en la barra, pero con reducido margen de estabilidad, además de tenerse un punto crítico dentro del rango de tensiones en emergencia. Este hecho, indicaría que el sistema ya se encuentra con alta compensación reactiva (ver efecto de compensación en gráfico Curva PV), lo cual implicaría la necesidad de aumento de capacidad de transmisión.

Ambas metodologías son complementarias y sirven para identificar los problemas del Sistema y determinar la eficacia de las soluciones propuestas.

En general, se buscará que las obras sugeridas en el Plan Maestro produzcan un aumento en el margen de carga, tanto activa como reactiva, y en consecuencia mejorar el margen de estabilidad de tensión del Sistema.

4. PREMISAS BÁSICAS

En esta sección se definen los escenarios básicos bajo los cuales se realiza el análisis del desempeño del sistema eléctrico de potencia y en función a ellos se especifican las necesidades del SIN para su operación dentro de los criterios técnicos preestablecidos.

4.1 Generación

Las fuentes de generación del SIN consideradas para el periodo de análisis son 100% de origen hidroeléctrico, siendo las características de las mismas, las siguientes:

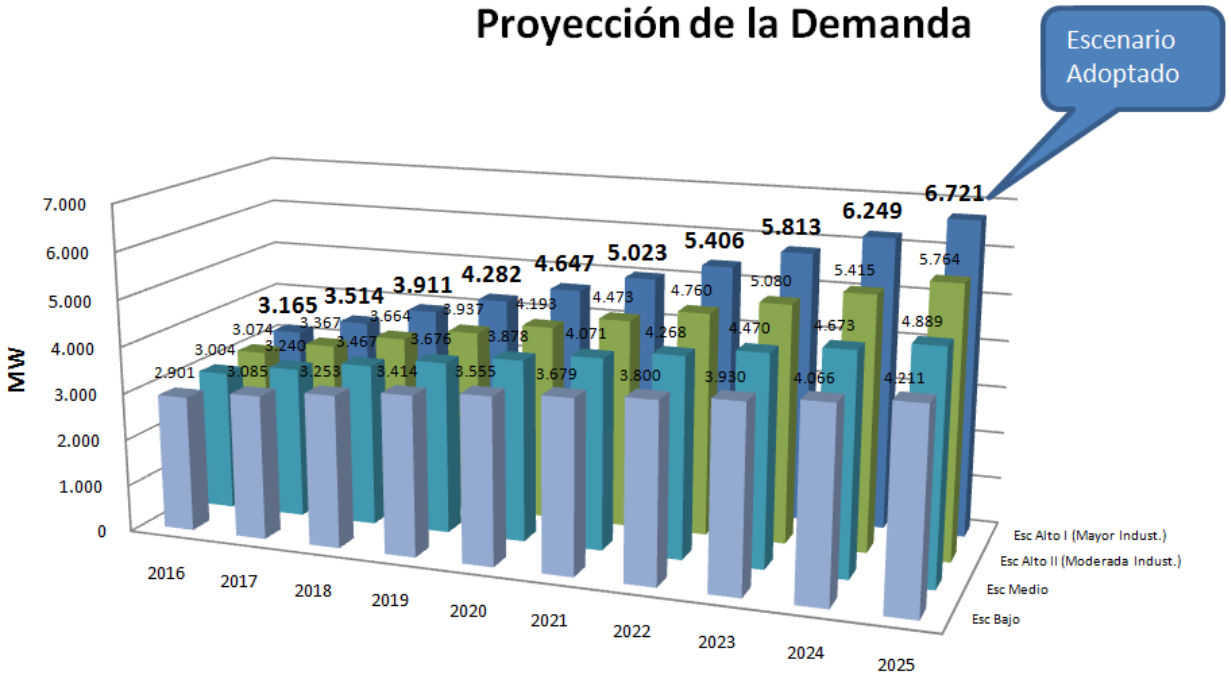
- **Central Hidroeléctrica de Acaray.** Las cuatro unidades de la CH de Acaray operan inicialmente con potencias nominales de 56 MVA (Grupos 1 y 2) y 60 MVA (Grupos 3 y 4).
- **Central Hidroeléctrica de Itaipú.** La CH de Itaipú despacha hasta 10 unidades generadoras de 50 Hz de 823,6 MVA cada una para atender la demanda.
- **Central Hidroeléctrica de Yacyretá.** Dada la elevación de cota en la zona de influencia, alcanzándose el valor nominal de 83 msnm, se considera el despacho de las 20 unidades de la CH Yacyretá con una capacidad de 172,5 MVA, y operando interconectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El resumen del despacho de potencia de las Centrales Hidroeléctricas del SIN para los diferentes periodos de la demanda de carga (punta, media y leve), del periodo analizado se encuentran en el Anexo 4, el cual incluye también un resumen de la carga de ANDE en barras de 23 kV, las ventas y las pérdidas de transmisión por cada año.

4.2 Demanda nacional

Para la actualización del Plan Maestro de Corto y Medio Plazo se utiliza como base la previsión de la demanda, aprobada por Resolución P/Nº 36.408, en fecha 24/07/2015, del "**ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2015-2026",** elaborado por el Dpto. de Estudios de Tarifas y Mercado. En dicha prospectiva, se presentan diferentes escenarios referenciales de crecimiento de la demanda. El crecimiento económico a nivel nacional y la evolución de las pérdidas del sistema eléctrico se constituyen en los principales factores que inciden en la evolución de la demanda. En la siguiente figura, se muestran los 4 escenarios referenciales indicados por el mencionado estudio de la demanda, los cuales incluyendo a las industrias electrointensivas, corresponden a:

- Escenario de crecimiento económico alto I, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 8,9%.
- Escenario de crecimiento económico alto II, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 7,4%.
- Escenario de crecimiento económico medio, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 5,8%.
- Escenario de crecimiento económico bajo, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 4,4%.



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Esc Bajo	2.901	3.085	3.253	3.414	3.555	3.679	3.800	3.930	4.066	4.211
Esc Medio	3.004	3.240	3.467	3.676	3.878	4.071	4.268	4.470	4.673	4.889
Esc Alto II (Moderada Indust.)	3.074	3.367	3.664	3.937	4.193	4.473	4.760	5.080	5.415	5.764
Esc Alto I (Mayor Indust.)	3.165	3.514	3.911	4.282	4.647	5.023	5.406	5.813	6.249	6.721

Figura 1. Demanda proyectada del SIN utilizada en el Plan Maestro.

En la elaboración del Plan Maestro, es decir, en la determinación de obras de refuerzos requeridas por la red, se adoptó el escenario recomendado, definido como el Escenario de Crecimiento Económico Alto I 2015-2026, que presenta un crecimiento promedio de 8,9% en la demanda máxima del Sistema, conforme a la figura 1.

Cabe acotar que dicha tasa o porcentaje de crecimiento, se refiere al asociado al mercado nacional considerando la inserción al SIN de futuras nuevas industrias electrointensivas (IEI), el cual fue finalmente utilizado para el dimensionamiento del SIN.

Dichos escenarios han sido adoptados considerando el crecimiento tendencial de 8,7% de los últimos 5 años en energía facturada y 7,4 % en los últimos 10 años, la influencia de las altas temperaturas de los últimos años en los hábitos de consumo de los clientes, la demanda insatisfecha por restricciones de transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como la necesidad de planificar con ciertos márgenes de seguridad.

El elevado crecimiento de los últimos años puede atribuirse a la reactivación de las actividades industriales, el auge comercial con la construcción de supermercados, shoppings y el fuerte crecimiento de las ventas de equipamientos de hogar. Cabe destacar que el crecimiento actual del mercado eléctrico ya no se basa en la incorporación de nuevos clientes (cobertura del 99%) sino principalmente al aumento del consumo medio de energía por vivienda.

En el escenario seleccionado PIB Alto I (con alto crecimiento industrial) se considera que el país ha iniciado un proceso de industrialización, y que después de muchas décadas de estancamiento del sector, habría una ruptura del modelo tradicional. El Gobierno nacional ha anunciado el procesamiento del 50% de la soja producida en el País a partir del 2013.

La recuperación de las expectativas del sector privado, el crecimiento de la clase media alrededor del 50% en los últimos 10 años, la inversión pública en infraestructura, la construcción masiva de grandes shoppings y hoteles, asimismo, el continuo crecimiento del sector financiero nacional (alrededor del 12% anual en los últimos 5 años), constituyen factores significativos para plantear un elevado crecimiento del producto interno bruto en la próxima década.

Por último, se indica en la Tabla VII a seguir, la demanda de todas las IEI ya instaladas y/o con las cuales la ANDE ya ha firmado contrato para el respectivo suministro de energía eléctrica, conforme al Decreto 7406.

Tabla VII - Resumen de Industria Electrointensivas instaladas en el SIN y otras en consulta previa

Demandas Electrointensivas										
Años	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Demanda MW	64	119	161	191	201	206	206	206	206	206
Demanda MWh	481	894	1209	1434	1509	1547	1547	1547	1547	1547

Observaciones:

El cronograma de potencia demandada por las industrias fue realizado en base a informaciones suministradas por las mismas, y los valores máximos indicados corresponden a las demandas anuales finales de las Industrias. Así mismo las cinco IEI modularán su potencia contratada en todas las fases al 25%, es decir desconectarán su potencia contratada en un 75% en el horario de punta del SIN. Se ha incluido en la demanda de IEI las pérdidas de transmisión ocasionadas, que promedian un 5%.

4.3 Proyección de cargas y factor de potencia por subestaciones

Dado que los estudios de flujo de potencia requieren los valores de demanda por subestaciones, los mismos son calculados a partir de la desagregación de la demanda total del SIN por barras del sistema. Dicha desagregación es realizada a partir del análisis de curvas de cargas típicas por subestaciones para distintos periodos de carga. Los valores de demanda por barra del sistema pueden ser encontrados en el Anexo 4, donde se especifican los valores de demanda máxima de la subestación, así como valores coincidentes con la punta del sistema (demanda máxima simultánea). Se incluyen además, valores correspondientes a condiciones de carga media y leve del sistema.

Por otro lado, también se requiere la determinación del factor de potencia por subestación, ya que el mismo es utilizado para determinar la demanda de potencia reactiva a partir de la proyección de demanda de potencia activa. Los factores de potencia de las cargas del SIN son considerados constantes para todos los años del periodo analizado.

4.4 Exportación

Otro aspecto considerado para la operación del sistema son los intercambios de energía eléctrica con los países vecinos a través del Sistema ANDE, los cuales se constituyen finalmente en cargas para el sistema de transmisión. Se adoptan los siguientes valores:

- Suministro al Sistema Norte Argentino (EMSA): actualmente en operación y con un suministro variable. Basado en antecedentes históricos se considera una venta de 25 MW, y teniendo como punto de interconexión a la Subestación Carlos Antonio López.

No se considera el suministro a la Compañía Eléctrica Paranaense (COPEL) desde la Subestación Acaray, ya que el mismo fue desactivado en setiembre del año 2009 debido a los problemas técnicos que presento el convertidor de frecuencia.

Tampoco se considera el suministro al Sistema Nordeste Argentino desde el punto de interconexión en la Subestación Guarambaré, ya que el mismo está desactivado desde el mes de Noviembre del año 2010. Sin embargo se aclara que conforme el SADI eventualmente requiera de algún soporte en el suministro de energía eléctrica, ANDE podría realizar algunos intercambios de exportación con dicho sistema argentino.

5. CONFIGURACIONES TOPOLÓGICAS

El detalle de las configuraciones adoptadas para el análisis del SIN en el periodo de estudio se presenta a continuación:

5.1 Configuración de Corto Plazo

Ante la inviabilidad técnica de operar las Centrales de Itaipú y Yacyretá debido a la debilidad del Sistema de Transmisión, por problemas de estabilidad y la diferencia de estatismo del Sistema Argentino y la CH Itaipú, del año 2016 hasta el año 2017 (periodo del corto plazo), se mantiene la operación del SIN en dos subsistemas separados.

- **Subsistema 1 (SS1):** Alimentado por las CHs de Itaipú y Acaray, operando en paralelo con el sistema Brasileño. Este subsistema abastece normalmente a los Sistemas Este, Central, Norte, parte del Sur y mayor parte del subsistema Metropolitano.
- **Subsistema 2 (SS2):** Alimentados por la CH de Yacyretá y operando en paralelo con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Este subsistema abastece a parte del Sistema Sur y parte del Sistema Metropolitano, el cual es alimentado a través de la LT 220 kV doble terna Ayolas – San Patricio - Guarambaré.

Es importante destacar, que con la entrada en servicio de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes es posible alimentar todo el Subsistema 1. Sin embargo, ante contingencias en dicha línea, se requiere la mayor transferencia posible de carga del Sistema Metropolitano sobre el Subsistema 2 de manera a distribuir apropiadamente la carga entre las líneas de transmisión de 220 kV remanentes. Por ello, en el análisis de la contingencia arriba mencionada se admite la reconfiguración del sistema con traspaso de carga del Subsistema 1 al Subsistema 2 buscando evitar así sobrecargas o reducir requerimientos de corte de carga.

La parte del Sistema Metropolitano normalmente transferida al Subsistema 2 comprende las siguientes cargas: EDEFOR (Clorinda) si lo hubiere, Guarambaré, Villeta, Gran Hospital Nacional, Itauguá, San Antonio, Puerto Sajonia, Republicano, Valle Apuá y General Díaz, así como Quiindy y Caapucú.

5.2 Configuración de Medio Plazo

Se destaca que la configuración y operación del SIN en forma totalmente interconectada con los sistemas de Brasil y Argentina se prevén desde el año 2018, aun dentro del periodo del corto plazo. Atendiendo a la incorporación de importantes obras de transmisión en el nivel de 500 kV dentro del Plan de Obras de Transmisión para el periodo 2016 – 2025, se adopta la mencionada operación totalmente interconectada del SIN en un único sistema eléctrico. En esta configuración todas las centrales de generación, Acaray, Yguazú, Itaipú y Yacyretá se encuentran operando en forma sincronizada en un solo sistema eléctrico.

Con la operación interconectada se logra además de una optimización en la utilización de la infraestructura de transmisión, una mayor flexibilidad operativa y aumento de la confiabilidad del Sistema, con lo cual se tiene una mayor seguridad en el suministro.

Atendiendo a los estudios disponibles que indican la posibilidad de una operación interconectada entre las centrales de Itaipú y Yacyretá a partir de la existencia de un vínculo en 500 kV entre ambas junto con la implementación de adecuados dispositivos de control, esta configuración es adoptada a partir de finales del año 2018, año para el cual se recomienda la puesta en servicio de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes. Dicha línea de transmisión operando interconectada a la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes se constituiría en el principal vínculo entre las centrales de Itaipú y Yacyretá.

6. CRONOGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Como resultado de los distintos estudios que hacen al Plan Maestro de Transmisión de Corto y Medio Plazo, se tiene el Plan de Obras para el periodo 2016 – 2025, en donde se listan las obras requeridas por la red para atender el crecimiento de la demanda del SIN.

El Plan de Obras se presenta como un listado cronológico de las obras necesarias, indicándose las principales características tales como: capacidad de los transformadores, líneas de transmisión y longitudes de éstas, así como una breve descripción del proyecto. Además de estas informaciones, se incluyen la fecha recomendada de puesta en servicio y sus respectivos costos directos estimados, los cuales se basan en la metodología de costos modulares, cuyos valores son actualizados en función a los costos promedio de licitaciones recientemente realizadas, los cuales son apropiados para una estimación inicial a nivel de planificación de los fondos requeridos para el financiamiento del Plan de Obras.

En el Anexo 2, se presenta el Cronograma del Plan de Obras para el periodo 2016 - 2025, por Sistema y por tipo de obra.

Dado el periodo de análisis del presente estudio, para la determinación de las obras requeridas por el sistema se asume que las obras actualmente en curso y con financiamiento asegurado, se encuentran previstas para su culminación y disponibles para su operación, principalmente para los años 2016 y 2017.

7. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO

7.1 Análisis del SIN en condiciones normales

7.1.1 Evaluación del tronco principal de transmisión en 220 y 500 kV

En la siguiente Figura se observa la configuración eléctrica del SIN adoptada en general en el corto plazo para el periodo 2016 – 2017, considerando la operación de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y una separación del SIN en dos subsistemas eléctricamente asíncronos y separados en las Subestaciones de Guarambaré y Trinidad.

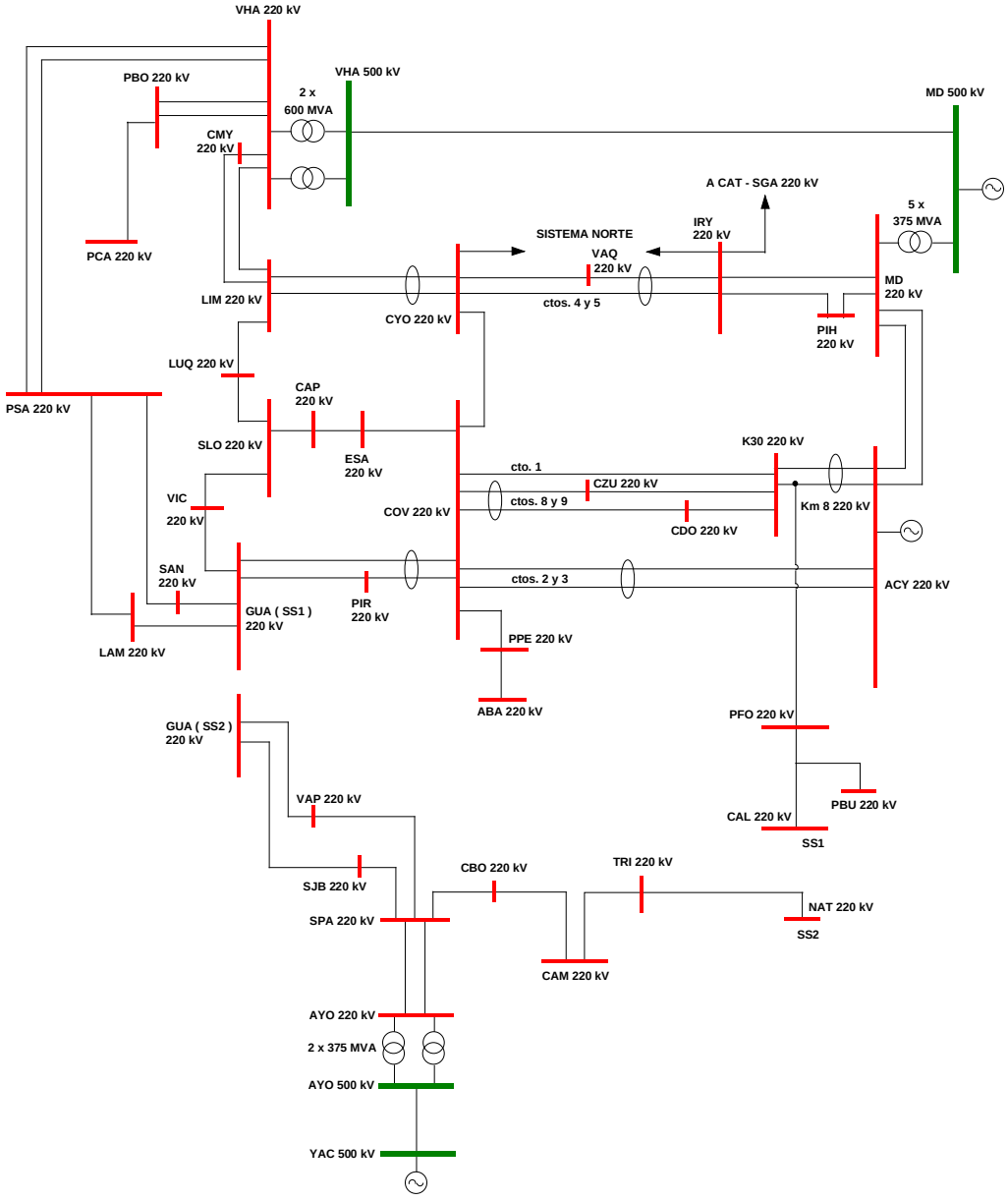


Figura 2. Configuración Separada del Sistema de Transmisión del SIN, Año 2016.

Según se observa en la Figura 2, el Subsistema 1, en los años 2016 y 2017, estaría compuesto por el principal tronco de transmisión del SIN, conformado por la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y toda la red de transmisión en 220 kV proveniente del Este del país incluyendo las siguientes líneas: doble terna LT 220 kV Margen Derecha – Itakyry – Carayaó – Limpio (circuitos 4 y 5), la doble terna LT 220 kV Acaray – Coronel Oviedo – Guarambaré (circuitos 2 y 3), la doble terna LT 220 kV Acaray – Kilómetro 30 (Circuitos 1 y 2) que continua como una doble terna LT 220 kV Kilómetro 30 – Coronel Oviedo – San Lorenzo (Circuitos 8 y 9) y una LT 220 kV simple terna Kilómetro 30 – Coronel Oviedo

(Circuito 1). Hasta el Sistema Metropolitano de Asunción se tendrían 5 circuitos en 220 kV provenientes del Sistema Central. En lo que respecta a la LT 220 kV Acaray – Presidente Franco, Presidente Franco – Carlos Antonio López, la misma queda incluida dentro del Subsistema 1, generalmente hasta la Subestación Natalio. Cabe resaltar que en el año 2016, la LT 220 kV Acaray – Presidente Franco será temporalmente desconectada, para su reconstrucción en doble terna, siendo la Subestación Presidente Franco abastecida a través de una derivación, aproximadamente a la altura del kilómetro 8, de la LT 220 kV Acaray – Kilómetro 30.

El Subsistema SS2 está constituido básicamente por la interconexión de la CH de Yacyretá al Sistema a través de la LT 500 kV Yacyretá – Ayolas, los 2 autotransformadores 500/220 kV de 375 MVA en la Subestación Ayolas, las LTs 220 kV Ayolas – San Patricio y San Patricio – Guarambaré (doble terna), además de la LT 220 kV Ayolas – Villalbín, y de la LT 220 kV Coronel Bogado – Trinidad.

En las siguientes Tablas, se presentan los niveles de cargas en líneas de transmisión de 220 kV de los corredores de transmisión del SIN en régimen normal de operación. Las tablas incluyen los valores iniciales de capacidad, así como los valores finales posteriores a la incorporación de obras de refuerzo.

Tabla VIII - Carga en líneas del Sistema de Transmisión en condiciones normales – Periodo Corto Plazo.

			Carga (MVA)				
	LT	LT (por circuito) y TR (por transformador)	2016	2017	2018	2019	2020
Este	*MD - ACY*	667	422	492	459	537	326
	ACY-K30	550	404	266	273	312	158
	MD-IRY (4° y 5°)	267 / 350	239	266	254	231	263
	ACY-COV (2° y 3°)	229	132	144	123	144	163
	K30-COV (8° y 9°)	300	151	166	144	166	224
	K30-COV (1°)	229	121	138	120	145	200
	ACY-PFO (1° y 2°)	210/550	-	116	128	143	111
	IRY-CAT-SGA	350	31	41	44	46	49
Central	*COV-SLO (1°)*	305	155	159	121	148	188
	COV-GUA (2° y 3°)	305	116	124	84	110	153
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	39	51	12	31	57
	COV-VIL	240	79	90	105	114	125
Sur	*AYO-SPA*	375	291	286	193	200	202
	SPA-GUA (6° y 7°)	238	208	213	186	195	191
	SPA-CBO	180	174	154	23	20	22
Norte	*CYO-SES*	250	193	219	247	190	216
	IRY-CUR-CCO	350	133	149	155	131	147
500 kV	MD-VHA 500 kV	2200	836	967	731	932	995
	AYO-VHA 500 kV	2200	-	-	680	673	661
	MD-MGA 500 kV	2200	-	-	-	-	802
	Transf. MD 500/220 kV	356	297	345	323	346	282
	Transf. AYO 500/220 kV	375	327	327	306	212	218
	Transf. VHA 500/220 kV	600	448	505	502	422	440
	Transf. MGA 500/220 kV	600	-	-	-	-	395

Aunque la entrada en servicio de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes ha reducido en gran medida la carga de los autotransformadores de 500/220 kV de la Subestación Margen Derecha, así como la carga en líneas de transmisión del Sistema Este, el incremento en la demanda asociada a este sistema regional, así como de todo el SIN, hacen necesaria la repotenciación en el año 2017, de la doble terna LT 220 kV Margen Derecha – Itaquyry, de manera a evitar la sobrecarga en dichas líneas (circuitos 4° y 5°). En el mismo contexto, la entrada en servicio en el año 2020, de la Subestación Minga Guazú, de 500 kV, permite operar los autotransformadores de 500/220 kV de la Subestación Margen Derecha con márgenes adecuados, para afrontar eventuales incrementos no previstos en la demanda o contingencias severas.

En el Sistema Sur, la operación de los autotransformadores de 500/220 kV de la Subestación Ayolas implica la necesidad de repotenciar ya en el año 2016, la doble terna LT 220 kV Ayolas – San Patricio, de manera a disponer los medios para transferir al resto del SIN, la potencia disponibilizada en 220 kV mediante tales autotransformadores. Se aprecia también de manera indirecta, a través de la reducción del flujo por la LT 220 kV San Patricio – Coronel Bogado, el impacto de la puesta en servicio de la doble terna LT 220 kV Ayolas – San Patricio en el Sistema Sur (Año 2018)

En el Sistema Norte, la incorporación de la LT 220 kV Villa Hayes – Concepción II en el año 2019, produce una importante reducción en la carga de la LT 220 kV Carayaó – San Estanislao, evitando la sobrecarga de la misma y proveyendo una tercera alimentación al Norte del país.

A partir del año 2018, la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, con la consecuente interconexión y operación del SIN en forma conjunta con los sistemas de Brasil y Argentina, requiere valores crecientes de despacho de la CH Yacyretá, de forma a optimizar la operación del sistema de transmisión. Puede observarse la reducción en los flujos de potencia de casi todos los circuitos y transformadores monitoreados en el año 2018, en relación al año 2017, con la incorporación del citado circuito de 500 kV

La incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes requiere la instalación del 3° autotransformador 500/220 kV de 600 MVA en la Subestación Villa Hayes, de manera a evitar la sobrecarga en los autotransformadores de dicha subestación. En la siguiente figura se muestra esquemáticamente el sistema de transmisión previsto para el año 2018.

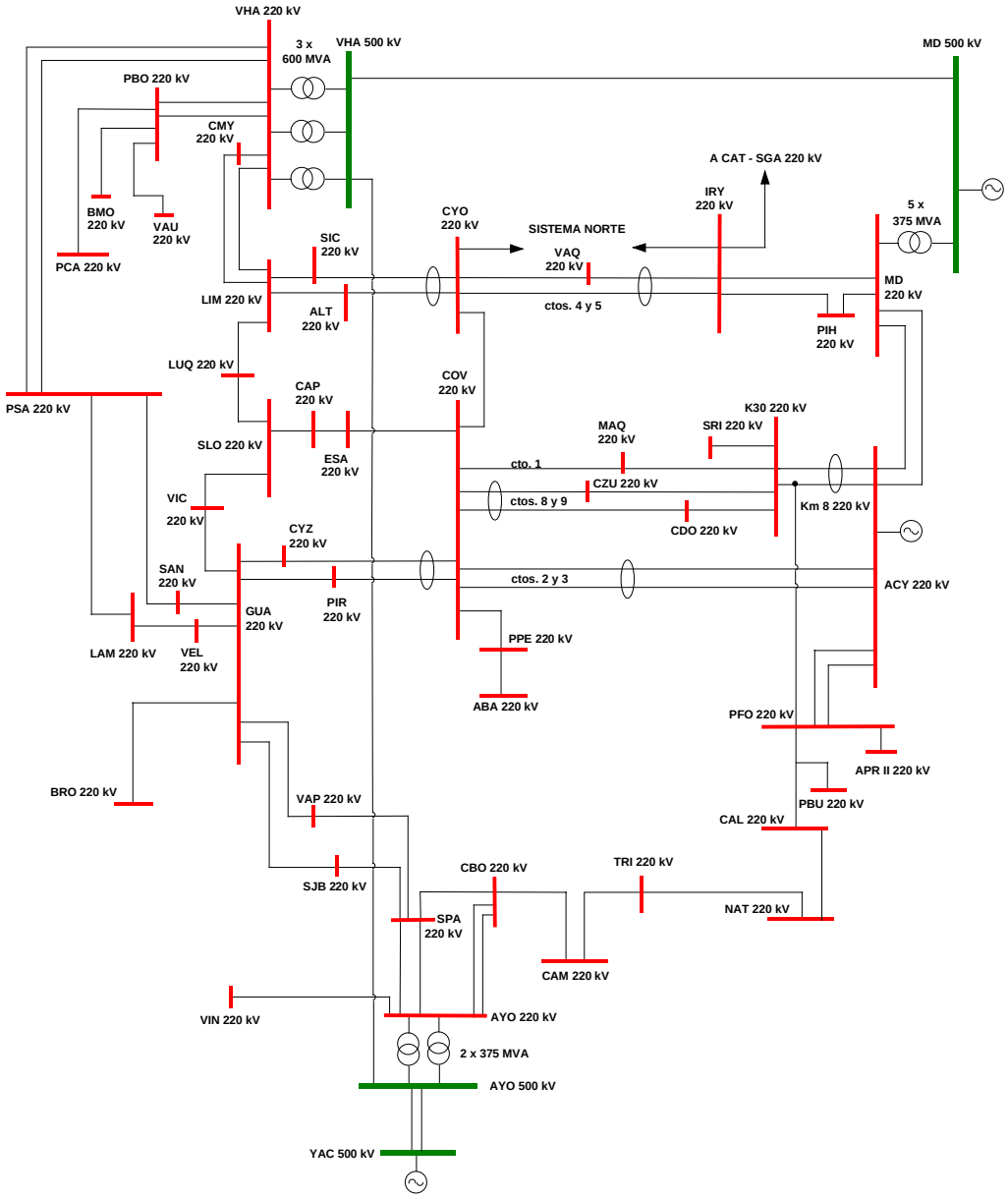


Figura 3. Configuración Interconectada del Sistema de Transmisión del SIN– Año 2018.

En la siguiente figura se muestra esquemáticamente el sistema de transmisión previsto para el año 2025. En el mismo se incorpora la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes con seccionamiento previsto en Carayaó, el seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes en Valenzuela, así como la construcción de dos líneas de transmisión de 500 kV entre Margen Derecha y Minga Guazú, y la LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela, además de las subestaciones en 500 kV Minga Guazú, Valenzuela y Carayaó.

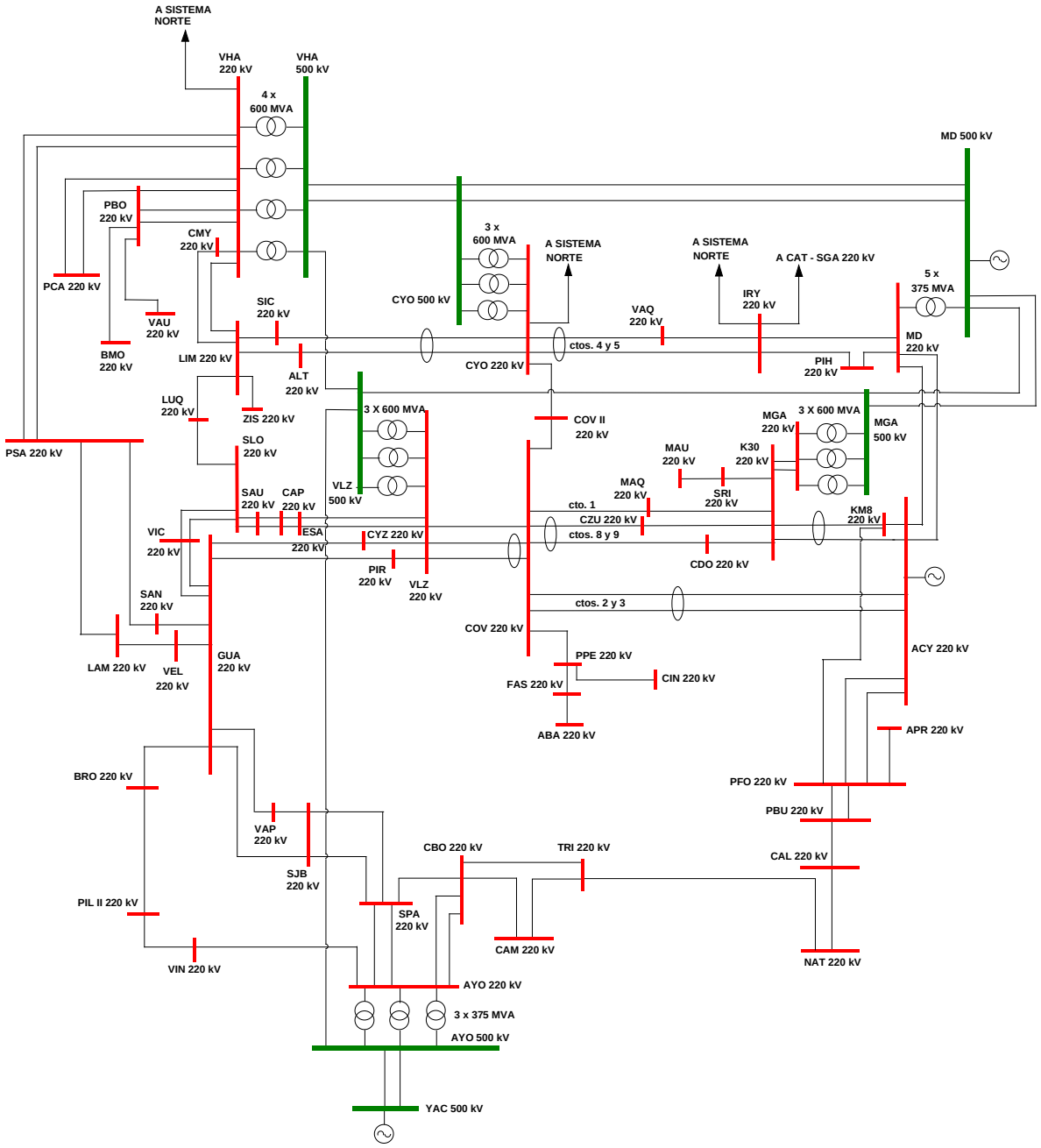


Figura 4. Configuración Interconectada del Sistema de Transmisión del SIN – Año 2025.

En la Tabla IX, pueden apreciarse los valores de carga estimados de las principales líneas y transformadores del sistema de transmisión principal para el periodo 2021-2025.

En el Sistema Este, se tiene un progresivo aumento en la carga de las líneas principales hasta la puesta en servicio de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes prevista para finales del año 2021. Además de reducir el flujo a través del sistema de 220 kV, esta línea permite soportar la eventual pérdida de una de las líneas de 500 kV que llegan a la Subestación Villa Hayes sin realizar cortes de carga, como será mostrado más adelante. También se prevé para el año 2025, la construcción de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Minga Guazú, dada la gran importancia que la confiabilidad del suministro a la Subestación Minga Guazú supone para el desempeño adecuado de todo el SIN, lo que puede desprenderse del elevado flujo de potencia desde la Subestación Margen Derecha al citado local.

El seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes en la Subestación Valenzuela, año 2019, permitirá incrementar el suministro al Sistema Metropolitano sin comprometer la confiabilidad del mismo, dada la ya elevada capacidad de transformación instalada en la Subestación Villa Hayes. La nueva Subestación de Valenzuela contará con autotransformadores de 500/220 kV que proporcionarán

energía al Sistema Metropolitano, mediante el seccionamiento de la LT 220 kV Coronel Oviedo – San Lorenzo (circuito 1°) y la LT 220 kV Coronel Oviedo – Guarambaré I y II (circuitos 2° y 3°), repotenciadas al efecto. Por otro lado, el suministro a la Subestación Valenzuela será reforzado en el año 2024 mediante la LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela, lo que además supone un nuevo vínculo en 500 kV entre la CH Itaipú y la CH Yacyretá, acortando las distancias eléctricas entre estas centrales de generación y mejorando la estabilidad del sistema.

Así, el abastecimiento al Sistema Metropolitano requiere la construcción de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, tal como explicado anteriormente. La construcción de la Subestación Valenzuela 500 kV es requerida de forma a evitar la sobrecarga de los autotransformadores en la Subestación Villa Hayes 500 kV, y de forma a aumentar la seguridad del suministro a toda la región metropolitana de Asunción. Esta segunda subestación en la zona, produce un aumento de la confiabilidad, ya que evita la excesiva concentración de capacidad de transformación en una única subestación. Además, será fundamental ante eventuales problemas o inconvenientes de interconexión del SIN con los sistemas brasilero y argentino, que impidan la operación del SIN en forma completamente interconectada, principalmente, para una adecuada y necesaria redistribución de los flujos de potencia hacia el sistema metropolitano.

En el mismo sentido, la construcción en el año 2024 de la Subestación Carayaó en 500 kV y el seccionamiento de las dos LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes en dicho local, permitirá abastecer de manera adecuada, segura y confiable, cargas correspondientes a los Sistemas Metropolitano, Central, Norte y Oeste, al tiempo de desconcentrar la capacidad de transformación de 500/220 kV instalada en las Subestaciones de Villa Hayes y Valenzuela.

En el Sistema Sur, se mantienen niveles adecuados de carga en las líneas de 220 kV que alimentan a subestaciones de dicho sistema, así como a subestaciones del Sistema Metropolitano.

En el Sistema Central, se requiere en el año 2022, la reconstrucción en doble terna de la LT 220 kV Carayaó – San Estanislao, debido al importante nivel de carga que alcanza la región Norte del país para dicho periodo, a efectos de evitar la sobrecarga en dicho circuito.

Para el Sistema Oeste se tiene prevista la construcción de la LT 220 kV Concepción - Pozo Colorado y Pozo Colorado – Loma Plata, de manera a que con la misma se tenga una segunda alimentación al Chaco. De igual manera para el periodo correspondiente al mediano plazo se considera también la inclusión de la LT 220 kV Vallemí – Toro Pampa, con la construcción de la Subestación Toro Pampa, con la cual los centros de carga principalmente relacionados a las localidades de Toro Pampa, Fuerte Olimpo, Bahía Negra, entre otros, tendrán mejores niveles de calidad de suministro, pues la inyección de potencia desde este nuevo centro de distribución, permitirá a la zona aumentar la confiabilidad del servicio, ya que se tendrán mejoras sustanciales en los niveles de tensión.

Tabla IX - Carga en líneas del Sistema de Transmisión en condiciones normales – Periodo Medio Plazo**.**

		Carga (MVA)					
	LT	LT (por circuito) y TR (por transformador)	2021	2022	2023	2024	2025
Este	*MD - ACY*	667	269	294	340	348	329
	ACY-K30	550	146	157	178	213	197
	MD-IRY (4° y 5°)	350	268	298	327	251	279
	ACY-COV (2° y 3°)	229	119	135	152	105	113
	K30-COV (8° y 9°)	300	173	200	220	163	184
	K30-COV (1°)	229	155	179	203	135	153
	ACY-PFO (1° y 2°)	550	117	130	143	150	154
	IRY-CAT-SGA	350	51	56	61	66	73
Central	*COV-VLZ (1°)*	305/550	56	72	88	62	64
	COV-VLZ (2° y 3°)	305/550	72	93	114	81	83
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	39	45	54	171	187
	COV-VIL	240	136	151	159	168	166
Sur	*AYO-SPA*	375	164	170	177	194	202
	SPA-GUA (6° y 7°)	238	140	142	148	157	164
	SPA-CBO	180	38	38	40	56	57
Norte	*CYO-SES*	250/550	227	129	138	164	180
	IRY-CUR-CCO	350	143	150	162	159	175
500 kV	MD-VHA 500 kV	2200	777	868	972	1.004	1.077
	AYO-VLZ 500 kV	2200	665	651	632	544	510
	MD-MGA 500 kV	2200	693	844	937	1.317	863
	MGA-VLZ 500 kV	2200	-	-	-	733	931
	Transf. MD 500/220 kV	356	238	265	302	263	269
	Transf. AYO 500/220 kV	375	217	225	237	260	276
	Transf. VHA 500/220 kV	600	456	502	549	503	544
	Transf. VLZ 500/220 kV	600	261	269	272	364	283
	Transf. MGA 500/220 kV	600	339	277	309	207	278
	Transf. CYO 500/220 kV	600	-	-	-	254	265

7.1.2 Evaluación de reactivos del sistema

Los dispositivos de compensación reactiva proveen una capacidad de inyección dinámica y controlable, la cual permite regular la tensión en distintos puntos del Sistema, así como aumentar la capacidad de transmisión del mismo. Los siguientes equipos son considerados en el Sistema (existentes y futuros):

- Subestación San Lorenzo: compensador estático de reactivo con una capacidad de -80 / +150 MVAr. Se prevé para el mismo un Retrofit en sus instalaciones, de forma a sustituir el actual sistema dinámico (Tiristores, filtros, etc.) de electrónica de potencia, por otro nuevo, año 2018 (futuro).
- Subestación Limpio: compensador estático de reactivo con una capacidad de -150 / +250 MVAr (existente).
- Subestación Horqueta: compensador estático de reactivo con una capacidad de -80 / +150 MVAr (existente).
- Subestación Guarambaré: sistema estático de compensación reactiva con una capacidad de -120/+300 MVAr (existente). Dicho equipo está compuesto por una rama dinámica de -120 / +140 MVAr y dos bancos de capacitores maniobrables de 80 MVAr. Dicha configuración provee capacidad de compensación tanto para el SS1 como para el SS2 para la operación separada del SIN.

En las Tablas X y XI se muestran las inyecciones de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo del Sistema. Puede apreciarse que las obras definidas en el Plan de Obras permitirían que todos estos equipos operen con márgenes de compensación reactiva apreciables, de forma a permitir la reacción de los mismos ante contingencias en el sistema, principalmente en el corto plazo.

Dada la configuración adoptada para el Sistema de Compensación Reactiva de la Subestación Guarambaré, con dos bancos fijos de 80 MVAr, con la rama dinámica operando en el SS2, dicho equipo resulta el más exigido durante los años 2016 y 2017, hasta la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes en el año 2018 (las tablas muestran la capacidad e inyecciones de reactivos de la rama dinámica). Posterior a ello, puede observarse un creciente requerimiento de reactivos del sistema, llegándose a reducir apreciablemente el margen de compensación reactiva de los compensadores de las Subestaciones de Guarambaré y Horqueta para el año 2020. Dichos márgenes son restablecidos una vez incorporadas la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, en el año 2021; y la LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela, en el año 2024.

Tabla X - Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo –Condiciones Normales Caso Punta – Periodo 2016 - 2020

		Reactivo (MVAr)				
CER / Bancos	**Nominal***	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
San Lorenzo 66 kV	150	36	40	32	53	53
Limpio	250	50	36	24	77	133
Guarambaré	160 / 140	119	118	-2	54	104
Horqueta	150	39	81	79	77	112

* Valores máximos capacitivos

Tabla XI - Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo –Condiciones Normales Caso Punta – Periodo 2021 - 2025

		Reactivo (MVAr)				
CER / Bancos	**Nominal***	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
San Lorenzo 66 kV	150	54	53	53	53	53
Limpio	250	-8	75	114	48	107
Guarambaré	140	-80	9	48	-15	32
Horqueta	150	91	113	67	61	110

* Valores máximos capacitivos

Es importante resaltar, que adicionalmente se prevé la instalación de bancos de capacitores en 23 kV en las distintas subestaciones del Sistema, de forma a acompañar el crecimiento de la demanda, manteniéndose factores de potencia aceptables en los transformadores de potencia que alimentan al sistema de distribución, optimizándose de esta forma la utilización de la capacidad de dichos transformadores. El detalle de la compensación reactiva instalada en 23 kV se presenta en el Anexo 2.

Complementariamente, se realiza el análisis de curvas QV, de manera a evaluar el margen de estabilidad del Sistema. En la Figura 5, se muestran la curva QV de la barra 220 kV de la Subestación Guarambaré (SS2) correspondiente al año 2016 en condiciones normales. Puede observarse la existencia de cierto margen de carga reactiva (en torno a 85 MVAr), y que el mínimo de la curva se encuentra ligeramente fuera del rango de tensiones de operación de régimen normal. Se atribuyen estos resultados a las rigurosas condiciones impuestas por el carácter radial del abastecimiento a las Subestaciones del Sistema Metropolitano conectadas al SS2.

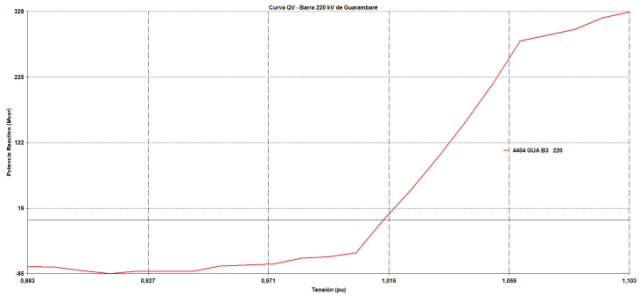


Figura 5. Curva QV – Subestación Guarambaré (SS2) – Caso Punta 2016 – Condiciones Normales.

Las Figuras 6 y 7 muestran las curvas QV de la barras de 220 kV de las Subestaciones Guarambaré y Horqueta, para los años 2020 y 2025 respectivamente. En la Subestación Guarambaré, el margen de carga reactiva se incrementa con la operación completamente interconectada del SIN, año 2018, y luego disminuye progresivamente, como consecuencia del aumento en la demanda del SIN, hasta que en el año 2021 se tiene nuevamente un notorio aumento en tal indicador como consecuencia de la incorporación de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes. Dicho margen de carga reactiva se ve disminuido nuevamente a consecuencia del importante aumento de carga en años posteriores y se incrementa otra vez con la puesta en servicio de la LT 500 kV Minga Guazu – Valenzuela.

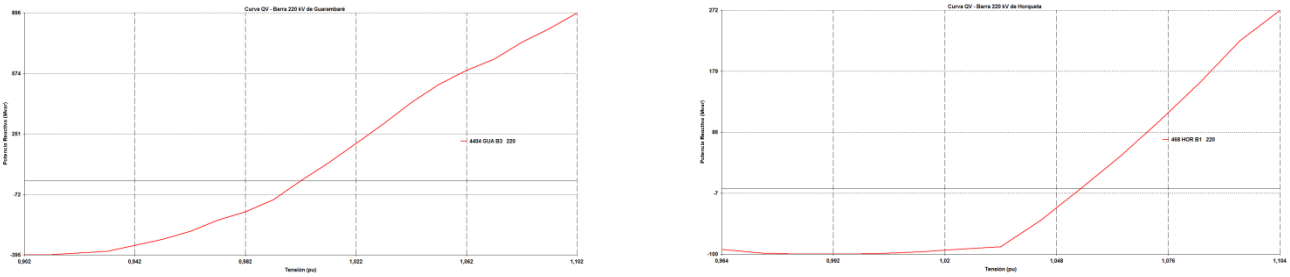


Figura 6. Curvas QV – Caso Punta 2020 – Subestaciones Guarambaré y Horqueta – Condiciones Normales

En la Subestación Horqueta, puede apreciarse cierto margen de potencia reactiva (en torno a los 100 MVAr). Además, el mínimo de la curva QV ocurre a tensiones próximas a 1 p.u.; lo cual subraya la dificultad de operación sin el Compensador Estático de Horqueta. Dicho margen se mantiene aproximadamente constante hasta el año 2025, debido al incremento de la demanda y a diversas obras de refuerzo en el sistema Norte y Oeste, como la LT 220 kV Villa Hayes – Concepción y la LT 220 kV Concepción – Loma Plata. Estas obras permiten apartar ligeramente el mínimo de la curva QV de la Subestación Horqueta, de los valores de tensión considerados aceptables en condiciones normales de operación.

Cabe destacar del monitoreo de las curvas QV, que en las mismas se observan varios casos donde el mínimo de la curva, que indica el límite entre la región de operación estable (pendiente positiva) y la región de operación inestable (pendiente negativa), se ubica dentro de la faja de tensiones de operación considerada Normal, lo que indica el alto grado de compensación reactiva existente en el Sistema.

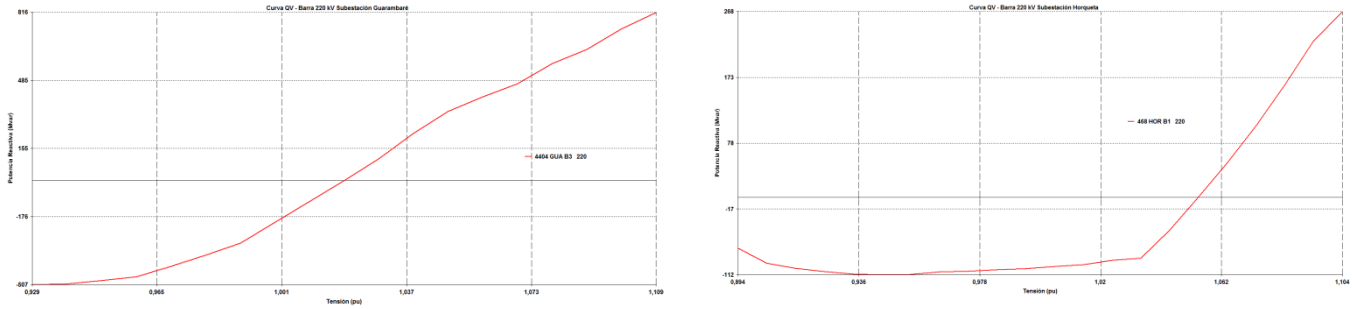


Figura 7. Curvas QV – Caso Punta 2025 – Subestaciones Guarambaré y Horqueta – Condiciones Normales

7.1.3 Evaluación del margen de carga del sistema

Otro aspecto considerado en el análisis realizado en estos estudios se refiere a la cargabilidad del sistema de transmisión en el periodo. Para ello, se trazan las curvas PV de forma a percibir la evolución del margen de estabilidad y el impacto de las obras de refuerzo introducidas.
Las Tablas XII y XIII, muestran respectivamente los márgenes de carga, en el corto y medio plazo, obtenidos para un aumento de carga uniforme en todo el Sistema.

Tabla XII - Incremento de carga (Curva PV) – Corto Plazo

Años	Carga Base del Año [MW]*	Límite de Carga del SIN [MW]*	Margen de Carga [%]
2016	2870	3296	14,84
2017	3163	3388	7,11
2018	3501	3992	14,02
2019	3811	4297	12,75
2020	4150	4451	7,25

Tabla XIII - Incremento de carga (Curva PV) – Medio Plazo

Años	Carga Base del Año [MW]*	Límite de Carga del SIN [MW]*	Margen de Carga [%]
2021	4501	4895	8,75
2022	4863	5148	5,86
2023	5250	5698	8,53
2024	5663	6248	10,33
2025	6137	6537	6,52

La Figura 8 muestra las curvas PV del sistema para el año 2016, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse un aceptable margen de carga, principalmente en el SS1, debido entre otras obras, a la entrada en operación de la línea LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, las líneas LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Sajonia I y II y el Compensador Estático de Reactivos de la Subestación Guarambaré.

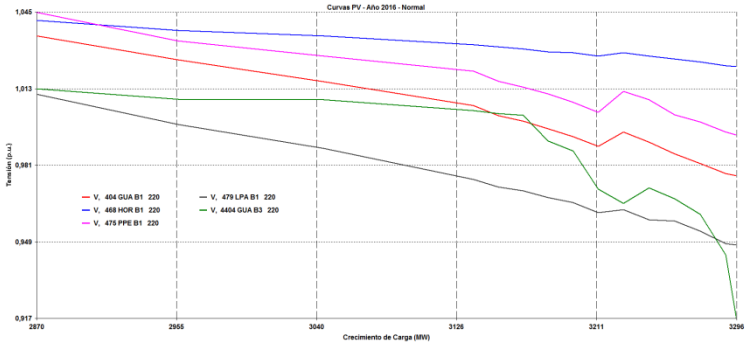


Figura 8. Curvas PV – Punta 2016 - Normal

La Figura 9 muestra las curvas PV del sistema para el año 2017, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse la reducción del margen de carga del sistema, en relación al año 2016, con una marcada disminución de los valores de tensión en la Subestación Loma Plata. No obstante, el margen de carga se mantiene por encima de valores mínimos adoptados en otros países de la región (5%).

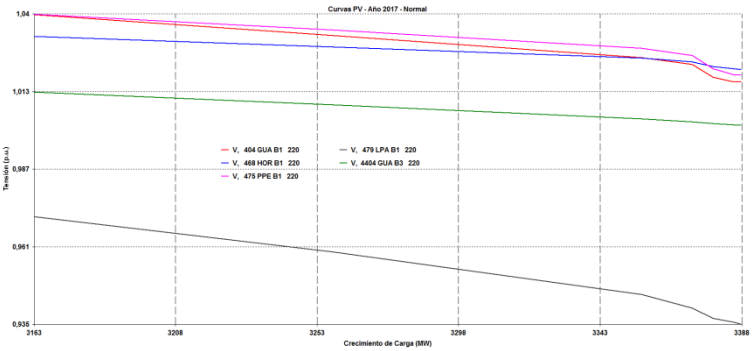


Figura 9. Curvas PV – Punta 2017 – Normal

La Figura 10 muestra las curvas PV del sistema para el año 2018, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse un incremento del margen de carga del sistema, en relación al año 2017, atribuible a la operación completamente interconectada del SIN. Asimismo, si bien la tensión permanece en niveles aceptables en la Subestación Horqueta, conforme con el crecimiento de la carga, se aprecia una marcada reducción del nivel de tensión en barras de 220 kV de la Subestación Loma Plata y consecuentemente, de todo el Sistema Oeste, región donde se iniciaría eventualmente la inestabilidad de tensión.

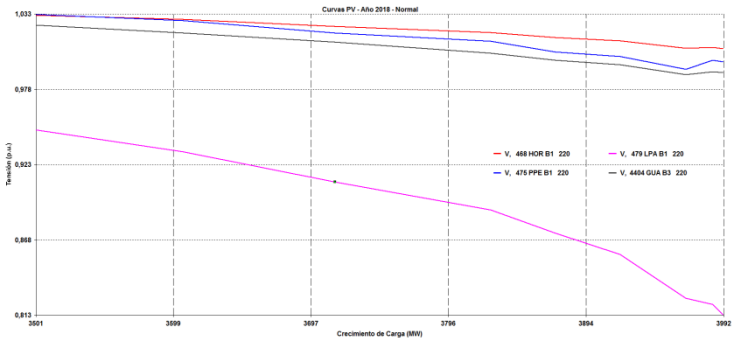


Figura 10. Curvas PV – Punta 2018 – Normal

La Figura 11 muestra las curvas PV del sistema para el año 2021, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse que pese al considerable incremento de la demanda entre los años 2018 y 2021, el margen de carga aun es razonable, debido a importantes obras como la Subestación Valenzuela 500 kV (Año 2019) y la segunda línea LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes (2021). No obstante, aunque el valor de la tensión en barras de 220 kV de la Subestación Horqueta se mantiene en torno a 1,050 p.u., empiezan a observarse bajos perfiles de tensión en barras de 220 kV de la Subestación Loma Plata, en virtud a la ya considerable demanda del Sistema Oeste, en el año 2021.

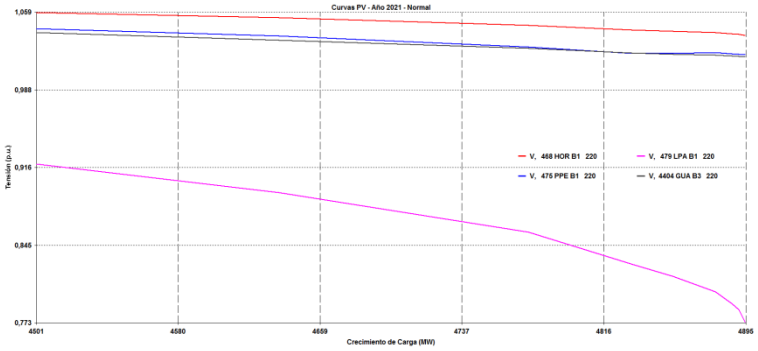


Figura 11. Curvas PV – Punta 2021 – Normal

La Figura 12, muestra las curvas PV del sistema para el año 2025, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse una reducción en el margen de carga del Sistema como consecuencia del aumento en la demanda, no obstante, cabe destacar que el perfil de tensiones en el Sistema Oeste mejora considerablemente. Dicha mejoría se debe principalmente a las nuevas obras de refuerzos en líneas de transmisión de 220 kV para dicho Sistema, previstas para finales del mediano plazo. Además, la puesta en servicio de la LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela mejora ostensiblemente el perfil de tensiones en todo el SIN.

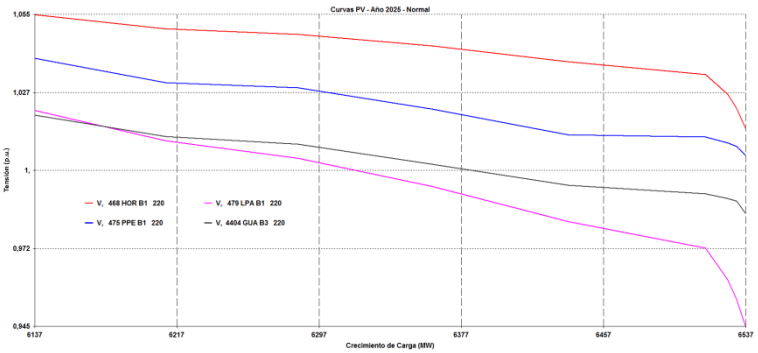


Figura 12. Curvas PV – Punta 2023 – Normal

7.2 Análisis de contingencias del SIN

Otro análisis normalmente desarrollado en estudios de planificación de sistemas eléctricos es la evaluación del desempeño ante la pérdida de uno de sus elementos, ya sea, línea de transmisión, transformador, generador o dispositivo especial, como compensadores estáticos de reactivo.

Dada la naturaleza de los sistemas eléctricos, y su exposición a agentes externos, como por ejemplo, condiciones atmosféricas desfavorables, es previsible la ocurrencia de eventos que producen la desconexión temporal de distintos equipamientos de la red. Por ello, en esta sección se evalúan las condiciones de operación del sistema de transmisión ante la ocurrencia de distintas contingencias del tipo Criterio N – 1.

Considerando que las contingencias que involucran a la red de 500 kV son las que mayor impacto producen en el sistema, afectando potencialmente a mayor número de usuarios, en la siguiente sección se muestran en detalle los niveles de carga en el sistema ante el fuera de servicio de distintas líneas de transmisión en 500 kV previstas en el Plan de Obras.

En base a la operativa normal de ANDE, principalmente en el periodo 2016-2017, en el que se tiene al SIN operando en 2 sub-sistemas eléctricamente separados, se adopta como criterio válido la posibilidad de reconfiguración topológica del SIN a fin de reducir eventuales sobrecargas.

7.2.1 Principales contingencias en la red de 500 kV

7.2.1.1 Desconexión de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes

En las Tablas XIV y XV se resumen respectivamente, los valores de carga de las principales líneas y transformadores del SIN, así como la inyección de potencia reactiva requerida de los dispositivos de compensación reactiva ante la ocurrencia de una desconexión de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes en el periodo 2016 –2020, considerando la carga punta del sistema.

Puede mencionarse, desde el punto de vista de cargabilidad de elementos del SIN, que debido al elevado monto de potencia transmitida por la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes en condiciones normales de operación, el fuera de servicio de esta línea ocasiona demandas de potencias a ser transmitidas incompatibles con las capacidades de transmisión de las líneas del tronco principal de 220 kV, que vinculan la generación del Sistema Este con importantes Subestaciones del Sistema Central, principalmente los circuitos 4° y 5°, es decir, la línea LT 220 kV doble terna Margen Derecha – Itakyry – Carayaó, que hasta el año 2017, en que esta doble terna será repotenciada, se constituyen en los elementos que limitan la capacidad de suministro del SIN. En dicho año 2017, los autotransformadores de la Subestación Margen Derecha se convierten en el cuello de botella del sistema, ante la contingencia en análisis. En otro aspecto, desde el punto de vista de soporte de potencia reactiva, la indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes produce importantes requerimientos de reactivos, imponiendo a partir del año 2019, la necesidad de una compensación reactiva adicional de envergadura en el Sistema Central, para paliar esta situación y poder minimizar los cortes de carga en dicho año y los subsiguientes (de manera a poder obtener los valores indicados en la tabla 13). Esta compensación es realizada a través de la instalación de un Banco de Capacitores de 80 MVAr, 220 kV, en la Subestación Coronel Oviedo.

Se resalta además que el Compensador Estático de Reactivos de la Subestación Guarambaré, brindará un soporte de potencia reactiva muy importante al sistema metropolitano y por ende al SIN, principalmente ante una eventual indisponibilidad del CER de la Subestación San Lorenzo, el cual se encuentra cercano a la culminación de su vida útil (35 años de operación), en ese sentido, se plantea también para el año 2018 la correspondiente sustitución de dicho equipo de compensación reactiva. La tabla 14 muestra valores referenciales de cortes de carga que serían requeridos para mantener la operación de los principales elementos del sistema dentro de los criterios técnicos establecidos.

Tabla XIV - Carga en líneas y transformadores del sistema de transmisión – Periodo 2016-2020. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Carga punta del sistema

		Carga (MVA)					
	LT	Emergencia	2016	2017	2018	2019	2020
Este	*MD - ACY*	667	531	601	551	618	364
	ACY-K30	660	334	339	313	344	166
	MD-IRY (4° y 5°)	267 / 400	266	318	302	269	304
	ACY-COV (2° y 3°)	229	193	209	161	182	200
	K30-COV (8° y 9°)	360	208	226	183	204	266
	K30-COV (1°)	229	182	204	158	183	229
	ACY-PFO (1° y 2°)	210/660	-	115	136	146	109
	IRY-CAT-SGA	400	29	37	44	45	47
Central	*COV-SLO (1°)*	324	241	257	177	197	262
	COV-GUA (2° y 3°)	324	223	242	137	158	226
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	171	190	66	86	126
	COV-VIL	260	63	69	108	109	91
Sur	*AYO-SPA*	375	291	286	250	259	249
	SPA-GUA (6° y 7°)	270	208	213	254	267	252
	SPA-CBO	180	174	154	17	15	15
Norte	*CYO-SES*	270	135	143	245	194	222
	IRY-CUR-CCO	400	126	134	167	143	162
500 kV	AYO-VHA 500 kV	2200	-	-	1.080	1.120	1.078
	MD-MGA 500 kV	2200	-	-	-	-	932
	Transf. MD 500/220 kV	428	344	423	402	425	328
	Transf. AYO 500/220 kV	450	327	327	387	265	258
	Transf. VHA 500/220 kV	720	-	-	377	288	280
	Transf. MGA 500/220 kV	720	-	-	-	-	459

Tabla XV - Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo – Periodo 2016-2020. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

		Reactivo (MVAr)				
CER	Nominal*	2016	2017	2018	2019	2020
San Lorenzo	150	27	42	53	40	53
Limpio	250	169	183	189	105	154
Guarambaré	160 / 140	119	118	49	97	63
Horqueta	150	-9	4	96	75	108

* Valores máximos capacitivos

La entrada en operación en el año 2018 de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes permitiría reducir los montos de carga que serían eventualmente desconectados ante la contingencia aquí analizada (Corte de Carga I, indicada en la tabla XVI), considerando la posibilidad de una mayor importación de potencia del Sistema Argentino de Interconexión SADI, a través de la CH – Yacyretá, y teniendo en cuenta que la mutua asistencia entre sistemas eléctricos ante condiciones de emergencia es uno de los beneficios de la interconexión eléctrica. Con esta consideración, no existirían cortes de carga en el año 2018. Eventualmente, de no ser posible el incremento de intercambio con el SADI, deberán considerarse los cortes indicados en la línea "Corte de Carga II" de la tabla XVI.

Tabla XVI - Cortes de carga requeridos – Periodo 2016-2020. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

Año	2016	2017	2018	2019	2020
Corte de Carga I (MW)	609	678	0	157	276
Corte de Carga II (MW)*	609	678	333	674	735

* No considera incremento de intercambio con el SADI

Las Tablas XVII y XVIII muestran los valores de carga de las principales líneas de transmisión y equipos del SIN encontrados en el periodo 2021-2025, considerando la carga de punta del sistema, ante la contingencia analizada, y la inyección de potencia reactiva por parte de los Compensadores Estáticos.

En el año 2021 se prevé la puesta en servicio de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, obra que mitigará en gran medida el impacto de la contingencia considerada en esta sección. Así, el sistema estaría en condiciones de soportar el fuera de servicio de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes I, sin ninguna consecuencia o con cortes de carga marginales, hasta el año 2025 inclusive, teniendo en cuenta la posibilidad de un incremento en el intercambio con el SADI en el periodo 2021 – 2025.

Tabla XVII - Carga en líneas y transformadores del Sistema de transmisión – Periodo 2021-2025. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

		Carga (MVA)					
	LT	Emergencia	2021	2022	2023	2024	2025
Este	*MD - ACY*	667	364	381	390	418	391
	ACY-K30	660	179	185	189	239	223
	MD-IRY (4° y 5°)	400	324	356	372	309	341
	ACY-COV (2° y 3°)	229	171	190	189	139	145
	K30-COV (8° y 9°)	360	235	265	265	203	223
	K30-COV (1°)	229	215	224	224	173	190
	ACY-PFO (1° y 2°)	660	133	144	146	160	161
	IRY-CAT-SGA	400	52	57	62	67	75
Central	*COV-VLZ (1°)*	324/660	125	143	132	79	77
	COV-VLZ (2° y 3°)	324/660	163	185	171	102	100
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	88	98	97	161	175
	COV-VIL	260	141	154	162	171	173
Sur	*AYO-SPA*	375	167	178	211	201	224
	SPA-GUA (6° y 7°)	270	154	162	191	170	193
	SPA-CBO	180	16	17	26	44	46
Norte	*CYO-SES*	270/660	244	138	147	166	185
	IRY-CUR-CCO	400	164	171	179	174	193
500 kV	MD-VHA 500 kV	2200	1.196	1.306	1.309	1.538	1.613
	AYO-VLZ 500 kV	2200	694	728	895	530	604
	MD-MGA 500 kV	2200	888	1.057	1.071	1.666	1.045
	MGA-VLZ 500 kV	2200	-	-	-	992	1.181
	Transf. MD 500/220 kV	428	318	344	355	330	338
	Transf. AYO 500/220 kV	450	217	232	278	268	303
	Transf. VHA 500/220 kV	720	408	443	483	490	535
	Transf. VLZ 500/220 kV	720	188	189	230	370	304
	Transf. MGA 500/220 kV	720	437	348	354	245	327

Tabla XVIII - Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo – Periodo 2019-2023. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

		Reactivo (MVAr)				
CER	Nominal*	2021	2022	2023	2024	2025
San Lorenzo	150	53	53	53	53	53
Limpio	250	139	183	209	124	245
Guarambaré	160 / 140	51	67	105	35	139
Horqueta	150	132	148	101	98	150

* Valores máximos capacitivos

No obstante, en el año 2025, se observa el agotamiento de la capacidad dinámica de suministro de reactivos de casi la totalidad de los Compensadores Estáticos de Reactivos del SIN. De hecho, las tablas presentadas consideran la instalación de 30 MVAr en bancos de capacitores de 23 kV, distribuidos en las Subestaciones de Horqueta; San Estanislao y Carayaó. Posteriores estudios y actualizaciones de este documento deberán contemplar el carácter deficitario del soporte de potencia reactiva observado en este análisis, de mantenerse la tendencia de incremento en la demanda en el mediano y largo plazo.

Tabla XIX - Cortes de cargas requeridos – Periodo 2021-2025. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

Año	2021	2022	2023	2024	2025
Corte de Carga I (MW)	0	27	34	0	0
Corte de Carga II (MW)*	0	82	453	0	73

* No considera incrento de intercambio con el SADI

En general, puede concluirse que la contingencia constituida por el fuera de servicio de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes representa la contingencia más severa a nivel sistémico, debido a la pérdida súbita de suministro tanto de potencia activa como reactiva en el Sistema Metropolitano, principal centro de carga del SIN.

7.2.1.2 Desconexión de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes

En esta sección se analiza el desempeño del sistema ante la eventual desconexión de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes. Las Tablas XX y XXI muestran los valores de carga de las principales líneas de transmisión y equipos del SIN encontrados en el periodo 2018-2025, considerando la carga de punta del sistema, ante la contingencia analizada, así como la inyección de potencia reactiva por parte de los Compensadores Estáticos.

Tabla XX - Carga en líneas y transformadores del Sistema de transmisión – Periodo 2017-2025. Fuera de Servicio LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes – Punta del Sistema

		Carga (MVA)								
	LT	Emergencia	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Este	*MD - ACY*	667	527	618	335	321	337	372	389	370
	ACY-K30	660	301	345	148	158	169	186	231	221
	MD-IRY (4° y 5°)	267/400	291	268	294	297	324	354	263	294
	ACY-COV (2° y 3°)	229	154	178	191	155	167	181	122	129
	K30-COV (8° y 9°)	360	175	201	256	215	236	255	182	201
	K30-COV (1°)	229	150	179	218	196	215	214	153	169
	ACY-PFO (1° y 2°)	210/660	132	148	96	120	125	134	152	148
	IRY-CAT-SGA	400	44	46	49	52	57	62	66	74
Central	*COV-SLO/VLZ (1°)*	324/660	165	192	229	107	117	131	89	91
	COV-GUA/VLZ (2° y 3°)	324/660	124	150	188	140	152	171	116	118
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	57	75	97	52	56	64	182	195
	COV-VIL	260	106	114	122	139	153	163	168	171
Sur	*AYO-SPA*	375	258	260	228	193	232	260	216	273
	SPA-GUA (6° y 7°)	270	260	266	268	175	211	237	182	238
	SPA-CBO	180	14	14	26	28	31	35	51	56
Norte	*CYO-SES*	270/660	243	201	224	233	132	143	167	186
	IRY-CUR-CCO	400	163	145	159	153	159	171	164	183
500 kV	MD-VHA 500 kV	2200	1.096	1.298	1.300	961	1.023	1.113	1.109	1.159
	MD-MGA 500 kV	2200	-	-	857	802	950	1.015	1.522	957
	MGA-VLZ 500 kV	2200	-	-	-	-	-	-	937	1.111
	Transf. MD 500/220 kV	428	376	424	302	279	303	336	291	303
	Transf. AYO 500/220 kV	450	390	265	292	248	301	336	289	365
	Transf. VHA 500/220 kV	720	380	333	337	460	494	540	498	537
	Transf. MGA 500/220 kV	720	-	-	423	394	312	335	218	298
	Transf. VLZ 500/220 kV	720	-	-	-	85	83	86	266	212

Tabla XXI - Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo – Periodo 2018-2025. Fuera de Servicio LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes – Punta del Sistema

		Reactivo (MVAr)							
CER	Nominal*	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
San Lorenzo	150	19	42	53	54	53	53	53	53
Limpio	250	85	148	178	55	134	204	74	211
Guarambaré	160 / 140	0	50	85	-12	47	121	3	130
Horqueta	150	86	97	123	109	130	96	72	145

* Valores máximos capacitivos

En la tabla XXII se indican los cortes de carga referenciales requeridos para mantener las líneas y equipos del SIN operando dentro de sus límites nominales, ante la eventual contingencia analizada.

Tabla XXII - Cortes de cargas requeridos – Periodo 2018-2025. Fuera de Servicio LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes – Punta del Sistema

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Corte de Carga (MW)	0	0	76	0	0	33,9	0	0

Los montos de corte presentados en la tabla 19, indican claramente que esta contingencia es menos severa que la analizada en la sección anterior.

7.3 Evaluación de pérdidas de transmisión

La Tabla XXIII muestra los valores de pérdidas totales del sistema de transmisión, obtenidos de las simulaciones de flujo de potencia para condiciones de carga máxima, media y leve.

Tabla XXIII - Pérdidas de Transmisión del SIN.

	Pérdidas (MW)			Pérdidas * (%)		
Año	Punta	Media	Leve	Punta	Media	Leve
2016	197	137	68	6,2	5,4	4,4
2017	230	166	73	6,5	5,8	4,2
2018	203	148	71	5,3	4,7	3,7
2019	225	162	77	5,3	4,7	3,7
2020	274	196	96	6,0	5,2	4,2
2021	246	176	102	5,0	4,4	4,1
2022	293	194	113	5,5	4,5	4,2
2023	339	237	126	5,9	5,1	4,4
2024	313	221	110	5,1	4,4	3,6
2025	368	254	123	5,5	4,7	3,7

* % Pérdidas = Pérdidas / Generación total

En la Figura 13 se grafican los valores de pérdidas totales del Sistema de la Tabla XXIII. Puede apreciarse el efecto de la entrada en servicio de las principales líneas de 500 kV propuestas en este plan. A modo de referencia, se puede indicar que en el año 2017 (antes de la entrada en operación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes) se estiman valores de pérdidas de transmisión en punta en torno a 6,5% y unas pérdidas medias en torno a 5,8%. Para el año 2018, con la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes en operación, se tendría una pérdida de transmisión en punta próxima a 5,3% y unas pérdidas medias en torno a 4,7%.

Posteriormente al año 2018, las pérdidas porcentuales de transmisión se incrementan gradualmente conforme con el aumento de la demanda en el sistema, hasta que en el año 2021, se aprecia una nueva reducción en los valores porcentuales de pérdidas, originada por la inclusión de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes. El proceso se repite, teniendo en el año 2024, con la entrada en servicio de la LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela, una nueva reducción en los valores porcentuales de las pérdidas. Obsérvese, que los valores de pérdidas resultantes del Plan de Obras son inferiores a los valores actuales, y consistente con el plan de paulatina reducción de pérdidas de la empresa.

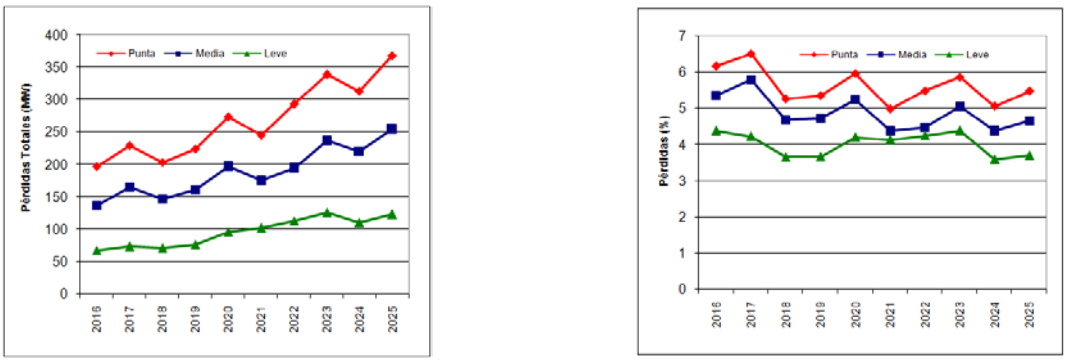


Figura 13. Pérdidas del sistema de transmisión en MW y en porcentaje.

7.4 Interconexión con las Centrales Hidroeléctricas Binacionales

7.4.1 Capacidad de interconexión con la CH Itaipú

Actualmente, la interconexión del SIN con la CH Itaipú está constituida por 5 conjuntos de autotransformadores/reguladores 500/220 kV repotenciados a 450 MVA cada uno, lo cual da una capacidad disponible de 2.250 MVA. Adicionalmente, se dispone de un sexto conjunto (Tx/Rx), con igual capacidad que los anteriores para dar seguridad al suministro. No obstante, por cuestiones operativas, actualmente la capacidad efectiva de transformación 500/220 kV en la Subestación Margen Derecha está limitada a 1.780 MVA, en condiciones normales de operación.

Por otro lado, a través de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y la Subestación Villa Hayes, se dispone de una capacidad nominal adicional de 1.200 MVA, limitada por la capacidad de transformación instalada en la Subestación 500 kV Villa Hayes.

Finalmente, también es importante destacar que han sido concluidas las obras de seccionamiento de las LT's 500 kV L3 y L4, en la Subestación Margen Derecha, que conectaban directamente la casa de máquinas de la CH Itaipú con la Subestación Foz de Iguazú, lo cual redunda en un aumento en la confiabilidad y seguridad del suministro al SIN.

En la siguiente tabla, se incluyen valores referenciales de la inyección de potencia requerida por el SIN desde la CH Itaipú en los casos de flujo de potencia para la punta del sistema en condiciones normales. Los mismos pueden ser considerados como valores referenciales, ya que ante variaciones de carga, así como la ocurrencia de contingencias, tales valores pueden sufrir importantes variaciones. La inclusión en el año 2018 de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes produce un aumento importante de la participación de la CH Yacyretá en el SIN, lo cual se refleja en la reducción de inyección de potencia desde la CH Itaipú en el año 2018.

Tabla XXIV - Inyección de potencia desde la CH Itaipú al SIN (MW).
Caso de punta – Condiciones Normales.

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2320	2659	2313	2654	3051	3378	3799	4239	4635	5172

7.4.2 Capacidad de interconexión con la CH Yacyretá

Actualmente, la CH Yacyretá se interconecta al SIN a través de la Subestación Ayolas por medio de una línea de transmisión de 500 kV y otra línea de 220 kV simple terna; esta última, normalmente desconectada y reservada para condiciones de emergencia. La línea de 500 kV Yacyretá – Ayolas suministra energía a dos autotransformadores de 500/220 kV, 375 MVA, instalados en la Subestación Ayolas, con lo cual se tiene una capacidad de 750 MVA.

En este sentido, de manera a compatibilizar la capacidad de transmisión del sistema ANDE, resulta fundamental la repotenciación de la LT 220 kV Ayolas – San Patricio, doble terna, de manera a poder evacuar eventualmente los 750 MVA de capacidad disponibles en la Subestación Ayolas.

Estas obras resultan importantes con vistas a garantizar el suministro al SIN en casos de restricciones en el sistema de transmisión proveniente de la CH Itaipú en el corto plazo, y con vistas a la operación interconectada de las Centrales de Itaipú y Yacyretá en el medio y largo plazo.

En la siguiente tabla, se incluyen valores referenciales de la inyección de potencia requerida por el SIN desde la CH Yacyretá en los casos de flujo de potencia para la punta del sistema en condiciones normales. Se observa en el año 2018, el ya mencionado incremento en la participación de la CH Yacyretá en el abastecimiento de la demanda del SIN, coincidente con la puesta en servicio de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes.

Tabla XXV - Inyección de potencia desde la CHYacyretá al SIN (MW).
Caso de punta – Condiciones Normales.

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
665	659	1336	1335	1335	1339	1335	1337	1336	1336

Posteriormente, con la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, en el año 2018, se requieren inyecciones superiores de potencia, de manera a optimizar la utilización de ejes de transmisión Este-Central-Metropolitano y Sur-Metropolitano respectivamente.

En condiciones de emergencia, ante la pérdida de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, la participación de la CH de Yacyretá es fundamental para minimizar los efectos del incremento de flujos de potencia a través de líneas de transmisión provenientes del Sistema Este al Sistema Metropolitano.

Es importante destacar que, dado el paulatino incremento previsto en la participación de la CH Yacyretá en el suministro del SIN, y a fin de proporcionar mayor seguridad a la interconexión EBY-ANDE, el Plan de Obras prevé, junto con el proyecto de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, la construcción de la segunda LT 500 kV Yacyretá – Ayolas para el año 2018 y la construcción de una Subestación 500 kV en Valenzuela para el año 2019, que seccionaría la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes. Esta Subestación Valenzuela vincularía además la CH Yacyretá con la CH Itaipú, a través de otra línea de 500 kV, la LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela, con fecha de puesta en servicio prevista en el año 2024. Esto dotará de una mayor seguridad y confiabilidad a todo el suministro del SIN, además de mejorar ostensiblemente las condiciones de estabilidad del sistema.

8. ANÁLISIS POR SISTEMAS

A continuación se hace una descripción general del desempeño, así como los problemas encontrados en los diferentes sistemas que componen el SIN: Central, Sur, Este, Metropolitano, Norte y Oeste. Se describen las obras incluidas dentro del Plan, así como un análisis de la utilización de la capacidad de transmisión y transformación.

8.1 Sistema Central

Es importante destacar que para el estudio se consideran en operación en forma provisoria, desde el año 2016, las nuevas Subestaciones de Vaquería y Barrio San Pedro, importantes obras de refuerzo para la red del Sistema Central.

En cuanto a obras de refuerzos de líneas de transmisión, las principales obras requeridas en la zona son:

- *LT 220 kV Paso Pe – Colonia Independencia (22 km)*: Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 350 MVA y posiciones correspondientes (año 2019), necesaria para alimentar a la nueva Subestación Colonia Independencia, requerida para satisfacer la demanda de la zona y mejorar las condiciones del sistema de distribución.
- *LT 220 kV Coronel Oviedo – Coronel Oviedo II – Carayaó (48 km):* Repotenciación de la simple terna a 350 MVA por cambio de conductores (año 2021), debido a la entrada en servicio de la nueva Subestación Coronel Oviedo II, requerida para satisfacer la demanda de la zona.
- *Línea 220 kV (doble terna) desde la Subestacion Valenzuela hasta punto de conexión con la LT 220 kV Coronel Oviedo – Eusebio Ayala – Capiata – San Lorenzo (25 km)*: Construcción de línea de transmisión en doble terna con capacidad de 2 x 550 MVA, posiciones correspondientes (Año 2019), requerida para inyectar a los Sistemas Central y Metropolitano la potencia disponible en la nueva Subestación Valenzuela.
- *Línea 220 kV (doble terna) Coronel Oviedo - Pirayu y Coronel Oviedo – Guarambare*: Seccionamiento de ambas líneas en la nueva Subestación Valenzuela (año 2019), requerida para incrementar la confiabilidad del suministro al Sistema Metropolitano y abastecer la demanda de la zona.
- *LT 220 kV Carayaó – San Estanislao*: Re-construcción en doble terna del circuito existente, aproximadamente 47 km, (año 2022), requerida ante el incremento del intercambio con el Sistema Norte y necesaria ante la proyectada construcción del patio de 500 kV en la Subestación Carayaó.

Por otro lado, se incluyen en el Plan de Obras la construcción de las siguientes nuevas subestaciones:

- *Barrio San Pedro*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Vaquería*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Colonia Independencia*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2019).
- *Coronel Oviedo II*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2021).
- *Fasardi*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2023).
- *Carayaó 500 kV*: Construcción. Montaje de tres (3) bancos de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA cada una. Seccionamiento de las dos (2) LT 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes (año 2024). Esta obra es requerida para satisfacer la demanda de los Sistemas Central, Norte y Metropolitano, con reducción del flujo de potencia a través del corredor de transmisión de 220 kV entre el Sistema Este y el Sistema Central (Tronco principal de transmisión en 220 kV), permitiendo además una mejor utilización de las líneas de transmisión de 220 kV que parten del sistema Central para el Sistema Metropolitano (Tronco secundario de transmisión en 220 kV).
- *Valenzuela 500 kV*: Construcción. Montaje de dos (2) bancos de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA cada una. Seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas - Villa Hayes (año 2019); y Montaje del tercer banco de autotransformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores (año 2025). Esta obra es requerida para satisfacer la demanda de los Sistemas

Central y Metropolitano, con incremento de inyección de potencia y confiabilidad del suministro al Sistema Metropolitano a través del corredor de transmisión de 220 kV entre el Sistema Central para el Sistema Metropolitano (Tronco secundario de transmisión en 220 kV). Esta subestación permite además la descentralización de la capacidad de transformación de 500/220 kV del SIN, aumentando su confiabilidad

Los nuevos centros de distribución atienden fundamentalmente a la necesidad de reforzar las redes de distribución existentes, considerando que las distancias de distribución se tornan incompatibles con los niveles actuales de carga. Estas nuevas subestaciones, en general se encuentran en los extremos de los alimentadores existentes, y la inyección de potencia desde los nuevos centros de distribución permitirá aumentar la confiabilidad del servicio, así como la calidad del mismo, ya que se tendrán mejoras sustanciales en los niveles de tensión.

Puede observarse que los nuevos centros de distribución estarán alimentados todos en 220 kV, ya que por el nivel de carga y el escenario adoptado de crecimiento de la demanda, soluciones basadas en el nivel de tensión de 66 kV presentan un agotamiento rápido de la capacidad de transmisión y condiciones técnicas inferiores.

Por otro lado, el Plan contempla también el aumento de la capacidad de transformación en subestaciones existentes, de manera a acompañar el crecimiento de la demanda.

En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga de los transformadores que alimentan la carga en 23 kV. La primera columna indica el total de subestaciones que atienden carga en 23 kV, discriminándose, el número de subestaciones cuyos transformadores presentan un factor de utilización igual o inferior a 80%, entre 80 y 90%, entre 90 y 100%, y superior a 100%, lo cual indica una sobrecarga en los equipos. El factor de utilización es calculado comparando la carga máxima prevista para la subestación y la capacidad nominal del equipo de transformación instalado en la misma en 23 kV.

Tabla XXVI - Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Central

AÑO	TOTAL	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
	SEs 23 kV	<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	13	11	1	0	1
2016	13	13	0	0	0
2017	13	13	0	0	0
2018	13	11	2	0	0
2019	14	11	3	0	0
2020	16	13	3	0	0
2021	16	15	1	0	0
2022	16	11	4	1	0
2023	17	16	1	0	0
2024	17	14	2	1	0
2025	17	10	7	0	0

Análogamente, la siguiente tabla y figura presentan la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Central, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

Tabla XXVII - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Central

AÑO	TOTAL	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
	MVA	<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	452	391	20	0	42
2016	575	575	0	0	0
2017	619	619	0	0	0
2018	619	520	98	0	0
2019	687	613	74	0	0
2020	717	602	115	0	0
2021	769	739	30	0	0
2022	769	560	179	30	0
2023	810	727	83	0	0
2024	810	644	83	83	0
2025	887	535	351	0	0

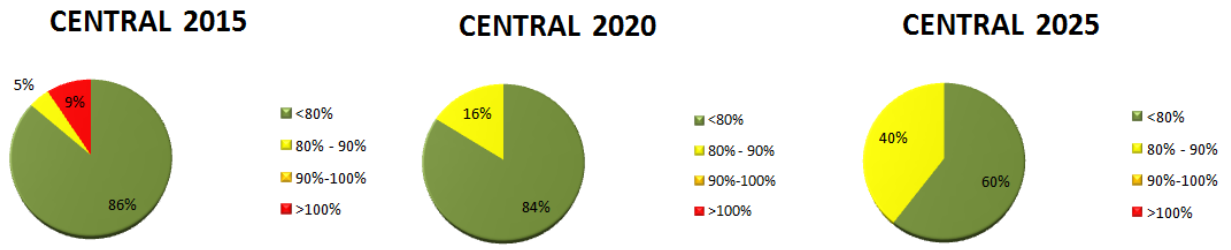


Figura 14. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Central.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Central, pasándose de 452 MVA en el 2015 a 887 MVA en el 2025, con eliminación de las sobrecargas y con un 60% de transformadores que operarían con un factor de utilización menor a 80%.

8.2 Sistema Sur

Para la elaboración del Plan de Obras, se asume la finalización para el año 2016, de obras de refuerzo que se encuentran en ejecución en el Sistema Sur, respectivamente: repotenciación por cambio de conductor de la línea de transmisión de 220 kV Ayolas – San Patricio; construcción de la línea de transmisión de 66 kV Encarnación – Cambyreta; y ampliación de las capacidades de transformación de 23 kV en las subestaciones de Coronel Bogado; Ayolas; San Patricio y Pilar.

En cuanto a refuerzos de transmisión, las principales obras requeridas en la zona son:

- *LT 220 kV Ayolas – Coronel Bogado (65 km):* Construcción de LT 220 kV doble terna, estructura autoportante, con capacidad de 350 MVA c/u y posiciones correspondientes (año 2018), requerida para adecuar la capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá al SIN.
- *LT 220 kV Santa Rita – María Auxiliadora (110 km)*: Construcción de línea de transmisión simple terna para alimentación a Subestación María Auxiliadora, posición correspondiente (año 2019), requerida para satisfacer la demanda de la zona y constituirse además en una segunda línea de alimentación desde las Centrales de Acaray e Itaipú.
- *LT 220 kV Coronel Bogado – Trinidad (53 km):* Reconstrucción de Línea de Transmisión de simple terna en doble terna, capacidad de 350 MVA por circuito (año 2020), requerida para atender la demanda en la zona y fortalecer el corredor de transmisión de 220 kV entre los Sistemas Sur y Este.
- *LT 220 kV Villalbín – Buey Rodeo (200 km):* Construcción de una simple terna (año 2021). Con esta línea se dispondrá de una nueva interconexión entre el Sistema Sur y el Sistema Metropolitano, lo cual acarreará un aumento de la capacidad de transmisión y confiabilidad del servicio. Por otro lado, el trazado de esta línea pasará por las proximidades de la ciudad de Pilar, donde se pretende construir una nueva Subestación de 220 kV (año 2021), y a la vez discurrirá de manera aproximadamente paralela al cauce del río Paraguay, propiciando condiciones para la asentamiento de instalaciones que utilicen dicha vía fluvial como medio de transporte.
- *LT 220 kV Ayolas – Villalbín (121 km):* Repotenciación por cambio de conductor a 350 MVA (año 2021). Asociado a la obra anterior, este refuerzo es necesario para robustecer el vínculo eléctrico entre los Sistemas Sur y Metropolitano.
- *Subestación Ayolas*: Montaje del tercer autotransformador 500/220 kV de 375 MVA (año 2019), refuerzo requerido para adecuar la capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá al SIN.

Por otro lado, el Plan de Obras prevé la construcción de seis nuevos centros de distribución:

- *Fram*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 50 MVA (año 2017).
- *María Auxiliadora*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2019).
- *Costanera*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 60 MVA (año 2019).
- *Aguaray*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 20 MVA (año 2020).

- *Yuty*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 30 MVA (año 2020).
- *Pilar II*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2021).

Tanto la Subestación Fram como la Subestación María Auxiliadora, atenderán los requerimientos de las redes de distribución de sus respectivas áreas de influencia, que como consecuencia de la creciente actividad agroindustrial de la zona, ya no podrán ser atendidas adecuadamente desde los centros de distribución existentes.

La Subestación Costanera es requerida principalmente por el importante crecimiento actual y futuro de la zona de Encarnación, con una proyección tendiente al desarrollo turístico y comercial.

La Subestación Aguaray permitirá un suministro con niveles de tensión adecuados en su área de influencia, abastecida actualmente por alimentadores de gran longitud provenientes de la Subestación de Coronel Bogado, mejorando la calidad y confiabilidad del servicio.

La construcción de la Subestación de Yuty atiende fundamentalmente a la necesidad de reforzar las redes de distribución existentes, atendiendo a que las distancias de distribución ya se vuelven incompatibles con los niveles actuales de carga.

De similar manera, la Subestación Pilar II, alimentada en 220 kV, acompañará el crecimiento de la demanda de la zona de influencia de la Subestación Pilar, ya que por el nivel de carga, soluciones basadas en el nivel de tensión de 66 kV presentan un agotamiento rápido de la capacidad de transmisión y en condiciones técnicas inferiores.

Adicionalmente, se prevé un aumento en la capacidad de transformación para alimentación a la red de 23 kV en prácticamente todos los centros de distribución. En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga de los transformadores que alimentan la carga en 23 kV, discriminándose el número de subestaciones conforme al factor de utilización de los transformadores de las mismas. Como fuera mencionado, el factor de utilización es calculado comparando la carga máxima prevista para la subestación y la capacidad nominal del equipo de transformación instalado en la misma en 23 kV.

Tabla XXVIII - Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Sur

AÑO	TOTAL	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
	SEs 23 kV	<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	12	9	2	1	0
2016	13	12	1	0	0
2017	14	12	1	1	0
2018	14	10	4	0	0
2019	15	13	0	2	0
2020	16	14	2	0	0
2021	16	12	3	1	0
2022	16	11	3	2	0
2023	17	12	5	0	0
2024	17	12	4	1	0
2025	17	13	3	1	0

Análogamente, se presentan en la siguiente tabla y la próxima figura, la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Sur, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

Tabla XXIX - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Sur

AÑO	TOTAL	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
	MVA	<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	452	387	50	15	0
2016	505	464	42	0	0
2017	535	474	20	42	0
2018	545	378	167	0	0
2019	647	563	0	84	0
2020	708	627	82	0	0
2021	728	583	103	42	0
2022	728	463	203	62	0
2023	822	553	268	0	0
2024	829	553	245	30	0
2025	942	678	143	120	0

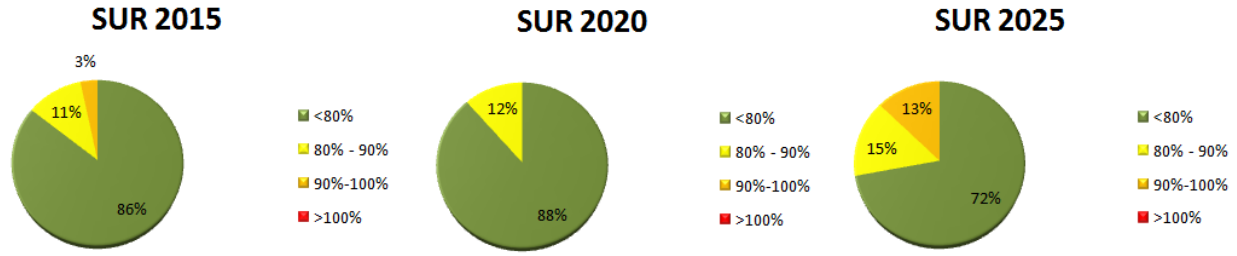


Figura 15. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Sur.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Sur, pasándose de 452 MVA en el 2015 a 942 MVA en el 2025. Con los proyectos del Plan de Obras, puede apreciarse que los transformadores se mantienen operando dentro de sus límites, con un 72% de transformadores que operarían con un factor de utilización menor a 80%.

8.3 Sistema Este

Para la elaboración del Plan de Obras, se asume la finalización para el año 2016, de obras de refuerzo que se encuentran en ejecución en el Sistema Este, respectivamente: las nuevas subestaciones de Curuguaty II, además de ampliaciones en las subestaciones de Paranambú; Carlos Antonio López; Acaray; Kilometro 30 y Hernandarias.

En cuanto a refuerzos de transmisión, las principales obras requeridas en la zona son:

- *LT 220 kV Acaray – Presidente. Franco (10 km)*: Re-construcción en doble terna del circuito existente (año 2017), obra requerida ante la superación de la capacidad de transmisión existente, debido a la mayor participación de la Subestación Pte. Franco en el suministro a la red de distribución del Área Metropolitana de Ciudad del Este.
- *LT 220 kV Margen Derecha – Itaquyry (71 km):* Cambio de los conductores actuales por otros de mayor capacidad, tipo HTLS para las dos (2) ternas, pasando de los actuales 250 MVA para 350/400 MVA por circuito (año 2017), obra requerida para incrementar la capacidad de abastecimiento al Subsistema 1 del SIN, desde la CH de Itaipú.
- *LT 220 kV Presidente Franco – Alto Paraná II (5 km):* Construcción de LT 220 kV subterránea, simple terna, 350 MVA y posiciones correspondientes (año 2018), obra que permitirá abastecer la futuro Subestación Alto Paraná II, para acompañar el crecimiento de la demanda en la zona.
- *LT 220 kV Kilómetro 30 – Santa Rita (45 km)*: Construcción de una línea de 220 kV simple terna y posiciones correspondientes (año 2018), obra necesaria para acompañar el crecimiento de la demanda, producto de la expansión agroindustrial de la zona.
- *LT 500 kV Margen Derecha – Minga Guazú (54 km) y Subestación Minga Guazú 500 kV*: Construcción de una línea de transmisión en 500 kV, simple terna y la subestación Minga Guazú, con dos bancos de autotransformadores 500/220 kV de 600 MVA y posición de salida de línea en la Subestación Margen Derecha (año 2020). Estas obras son requeridas para atender la demanda en 220 kV de los Sistemas Este, Central y parte del Sur, ante la saturación de la capacidad de transformación de la Subestación Margen Derecha 220 kV.
- *LT 220 kV Minga Guazú – Kilometro 30 (3 km)*: Construcción de línea de transmisión en doble terna, con capacidad de 550 MVA por terna, posiciones correspondientes (año 2020), requeridas para evacuar la inyección de potencia proveniente desde la Subestación Minga Guazú.
- *LT 220 kV Presidente Franco – Paranambú (39 km)*: Repotenciación de la simple terna a 350 MVA por cambio de conductores (año 2021), obra requerida para robustecer la interconexión entre los Sistemas Este y Sur.
- *Subestación Minga Guazú*: Montaje del tercer banco de autotransformadores de 500/220 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores (año 2022), ampliación requerida para soportar el fuera de servicio de un banco de autotransformadores en la subestación.

- *LT 500 kV Minga Guazú – Valenzuela (255 km)*: Construcción de la LT simple terna, autoportante, 2000 MVA y posición de salida de línea en la Subestación Minga Guazú (año 2024). Esta obra proporciona un incremento considerable en la confiabilidad del suministro al Sistema Metropolitano, además de una importante inyección de potencia reactiva al sistema y la reducción de las distancias eléctricas entre las centrales de generación binacionales.
- *LT 500 kV Margen Derecha – Minga Guazú II (54 km)*: Construcción de la LT simple terna, autoportante, 2000 MVA y posición de salida de línea en la Subestación Margen Derecha (año 2025). Esta obra es necesaria para incrementar la confiabilidad de todo el SIN.

Con relación a nuevos centros de distribución, el Plan de Obras prevé la construcción de las siguientes nuevas subestaciones:

- *Curuguaty II*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2016).
- *Microcentro*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 100 MVA (año 2017).
- *Juan León Mallorquín*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2017).
- *Alto Paraná II*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación 220/23 kV de 80 MVA y capacidad de transformación 220/66 kV de 120 MVA (año 2018).
- *Santa Rita*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2018).
- *Kilómetro 8*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 80 MVA (año 2018).
- *San Alberto*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 20 MVA (año 2020).

La Subestación Microcentro permitirá abastecer exclusivamente todo el microcentro de Ciudad del Este, conllevando una reducción considerable de distancias de nuevos alimentadores de distribución. De esta forma, la nueva Subestación también ofrecerá una mayor confiabilidad para el área, así como una respuesta adecuada a las actuales restricciones municipales, en lo que a construcción de nuevas líneas de distribución subterráneas se refiere.

La Subestación Curuguaty II permitirá mejorar el suministro de energía eléctrica a su área de influencia, incompatible con el nivel de tensión de 66 kV, en virtud a la demanda proyectada y a la longitud de las líneas de transmisión involucradas.

La Subestación Alto Paraná II, responde a la necesidad de dotar de adecuada infraestructura de transmisión al departamento de Alto Paraná, que le permita proyectarse como un importante polo industrial, fundamental para el desarrollo y establecimiento de proyectos de inversión.

La Subestación Santa Rita atenderá los requerimientos de la red de distribución de su área de influencia, que como consecuencia de la creciente actividad agroindustrial de la zona, ya no podrá ser atendida adecuadamente desde los centros de distribución existentes.

Las demás Subestaciones atienden fundamentalmente a la necesidad de reforzar las redes de distribución existentes, teniendo en cuenta que las distancias de distribución se tornan incompatibles con los niveles actuales de carga.

De igual forma, se prevé el aumento de potencia en prácticamente todas las subestaciones existentes. En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga de los transformadores, calculado a partir de los respectivos factores de utilización, que alimentan la carga en 23 kV del Sistema Este.

Puede observarse, que de las 17 subestaciones del Sistema Este para el año 2015, 1 subestación se encontrarían con sus transformadores operando con un factor de utilización entre 90 y 100%. Para el año 2025, se tendrían 23 subestaciones en servicio, de las cuales 2 subestaciones presentarían un factor de utilización entre 90 y 100%.

Tabla XXX - Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Este

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	17	14	2	1	0
2016	22	19	1	2	0
2017	22	18	2	2	0
2018	22	21	1	0	0
2019	22	20	2	0	0
2020	23	21	2	0	0
2021	23	19	4	0	0
2022	23	17	3	3	0
2023	23	11	9	3	0
2024	23	13	8	2	0
2025	23	13	8	2	0

Análogamente, se presenta en la Tabla XXXI, la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Este, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

Puede apreciarse, que para el 2015 se tendrían 963 MVA instalados, requiriéndose para acompañar el crecimiento de la demanda, de 1.752 MVA para el año 2025.

Tabla XXXI - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Este

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	963	849	93	20	0
2016	1.206	1.051	52	103	0
2017	1.246	990	112	143	0
2018	1.407	1.377	30	0	0
2019	1.407	1.325	82	0	0
2020	1.445	1.305	140	0	0
2021	1.445	1.062	383	0	0
2022	1.445	972	250	223	0
2023	1.517	739	555	223	0
2024	1.712	1.089	522	102	0
2025	1.752	1.129	433	190	0

La Figura 16 muestra el estado de carga de los transformadores para los años 2015, 2020 y 2025, apreciándose que la gran capacidad instalada en el corto plazo (hasta el 2020) permite tener un margen de carga apreciable en las subestaciones, teniéndose 90% de la capacidad instalada operando con un factor de utilización inferior al 80%. Por otro lado, en el medio plazo (entre 2021 y 2025) se tiene un menor ritmo en el aumento de la capacidad instalada, por lo que en el 2025 solamente el 64% de la capacidad instalada estaría operando con un factor de utilización inferior a 80%, mientras que el 11% de la capacidad instalada tendría un factor de utilización entre 90 y 100%.

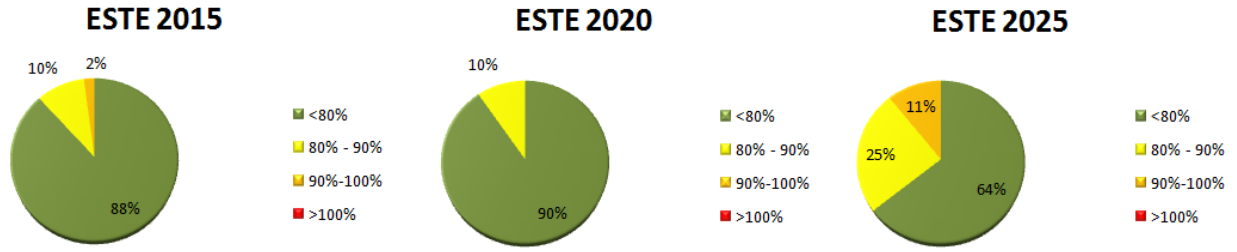


Figura 16. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Este.

8.4 Sistema Metropolitano

Para la elaboración del Plan de Obras, se asume la finalización para el año 2016 de importantes obras de transmisión, como la puesta en servicio de la doble terna en 220 kV Villa Hayes – Puerto Sajonia.

En cuanto a refuerzos de transmisión, los principales refuerzos requeridos en la zona son:

- *LT 220 kV Puerto Botánico - Villa Aurelia y Puerto Botánico - Barrio Molino*: Construcción de LT 220 kV, doble terna, hasta intersección con Avda. Santa Teresa; Subestación Mufa; tramo subterráneo a Subestación Villa Aurelia (220 kV) y tramo aéreo de simple terna hasta la nueva Subestación Barrio

Molino; posiciones de salida en Subestación Puerto Botánico y LT 66 kV complementaria para conexión a Blue Tower (año 2017); obra requerida para abastecimiento de las futuras Subestaciones Villa Aurelia 220 kV y Barrio Molino, también en 220 kV. Estas subestaciones permitirán acompañar el incremento en la demanda del área urbana de Asunción, conducido principalmente por emprendimientos inmobiliarios, así como el crecimiento vegetativo de la demanda de la zona.

- *LT 500 kV Yacyretá – Ayolas (16 km); LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes (347 km), y ampliación de la Subestación Villa Hayes*: Construcción de la línea de transmisión de 500 kV entre Ayolas y Villa Hayes; construcción de la segunda línea de 500 kV entre la CH de Yacyretá y Ayolas; y ampliación de la Subestación Villa Hayes con la instalación del tercer autotransformador 500/220 kV de 600 MVA (año 2018). Estas obras son requeridas para atender el incremento de la demanda del Sistema Metropolitano de Asunción y proporcionarle mayor confiabilidad al suministro de energía.
- *LT 220 kV Guarambaré – Buey Rodeo (40 km)*: Construcción de la LT 220 kV simple terna, capacidad de 350 MVA y Ampliación de la Subestación Guarambaré 220 kV: Construcción posición LT 220 kV bajo esquema de doble barra y obras complementarias (año 2018). Estas obras permitirán acompañar el crecimiento de la demanda del área de influencia de localidades como Villeta; Villa Oliva y Alberdi, a través del abastecimiento de energía a la nueva Subestación Buey Rodeo.
- *LT 220 kV Villla Hayes – Limpio (19 km):* Repotenciación de 210 MVA a 350 MVA con cambio de conductores (año 2018), obra requerida para incrementar la utilización de la potencia disponible en la Subestación Villa Hayes.
- *Subestación Villa Hayes 500 kV*: ampliación de la Subestación Villa Hayes con la instalación del cuarto autotransformador 500/220 kV de 600 MVA (año 2019). Esta obra es requerida para evitar sobrecargas en dicha subestación ante la contingencia de uno de los autotransformadores y evacuar adecuadamente el flujo de potencia transportado por las líneas de 500 kV que llegan a la Subestación Villa Hayes.
- *LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Botánico – Parque Caballero (9 km)*: Construcción de una doble terna (año 2019), requerida para incrementar la utilización de la potencia inyectada por las líneas de transmisión de 500 kV a la Subestación Villa Hayes.
- *LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes II (341 km)*: Construcción de la línea de transmisión en 500 kV y ampliación de la Subestación Villa Hayes y Margen Derecha respectivamente (año 2021). Esta obra es requerida para satisfacer la demanda del Sistema con una mayor confiabilidad, ya que sin este refuerzo, el fuera de servicio de una de las dos líneas de transmisión en 500 kV que transportan energía hasta la Subestación Villa Hayes produciría, a efectos de preservar la mayor parte del sistema, bajo condiciones aceptables de operación, importantes cortes de carga.
- *LT 220 kV Limpio – Zárate Isla (16 km)*: Construcción de Línea de transmisión, simple terna, autoportante y posiciones de salida y llegada (año 2021), requerida para abastecimiento a la futura Subestación Zárate Isla.
- *LT 220 kV Lambaré – Puerto Sajonia*: Repotenciación de la Línea de Transmisión en 220 kV, 8,05 km aéreo y un (1) km subterráneo, para 350 MVA (año 2023), obra requerida para adecuar la capacidad del vínculo entre las subestaciones de Lambaré y Puerto Sajonia a los flujos de potencia a través de la línea, observados en las simulaciones.
- *LT 220 kV Guarambaré – La Victoria – San Lorenzo (16 km)*: Reconstrucción de la línea en doble terna, 350 MVA por terna (año 2024), obra requerida para adecuar las capacidades de transmisión del Sistema Metropolitano a las inyecciones de potencia desde las Subestaciones de Carayaó y Valenzuela (ambas en 500 kV).
- *LT 220 kV doble terna Valenzuela - Pirayú - Guarambaré y Valenzuela - Metalúrgica Iguazú – Guarambaré (58 km):* Repotenciación de la Línea de Transmisión en doble terna aérea, para 550 MVA por terna (año 2024), obra requerida para adecuar las capacidades de transmisión del Sistema Metropolitano a las inyecciones de potencia desde las Subestaciones de Carayaó y Valenzuela (ambas en 500 kV).

Estas obras de transmisión, en general buscan adecuar la capacidad del tronco de transmisión a los requerimientos de la demanda, con lo que se obtendría un sistema operando con mayor margen de carga y con menores niveles de pérdidas, lo cual repercute positivamente en todo el sistema. Adicionalmente, las obras permiten soportar una contingencia simple en el tronco de transmisión con un grado de afectación razonable en el resto del sistema, lo cual se traduce en una mayor flexibilidad y aumento de la confiabilidad del sistema.

Con relación a nuevos centros de distribución, el Plan de Obras prevé la construcción de las siguientes nuevas subestaciones:

- *Fernando de la Mora*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 90 MVA (año 2016).
- *Barrio Mburucuyá*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 90 MVA (año 2017).
- *Mariano Roque Alonso*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 60 MVA (año 2017).
- *La Colmena*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 20 MVA (año 2017).
- *Barrio Molino*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación de 120 MVA en 220/66 kV y capacidad de transformación de 120 MVA en 220/23 kV (año 2017).
- *Villa Aurelia 220 kV*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación de 120 MVA en 220/66 kV y capacidad de transformación de 120 MVA en 220/23 kV (año 2017).
- *Altos*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación de 60 MVA en 220/66 kV y capacidad de transformación de 60 MVA en 220/23 kV (año 2018).
- *Buey Rodeo*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación de 60 MVA en 220/66 kV y capacidad de transformación de 60 MVA en 220/23 kV (año 2018).
- *Villa Elisa*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 80 MVA (año 2018).
- *Arroyos y Esteros*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 20 MVA (año 2020).
- *Barcequillo*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 50 MVA (año 2020).
- *Autódromo*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 80 MVA (año 2021).
- *Zárate Isla*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2021).
- *Barrio Jara*: subestación 66/23 kV, con capacidad de transformación de 100 MVA (año 2021).

De igual forma, pueden destacarse importantes obras de ampliación de capacidad de transformación en subestaciones existentes, resaltándose la paulatina introducción del nuevo módulo de 80 MVA de capacidad de transformación 220/23 kV, en sustitución al módulo actual de 41,67 MVA, y del nuevo módulo de 50 MVA de capacidad de transformación 66/23 kV, en sustitución al módulo actual de 30 MVA.

En general, se requieren ampliaciones en prácticamente todas las subestaciones del Sistema Metropolitano. En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga previsto de los

transformadores que alimentan la carga en 23 kV del Sistema Metropolitano. En la tabla se agrupan las subestaciones según el factor de utilización de su capacidad de transformación.

Tabla XXXII - Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Metropolitano

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	30	19	9	2	0
2016	31	19	7	5	0
2017	36	26	9	1	0
2018	38	23	13	2	0
2019	38	21	10	7	0
2020	40	23	10	7	0
2021	43	25	17	1	0
2022	43	17	15	11	0
2023	43	15	24	4	0
2024	43	19	21	3	0
2025	43	11	18	14	0

Análogamente, se presenta en la próxima tabla y la siguiente figura, la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Metropolitano, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

Tabla XXXIII - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Metropolitano

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	2.356	1.134	971	252	0
2016	2.631	1.479	567	585	0
2017	3.304	2.302	882	120	0
2018	3.602	2.124	1.305	173	0
2019	3.724	2.074	798	852	0
2020	3.994	2.090	1.079	825	0
2021	4.455	2.274	2.132	50	0
2022	4.455	1.672	1.402	1.382	0
2023	4.704	1.472	2.892	340	0
2024	5.035	1.775	2.810	450	0
2025	5.115	805	2.270	2.040	0

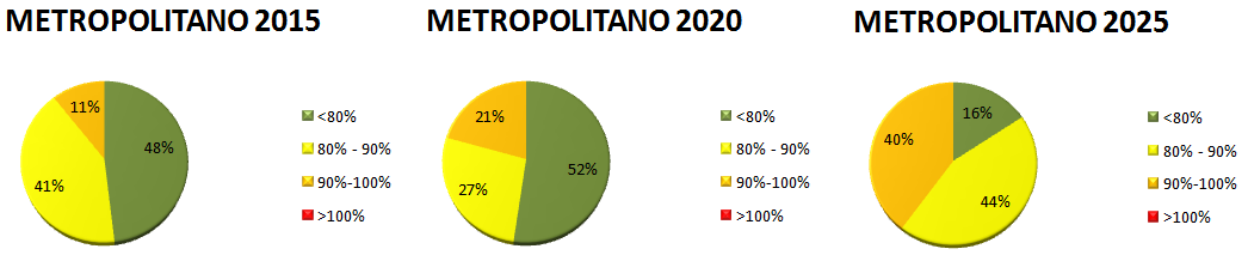


Figura 17. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Metropolitano.

Puede apreciarse que de las 30 subestaciones existentes en el Sistema Metropolitano en el 2015, con 2.356 MVA, para finales del 2025 se requerirán 43 subestaciones, con una capacidad instalada de 5.115 MVA. Por el estado de carga de los transformadores, puede apreciarse que la capacidad a ser instalada en el corto plazo produce márgenes de carga apreciables, obteniéndose aproximadamente el 52% del parque de transformadores con un factor de utilización por debajo del 80%.

En el medio plazo, se tiene una menor tasa de ampliaciones por lo que se tendría el 40% del parque de transformadores con un factor de utilización entre 90 y 100%, lo cual apunta a un estrecho acompañamiento de la demanda y una utilización de la capacidad instalada en el corto plazo, de forma a reducir los requerimientos de recursos económicos.

8.5 Sistema Norte

En relación al Sistema Norte, las principales obras de transmisión requeridas en la zona son:

- *LT 220 kV Itakyry – Curuguaty – Capitán Bado – Cerro Corá (330 km)*: Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2016). Esta obra de expansión de la red eléctrica se constituye en la segunda alimentación al Sistema Norte, incrementando la capacidad de transmisión y la confiabilidad del suministro de energía en la zona.
- *LT 220 kV Horqueta – Concepción II (45 km)*: Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2018). Esta obra de refuerzo permite acompañar adecuadamente el crecimiento de la demanda del área de influencia de la Subestación Concepción, cuya topología radial y carga elevada desaconsejan alternativas en 66 kV.
- *Derivación 220 kV Cruce Bella Vista – Bella Vista Norte (80 km)*: Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2019). Esta obra de refuerzo permite la alimentación de la futura Subestación Bella Vista Norte, obra requerida para abastecer el crecimiento de la demanda y mejorar las condiciones del sistema de distribución de la zona.
- *LT 220 kV Villa Hayes – Concepción II (200 km)*: Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2019), refuerzo que constituye la primera etapa de una alimentación desde la Subestación Villa Hayes al Sistema Oeste, y a su vez constituye la tercera alimentación al sistema Norte, incrementando la capacidad de transmisión y la confiabilidad del servicio, suministrando además soporte reactivo que permite una operación más holgada del Compensador Estático de Reactivo de la Subestación Horqueta.

Por otro lado, el Plan de Obras prevé la construcción de tres nuevos centros de distribución:

- *Capitán Bado*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 41,67 MVA (año 2016).
- *Concepción II*: subestación 220/66/23 kV, con capacidad de transformación de 60 MVA en 220/66 kV y capacidad de transformación de 41,67 MVA en 220/23 kV (año 2018).
- *Bella Vista Norte*: subestación 220/23 kV, con capacidad de transformación de 20 MVA (año 2019).

Estos locales atienden fundamentalmente a la necesidad de reforzar las redes de distribución existentes, atendiendo a que las distancias de distribución se tornan incompatibles con los niveles actuales de carga.

Adicionalmente, se prevé un aumento en la capacidad de transformación para alimentación a la red de 23 kV en prácticamente todos los centros de distribución. En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga de los transformadores que alimentan la carga en 23 kV, discriminándose el número de subestaciones conforme al factor de utilización de los transformadores de las mismas. Como fuera mencionado, el factor de utilización es calculado comparando la carga máxima prevista para la subestación y la capacidad nominal del equipo de transformación instalado en la misma en 23 kV.

Tabla XXXIV - Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Norte

AÑO	TOTAL	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
	SEs 23 kV	<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	8	5	2	1	0
2016	10	8	2	0	0
2017	11	10	1	0	0
2018	11	11	0	0	0
2019	11	11	0	0	0
2020	11	10	1	0	0
2021	11	9	2	0	0
2022	11	11	0	0	0
2023	11	11	0	0	0
2024	11	8	3	0	0
2025	11	5	5	1	0

Análogamente, se presentan en la siguiente tabla y la próxima figura, la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Norte, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

Tabla XXXV - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Norte

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	209	129	50	30	0
2016	281	211	70	0	0
2017	299	239	60	0	0
2018	370	370	0	0	0
2019	390	390	0	0	0
2020	390	370	20	0	0
2021	412	337	75	0	0
2022	412	412	0	0	0
2023	412	412	0	0	0
2024	412	297	115	0	0
2025	412	197	155	60	0

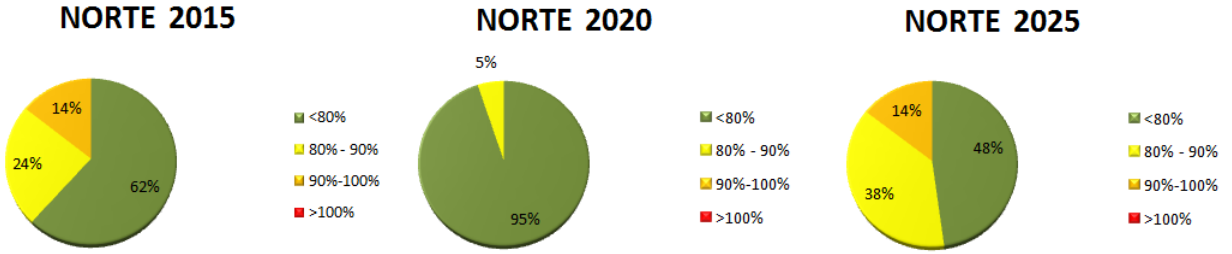


Figura 18. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Norte.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Norte, pasándose de 209 MVA en el 2015 a 412 MVA en el 2025. Con los proyectos del Plan de Obras, puede apreciarse que los transformadores se mantienen operando dentro de sus límites, con sólo un 14% de transformadores que operarían en el año 2025, con un factor de utilización entre 90 y 100%.

8.6 Sistema Oeste

En relación al Sistema Oeste, las principales obras de transmisión requeridas en la zona son:

- *LT 220 kV Vallemí II – Toro Pampa (130 km)*: Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2022), obra de expansión que mejorará las condiciones de suministro de energía en la zona de Toro Pampa, principalmente, considerando la gran longitud de los alimentadores de distribución en la región.
- *LT 220 kV Concepción II – Pozo Colorado – Loma Plata (300 km):* Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2023). Esta obra de expansión de la red eléctrica se constituye en la segunda alimentación al Sistema Oeste, incrementando la capacidad de transmisión y la confiabilidad del servicio en la zona y permitiendo mejores condiciones de suministro a nivel de distribución.
- *LT 220 kV Loma Plata – Cruce Don Silvio (245 km)*: Construcción de LT 220 kV simple terna (año 2023), obra de expansión que mejorará las condiciones de suministro de energía en la zona, considerando la gran longitud de los alimentadores de distribución en la región.

Por otro lado, el Plan de Obras prevé la construcción de cinco nuevos centros de distribución:

- *Acueducto EB1*: subestación 220/23 kV, con una capacidad 10 MVA (año 2017).
- *Acueducto EB4*: subestación 220/23 kV, con una capacidad 10 MVA (año 2017).
- *Toro Pampa*: subestación 220/23 kV, con una capacidad 10 MVA (año 2022).
- *Pozo Colorado*: subestación 220/23 kV, con una capacidad 10 MVA (año 2023).
- *Cruce Don Silvio*: subestación 220/23 kV, con una capacidad 41,67 MVA (año 2023).

Estos locales atienden fundamentalmente a la necesidad de reforzar las redes de distribución existentes, atendiendo a que las distancias de distribución se tornan incompatibles con los niveles actuales y esperados de carga, además, las Subestaciones Acueducto EB1 y EB4 son proyectadas para atender un emprendimiento específico (Proyecto Acueducto para el Chaco Central).

Adicionalmente, se prevé un aumento en la capacidad de transformación para alimentación a la red de 23 kV en prácticamente todos los centros de distribución. En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga de los transformadores que alimentan la carga en 23 kV, discriminándose el número de subestaciones conforme al factor de utilización de los transformadores de las mismas. Como fuera mencionado, el factor de utilización es calculado comparando la carga máxima prevista para la subestación y la capacidad nominal del equipo de transformación instalado en la misma en 23 kV.

Tabla XXXVI - Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Oeste

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	3	3	0	0	0
2016	3	3	0	0	0
2017	5	5	0	0	0
2018	5	5	0	0	0
2019	5	4	1	0	0
2020	5	4	1	0	0
2021	6	6	0	0	0
2022	6	6	0	0	0
2023	7	7	0	0	0
2024	7	7	0	0	0
2025	7	6	1	0	0

Análogamente, se presentan en la siguiente tabla y la próxima figura, la capacidad total instalada en 23 kV en las subestaciones del Sistema Oeste, así como una sumatoria de la capacidad que se encuentra en las franjas de utilización anteriormente mencionadas.

Tabla XXXVII - Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Oeste.

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2015	48	48	0	0	0
2016	48	48	0	0	0
2017	68	68	0	0	0
2018	68	68	0	0	0
2019	68	63	5	0	0
2020	68	63	5	0	0
2021	83	83	0	0	0
2022	93	93	0	0	0
2023	103	103	0	0	0
2024	103	103	0	0	0
2025	103	90	13	0	0

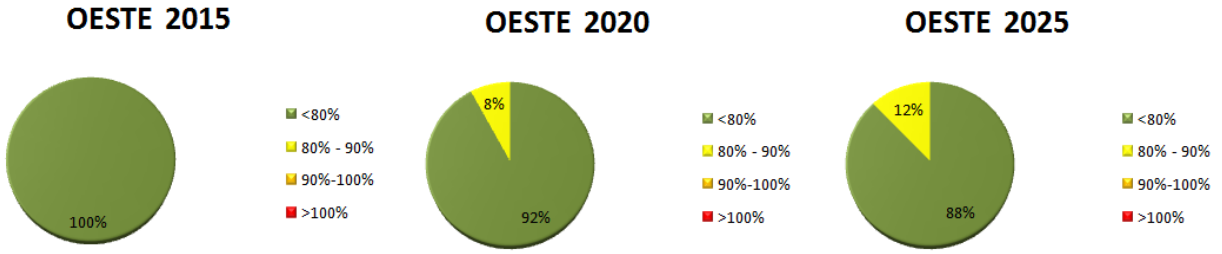


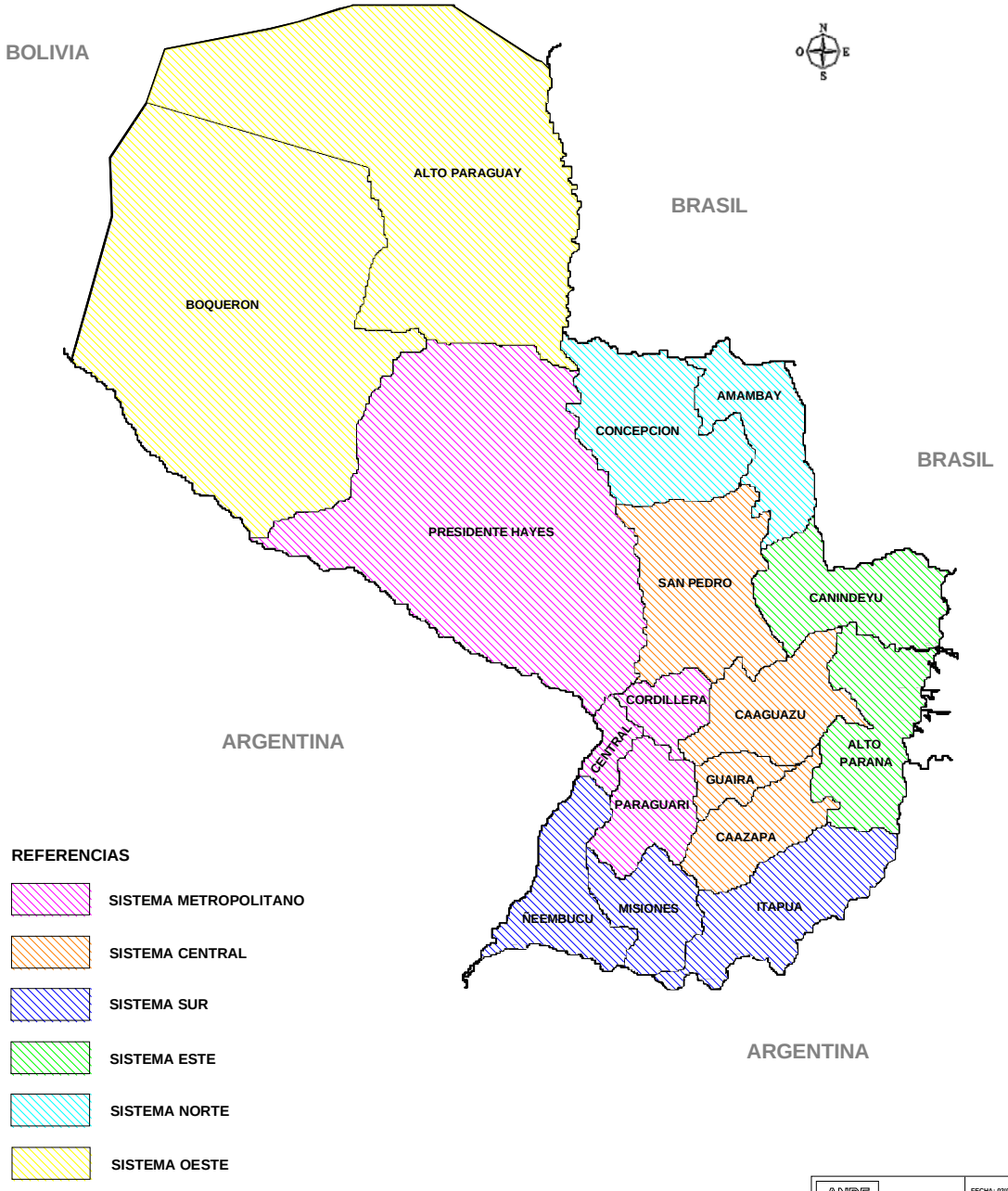
Figura 19. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Central.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Oeste, pasándose de 48 MVA en el 2015 a 103 MVA en el 2025, con prácticamente todos sus transformadores operando de manera holgada (utilización menor al 80%).

Anexo 2.1

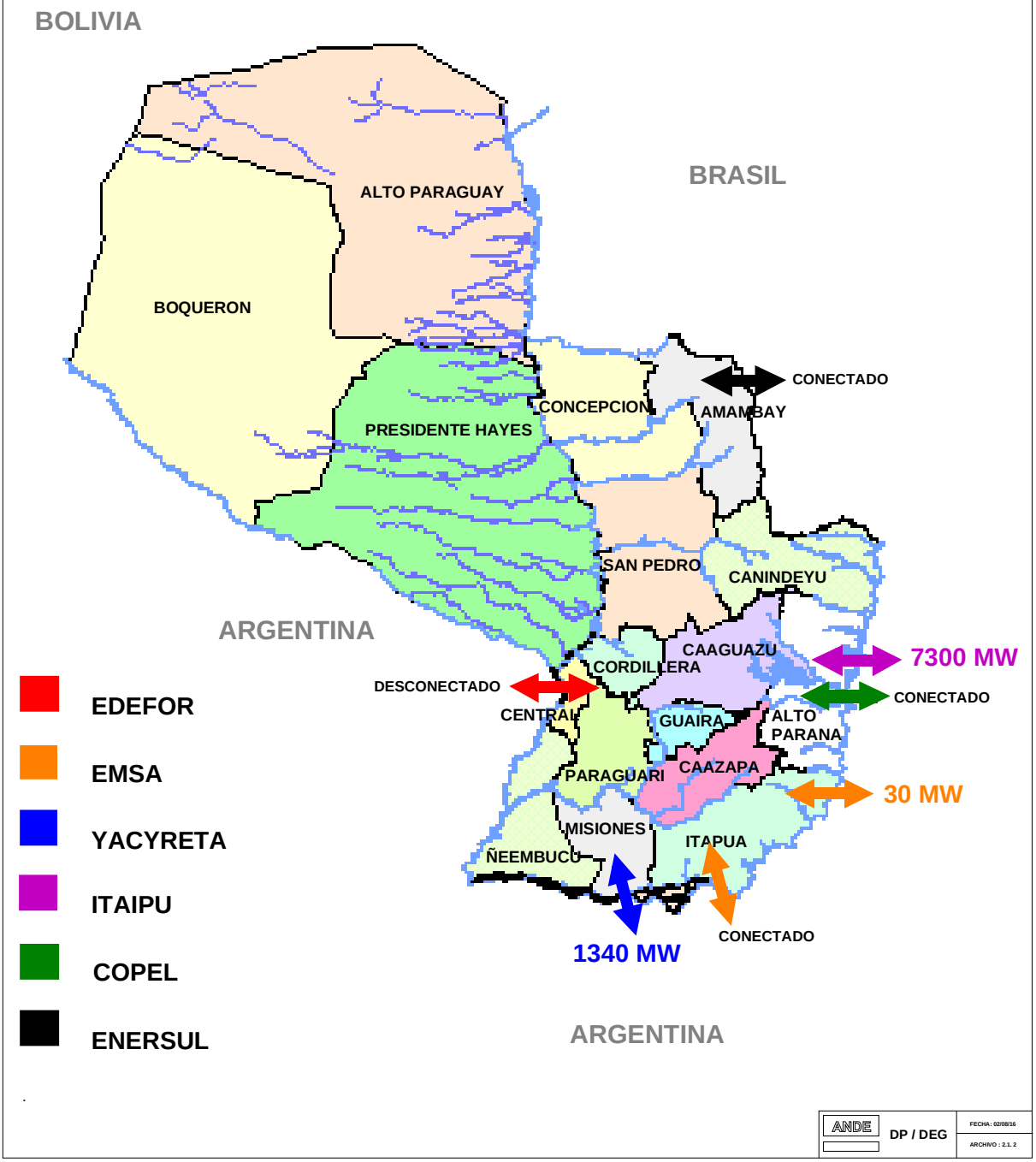
INTERCONEXIONES INTERNACIONALES Y SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

ANEXO 2.1.1
SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



ANEXO 2.1. 2

INTERCONEXION CON LOS PAISES VECINOS



ANDE DP / DEG FECHA: 02/08/16 ARCHIVO : 2.1. 2

Anexo 2.2

LISTADO DE OBRAS POR SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Item PMT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Con Impuestos (10%) ML(US$)	Costos Modulares Con Impuestos (15%) ME(US$)	Con Impuestos TOTAL(US$)	Puesta en Servicio
SISTEMA CENTRAL				**83.960.453**	**298.553.379**	**382.513.833**	
Subestaciones y Líneas de transmisión 500 kV				**37.290.381**	**152.505.166**	**189.795.547**	
1	**Subestación Valenzuela**	Construcción. Montaje de dos (2) bancos de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA cada una, un (1) transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA. Seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas - Villa Hayes.	ANDE	19.152.564	47.654.180	66.806.744	dic-19
2	**Subestación Carayao**	Construcción. Montaje de tres (3) bancos de transformadores de 500/220/23 kV - 600 MVA cada una. Seccionamiento de las dos (2) LT 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes.	ANDE	15.430.325	86.156.787	101.587.112	dic-24
3	**Subestación Valenzuela**	Montaje del tercer banco de autotransformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores.	ANDE	2.707.492	18.694.199	21.401.691	dic-25
Líneas de Transmisión en 220 kV				**28.520.762**	**82.604.006**	**111.124.767**	
4	**Línea 220 kV Paso Pé - Colonia Independencia**	Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 350 MVA (22 km). Posición correspondiente.	ANDE	1.524.186	4.255.644	5.779.830	dic-19
5	**Línea 220 kV (doble terna) desde la intersección con la Línea 220 kV (doble terna) Coronel Oviedo - Pirayu y Coronel Oviedo - Guarambare hasta Valenzuela. Además Línea 220 kV (doble terna) desde la Subestacion Valenzuela hasta punto de intersección con la LT 220 kV (simple terna) Coronel Oviedo - Eusebio Ayala - Capiata - San Lorenzo.**	Seccionamiento de las tres (3) líneas provenientes desde la Subestación Coronel Oviedo en la nueva Subestacion Valenzuela. Veinte y cinco (25 km) de construcción de líneas de transmisión de 220 kV (doble terna).	ANDE	4.785.908	3.335.633	8.121.540	dic-19
6	**Línea 220 kV Coronel Oviedo - Coronel Oviedo II - Carayao**	Repotenciación de línea de transmisión a 350 MVA de capacidad de transmision (48 km).	ANDE	370.392	3.415.224	3.785.616	dic-21
7	**Línea 220 kV Carayao - San Estanislao**	Construcción de línea de transmisión en doble terna con capacidad de 2 x 550 MVA en sustitucion de la simple terna existente (47 km). Posición correspondiente.	ANDE	8.134.899	26.734.338	34.869.236	dic-22
8	**Línea 220 kV (doble terna) Valenzuela - Eusebio Ayala - Capiata - San Lorenzo.**	Construcción de línea de transmisión en doble terna con capacidad de 2 x 550 (80 km) en sustitucion de la actual existente. Posiciones correspondientes.	ANDE	13.705.377	44.863.168	58.568.545	dic-19
Líneas de Transmisión en 66 kV				**2.570**	**14.653**	**17.224**	
9	**Línea 66 kV Paso Pé - Villarrica**	Repotenciación de línea de transmisión con cambio de conductores, para 72/80 MVA (0,8 km).	ANDE	2.570	14.653	17.224	dic-25
Subestaciones 220 kV y 66 kV				**18.146.741**	**63.429.554**	**81.576.295**	
10	**Subestación Coronel Oviedo**	Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	BIRF	1.020.229	3.969.445	4.989.674	dic-16
11	**Subestación San Estanislao**	Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	Bonos Soberanos	1.218.590	2.547.249	3.765.839	dic-16
12	**Subestación Caazapá**	Cambio del transformador de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 30 MVA.	BIRF	123.464	1.531.800	1.655.264	dic-17
13	**Subestación Caaguazú**	Montaje del segundo transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y seccionamiento de la línea de transmisión en la subestación.	CAF IV	2.691.700	7.308.000	9.999.700	dic-17
14	**Subestación Vaquería**	Construcción (Adecuación) - Montaje de un transformador 220/23 kV de 41,67 MVA y celdas de 23 kV. Derivación de la LT 220 kV Itakyry - Carayaó.	CAF/OFID	2.104.462	2.452.570	4.557.032	dic-17
15	**Subestación Barrio San Pedro**	Construcción (Adecuación) - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,67 MVA. y celdas de 23 kV. Derivación de la LT 220 kV San Estanislao - Santa Rosa.	BIRF	1.768.596	4.501.880	6.270.476	dic-17
16	**Subestación Colonia Independencia**	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,67 MVA. y celdas de 23 kV.	ANDE	1.942.060	3.850.765	5.792.824	dic-19
17	**Subestación Santa Rosa**	Montaje de un segundo transformador 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	579.528	3.823.165	4.402.693	dic-19
18	**Subestación Coronel Oviedo**	Montaje de Banco de capacitores en 220 kV (+80 MVAr). Ex Guarambaré.	ANDE	1.080.715	761.760	1.842.475	dic-19
19	**Subestación Paso Pé**	Cambio de un transformador de 220/66 kV - 60 MVA por otro de 220/66 kV - 120 MVA.	ANDE	506.000	6.900.000	7.406.000	dic-19
20	**Subestación San Pedro Norte**	Cambio del transformador de 66/23 kV existente por otro de 66/23 kV - 30 MVA.	ANDE	134.596	1.540.713	1.675.309	dic-21
21	**Subestación Coronel Oviedo II**	Construcción y Montaje de un transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	1.137.166	5.181.085	6.318.250	dic-21
22	**Subestación Santa Rosa**	Montaje de un banco de transformadores 220/66 kV - 60 MVA por otro de 220/66/23 kV - 25/15/15 MVA.	ANDE	575.879	6.331.440	6.907.319	dic-22
23	**Subestación Fasardi**	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y celdas de 23 kV (a 40 km de Paso Pé).	ANDE	1.137.166	5.181.085	6.318.250	dic-23
24	**Subestación Caaguazú**	Reemplazo de los dos (2) transformadores de 220/23 kV - 41,67 MVA por otros dos (2) de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	2.126.592	7.548.600	9.675.192	dic-25
SISTEMA SUR				**77.110.282**	**215.981.685**	**293.091.967**	
Subestaciones y Líneas de transmisión 500 kV				**16.758.501**	**30.624.247**	**47.382.748**	
25	**Subestación Ayolas**	Ampliación de la Subestación en 500 kV. Provisión y Montaje de dos (2) posiciones de Línea de Transmisión de 500 kV.	CAF/BID/BEI	12.532.402	13.077.547	25.609.949	dic-18
26	**Subestación Ayolas**	Montaje del tercer transformador de 500/220 kV de 375 MVA.	ANDE	4.226.099	17.546.700	21.772.799	dic-19
Líneas de transmisión 220 kV				**30.138.956**	**89.214.392**	**119.353.348**	
27	**Línea 220 kV Ayolas - San Patricio (doble terna)**	Repotenciación de 250 MVA para 375 MVA por terna con cambio de conductores (43 km).	BID	2.068.966	6.842.020	8.910.986	sep-16
28	**Línea 220 kV Ayolas - Coronel Bogado**	Construcción de LT 220 kV doble terna, estructura autoportante, con capacidad de 350 MVA c/u. (65 km). Posiciones correspondientes.	EBY	4.678.425	15.996.960	20.675.385	dic-18
29	**Línea 220 kV Santa Rita - Maria Auxiliadora**	Construcción de LT simple terna, estructura autoportante, con capacidad de 350 MVA. (110 km). Posición correspondiente.	ANDE	6.578.455	16.333.680	22.912.135	dic-19
30	**Línea 220 kV Coronel Bogado - Trinidad**	Reconstrucción de línea de transmisión de simple terna en doble terna, capacidad de 350 MVA por circuito (53 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	3.814.716	12.500.189	16.314.905	dic-20
31	**Línea 220 kV Ayolas - Villalbin**	Repotenciación de la LT 220 kV de 210 MVA para 350 MVA con cambio de conductores (121 km).	ANDE	933.697	8.609.211	9.542.907	dic-21
32	**Línea 220 kV Villalbin - Buey Rodeo**	Construcción de la Linea de Transmision en simple terna con capacidad de 350 MVA (200 km). Posicion correspondiente.	ANDE	12.064.697	28.932.333	40.997.030	dic-21
Líneas de transmisión 66 kV				**8.894.713**	**34.209.783**	**43.104.497**	
33	**Línea 66 kV Encarnación - Cambyretá**	Línea subterránea con 100 MVA de capacidad (5 km). Posición correspondiente.	EBY	1.970.402	7.770.780	9.741.182	dic-16
34	**Seccionamiento de la línea 66 kV Coronel Bogado - Trinidad a FRAM**	Construcción de línea de transmisión en simple terna, con capacidad de 72/80 MVA (15 km). Posiciones correspondientes.	Bonos Soberanos II Remanentes	723.681	2.478.480	3.202.161	dic-17
35	**Línea 66 kV Costanera - Cambyretá**	Construcción de dos (2) Líneas subterránea de 100 MVA de capacidad cada una, (10 km por cada línea). Posición correspondiente.	ANDE	3.940.804	15.541.560	19.482.364	dic-19
36	**Línea 66 kV Villalbin - Aguaray**	Construcción de línea de transmisión en simple terna, con capacidad de 72/80 MVA (50 km). Posición correspondiente.	ANDE	1.217.094	4.182.780	5.399.874	dic-20
37	**Línea 66 kV San Pedro del Paraná - Yuty**	Construcción de línea de transmisión en simple terna, con capacidad de 72/80 MVA (26 km). Posición correspondiente.	ANDE	920.313	3.538.320	4.458.633	dic-20
38	**Línea 66 kV Coronel Bogado - San Pedro del Paraná**	Repotenciación con cambio de conductores para 72/80 MVA (38,1 km).	ANDE	122.419	697.863	820.283	dic-24
Subestaciones 220 kV y 66 kV				**21.318.111**	**61.933.263**	**83.251.374**	
39	**Subestación Coronel Bogado**	Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	Bonos Soberanos	883.109	3.459.660	4.342.769	dic-16
40	**Subestación Ayolas**	Montaje de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA.	ANDE	515.798	526.470	1.042.268	dic-16
41	**Subestación San Patricio**	Cambio de los dos transformadores de 220/23 kV de 10 MVA por otro de 220/23 kV de 41,67 MVA.	BIRF	1.092.960	3.726.000	4.818.960	dic-16
42	**Subestación Pilar**	Cambio de los dos transformadores 66/23 kV actuales de 12 MVA por dos de 20 MVA.	ANDE - Recursos Propios	489.049	303.600	792.649	dic-16
43	**Subestación FRAM**	Construcción y montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	Bonos Soberanos II Remanentes	2.254.920	3.966.685	6.221.604	dic-17
44	**Subestación San Pedro del Paraná**	Cambio del transformador de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	436.805	1.531.800	1.968.605	dic-18
45	**Subestación Maria Auxiliadora**	Construcción - Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	1.942.060	3.850.765	5.792.824	dic-19
46	**Subestación Cambyretá**	Montaje de un (1) banco de transformadores de 220/66 kV de 120 MVA. Retiro del actual banco de 220/66 kV de 60 MVA.	ANDE	506.000	6.900.000	7.406.000	dic-19
47	**Subestación Costanera**	Construcción - Montaje de dos transformadores trifásicos 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	2.824.334	5.986.879	8.811.213	dic-19

Item PMT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Con Impuestos (10%) ML(US$)	Costos Modulares Con Impuestos (15%) ME(US$)	Con Impuestos TOTAL(US$)	Puesta en Servicio
48	**Subestación Trinidad**	Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	883.109	3.459.660	4.342.769	dic-20
49	**Subestación Aguaray**	Construcción. Montaje de un transformador 66/23 kV 20 MVA.	ANDE	1.804.276	1.361.245	3.165.521	dic-20
50	**Subestación Yuty**	Construcción - Montaje de un transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	1.996.556	2.741.245	4.737.801	dic-20
51	**Subestación Pilar II**	Construcción. Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA. Derivación de la futura LT 220 kV Villalbín - Buey Rodeo (a 60 km de Villalbín).	ANDE	1.027.768	4.662.205	5.689.973	dic-21
52	**Subestación San Juan Bautista**	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	883.109	3.459.660	4.342.769	dic-23
53	**Subestación Pirapó**	Cambio del transformador de 66/23 kV existente por otro transformador de 66/23 kV - 30 MVA.	ANDE	123.464	1.531.800	1.655.264	dic-23
54	**Subestación Ayolas**	Montaje del transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA en reemplazo de los transformadores 220/66/23 kV y 66/23 kV existentes.	ANDE	1.054.188	4.271.100	5.325.288	dic-24
55	**Subestación Natalio**	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	883.109	3.459.660	4.342.769	dic-25
56	**Subestación San Patricio**	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	883.109	3.459.660	4.342.769	dic-25
57	**Subestación San Pedro del Paraná**	Montaje del segundo transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	834.388	3.275.171	4.109.559	dic-25
SISTEMA ESTE				**127.759.141**	**421.190.869**	**548.950.010**	
Subestaciones y Líneas de transmisión 500 kV				**64.909.965**	**247.680.693**	**312.590.658**	
58	**Subestación Minga Guazú**	Construcción - Montaje de 2 bancos de autotransformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores y línea.	ANDE	9.131.447	51.004.675	60.136.122	dic-20
59	**Línea 500 kV Margen Derecha - Minga Guazú**	Construcción de la LT simple terna, autoportante, 2000 MVA (54 km). Posición de salida de línea en la Subestación Margen Derecha.	ANDE	8.684.276	31.229.400	39.913.676	dic-20
60	**Subestación Minga Guazú**	Montaje del tercer banco de autotransformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores.	ANDE	2.707.492	18.694.199	21.401.691	dic-22
61	**Línea 500 kV Minga Guazú - Valenzuela**	Construcción de la LT simple terna, autoportante, 2000 MVA (255 km). Posición de salida de línea en la Subestación Minga Guazú.	ANDE	35.702.475	115.523.020	151.225.495	dic-24
62	**Línea 500 kV Margen Derecha - Minga Guazú II**	Construcción de la LT simple terna, autoportante, 2000 MVA (54 km). Posición de salida de línea en la Subestación Margen Derecha.	ANDE	8.684.276	31.229.400	39.913.676	dic-25
Líneas de transmisión 220 kV				**12.432.387**	**33.003.326**	**45.435.713**	
63	**Línea 220 kV Acaray - Pto. Pte. Franco**	Construcción de LT 220 kV doble terna en sustitución de la simple terna existente, dos conductores por fase, estructura autoportante, capacidad de 550 MVA por terna. (10 km). Posiciones correspondientes.	Bonos Soberanos II	2.180.861	943.018	3.123.879	dic-17
64	**Línea 220 kV Margen Derecha - Itakyry**	Cambio de los conductores actuales por otros de mayor capacidad, tipo HTLS para las dos (2) ternas, pasando de los actuales 250 MVA para 350/400 MVA por circuito, (71 km).	ANDE	943.058	10.542.648	11.485.706	dic-17
65	**Línea 220 kV Presidente Franco - Alto Paraná II**	Construcción de LT 220 kV subterránea, simple terna 5 km) y 350 MVA. Posición de Línea en SE Presidente Franco.	CAF IV	4.840.000	9.919.430	14.759.430	dic-18
66	**Línea 220 kV Kilómetro 30 - Santa Rita**	Construcción de LT 220 kV, simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (45 km). Posición correspondiente.		2.970.000	4.280.400	7.250.400	dic-18
67	**Línea 220 kV Minga Guazú - Kilometro 30**	Construcción de LT 220 kV doble terna, dos conductores por fase, estructura autoportante, capacidad de 550 MVA por terna (3 km). Posiciones de lineas de transmisión correspondientes.	ANDE	1.197.525	4.542.960	5.740.485	dic-20
68	**Línea 220 kV Presidente Franco - Paranambu**	Repotenciación con cambio de conductor HTLS (39 km). Capacidad de transmsion de 350 MVA.	ANDE	300.944	2.774.870	3.075.813	dic-21
Líneas de transmisión 66 kV				**6.093.564**	**15.645.180**	**21.738.744**	
69	**Línea 66 kV Acaray - Kilometro 15**	Repotenciación de 40/50 MVA para 95/100 MVA con cambio de conductor (15 km), tipo HTLS. Utilización de conductores que eran para la LT 66 kV Guarambaré - Villeta.	ANDE	327.659	819.720	1.147.379	dic-16
70	**Línea 66 kV Alto Paraná - Microcentro CDE**	Construcción de la línea subterránea (doble terna), conductores XLPE, capacidad 100 MVA por terna (5 km cada una). Posición correspondiente.	ITAIPU	2.032.956	8.067.480	10.100.436	dic-17
71	**Línea 66 kV Acaray - Alto Paraná**	Repotenciación con cambio de conductor HTLS (7 km).	ITAIPU	400.000	600.000	1.000.000	dic-16
72	**Línea 66 kV Paranambú - Naranjal**	Repotenciación de 40/50 MVA para 95/100 MVA con cambio de conductor (53 km).	CAF IV	2.779.600	4.169.400	6.949.000	dic-18
73	**Línea 66 kV Itakyry - San Alberto**	Construcción de línea de transmisión 66 kV en simple terna, con capacidad de 72/80 MVA (20 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	553.349	1.988.580	2.541.929	dic-20
Subestaciones 220 kV y 66 kV				**44.323.225**	**124.861.670**	**169.184.895**	
74	**Subestación Paranambú**	Cambio del transformador de 220/66 kV - 60 MVA, por otro de 220/66 kV - 120 MVA	Bonos Soberanos	675.004	9.204.600	9.879.604	dic-16
75	**Subestación Carlos Antonio López**	Cambio de un (1) transformador de 220/23 kV - 12 MVA, por otro de 220/23 kV - 41,67 MVA.	Bonos Soberanos	136.620	1.863.000	1.999.620	dic-16
76	**Subestación Acaray**	Cambio del transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA, por otro de 220/23 kV - 80 MVA.	Bonos Soberanos	2.910.725	1.339.567	4.250.292	dic-16
77	**Subestación Kilómetro 30**	Cambio del transformador de 220/66 kV - 60 MVA, por otro transformador de 220/66 kV - 120 MVA.	ANDE	2.351.920	3.850.765	6.202.684	dic-16
78	**Subestación Hernandarias**	Cambio de los dos (2) transformadores 66/23 kV - 20 MVA actuales por otros dos (2) de 66/23 kV - 30 MVA.	Bonos Soberanos	2.543.765	2.570.687	5.114.452	dic-16
79	**Subestación Curuguaty II**	Construcción - Montaje de un (1) transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y posiciones correspondientes.	Bonos Soberanos	2.300.797	3.339.263	5.640.059	dic-16
80	**Subestación Microcentro**	Construcción - Montaje de dos (2) transformadores 66/23 kV - 50 MVA.	ITAIPU	2.230.474	5.677.569	7.908.043	dic-17
81	**Subestación Minga Porá**	Construcción (Adecuación) - Montaje de un transformador 66/23 kV de 30 MVA.	BIRF	1.279.206	3.256.159	4.535.365	dic-17
82	**Subestación Itakyry**	Construcción - Cambio de la configuración de BS a DB y modificación de las posiciones de 6 líneas, 2 transformadores y acoplador de barras - Montaje de un transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	CAF/OFID	5.840.000	8.760.000	14.600.000	dic-17
83	**Subestación Mallorquín**	Construcción - Montaje de transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA y celdas de 23 kV.	CAF/OFID	1.733.174	2.359.577	4.092.751	dic-17
84	**Subestación Alto Paraná II**	Construcción - Montaje de un (1) transformador 220/23 kV - 80 MVA y un (1) banco de transformadores 220/66 kV - 120 MVA.	CAF IV	4.785.000	20.215.000	25.000.000	dic-18
85	**Subestación Kilómetro 8**	Construcción y montaje de un transformador de 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	2.820.729	5.534.365	8.355.093	dic-18
86	**Subestación Santa Rita**	Construcción - Montaje de un transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	CAF IV	4.697.000	9.288.000	13.985.000	dic-18
87	**Subestación Naranjal**	Cambio de los dos (2) transformadores de 66/23 kV de 20 MVA por otros dos (2) de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	506.443	4.202.100	4.708.543	dic-20
88	**Subestación San Alberto**	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA.	ANDE	1.801.657	1.348.825	3.150.482	dic-20

Item PMT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Con Impuestos (10%) ML(US$)	Costos Modulares Con Impuestos (15%) ME(US$)	Con Impuestos TOTAL(US$)	Puesta en Servicio
89	**Subestación Itakyry**	Cambio de los dos (2) bancosde transformadores 220/66 kV -60 MVA por otros dos (2) bancos de 220/66 - 120 MVA.	ANDE	1.181.004	15.433.575	16.614.579	dic-22
90	**Subestación Del Este**	Montaje del tercer transformador 66/23 kV - 30 MVA y posición correspondiente.	ANDE	606.574	2.239.654	2.846.228	dic-23
91	**Subestación Catueté**	Montaje del segundo transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y posición correspondiente.	ANDE	883.109	3.315.508	4.198.617	dic-23
92	**Subestación Presidente Franco**	Montaje de dos (2) transformadores de 220/23 kV - 80 MVA en reemplazo de los dos (2) transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA existentes.	ANDE	2.126.592	7.234.075	9.360.667	dic-24
93	**Subestación Santa Rita**	Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV - 80 MVA en reemplazo del transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA existente.	ANDE	1.127.305	3.907.988	5.035.292	dic-24
94	**Subestación Campo Dos**	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	1.335.916	4.856.220	6.192.136	dic-24
95	**Subestación Kilómetro 30**	Reemplazo de los dos (2) transformadores de 66/23 kV - 30 MVA por otros dos (2) de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	450.214	5.065.175	5.515.389	dic-25
SISTEMA METROPOLITANO				**303.696.445**	**743.813.459**	**1.047.509.903**	
Subestaciones y Líneas de transmisión 500 kV				**135.981.287**	**226.795.700**	**362.776.987**	
96	**Línea 500 kV Yacyretá - Ayolas - Villa Hayes**	Construcción del segundo circuito LT simple terna, autoportante, 2200 MVA (16 km). Posición de llegada en Subestación Ayolas. Construcción de la LT simple terna, autoportante, 2200 MVA (347 km). Posición de salida y llegada.	CAF/BID/BEI	76.480.378	20.869.072	97.349.450	dic-18
97	**Subestación Villa Hayes**	Ampliación de la Subestación en 500 kV. Montaje del tercer banco de autotransformadores de 500/220/23 kV de 600 MVA.	CAF/BID/BEI	5.497.767	17.145.705	22.643.472	dic-18
98	**Subestación Villa Hayes**	Montaje del cuarto transformador de 500/220/23 kV - 600 MVA.	ANDE	4.374.054	26.721.774	31.095.828	dic-19
99	**Línea 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes**	Construcción del segundo circuito LT simple terna, autoportante, 2000 MVA, (348km). Posición de salida y llegada.	ANDE	49.629.087	162.059.150	211.688.237	dic-21
Líneas de transmisión 220 kV				**33.296.517**	**72.098.414**	**105.394.931**	
100	**Línea 220 kV (Doble Terna) Villa Hayes - Puerto Sajonia**	Construcción de la doble terna, estructura autoportante, con capacidad de 350/400 MVA por terna (25 km). Posiciones correspondientes.	CAF/OFID	5.273.899	5.076.009	10.349.908	dic-16
101	**Línea 220 kV Puerto Botánico - Villa Aurelia y Puerto Botánico - Barrio Molino.**	Construcción de LT 220 kV, doble terna parte aérea (4,15 km) y parte subterránea (3,25 km), hasta intersección Subestación Mufa en Av. Santa Teresa esquina Madame Linch. Desde Transición Mufa tramo subterráneo a Villa Aurelia (3,4 km), y tramo subterráneo simple terna hasta Barrio Molino (1,85 km). posiciones de salida en Puerto Botánico.Además LT 66 kV complementar para conexión a Blue Tower desde Barrio Molino.	Bonos Soberanos II	2.454.477	9.125.235	11.579.712	dic-17
102	**Línea 220 kV Guarambaré - Buey Rodeo**	Línea de Transmisión 220 kV Guarambaré - Buey Rodeo: Construcción de la LT 220 kV simple terna, capacidad de 350 MVA (40 km) y Ampliación de la Subestación Guarambaré 220 kV: Construcción posición LT 220 kV bajo esquema de doble barra y obras complementarias.	CAF/OFID III	3.212.000	4.896.000	8.108.000	dic-18
103	**Línea 220 kV Villla Hayes - Limpio**	Repotenciación de 210 MVA a 350 MVA (19 km). Con cambio de conductores.	CAF/OFID III	2.255.000	3.420.000	5.675.000	dic-18
104	**Línea 220 kV Villa Hayes - Puerto Botánico - Parque Caballero**	Construcción del Tramo Aéreo LT 220 kV – Doble Terna " Villa Hayes - Puerto Botánico y Villa Hayes – Parque Caballero " (350 MVA – 9 km) , Recapacitación del Tramo Aéreo Existente LT 220 kV – Doble Terna "Puerto Botánico– Parque Caballero y Villa Hayes – Parque Caballero" (350 MVA – 7,5 km) , Construcción de la Estación de Mufas 220 kV - Zona Barrio Ricardo Brugada, Construcción del Tramo Subterráneo LT 220 kV – Doble Terna " Puerto Botánico-Parque Caballero y Villa Hayes – Parque Caballero " (350 MVA – 9 km).	CAF IV	7.799.000	9.870.000	17.669.000	dic-19
105	**Línea 220 kV Limpio - Zárate Isla**	Construcción de Línea de transmisión, simple terna, autoportante, 350 MVA, (16 km). Posición de salida y llegada.	ANDE	1.117.412	3.006.572	4.123.984	dic-21
106	**Línea 220 kV Lambaré - Puerto Sajonia**	Repotenciación de la Línea de Transmisión en 220 kV (8,05 km aéreo y un (1) km subterráneo, para 350 MVA).	ANDE	260.843	1.333.807	1.594.650	dic-23
107	**Línea 220 kV Guarambaré - La Victoria - San Lorenzo**	Reconstrucción de la LT 220 kV Guarambaré - La Victoria - San Lorenzo en doble terna, 350 MVA por terna (18 km).	ANDE	1.747.499	6.299.597	8.047.095	dic-24
108	**Línea 220 kV (Doble Terna) Valenzuela - Pirayú - Guarambaré y Valenzuela - Metalúrgica Iguazú - Guarambaré.**	Repotenciación de la Línea de Transmisión en 220 kV en doble terna aérea (58 km), para 550 MVA por terna.	ANDE	9.176.386	29.071.195	38.247.581	dic-24
Línea de transmisión 66 kV				**23.468.556**	**49.621.355**	**73.089.911**	
109	**Línea 66 kV San Lorenzo - F. de la Mora**	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (5 km). Posición correspondiente.	Bonos Soberanos	1.329.189	1.989.931	3.319.120	dic-16
110	**Línea 66 kV Villa Hayes - Ciudad Nueva**	Construcción de línea aérea, simple terna, estructura de H°A°, capacidad 72/80 MVA (10 km). Posiciones correspondientes.	CAF/OFID	1.011.265	325.266	1.336.531	dic-16
111	**Línea 66 kV Pto. Botánico - San Miguel (tramo subterraneo 100 MVA), 1,9 km. También repotenciación del tramo aéreo, 4,9 km.**	Repotenciación con cambio de los conductores subterraneos, tramo subterraneo, capacidad 100 MVA (1,9 km). Tambien repotenciación del treamo aéreo (4,9 km), utilizando los conductores que eran para la LT 66 kV Itauguá - Guarambaré.	ANDE - Recursos Propios	300.000	700.000	1.000.000	dic-17
112	**Línea 66 kV Central - Puerto Sajonia**	Repotenciación con cambio de conductores HTLS (3 km).	BID	65.531	163.944	229.475	dic-17
113	**Línea 66 kV San Lorenzo - Tres Bocas**	Repotenciación con cambio de conductores HTLS (8,8 km).	BID	229.362	573.804	803.166	dic-17
114	**Línea 66 kV Pto. Botánico - Mariano Roque Alonso**	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (7 km). Posición correspondiente.	CAF/OFID	1.879.579	4.205.352	6.084.932	dic-17
115	**Línea 66 kV Pto. Botánico - Barrio Mburucuyá**	Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (3,5 km). Posición correspondiente.	ANDE - Leasing	625.276	2.881.653	3.506.929	dic-17
116	**Línea 66 kV Lambaré - Tres Bocas**	Repotenciación con cambio de conductores HTLS (6 km).	BID	139.256	348.381	487.637	jul-16
117	**Línea 66 kV Paso Pé - La Colmena**	Construcción de línea aérea, simple terna, estructura de H°A°, capacidad 72/80 MVA (30 km). Posición correspondiente.	CAF/OFID	2.545.132	618.263	3.163.395	dic-17
118	**Línea 66 kV Barrio Parque - San Miguel**	Repotenciación con cambio de conductores HTLS (5 km).	BID	114.681	286.902	401.583	dic-17
119	**Línea 66 kV Buey Rodeo - Villeta 66 kV**	Línea de Transmisión 66 kV Buey Rodeo - Villeta: Construcción de la LT 66 kV simple terna, capacidad de 100 MVA (32 km) y Ampliación de la Subestación Villeta 66 kV: Construcción de una posición LT 66 kV bajo esquema barra principal y de transferencias y obras complementarias.	CAF/OFID III	1.166.000	1.728.000	2.894.000	dic-18
120	**Línea 66 kV Itauguá - Guarambaré**	Reconstrucción del circuito actual de simplte terna en doble terna, tramo aéreo con conductores de capacidad de 100 MVA, 16 km, y tramo subterráeno de capacidad 100 MVA, 2 km (cada circuito).	CAF/OFID III	2.947.010	3.817.800	6.764.810	dic-18
121	**Línea 66 kV Pirayú - Itauguá**	Repotenciación con cambio de conductores, capacidad 72/80 MVA. (15 km). Esta obra deberá estar antes de la reconstrucción del circuito Itauguá - Guarambaré.	CAF/OFID III	726.000	1.260.000	1.986.000	dic-18
122	**Línea 66 kV Lambaré - Tres Bocas**	Construcción de línea subterránea, conductor XLPE, capacidad 100 MVA, (5 km). Ampliación de barras en las Subestaciones de Tres Bocas y Lambaré.	CAF/OFID III	2.864.400	4.212.000	7.076.400	dic-18
123	**Línea 66 kV General Diaz - Central**	Repotenciación con cambio de conductores. Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (2 km).	CAF IV	566.500	1.321.833	1.888.333	dic-19
124	**Línea 66 kV General Diaz - Republicano**	Repotenciación con cambio de conductores. Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (4 km).	CAF IV	1.133.000	2.643.667	3.776.667	dic-19
125	**Línea 66 kV Altos - Arroyos y Esteros**	Construcción de línea aérea, simple terna, estructura de H°A°, capacidad 72/80 MVA (40 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	884.994	2.803.700	3.688.694	dic-20
126	**Línea 66 kV Pto. Botánico - Mariano Roque Alonso**	Construcción de la segunda Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (7 km). Posición correspondiente.	ANDE	1.523.389	5.867.933	7.391.321	dic-20
127	**Línea 66 kV Nudo Seccionamiento Villa Aurelia a Tres Bocas - Fernando de la Mora**	Construcción de Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (2 km). Posición correspondiente.	ANDE	545.316	2.176.835	2.722.151	dic-20

Item PMT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Con Impuestos (10%) ML(US$)	Costos Modulares Con Impuestos (15%) ME(US$)	Con Impuestos TOTAL(US$)	Puesta en Servicio
128	**Línea 66 kV Pto. Botánico - Barrio Mburucuyá**	Construcción de la segunda Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (3,5 km). Posición correspondiente.	ANDE	965.524	3.784.995	4.750.519	dic-20
129	**Línea 66 kV Parque Caballero - Barrio Jara**	Construcción de dos (2) Líneas Subterráneas, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (2 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	545.316	2.176.835	2.722.151	dic-21
130	**Línea 66 kV Valle Apuá - Quiindy - Paraguarí**	Repotenciación con cambio de conductor, capacidad 72/80 MVA. (66 km).	ANDE	212.065	1.208.897	1.420.962	dic-24
131	**Línea 66 kV San Lorenzo - Fernando de la Mora**	Construcción de la segunda línea subterránea, con conductores XLPE, capacidad de 100 MVA (5 km). Posición correspondiente.	ANDE	1.103.181	4.259.773	5.362.954	dic-25
132	**Línea 66 kV Pirayú - Paraguarí**	Repotenciación de línea de transmisión con cambio de conductores, para 72/80 MVA (14,5 km).	ANDE	46.590	265.591	312.181	dic-25
Subestaciones 220 kV y 66 kV				**110.950.085**	**395.297.989**	**506.248.074**	
133	**Subestación Limpio**	Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV - 37,5 MVA por otro de 60 MVA.	Bonos Soberanos	404.800	5.290.000	5.694.800	dic-16
134	**Subestación Fernando de la Mora**	Construcción - Montaje de (3) tres transformadores de 66/23 kV de 30 MVA cada uno.	Bonos Soberanos	4.695.843	5.335.356	10.031.199	dic-16
135	**Subestación General Díaz**	Montaje de un tercer transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	Bonos Soberanos	356.859	1.549.277	1.906.137	dic-16
136	**Subestación Guarambaré**	Cambio de (2) dos transformadores de 220/66 kV - 60 MVA por otros (2) dos de 220/66 kV - 120 MVA.	BIRF	6.970.589	16.264.708	23.235.297	dic-16
137	**Subestación Paraguarí**	Cambio de uno de los dos transformadores de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 66/23 kV de 30 MVA.	BIRF	123.464	1.467.975	1.591.439	dic-16
138	**Subestación Tres Bocas**	Adecuación de la Subestación (Casa de Control, Patio y Transformadores de 66/23 kV - 30 MVA existentes.	BIRF	1.489.848	3.801.406	5.291.254	dic-16
139	**Subestación Eusebio Ayala**	Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV de 60 MVA por otro de 220/66/23 kV de 120/60/60 MVA Ex LAM.	ANDE	526.240	0	526.240	jun-16
140	**Subestación Puerto Botánico**	Cambio de dos bancos de transformadores 220/66/23 kV - 120/60/60 MVA por otros dos de 300/180/120 MVA.	Bonos Soberanos	9.166.278	17.244.096	26.410.374	dic-17
141	**Subestación Lambaré**	Cambio de dos bancos de transformadores 220/66/23 kV - 120/60/60 MVA por otros dos de 300/180/120 MVA.	Bonos Soberanos	7.707.407	16.332.937	24.040.344	dic-17
142	**Subestación Valle Apuá**	Cambio de actual banco de transformadores 220/66 kV - 37,5 MVA por otro de 220/66 kV - 60 MVA (Ex - Eusebio Ayala).	ANDE	526.240	0	526.240	dic-17
143	**Subestación Barrio Mburucuya**	Construcción - Montaje de tres transformadores de 66/23 kV de 30 MVA cada uno.	ANDE - Leasing	1.929.121	6.276.420	8.205.541	dic-17
144	**Subestación La Colmena**	Construcción - Montaje de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA.	CAF/OFID	2.525.190	1.520.887	4.046.077	dic-17
145	**Subestación Barrio Molino**	Construcción - Montaje de un Banco de transformadores 220/66/23 kV - 240/120/120 MVA.	Bonos Soberanos II	5.821.662	11.622.052	17.443.714	dic-17
146	**Subestación San Lorenzo**	Cambio de los cuatro (4) transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA por otros dos (2) de 220/23 kV - 80 MVA.	BIRF	827.690	7.815.975	8.643.665	dic-17
147	**Subestación Itauguá**	Cambio de dos (2) transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros dos (2) de 66/23 kV de 50 MVA.	BIRF	690.248	6.156.238	6.846.485	dic-17
148	**Subestación Ciudad Nueva**	Cambio del transformador de 66/23 kV de 30 MVA por otro de 50 MVA.	BIRF	353.125	3.114.488	3.467.613	dic-17
149	**Subestación San Antonio**	Cambio de los tres (3) transformadores de 220/23 kV - 41,67 MVA por otros dos (2) transformadores 220/23 kV de 80 MVA.	BIRF	827.690	7.815.975	8.643.665	dic-17
150	**Subestación Luque**	Cambio de los tres (3) transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA por otros dos (2) de 220/23 kV de 80 MVA.	BIRF	827.690	7.815.975	8.643.665	dic-17
151	**Subestación Pirayú**	Cambio del transformador de 66/23 kV existente por otro de 66/23 kV de 30 MVA.	BIRF	134.596	1.540.713	1.675.309	dic-17
152	**Subestación Mariano Roque Alonso**	Construcción - Montaje de (2) dos transformadores de 66/23 kV de 30 MVA.	CAF/OFID	2.653.359	2.663.833	5.317.192	dic-17
153	**Subestación Altos**	Construcción: Montaje de un banco de transformadores de 220/66/23 kV de 120/60/60 MVA (Ex - PBO). Posiciones y Celdas MetalClad.	Bonos Soberanos II Remanentes	2.741.600	3.550.000	6.291.600	dic-18
154	**Subestación Villa Aurelia**	Construcción - Montaje de un Banco de transformadores 220/66/23 kV - 240/120/120 MVA.	Bonos Soberanos II	3.043.420	12.085.512	15.128.933	dic-17
155	**Subestación La Victoria**	Adecuación. Montaje de dos (2) transformadores trifásicos de 220/23 kV - 41,67 MVA, y seccionamiento de la linea de transmisión en la subestación.	CAF/OFID III	2.691.700	7.308.000	9.999.700	dic-18
156	**Subestación Parque Caballero**	Ampliación. Cambio de los dos bancos de transformadores de 220/66/23 kV de 120/60/60 MVA por otros de 240/120/120 MVA.	CAF IV	2.358.245	25.026.088	27.384.333	dic-19
157	**Subestación Buey Rodeo**	Subestación Buey Rodeo: Construcción Patio 220 kV, Montaje de un banco de transformadores monofásicos de 220/66/23 kV - 120/60/60 MVA, posición de salida LT 66 kV, sala de control y celdas metalclad 23 kv y obras complementarias.	CAF/OFID III	5.258.000	11.740.000	16.998.000	dic-18
158	**Subestación Capiatá**	Cambio de uno de los transformadores de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	413.845	3.907.988	4.321.833	dic-18
159	**Subestación San Lorenzo**	Sistema de Compensación Reactiva en 220 kV con tecnología STATCOM (parte dinámica: -100/+100 MVAr con 2 (dos) ramos convencionales MSC (mechanically Switched Capacitor), de 80 MVAr cada uno (2 x 80 MVAr). Rango total del equipo: -100/+260Mvar, en substitución del actual CER de 66kV de este local.	CAF IV	5.400.000	12.600.000	18.000.000	dic-18
160	**Subestación Villa Elisa**	Construcción - Montaje de un transformador trifásico 220/23 kV de 80 MVA.	CAF/OFID III	3.014.000	4.986.000	8.000.000	dic-18
161	**Subestación Mariano Roque Alonso**	Cambio de dos transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros dos de 50 MVA.	ANDE	434.211	4.992.438	5.426.649	dic-19
162	**Subestación Caapucú**	Cambio de los dos transformador de 66/23 kV de 10 MVA por otro transformador de 30 MVA.	ANDE	277.225	2.122.613	2.399.838	dic-19
163	**Subestación Central**	Montaje del tercer transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	420.891	2.640.912	3.061.803	dic-19
164	**Subestación La Victoria**	Cambio de uno de los transformadores de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	413.845	3.907.988	4.321.833	dic-19
165	**Subestación Caacupé**	Cambio de los dos (2) transformadores de 66/23 kV de 20 MVA por otros dos (2) de 30 MVA.	ANDE	235.796	2.863.213	3.099.009	dic-20
166	**Subestación Arroyos y Esteros**	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA.	ANDE	1.801.657	1.292.623	3.094.280	dic-20
167	**Subestación Barcequillo**	Construcción. Montaje de un transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	ANDE	1.993.937	2.615.123	4.609.060	dic-20
168	**Subestación Puerto Sajonia**	Ampliación. Cambio de los dos bancos de transformadores de 220/ 66/23 kV - 120/80/40 MVA por otros dos de 240/120/120 MVA.	ANDE	2.358.245	25.026.088	27.384.333	dic-20
169	**Subestación Paraguarí**	Cambio del transformador de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 30 MVA.	ANDE	123.464	1.467.975	1.591.439	dic-20
170	**Subestación Capiatá**	Adecuación. Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 80 MVA , y seccionamiento de la linea de transmisión en la subestación.	ANDE	2.040.842	7.698.570	9.739.412	dic-21
171	**Subestación La Victoria**	Cambio del segundo transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	413.845	3.907.988	4.321.833	dic-21
172	**Subestación Villa Elisa**	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	1.335.916	4.856.220	6.192.136	dic-21
173	**Subestación Zárate Isla**	Construcción. Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA y Celdas de 23 kV.	ANDE	1.242.085	4.208.736	5.450.821	dic-21

ANDE

Item PMT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Con Impuestos (10%) ML(US$)	Costos Modulares Con Impuestos (15%) ME(US$)	Con Impuestos TOTAL(US$)	Puesta en Servicio
174	**Subestación Guarambaré**	Cambio de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA por otros de 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	2.126.592	7.234.075	9.360.667	dic-21
175	**Subestación Autodromo**	Construcción. Montaje de un transformador de 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	1.890.435	6.008.659	7.899.094	dic-21
176	**Subestación Limpio**	Cambio de los dos (2) transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA por otros dos (2) de 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	2.126.592	7.234.075	9.360.667	dic-21
177	**Subestación Quiindy**	Cambio del transformador de 66/23 kV existente por otro de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	134.596	1.540.713	1.675.309	dic-21
178	**Subestación Barrio Jara**	Construcción. Montaje de dos (2) transformadores de 66/23 kV de 50 MVA.	ANDE	1.203.281	7.194.280	8.397.561	dic-21
179	**Subestación Valle Apua**	Montaje de un banco de transformadores 220/66/23 kV - 120 MVA, en reemplazo del existente.	ANDE	461.826	5.549.210	6.011.036	dic-22
180	**Subestación Villa Hayes**	Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV de 80 MVA, en reemplazo del actual 220/23 kV - 50 MVA.	ANDE	1.047.294	3.544.300	4.591.594	dic-23
181	**Subestación Barcequillo**	Cambio de dos (2) transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros dos (2) de 66/23 kV de 50 MVA.	ANDE	690.248	6.156.238	6.846.485	dic-23
182	**Subestación Mburucuyá**	Reemplazo de los tres (3) transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros tres (3) de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	627.314	7.379.550	8.006.864	dic-23
183	**Subestación Mariano Roque Alonso**	Montaje del tercer transformador de 66/23 kV de 50 MVA.	ANDE	410.878	3.377.004	3.787.882	dic-23
184	**Subestación Caacupé**	Montaje de un tercer transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	606.574	2.239.654	2.846.228	dic-23
185	**Subestación Pirayú**	Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV de 37,5 MVA por otro de 220/66 kV de 60 MVA .	ANDE	575.879	6.067.630	6.643.509	dic-23
186	**Subestación Arroyos y Esteros**	Cambio del transformador de 66/23 kV - 30 MVA por otro transformador de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	209.105	2.459.850	2.668.955	dic-24
187	**Subestación Tres Bocas**	Cambio de los tres (3) transformadores de 66/23 kV - 30 MVA por otros tres (3) transformadores de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	1.011.368	9.125.250	10.136.618	dic-24
188	**Subestación Fernando de la Mora**	Cambio de los tres (3) transformadores de 66/23 kV - 30 MVA por otros tres (3) transformadores de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	627.314	7.379.550	8.006.864	dic-24
189	**Subestación Buey Rodeo**	Montaje de un transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	883.109	3.315.508	4.198.617	dic-24
190	**Subestación Autódromo**	Montaje del segundo transformador de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	1.335.916	4.856.220	6.192.136	dic-24
191	**Subestación Caapucú**	Montaje del segundo transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	834.388	3.275.171	4.109.559	dic-24
192	**Subestación Barrio Molino**	Montaje del segundo Banco de transformadores 220/66/23 kV - 240/120/120 MVA.	ANDE	2.656.977	8.329.920	10.986.897	dic-24
193	**Subestación Quiindy**	Montaje del segundo transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	834.388	3.275.171	4.109.559	dic-24
194	**Subestación Barrio Jara**	Montaje del tercer transformador de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	410.878	3.377.004	3.787.882	dic-25
195	**Subestación Villa Aurelia**	Montaje del segundo Banco de transformadores 220/66/23 kV - 240/120/120 MVA.	ANDE	2.656.977	8.329.920	10.986.897	dic-25
196	**Subestación Guarambaré**	Montaje de un (1) transformador de 66/23 kV - 30 MVA.	ANDE	606.574	2.239.654	2.846.228	dic-25
197	**Subestación Itauguá**	Montaje del tercer transformador de 66/23 kV - 50 MVA.	ANDE	410.878	3.377.004	3.787.882	dic-25
SISTEMA NORTE				**69.359.661**	**99.349.346**	**168.709.006**	
Línea de transmisión 220 kV				**49.196.525**	**50.685.891**	**99.882.416**	
198	**Línea 220 kV Itakyry - Curuguaty - Cap. Bado - Cerro Corá**	Construcción de LT 220 kV, simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (330 km).	Bonos Soberanos	22.255.352	6.496.842	28.752.194	dic-16
199	**Línea 220 kV Horqueta - Concepción II**	Construcción de línea en simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (45 km). Posiciones correspondientes en Horqueta y Concepción II.	ANDE - Leasing	9.971.400	3.323.799	13.295.199	dic-18
200	**LT 220 kV Derivación Cruce Bella Vista - Bella Vista Norte**	Construcción de simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (80 km).	ANDE	4.663.296	10.833.920	15.497.216	dic-19
201	**Línea 220 kV Villa Hayes - Concepción II**	Construcción de línea en simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (200 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	12.306.477	30.031.330	42.337.807	dic-19
Línea de transmisión 66 kV				**811.280**	**1.132.707**	**1.943.987**	
202	**Línea 66 kV Horqueta - Concepción**	Repotenciación o recapacitación de la línea actual, hasta entrada en servicio de la LT 220 kV Horqueta - Concepción II.	ANDE - Leasing	144.590	824.249	968.838	dic-16
203	**Línea 66 kV Concepción II - Concepción**	Simple terna, estructura autoportante, capacidad 100 MVA (5 km). Posición correspondiente.	ANDE - Leasing	650.625	216.875	867.500	dic-18
204	**Línea 66 kV Cerro Cora - Pedro Juan Caballero**	Repotenciación de 40/50 MVA para 72/80 MVA con cambio de conductor (5 km).	ANDE	16.066	91.583	107.649	dic-22
Subestaciones 220 kV y 66 kV				**19.351.856**	**47.530.748**	**66.882.604**	
205	**Subestación Horqueta**	Cambio del transformador de 220/66 kV de 60 MVA por otro de 220/66 kV de 120 MVA.	Bonos Soberanos	506.000	6.612.500	7.118.500	dic-16
206	**Subestación Pedro Juan Caballero**	Montaje de un segundo transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	Bonos Soberanos	1.678.397	2.322.918	4.001.315	dic-16
207	**Subestación Capitán Bado**	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y posiciones correspondientes.	Bonos Soberanos	2.595.157	3.201.562	5.796.719	dic-16
208	**Subestación Concepción**	Montaje del segundo transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	BIRF	1.157.362	4.473.777	5.631.139	dic-17
209	**Subestación Concepción**	Ampliación de la Subestación. Construcción de un patio de 66 kV en un esquema de doble barra principal, con (2) dos posiciones de línea, y (2) dos posiciones de transformador y (1) una posición de acoplamiento.	ANDE - Leasing	1.600.040	2.400.060	4.000.100	dic-18
210	**Subestación Yby Yaú**	Cambio del transformador de 66/23 kV de 12 MVA por otro de 20 MVA.	ANDE	165.146	509.163	674.309	dic-17
211	**Subestación Cerro Corá**	Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	578.485	1.930.850	2.509.335	dic-18
212	**Subestación Concepción II**	Construcción de la nueva Subestación Concepción II en 220 kV. Instalación de un banco de transformadores de 220/66 kV - 60 MVA y un transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA. Posicion de salida de Linea de 66 kV para la actual Subestación Concepción.	ANDE - Leasing	6.800.080	10.200.120	17.000.200	dic-18
213	**Subestación Bella Vista Norte**	Construcción e instalación de un transformador de 220/23 kV - 20 MVA.	ANDE	3.017.702	5.127.873	8.145.575	dic-19
214	**Subestación Horqueta**	Montaje de un (1) transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA en reemplazo del transformador existente de 66/23 kV de 20 MVA.	ANDE	578.485	1.930.850	2.509.335	dic-21
215	**Subestación Cerro Cora**	Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV - 75 MVA por otro de 220/66 kV - 120 MVA.	ANDE	675.004	8.821.075	9.496.079	dic-21
SISTEMA OESTE				**46.120.725**	**77.249.186**	**123.369.911**	
Líneas de transmisión 220 kV				**40.827.786**	**62.054.762**	**102.882.549**	
216	**Línea 220 kV Vallemi - Toro Pampa**	Construcción de LT 220 kV, simple terna, estructura autoportante, 250 MVA de capacidad (130 km). Posicion correspondiente.	ANDE	7.762.609	18.444.908	26.207.517	dic-22
217	**Línea 220 kV Concepción II - Pozo Colorado - Loma Plata**	Construcción de LT 220 kV, simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (300 km). Posiciones de líneas correspondientes.	ANDE	18.135.597	43.573.730	61.709.327	dic-23
218	**Línea 220 kV Loma Plata - Cruce Don Silvio**	Construcción de LT 220 kV, simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (245 km). Posiciones de líneas correspondientes.	ANDE	14.929.581	36.125	14.965.706	dic-23
Líneas de transmisión 66 kV				**74.223**	**423.114**	**497.337**	
219	**Línea 66 kV Loma Plata - Filadelfia**	Repotenciación con cambio de conductores para 72/80 MVA (23,1 km).	ANDE	74.223	423.114	497.337	dic-24

Item PMT	Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Con Impuestos (10%) ML(US$)	Costos Modulares Con Impuestos (15%) ME(US$)	Con Impuestos TOTAL(US$)	Puesta en Servicio
Subestaciones 220 kV y 66 kV				**5.218.716**	**14.771.310**	**19.990.026**	
220	**Subestación Loma Plata**	Cambio de un transformador de 220/66/23 kV - 30/20/15 MVA por otro de 220/66 kV - 60 MVA.	ANDE	303.600	3.967.500	4.271.100	dic-16
221	**Subestación Acueducto I**	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 10 MVA. Celdas de 23 kV posición de Línea correspondiente. Derivación de la LT 220 kV Vallemí - Loma Plata. Para atender las Estaciones de Bombeo EB1 y EB2 y la demanda de los alimentadores de Puerto Casado.	ANDE	470.441	546.193	1.016.633	dic-17
222	**Subestación Acueducto II**	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 10 MVA. Celdas de 23 kV posición de Línea correspondiente. Derivación de LT 220 kV Vallemí - Loma Plata. Para atender las Estaciones de Bombeo EB3, EB4 y EB5	ANDE	470.441	569.940	1.040.381	dic-17
223	**Subestación Loma Plata**	Montaje de un transformador de 220/66 kV - 60 MVA.	ANDE	303.600	3.967.500	4.271.100	dic-19
224	**Subestación Mariscal Estigarribia**	Cambio del transformador de 66/23 kV existente por otro de 66/23 kV - 30 MVA.	ANDE	134.596	1.473.725	1.608.321	dic-21
225	**Subestación Toro Pampa**	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 10 MVA (Ex`San Patricio) y posiciones correspondientes.	ANDE	470.441	522.445	992.886	dic-22
226	**Subestación Cruce Don Silvio**	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y posiciones correspondientes.	ANDE	2.595.157	3.201.562	5.796.719	dic-23
227	**Subestación Pozo Colorado**	Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 10 MVA. Celdas de 23 kV posición de Línea correspondiente. Derivación de la futura LT 220 kV Concepción II - Loma Plata.	ANDE	470.441	522.445	992.886	dic-23
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL				**708.006.707**	**1.856.137.924**	**2.564.144.630**	

PLAN DE OBRAS DE TRANSMISION 2016 - 2025

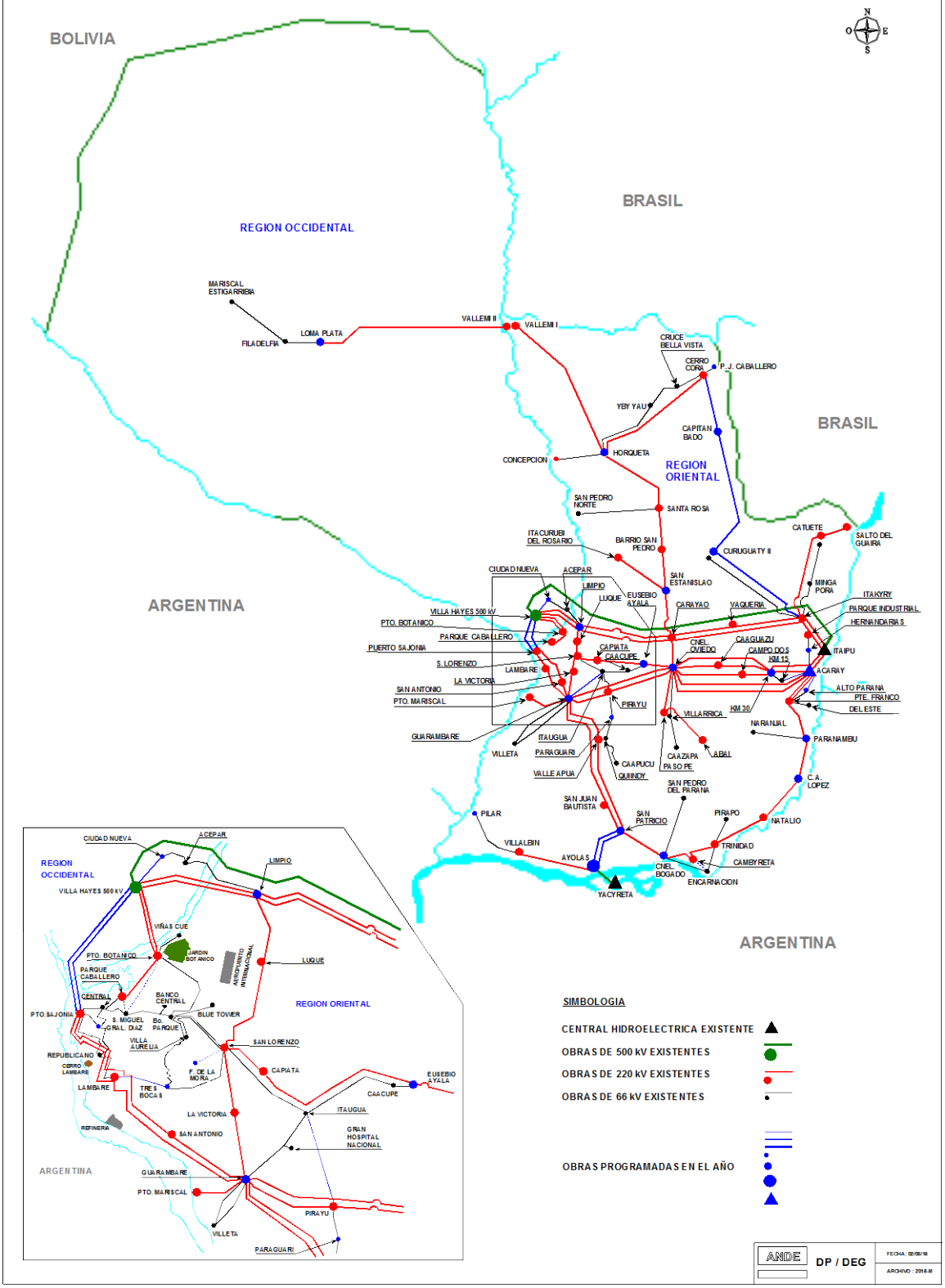
Nombre	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Costos Modulares Con Impuestos (10%) ML(US$)	Costos Modulares Con Impuestos (15%) ME(US$)	Con Impuestos TOTAL(US$)	Puesta en Servicio
SISTEMA CENTRAL			**1.442.937**	**2.822.215**	**4.265.152**	
Compensación de Potencia Reactiva			**1.442.937**	**2.822.215**	**4.265.152**	
Subestación Coronel Oviedo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Caazapá	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-16
Subestación Caaguazú	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+18 MVAr)	ANDE	179.286	349.140	528.426	dic-16
Subestación Santa Rosa	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Paso Pé	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Abai	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+ 6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Itacurubi del Rosario	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Barrio San Pedro	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-20
Subestación Vaqueria	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-20
Subestación Barrio San Pedro	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-20
Subestación Villarrica	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación Colonia Independencia	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación Santa Rosa	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación Santa Rosa	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-21
Subestación San Estanislao	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-23
Subestación San Estanislao	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-23
Subestación San Estanislao	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-25
Subestación Carayao	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-25
Subestación Caaguazú	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-25
SISTEMA SUR			**751.350**	**1.469.298**	**2.220.647**	
Compensación de Potencia Reactiva			**751.350**	**1.469.298**	**2.220.647**	
Subestación Ayolas	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Natalio	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación San Juan Bautista	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación San Pedro del Paraná	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-16
Subestación Trinidad	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-18
Subestación San Patricio	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-20
Subestación Pilar	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-23
Subestación Coronel Bogado	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-24
Subestación San Patricio	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-25
Subestación Trinidad	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-25
Subestación Costanera	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-25
SISTEMA ESTE			**1.921.032**	**3.753.255**	**5.674.287**	
Compensación de Potencia Reactiva			**1.921.032**	**3.753.255**	**5.674.287**	
Subestación Catuete II	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	CAF/OFID	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Carlos Antonio Lopez	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-16
Subestación Campo Dos	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Itakyry	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Curuguaty II	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Parque Industrial Hernandarias	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Kilómetro 15	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Kilómetro 30	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Microcentro Ciudad del Este	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Presidente Franco	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Naranjal	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	CAF/OFID	59.762	116.380	176.142	dic-17
Subestación Alto Paraná	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-18
Subestación Microcentro Ciudad del Este	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-20
Subestación Paranambú	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-22
Subestación Naranjal	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-22
Subestación Catuete II	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-23
Subestación Ciudad del Este	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-23
Subestación Campo Dos	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-24
Subestación Campo Dos	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-24
Subestación Microcentro Ciudad del Este	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-24
Subestación Presidente Franco	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-24
Subestación Santa Rita	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-24
Subestación Kilometro 8	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-24
Subestación Curuguaty II	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-25
Subestación Acaray	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-25
Subestación Alto Paraná	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-25
Subestación Alto Paraná	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-25
SISTEMA METROPOLITANO			**6.275.000**	**12.219.900**	**18.494.900**	
Compensación de Potencia Reactiva			**6.275.000**	**12.219.900**	**18.494.900**	
Subestación Eusebio Ayala	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Lambaré	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+36 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Paraguari	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+ 6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Guarambare	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Puerto Botánico	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Villa Hayes	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Limpio	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación San Miguel	Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Tres Bocas	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación La Victoria	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Villeta	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Fernando de la Mora	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-16
Subestación Puerto Botánico	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVAr)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-17
Subestación Luque	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVAr)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-17
Subestación Capiata	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-18
Subestación Barrio Molino	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-18
Subestación Mariano Roque Alonso	Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-18
Subestación General Diaz	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-19
Subestación General Diaz	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-19
Subestación Mariano Roque Alonso	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-19
Subestación Villa Elisa	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-20
Subestación Paraguari	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+ 6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-20
Subestación General Diaz	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-20
Subestación Fernando de la Mora	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-20
Subestación Parque Caballero	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-20
Subestación Buey Rodeo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-20
Subestación La Victoria	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-20
Subestación Guarambaré	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+ 6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-21
Subestación Villa Elisa	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación Parque Caballero	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación Limpio	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVAr)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-21
Subestación Quiindy	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+ 6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-22
Subestación Barcequillo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+ 6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-22
Subestación Capiata	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Villa Hayes	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Villa Elisa	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Pirayú	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+ 6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-23
Subestación Mariano Roque Alonso	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+18 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Altos	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+ 6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-23
Subestación Caacupé	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+ 6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-23
Subestación Barcequillo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Barrio Jara	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Autódromo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Mburucuyá	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVAr)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-23
Subestación Caapucú	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-24
Subestación Buey Rodeo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-24
Subestación Altos	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-24
Subestación Arroyos y Esteros	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-24
Subestación Tres Bocas	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVAr)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-24
Subestación Barrio Molino	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVAr)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-24
Subestación Fernando de la Mora	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVAr)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-24
Subestación Autódromo	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVAr)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-24
Subestación Guarambaré	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-25
Subestación Barrio Jara	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-25
Subestación Villa Aurelia	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVAr)	ANDE	239.048	465.520	704.568	dic-25

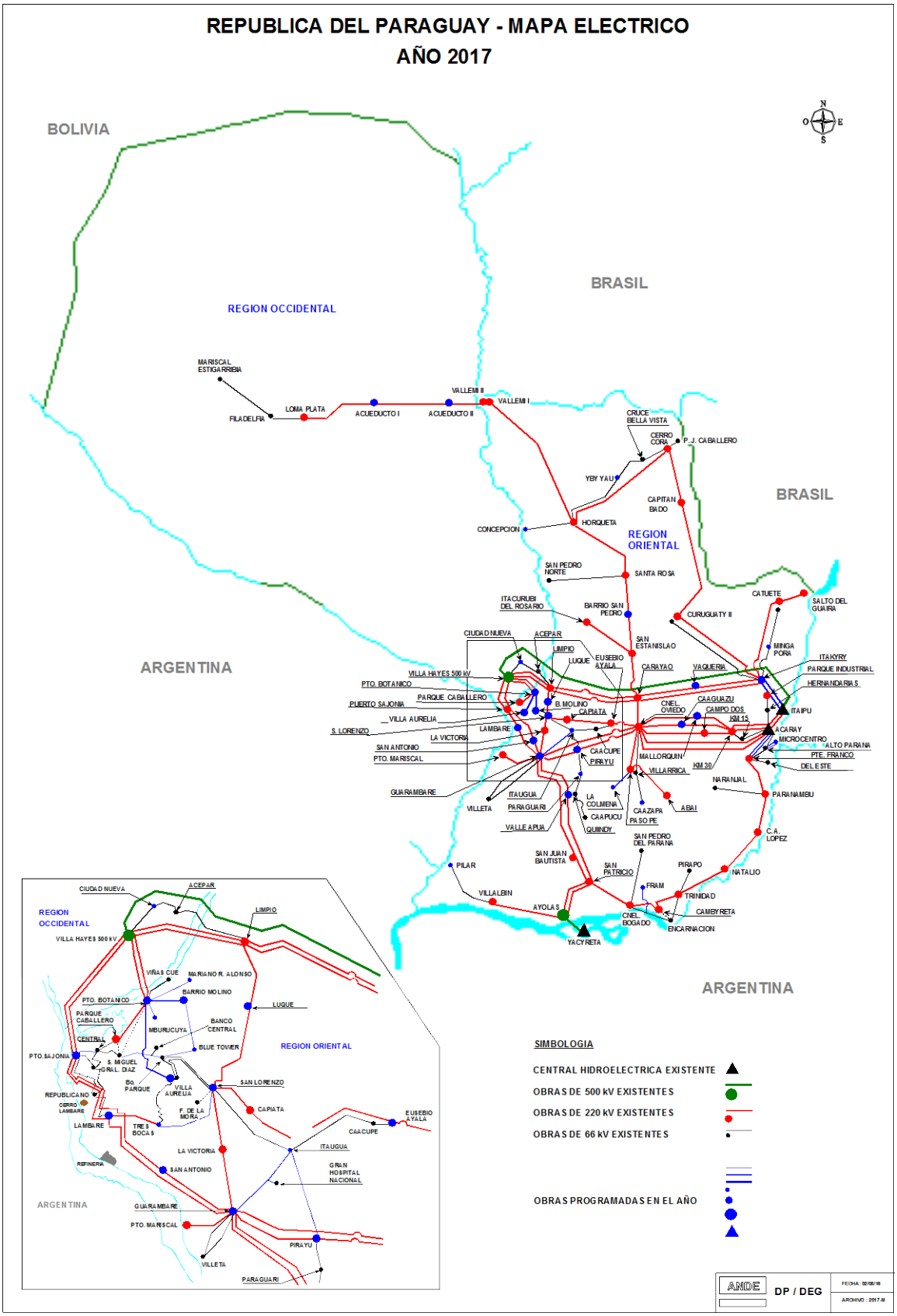
SISTEMA NORTE			**1.229.445**	**2.400.338**	**3.629.782**	
Compensación de Potencia Reactiva			**1.229.445**	**2.400.338**	**3.629.782**	
Subestación Capitán Bado	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-16
Subestación Horqueta	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-16
Subestación Yby Yau	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-17
Subestación Capitán Bado	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-18
Subestación Cerro Cora	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-18
Subestación Concepción	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-20
Subestación Pedro Juan Caballero	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-20
Subestación Horqueta	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación Concepción II	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-21
Subestación Cerro Corá	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-22
Subestación Bella Vista Norte	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3 MVAr)	ANDE	46.984	94.559	141.543	dic-23
Subestación Vallemí I	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-23
Subestación Yby Yau	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-23
Subestación Concepción II	Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-23
Subestación Horqueta	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	119.524	232.760	352.284	dic-25
Subestación Capitán Bado	Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6 MVAr)	ANDE	59.762	116.380	176.142	dic-25
SISTEMA OESTE						
Compensación de Potencia Reactiva						
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL			**11.619.763**	**22.665.005**	**34.284.768**	

Anexo 2.3

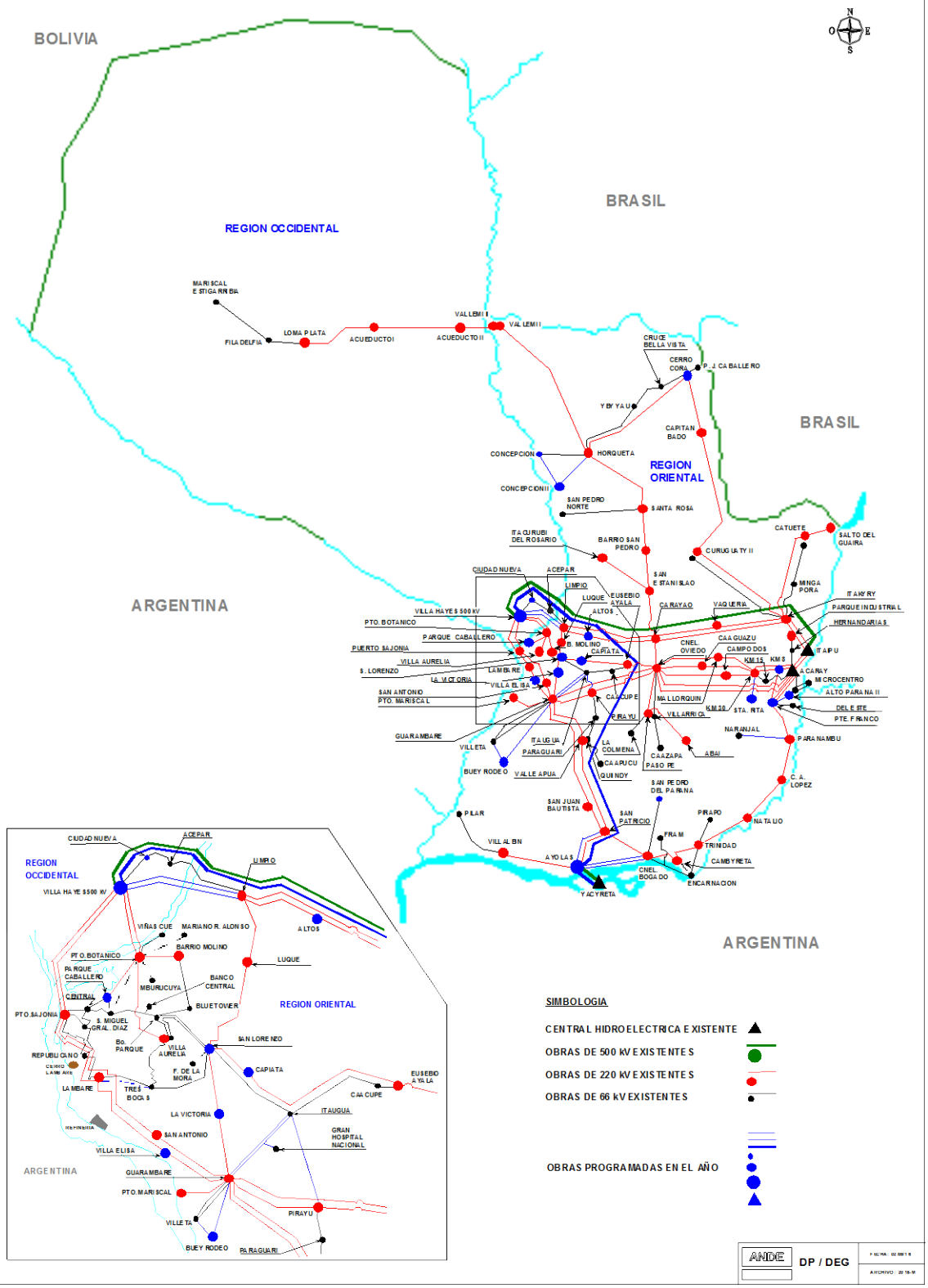
MAPAS ELÉCTRICOS

REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO
AÑO 2016

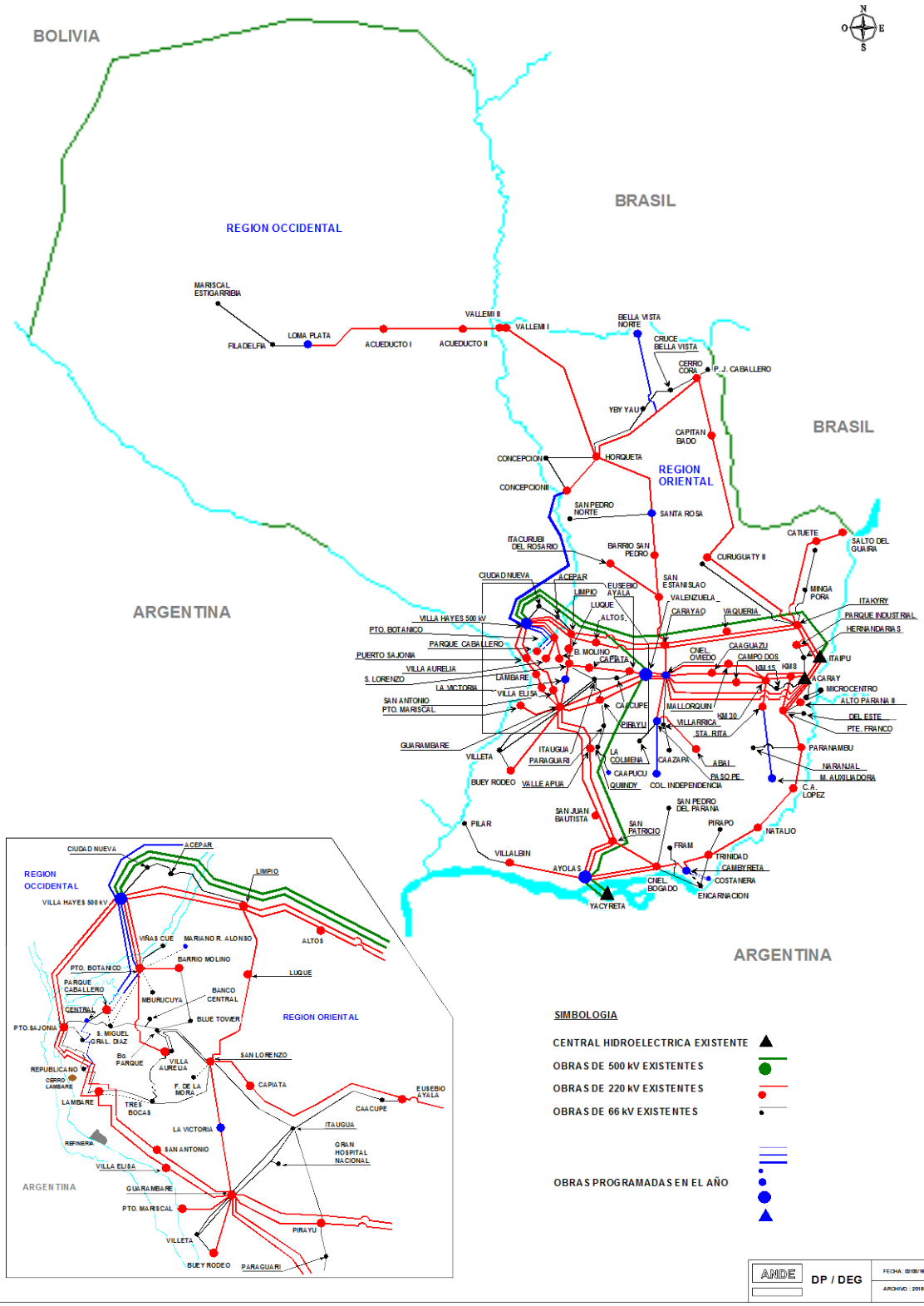


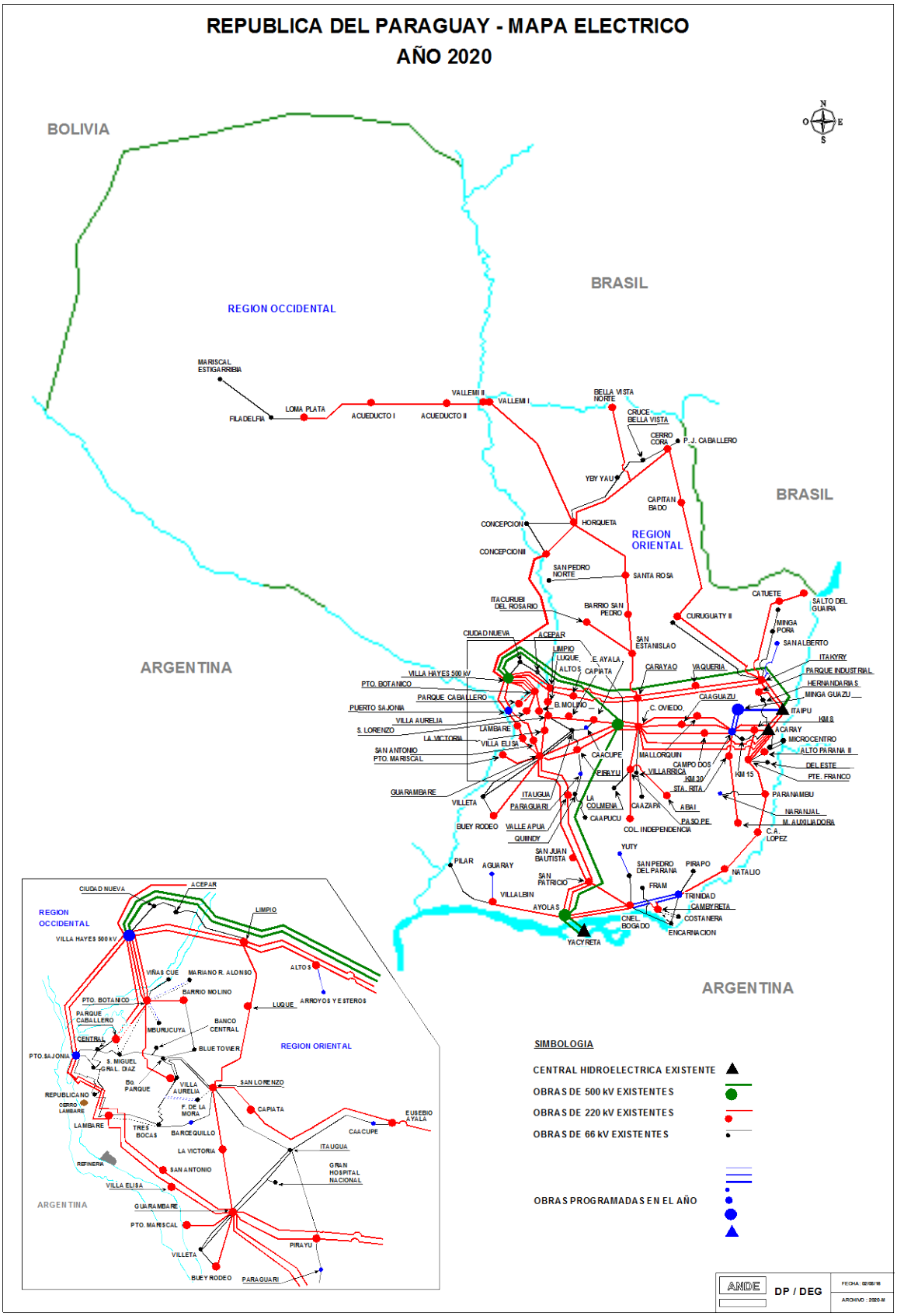

REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO
AÑO 2017
BOLIVIA
BRASIL
ARGENTINA
REGION OCCIDENTAL
REGION ORIENTAL
MARISCAL ESTIGARRIBIA
FILADELFIA
LOMA PLATA
ACUEDUCTO I
ACUEDUCTO II
VALLEMI II
VALLEMI I
CRUCE BELLA VISTA
CERRO CORA
P.J. CABALLERO
YBY YAU
CAPITAN BADO
CONCEPCION
HORQUETA
SAN PEDRO NORTE
SANTA ROSA
ITACURUBI DEL ROSARIO
BARRIO SAN PEDRO
CURUGUATY II
CATUETE
SALTO DEL GUAIRA
CIUDAD NUEVA
ACEPAR
LIMPIO
LUQUE
EUSEBIO AYALA
SAN ESTANISLAO
CARAYAO
VAQUERIA
MINGA PORA
ITAKYRY
PARQUE INDUSTRIAL
HERNANDARIAS
VILLA HAYES 500 kV
PTO. BOTANICO
PUERTO SAJONIA
PARQUE CABALLERO
VILLA AURELIA
S. LORENZO
LAMBARE
LA VICTORIA
SAN ANTONIO
PTO. MARISCAL
B. MOLINO
CAPIATA
CNEL. OVIEDO
CAAGUAZU
CAMPO DOS
KM 15
ITAIPU
ACARAY
MICROCENTRO
ALTO PARANA
PTE. FRANCO
DEL ESTE
CAACUPE
PIRAYU
MALLORQUIN
VILLARRICA
KM 30
NARANJAL
PARANAMBU
GUARAMBARE
VILLETA
ITAUGUA
PARAGUARI
LA COLMENA
CAAZAPA
ABAI
CAAPUCU
PASO PE
QUINDY
VALLE APUA
SAN PEDRO DEL PARANA
C.A. LOPEZ
SAN JUAN BAUTISTA
PILAR
SAN PATRICIO
PIRAPO
NATALIO
VILLALBIN
FRAM
TRINIDAD
AYOLAS
CNEL. BOGADO
CAMBYRETA
ENCARNACION
YACYRETA
SIMBOLOGIA
CENTRAL HIDROELECTRICA EXISTENTE
OBRAS DE 500 kV EXISTENTES
OBRAS DE 220 kV EXISTENTES
OBRAS DE 66 kV EXISTENTES
OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
ANDE
DP / DEG

REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO
AÑO 2018

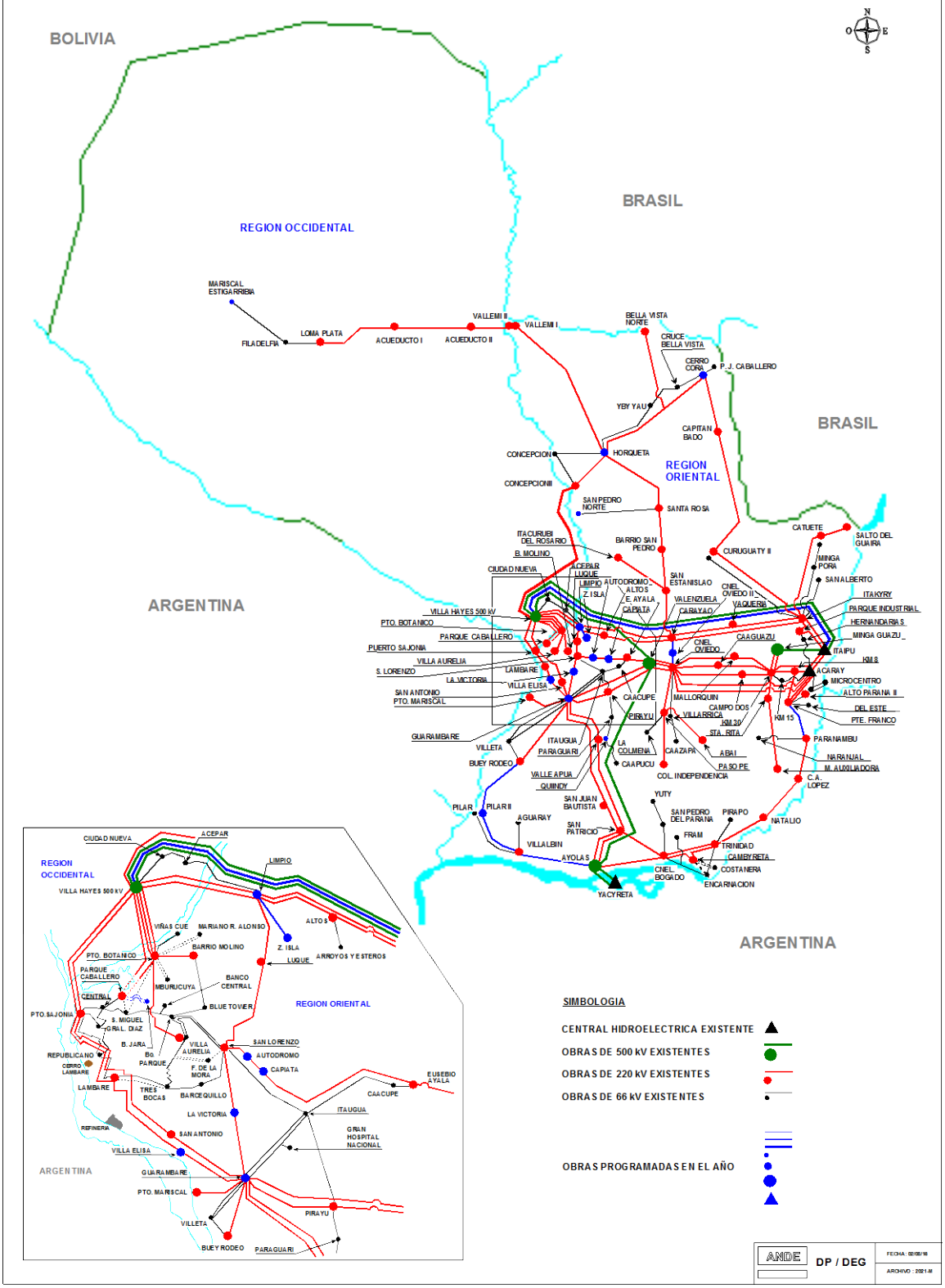


REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO
AÑO 2019

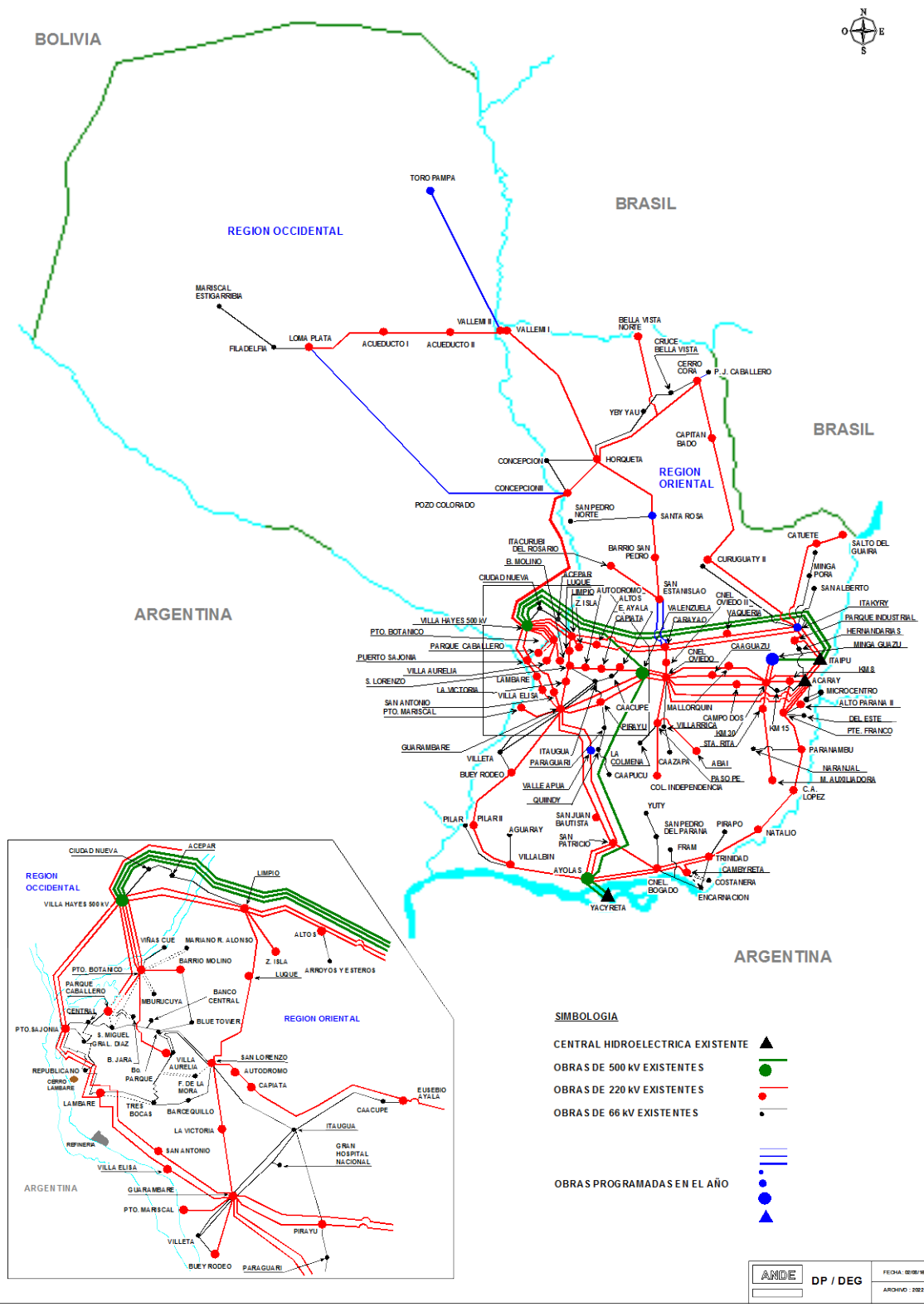



REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO
AÑO 2020
BOLIVIA
BRASIL
ARGENTINA
REGION OCCIDENTAL
REGION ORIENTAL
MARISCAL ESTIGARRIBIA
FILADELFIA
LOMA PLATA
ACUEDUCTO I
ACUEDUCTO II
VALLEMI II
VALLEMI I
BELLA VISTA NORTE
CRUCE BELLA VISTA
CERRO CORA
P.J. CABALLERO
YBY YAU
CAPITAN BADO
CONCEPCION
HORQUETA
CONCEPCION II
SAN PEDRO NORTE
SANTA ROSA
ITACURUBI DEL ROSARIO
BARRIO SAN PEDRO
CURUGUATY II
CATUETE
SALTO DEL GUAIRA
MINGA PORA
SAN ALBERTO
ITAKYRY
PARQUE INDUSTRIAL
HERNANDARIAS
MINGA GUAZU
CIUDAD NUEVA
ACEPAR
LIMPIO
LUQUE
E. AYALA
ALTOS
CAPIATA
SAN ESTANISLAO
CARAYAO
YAGUERIA
CAAGUAZU
ITAIPU
KM 8
ACARAY
MICROCENTRO
ALTO PARANA II
DEL ESTE
PTE. FRANCO
VILLA HAYES 500 kV
PTO. BOTANICO
PARQUE CABALLERO
PUERTO SAJONIA
VILLA AURELIA
S. LORENZO
LAMBARE
LA VICTORIA
VILLA ELISA
SAN ANTONIO
PTO. MARISCAL
B. MOLINO
C. OVIEDO
CAACUPE
PIRAYU
MALLORQUIN
CAMPO DOS
VILLARRICA
KM 30
STA. RITA
KM 15
PARANAMBU
NARANJAL
M. AUXILIADORA
C.A. LOPEZ
GUARAMBARE
VILLETA
ITAUGUA
PARAGUARI
LA COLMENA
CAAZAPA
ABAI
CAAPUCU
PASO PE.
COL. INDEPENDENCIA
BUEY RODEO
VALLE APUA
QUIINDY
SAN JUAN BAUTISTA
PILAR
AGUARAY
SAN PATRICIO
VILLALBIN
AYOLAS
YUTY
SAN PEDRO DEL PARANA
PIRAPO
NATALIO
FRAM
TRINIDAD
CAMBYRETA
COSTANERA
ENCARNACION
CNEL. BOGADO
YACYRETA
SIMBOLOGIA
CENTRAL HIDROELECTRICA EXISTENTE
OBRAS DE 500 kV EXISTENTES
OBRAS DE 220 kV EXISTENTES
OBRAS DE 66 kV EXISTENTES
OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
ANDE
DP / DEG
FECHA : 02/08/16
ARCHIVO : 2020-M
VIÑAS CUE
MARIANO R. ALONSO
BARRIO MOLINO
ARROYOS Y ESTEROS
MBURUCUYA
BANCO CENTRAL
BLUE TOWER
S. MIGUEL
GRAL. DIAZ
Bo. PARQUE
VILLA AURELIA
F. DE LA MORA
BARCEQUILLO
TRES BOCAS
EUSEBIO AYALA
REPUBLICANO
CERRO LAMBARE
REFINERIA
GRAN HOSPITAL NACIONAL

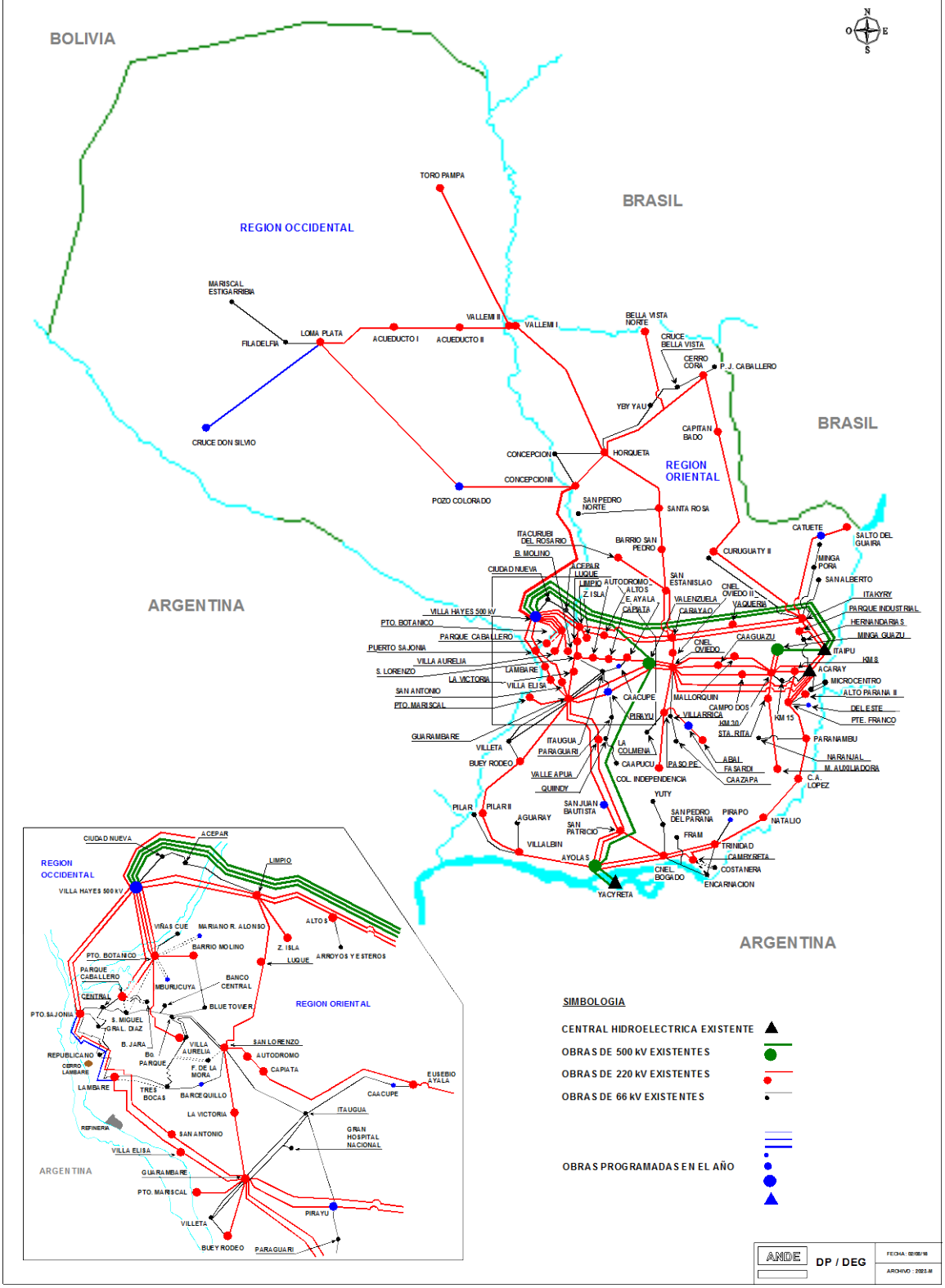
REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO
AÑO 2021



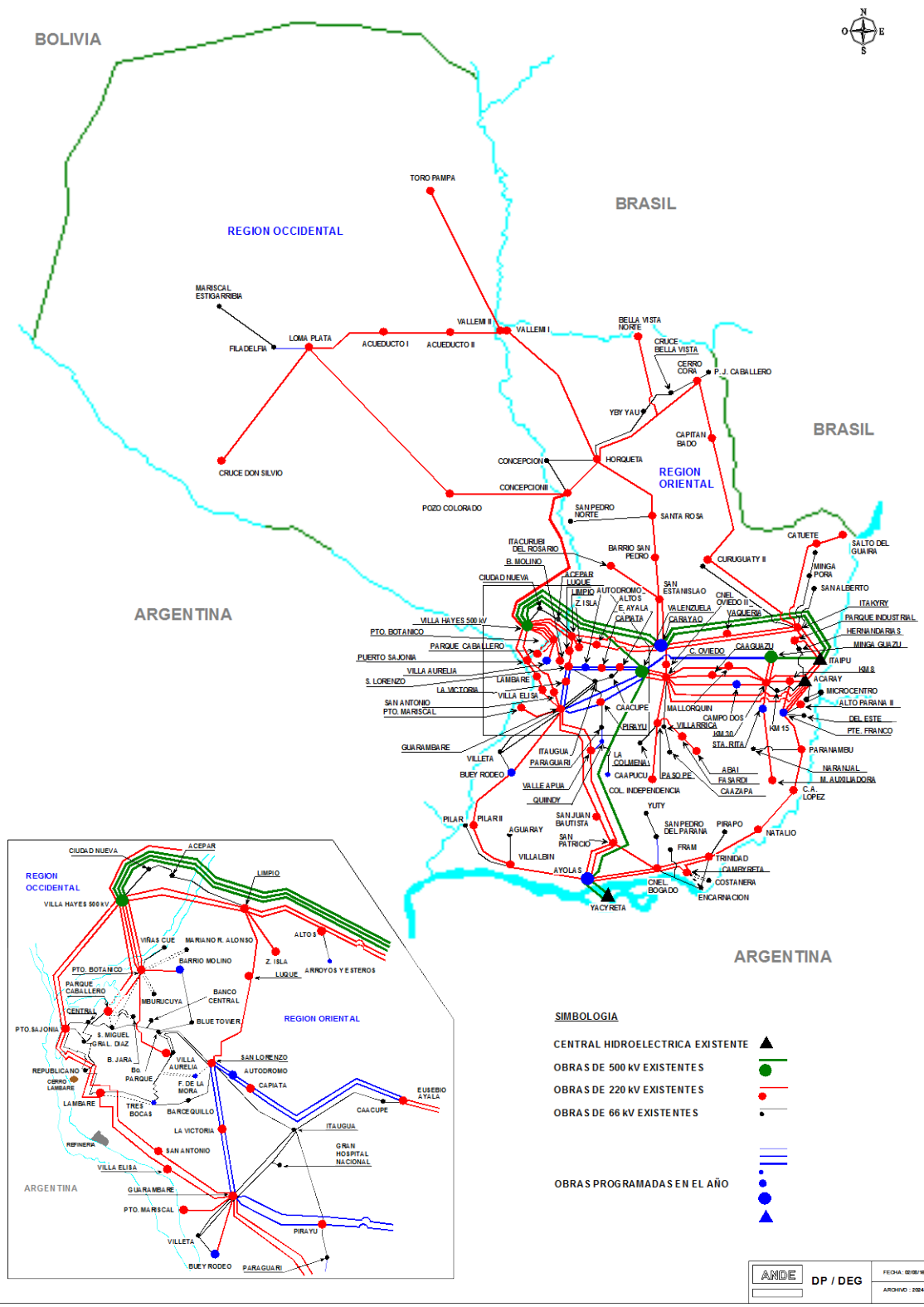
REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO
AÑO 2022



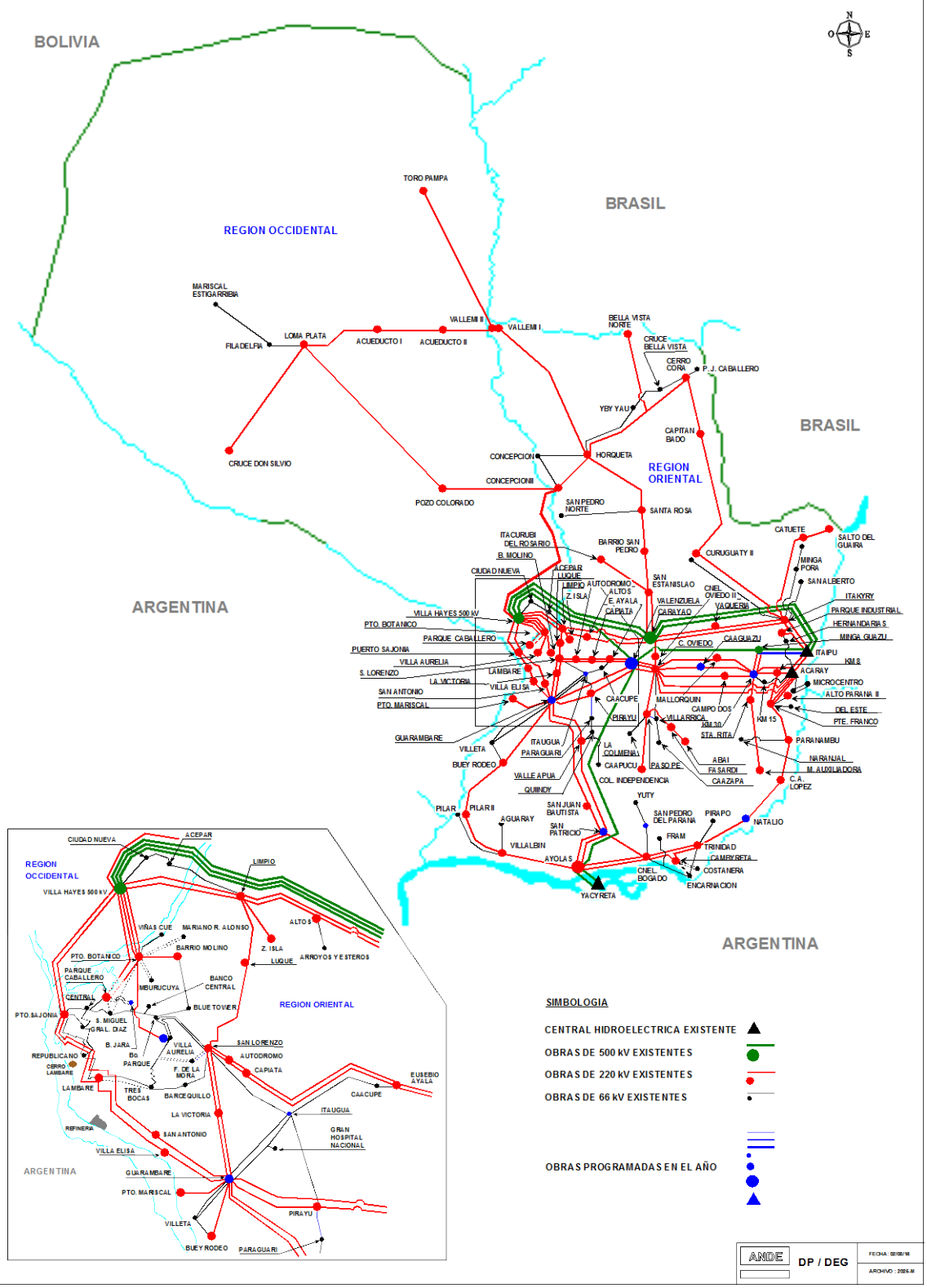
REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO
AÑO 2023



REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO
AÑO 2024



REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO
AÑO 2025



Anexo 2.4

PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRA PARA EL PERIODO 2016 – 2025

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2016-2025

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2016													
		MAXIMAS							SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili-zación %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	BPA_23	106,1	50,0	117,3	18,0	110,8	120,0	92%	75,4	35,6	77,5	94,3	44,4	32,0	15,1
	CAE_23	31,5	23,6	39,4	18,0	32,0	40,0	80%	27,7	20,8	27,9	18,5	13,9	13,2	9,9
	CAP_23	64,9	29,0	71,1	24,0	65,1	83,3	78%	58,5	26,1	58,5	39,0	17,4	25,4	11,4
	CAU_23	14,5	9,1	17,1	2,4	16,0	20,0	80%	9,3	5,9	10,0	6,3	3,9	4,6	2,9
	CEN_23	48,9	17,9	52,1	12,0	49,3	60,0	82%	20,1	7,4	20,6	37,5	13,7	16,8	6,2
	CNU_23	23,1	12,6	26,4	12,0	23,2	30,0	77%	17,1	9,3	17,3	13,0	7,1	8,5	4,6
	ELA_23	39,9	16,5	43,2	15,0	39,9	60,0	67%	39,1	27,6	41,1	22,2	15,7	15,8	11,2
	FDM_23	33,0	18,9	38,0	12,0	33,7	90,0	37%	25,3	14,5	25,5	25,8	15,0	12,4	7,1
	GDI_23	40,1	15,7	43,1	12,0	40,3	90,0	45%	31,0	12,2	31,0	26,2	10,1	15,2	5,9
	GUA_23	62,8	30,0	69,6	18,0	63,9	71,6	89%	57,8	27,7	58,6	36,6	17,5	24,6	11,8
	ITG_23	64,7	22,6	68,5	24,0	64,7	80,0	81%	57,5	20,0	57,6	37,4	13,0	25,0	8,7
	LAM_23	121,2	62,8	136,5	72,0	121,6	121,6	100%	88,6	45,9	92,4	66,0	34,2	40,7	21,1
	LAV_23	63,3	29,5	69,8	24,0	63,5	83,3	76%	50,7	23,6	50,7	34,7	16,2	22,2	10,3
	LIM_23	76,4	45,0	88,7	24,0	79,3	83,3	95%	63,3	37,3	64,7	44,5	26,2	29,3	17,2
	LUQ_23	111,4	49,5	121,9	24,0	114,3	125,1	91%	94,9	42,2	96,6	62,0	27,6	38,5	17,2
	PAR_23	31,7	15,7	35,4	12,0	31,9	50,0	64%	30,2	14,9	30,3	18,4	9,1	12,3	6,1
	PBO_23	159,9	64,3	172,3	48,0	160,7	161,7	99%	140,7	56,3	140,9	149,5	59,8	68,7	27,5
	PCA_23	96,7	43,5	106,0	24,0	98,6	120,0	82%	46,6	21,0	46,7	54,9	24,7	29,7	13,4
	PIR_23	11,1	7,5	13,3	6,0	11,1	20,0	56%	11,1	7,5	11,1	6,5	4,4	4,5	3,0
	PSA_23	56,3	18,0	59,1	24,0	56,6	80,0	71%	34,1	10,9	36,5	50,6	16,2	19,6	6,3
	QUI_23	16,4	9,2	18,7	3,0	17,5	20,0	87%	12,7	7,1	13,3	8,1	4,5	5,8	3,2
	REP_23	64,2	28,8	70,4	24,0	64,4	90,0	72%	54,0	24,2	54,0	45,8	20,5	26,2	11,8
	SAN_23	102,1	53,0	115,0	24,0	106,1	125,1	85%	88,6	46,0	91,3	59,1	30,7	38,0	19,7
	SLO_23	149,9	72,4	166,5	48,0	151,9	166,8	91%	136,4	65,9	137,6	108,9	52,7	61,1	29,6
	SMI_23	86,6	48,2	99,1	24,0	89,9	90,0	100%	63,9	35,6	65,0	66,3	36,9	31,9	17,8
	TBO_23	86,7	44,7	97,6	25,2	88,9	90,0	99%	69,9	36,0	70,7	50,4	26,0	32,1	16,5
	VAP_23	2,8	1,6	3,2	3,0	3,1	12,0	26%	2,3	1,3	2,9	1,4	0,8	1,0	0,5
	VAU_23	111,2	63,8	128,2	24,0	118,1	120,0	98%	82,0	47,2	85,2	97,3	56,0	40,1	23,2
	VCE_23	14,8	8,9	17,3	3,0	16,0	20,0	80%	10,2	6,1	10,7	8,1	4,9	4,5	2,7
	VHA_23	32,5	17,7	37,0	12,0	33,0	50,0	66%	28,2	15,4	28,4	21,5	11,7	14,1	7,7
	VTA_23	42,1	25,9	49,4	18,0	42,8	60,0	71%	33,6	20,7	33,7	28,8	17,7	20,6	12,7
	ACE_66	9,8	3,1	10,3					9,8	3,1	10,3	8,4	2,6	6,6	2,1
	BCP_23	2,5	1,2	2,8					1,2	0,6	1,3	2,0	1,0	1,4	0,7
	CAI_66	9,4	5,8	11,0					9,4	5,8	11,0	8,1	5,0	6,3	3,9
	CVP_66	9,0	4,4	10,0					9,0	4,4	10,0	7,7	3,7	6,0	2,9
	GHN_66	2,1	1,1	2,3					2,1	1,1	2,3	1,8	0,9	1,4	0,7
	VCE_66	11,6	7,0	13,5					11,6	7,0	13,5	9,9	6,0	7,8	4,7
SUR	AYO_23	14,6	7,7	16,5	6,0	14,7	35,0	42%	10,6	5,6	10,6	6,4	3,4	4,3	2,3
	CAM_23	29,7	9,2	31,1	12,0	29,8	41,7	72%	26,0	8,1	26,3	17,4	5,4	10,8	3,4
	CBO_23	27,1	9,3	28,6	3,0	27,8	41,7	67%	15,2	5,2	15,4	12,6	4,3	8,4	2,9
	ENC_23	60,3	18,8	63,1	24,0	60,5	120,0	50%	52,7	16,4	53,3	35,3	11,0	21,9	6,8
	NAT_23	34,9	10,3	36,4	12,0	34,9	41,7	84%	34,2	10,1	34,3	22,6	6,7	15,2	4,5
	PIL_23	23,6	7,3	24,7	6,0	23,6	40,0	59%	20,2	6,2	20,2	13,9	4,3	9,2	2,8
	PPO_23	10,6	3,3	11,1	3,0	10,6	20,0	53%	7,3	2,2	7,3	4,6	2,5	3,3	1,8
	SJB_23	27,9	16,1	32,2	12,0	28,2	41,7	68%	18,7	10,8	18,7	13,1	7,6	8,6	5,0
	SPA_23	18,3	8,2	20,0	6,0	18,4	41,7	44%	16,2	7,3	16,3	8,9	4,0	6,0	2,7
	SPP_23	15,3	4,8	16,0	6,0	15,4	20,0	77%	14,5	4,5	14,6	8,2	2,5	6,2	1,9
	TRI_23	29,9	9,2	31,3	3,0	30,5	42,0	73%	26,0	8,0	26,5	18,8	5,8	12,1	3,7
	VIN_23	5,1	2,9	5,9	-	5,9	20,0	29%	2,5	1,4	2,9	1,3	0,8	1,1	0,6
ESTE	ACY_23	61,5	33,8	70,2	18,0	63,5	120,0	53%	61,5	33,8	63,5	47,4	26,1	28,0	15,4
	APR_23	65,4	29,3	71,6	18,0	66,3	120,0	55%	46,5	20,8	46,6	48,7	21,8	24,5	11,0
	CAL_23	8,9	2,9	9,3	6,0	9,4	41,7	23%	6,4	2,1	7,5	3,8	1,2	2,7	0,9
	CAT_23	40,7	23,6	47,0	21,0	40,8	93,7	44%	36,8	21,1	36,8	28,8	16,5	19,3	11,0
	CDO_23	55,3	18,7	58,3	15,0	55,4	80,0	69%	51,7	17,5	51,8	39,5	13,3	27,3	9,2
	CUR_23	11,4	3,1	11,8	6,0	11,8	42,0	28%	11,4	3,1	11,8	6,9	1,9	4,9	1,3
	CU2_23	20,7	5,6	21,4	6,0	20,7	41,7	50%	20,7	5,6	20,7	12,6	3,4	8,9	2,4
	DES_23	35,1	15,8	38,5	12,0	35,4	60,0	59%	27,8	12,5	27,8	25,3	11,4	13,4	6,1
	HER_23	32,6	18,7	37,6	12,0	33,2	60,0	55%	32,6	18,7	33,2	23,8	13,7	15,1	8,7
	IRY_23	16,8	5,2	17,6	6,0	16,8	30,0	56%	15,4	4,8	15,4	10,9	3,4	6,7	2,1
	K15_23	45,6	15,9	48,3	12,0	45,7	60,0	76%	40,5	23,1	42,0	26,5	15,1	17,3	9,9
	K30_23	47,7	14,9	50,0	12,0	47,8	60,0	80%	45,4	14,2	45,5	30,3	9,5	19,8	6,2
	MPO_23	16,7	9,7	19,3	3,0	18,0	20,0	90%	12,8	6,7	13,4	9,5	5,0	5,4	2,8
	NAR_23	42,3	16,5	45,4	12,0	42,5	52,0	82%	41,9	16,4	42,1	31,5	12,3	19,5	7,6
	PBU_23	12,8	5,9	14,0	3,0	13,1	20,0	65%	10,5	4,8	10,6	7,5	3,4	4,6	2,1
	PFO_23	75,8	34,6	83,4	24,0	76,6	83,3	92%	75,8	34,6	76,6	49,8	22,7	30,6	14,0
	PIH_23	7,1	4,1	8,2	6,0	7,4	41,7	18%	7,1	4,1	7,4	5,2	3,0	3,3	1,9
	SGA_23	10,9	6,3	12,6	9,0	11,2	80,0	14%	10,1	5,9	10,6	8,0	4,6	5,4	3,2
	CAR_66	7,5	3,0	8,1					7,5	3,0	8,1	6,4	2,6	5,0	2,0
	INP_66	6,5	5,9	8,8					6,5	5,9	8,8	5,6	5,1	4,3	3,9
	WMA_66	3,5	1,4	3,8					3,5	1,4	3,8	3,0	1,2	2,3	0,9
NORTE	BDO_23	10,2	5,3	11,5	3,0	10,5	41,7	25%	10,2	5,3	10,5	8,1	4,2	4,3	2,3
	CBV_23	6,5	4,0	7,6	-	7,6	12,0	64%	5,3	3,3	6,2	3,4	2,1	2,1	1,3
	CCO_23	19,8	10,3	22,3	6,0	20,3	30,0	68%	19,8	10,3	20,3	15,6	8,2	8,4	4,4
	CON_23	39,6	17,9	43,5	12,0	40,0	50,0	80%	38,7	17,5	39,0	28,9	12,9	19,0	8,5
	HOR_23	15,9	11,3	19,5	6,0	16,8	20,0	84%	15,2	10,9	16,0	9,5	6,8	6,7	4,8
	PJC_23	28,9	14,9	32,5	12,0	29,1	60,0	48%	24,1	12,4	24,1	22,9	11,8	16,0	8,2
	VMI_23	17,8	7,2	19,2	-	19,2	40,0	48%	17,8	7,2	19,2	15,0	6,1	10,9	4,4
	VM2_23	7,6	3,9	8,5	-	8,5	15,0	57%	5,0	2,6	5,6	4,1	2,1	2,7	1,4
	YBY_23	8,2	7,0	10,8	3,0	9,1	12,0	76%	8,2	7,0	9,1	5,0	4,3	3,5	3,0
OESTE	FIL_23	5,5	1,6	5,7	3,0	5,7	12,5	45%	5,5	1,6	5,7	4,1	1,2	2,5	0,7
	LPA_23	5,3	2,2	5,7	6,0	6,5	30,0	22%	4,0	1,7	5,9	3,6	1,5	2,4	1,0
	MES_23	3,5	0,7	3,5	-	3,5	5,4	66%	2,2	0,4	2,2	1,6	0,3	1,1	0,2
	FIL_66	14,9	6,3	16,2					12,4	5,2	13,5	12,1	7,8	6,7	4,3
	LPA_66	24,7	10,4	26,8					21,0	8,9	22,8	19,1	7,1	12,3	4,6
CENTRAL	ABA_23	15,7	7,3	17,3	12,0	16,4	41,7	39%	14,4	6,7	15,3	8,6	3,9	6,1	2,8
	BSP_23	9,2	4,4	10,2	6,0	9,3	20,0	47%	9,2	4,4	9,3	5,6	2,7	3,9	1,9
	COV_23	54,5	33,3	63,9	24,0	55,3	83,4	66%	54,5	33,3	55,3	35,8	21,9	23,4	14,2
	CYO_23	17,4	5,8	18,3	6,0	17,4	41,7	42%	17,4	5,8	17,4	9,2	3,1	7,4	2,5
	CZA_23	17,2	12,0	21,0	9,0	17,5	20,0	87%	16,2	11,3	16,4	8,4	5,8	6,5	4,5
	CZU_23	38,2	17,2	41,8	24,0	38,8	41,7	93%	38,2	17,2	38,8	24,6	11,1	17,4	7,8
	IRO_23	27,4	12,7	30,2	12,0	27,4	41,7	66%	26,9	12,5	26,9	15,7	7,3	11,0	5,1
	PPE_23	29,7	13,1	32,4	12,0	29,7	41,7	71%	28,8	12,6	28,8	16,8	7,4	12,0	5,3
	SES_23	23,6	11,0	26,0	15,0	23,9	83,0	29%	23,6	11,0	23,9	14,3	6,7	10,0	4,7
	SPN_23	12,3	5,1	13,4	3,0	12,5	20,0	63%	8,8	3,6	8,8	5,5	2,3	3,8	1,6
	SRO_23	37,8	22,2	43,9	15,0	38,5	56,7	68%	37,8	22,2	38,5	24,6	14,5	17,8	10,4
	VAQ_23	13,6	4,3	14,2	3,0	13,6	20,0	68%	13,3	4,2	13,4	7,7	2,4	5,7	1,8
	VIL_23	7,4	4,2	8,5	2,8	7,5	12,0	63%	4,1	2,3	4,1	3,5	2,0	2,7	1,6
	CLY_23	20,7	7,7	22,0					18,1	6,7	19,3	12,4	4,6	7,4	2,7

CLAVE	CARGA MENOR A 80%	CARGA ENTRE 80% Y 100%	CARGA MAYOR A 100%

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2016-2025

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2017														
		MAXIMAS							SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili-zación %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	BMO_23	36,7	17,4	40,6	12,0	37,1	120,0	31%	29,6	14,1	29,6	30,3	14,4	12,9	6,2
	BPA_23	43,8	20,3	48,2	18,0	43,8	90,0	49%	31,0	14,4	31,2	39,4	18,3	13,0	6,0
	CAE_23	34,3	25,7	42,8	18,0	35,1	40,0	88%	30,2	22,6	30,5	20,2	15,1	14,4	10,8
	CAP_23	71,5	32,0	78,4	24,0	72,0	83,3	86%	64,5	28,8	64,6	42,9	19,2	28,0	12,5
	CAU_23	13,9	8,7	16,4	2,4	15,3	20,0	76%	9,0	5,6	9,6	6,0	3,7	4,5	2,8
	CEN_23	43,2	15,8	46,0	12,0	43,4	60,0	72%	17,8	6,5	18,6	33,1	12,1	14,9	5,4
	CNU_23	25,5	13,9	29,1	12,0	25,6	50,0	51%	18,8	10,3	18,9	14,4	7,8	9,3	5,1
	COL_23	3,8	1,9	4,2	6,0	5,5	20,0	28%	3,3	1,7	5,4	2,0	1,0	1,4	0,7
	ELA_23	44,1	18,2	47,7	15,0	44,2	60,0	74%	43,2	30,5	45,9	24,5	17,4	17,5	12,3
	FDM_23	41,3	23,4	47,4	18,0	41,6	90,0	46%	32,0	18,0	32,0	31,3	18,0	15,5	8,8
	GDI_23	55,0	21,2	58,9	12,0	55,7	90,0	62%	38,6	15,0	38,7	37,1	14,1	20,4	7,9
	GUA_23	60,9	29,1	67,5	18,0	61,9	71,6	86%	56,1	26,8	56,8	35,6	17,0	23,9	11,5
	ITG_23	70,2	24,5	74,4	24,0	70,2	100,0	70%	62,4	21,7	62,4	40,7	14,2	27,2	9,5
	LAM_23	175,4	92,9	198,4	72,0	176,6	240,0	74%	128,4	68,0	128,5	104,1	55,8	59,8	31,8
	LAV_23	73,7	34,4	81,3	24,0	74,4	83,3	89%	59,5	27,8	59,6	40,5	18,9	26,0	12,1
	LIM_23	68,5	40,3	79,4	24,0	70,4	83,3	84%	56,7	33,4	57,5	39,9	23,5	26,3	15,5
	LUQ_23	133,5	58,8	145,9	48,0	133,9	160,0	84%	113,8	50,1	113,8	74,2	32,7	46,1	20,3
	MBU_23	74,5	37,9	83,6	24,0	75,8	90,0	84%	53,9	27,4	54,0	62,3	31,4	24,7	12,7
	MRA_23	18,3	10,7	21,2	12,0	18,3	60,0	30%	15,1	8,9	15,4	10,6	6,3	7,0	4,1
	PAR_23	32,3	16,0	36,1	12,0	32,6	50,0	65%	30,7	15,3	30,9	18,7	9,3	12,6	6,3
	PBO_23	188,1	77,9	203,6	72,0	188,2	240,0	78%	163,5	67,0	163,6	172,2	70,2	79,5	32,5
	PCA_23	108,3	48,7	118,8	24,0	111,1	120,0	93%	52,2	23,5	52,2	61,4	27,6	33,3	15,0
	PIR_23	12,2	8,3	14,8	6,0	12,4	30,0	41%	12,2	8,3	12,4	7,2	4,9	5,0	3,4
	PSA_23	61,3	19,6	64,4	24,0	61,5	80,0	77%	37,2	11,9	39,1	55,2	17,7	21,3	6,8
	QUI_23	14,6	8,2	16,7	3,0	15,5	20,0	77%	11,3	6,3	11,8	7,1	4,0	5,1	2,9
	REP_23	71,0	31,8	77,8	24,0	71,4	90,0	79%	59,7	26,8	59,8	50,7	22,7	29,0	13,0
	SAN_23	113,3	58,8	127,6	48,0	113,8	160,0	71%	98,4	51,1	98,4	65,6	34,1	42,2	21,9
	SLO_23	135,9	66,2	151,2	48,0	137,1	160,0	86%	124,3	60,5	125,0	100,6	49,0	56,1	27,3
	SMI_23	71,0	39,0	81,0	24,0	72,5	90,0	81%	52,2	28,7	52,4	55,1	30,2	25,8	14,2
	TBO_23	67,2	34,6	75,6	25,2	67,9	90,0	75%	55,0	28,3	55,1	39,5	20,3	25,3	13,0
	VAP_23	7,5	4,3	8,6	3,0	7,6	12,0	63%	5,7	3,3	5,7	3,6	2,1	2,6	1,5
	VAU_23	104,3	58,7	119,7	48,0	104,8	240,0	44%	77,7	43,8	77,8	89,0	50,4	37,4	21,3
	VCE_23	8,1	4,8	9,4	3,0	8,3	20,0	41%	5,6	3,3	5,6	4,4	2,6	2,4	1,4
	VHA_23	35,6	19,4	40,6	12,0	36,4	50,0	73%	31,0	16,9	31,4	23,6	12,9	15,5	8,5
	VTA_23	49,9	30,2	58,4	18,0	51,4	60,0	86%	40,3	24,3	40,7	33,8	20,5	24,1	14,7
	ACE_66	10,6	3,3	11,1					10,6	3,3	11,1	9,1	2,8	7,1	2,2
	BCP_23	2,7	1,4	3,0					1,3	0,7	1,5	2,2	1,1	1,5	0,8
	CAI_66	10,3	6,3	12,1					10,3	6,3	12,1	8,8	5,4	6,9	4,2
	CVP_66	9,7	4,7	10,8					9,7	4,7	10,8	8,4	4,1	6,5	3,1
	GHN_66	2,2	1,1	2,5					2,2	1,1	2,5	1,9	1,0	1,5	0,8
	VCE_66	12,6	7,6	14,7					12,6	7,6	14,7	10,8	6,5	8,5	5,1
SUR	AYO_23	16,1	8,5	18,2	6,0	16,3	35,0	47%	11,7	6,2	11,7	7,1	3,8	4,8	2,5
	CAM_23	32,7	10,2	34,2	12,0	32,7	41,7	79%	28,6	8,9	28,7	19,1	6,0	11,9	3,7
	CBO_23	20,1	6,9	21,3	3,0	20,5	41,7	49%	11,3	3,9	11,3	9,4	3,2	6,2	2,1
	ENC_23	66,3	20,6	69,5	24,0	66,4	120,0	55%	58,0	18,1	58,3	38,9	12,1	24,1	7,5
	FRA_23	9,5	3,3	10,0	6,0	9,9	50,0	20%	5,3	1,8	6,8	4,5	1,5	2,9	1,0
	NAT_23	38,2	11,2	39,8	12,0	38,2	41,7	92%	37,4	11,0	37,4	24,7	7,3	16,5	4,9
	PIL_23	26,0	8,0	27,2	6,0	26,1	40,0	65%	22,3	6,9	22,3	15,3	4,7	10,2	3,1
	PPO_23	11,6	3,6	12,2	3,0	11,6	20,0	58%	8,0	2,5	8,0	5,0	2,8	3,6	2,0
	SJB_23	30,8	17,9	35,6	12,0	31,4	41,7	75%	20,7	12,0	20,7	14,5	8,4	9,6	5,6
	SPA_23	20,2	9,1	22,1	6,0	20,4	41,7	49%	17,9	8,1	18,0	9,8	4,4	6,6	3,0
	SPP_23	16,9	5,3	17,7	6,0	16,9	20,0	85%	16,0	5,0	16,0	9,0	2,8	6,8	2,1
	TRI_23	32,5	10,0	34,0	3,0	33,3	42,0	79%	28,3	8,7	28,9	20,4	6,3	13,2	4,0
	VIN_23	5,7	3,3	6,6	-	6,6	20,0	33%	2,8	1,6	3,2	1,4	0,8	1,2	0,7
ESTE	ACY_23	54,6	30,0	62,3	18,0	55,9	120,0	47%	54,6	30,0	55,9	42,1	23,2	24,9	13,7
	APR_23	47,2	21,1	51,7	18,0	47,3	120,0	39%	33,6	15,0	33,7	35,2	0,5	17,7	7,9
	CAL_23	9,7	3,2	10,2	6,0	10,1	41,7	24%	7,0	2,3	7,9	4,1	1,3	3,0	1,0
	CAT_23	42,1	24,4	48,6	21,0	42,2	81,7	52%	38,4	22,3	38,4	30,1	17,3	20,2	11,7
	CDO_23	56,5	19,1	59,6	15,0	56,6	80,0	71%	52,8	17,9	52,9	40,3	13,6	27,9	9,4
	CUR_23	12,4	3,3	12,9	6,0	12,7	42,0	30%	12,4	3,3	12,7	7,6	2,0	5,3	1,4
	CU2_23	22,6	6,1	23,4	6,0	22,6	41,7	54%	22,6	6,1	22,6	13,8	3,7	9,7	2,6
	DES_23	38,3	17,2	42,0	12,0	38,7	60,0	64%	30,4	13,7	30,4	27,6	3,5	14,7	6,6
	HER_23	35,8	20,6	41,2	12,0	36,8	60,0	61%	35,8	20,6	36,8	26,1	15,0	16,6	9,5
	IRY_23	18,1	5,6	18,9	6,0	18,1	41,7	43%	16,6	5,2	16,6	11,6	3,6	7,2	2,2
	K15_23	56,7	20,4	60,3	18,0	56,8	60,0	95%	51,1	18,7	51,1	33,4	18,6	21,6	12,1
	K30_23	51,7	16,1	54,2	12,0	51,9	60,0	86%	49,2	15,4	49,3	32,9	10,3	21,4	6,7
	MAQ_23	4,3	1,4	4,5	6,0	6,2	41,7	15%	4,0	1,3	6,1	3,0	1,0	2,1	0,7
	MCC_23	36,4	17,6	40,5	12,0	36,9	100,0	37%	29,6	14,6	29,7	27,5	5,7	14,7	7,2
	MPO_23	21,0	12,2	24,2	6,0	21,8	30,0	73%	16,1	9,3	16,4	11,9	6,2	6,7	3,5
	NAR_23	46,4	18,1	49,8	12,0	46,8	52,0	90%	46,0	17,9	46,3	34,6	13,5	21,5	8,4
	PBU_23	13,9	6,4	15,3	3,0	14,3	20,0	72%	11,4	5,2	11,7	8,2	3,7	5,0	2,3
	PFO_23	77,5	35,4	85,3	24,0	78,4	83,3	94%	77,5	35,4	78,4	50,9	23,3	31,3	14,3
	PIH_23	7,8	4,5	9,1	6,0	8,0	41,7	19%	7,8	4,5	8,0	5,7	3,3	3,6	2,1
	SGA_23	11,9	6,9	13,8	9,0	12,1	80,0	15%	11,1	6,4	11,4	8,7	5,1	6,0	3,5
	CAR_66	7,9	3,2	8,5					7,9	3,2	8,5	6,8	2,7	5,3	2,1
	INP_66	7,2	6,5	9,7					7,2	6,5	9,7	6,2	5,6	4,8	4,4
	WMA_66	3,6	1,4	3,9					3,6	1,4	3,9	3,1	1,2	2,4	0,9
NORTE	BDO_23	11,3	5,9	12,7	3,0	11,7	41,7	28%	11,3	5,9	11,7	8,9	4,6	4,8	2,5
	CBV_23	7,2	4,5	8,5	-	8,5	12,0	71%	5,9	3,6	6,9	3,8	2,3	2,4	1,5
	CCO_23	21,9	11,4	24,7	6,0	22,6	30,0	75%	21,9	11,4	22,6	17,3	9,0	9,2	4,8
	CON_23	48,9	23,5	54,3	12,0	50,2	60,0	84%	47,6	22,9	48,9	35,0	16,4	23,0	10,9
	HOR_23	12,4	8,8	15,2	6,0	12,7	20,0	63%	11,9	8,5	12,1	7,4	5,3	5,3	3,7
	PJC_23	32,1	16,5	36,0	12,0	32,4	60,0	54%	26,7	13,7	26,8	25,3	13,0	17,7	9,1
	VMI_23	19,6	7,9	21,1	-	21,1	40,0	53%	19,6	7,9	21,1	16,5	6,7	12,0	4,9
	VM2_23	8,3	4,3	9,4	-	9,4	15,0	63%	5,5	2,8	6,2	4,5	2,3	2,9	1,5
	YBY_23	9,0	7,7	11,9	6,0	9,2	20,0	46%	9,0	7,7	9,2	5,5	4,7	3,8	3,3
OESTE	EB1	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	EB2	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	FIL_23	5,9	1,7	6,2	3,0	6,0	12,5	48%	5,9	1,7	6,0	4,3	1,3	2,6	0,8
	LPA_23	5,8	2,5	6,3	6,0	6,8	30,0	23%	4,4	1,9	6,0	3,9	1,7	2,7	1,1
	MES_23	3,8	0,8	3,9	-	3,9	5,4	72%	2,4	0,5	2,4	1,7	0,3	1,2	0,2
	FIL_66	16,3	6,9	17,7					13,5	5,7	14,7	13,1	8,5	7,3	4,7
	LPA_66	26,8	11,3	29,1					22,8	9,6	24,8	20,7	7,7	13,3	4,9
CENTRAL	ABA_23	17,2	8,0	19,0	12,0	17,7	41,7	42%	15,8	7,3	16,5	9,4	4,3	6,7	3,1
	BSP_23	10,1	4,9	11,2	6,0	10,1	41,7	24%	10,1	4,9	10,1	6,2	3,0	4,3	2,1
	COV_23	49,4	31,9	58,8	24,0	50,0	83,4	60%	49,4	31,9	50,0	32,6	21,0	20,9	13,5
	CYO_23	19,2	6,4	20,3	6,0	19,2	41,7	46%	19,2	6,4	19,2	10,2	3,4	8,2	2,7
	CZA_23	18,9	13,1	23,0	9,0	19,3	30,0	64%	17,7	12,4	18,1	9,1	6,3	7,1	4,9
	CZU_23	52,4	23,6	57,5	24,0	52,4	83,4	63%	52,4	23,6	52,4	33,7	15,2	23,9	10,8
	IRO_23	30,0	13,9	33,1	12,0	30,1	41,7	72%	29,4	13,6	29,4	17,2	8,0	12,0	5,6
	PPE_23	32,6	14,4	35,6	12,0	32,7	41,7	78%	31,7	13,9	31,8	18,5	8,2	13,1	5,8
	SES_23	25,9	12,1	28,6	15,0	26,0	83,0	31%	25,9	12,1	26,0	15,7	7,3	10,9	5,1
	SPN_23	13,3	5,5	14,4	3,0	13,5	20,0	68%	9,5	3,9	9,5	5,9	2,5	4,1	1,7
	SRO_23	41,5	24,4	48,2	15,0	42,6	56,7	75%	41,5	24,4	42,6	27,1	15,9	19,5	11,5
	VAQ_23	14,9	4,7	15,6	3,0	15,0	41,7	36%	14,6	4,6	14,7	8,5	2,7	6,2	2,0
	VIL_23	8,1	4,6	9,3	2,8	8,3	12,0	69%	4,5	2,6	4,5	3,8	2,2	3,0	1,7
	CLY_23	22,5	8,3	24,0					19,7	7,3	21,0	13,5	5,0	8,1	3,0

CLAVE	CARGA MENOR A 80%	CARGA ENTRE 80% Y 100%	CARGA MAYOR A 100%

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2016-2025

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2018														
		MAXIMAS							SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili-zación %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	ALT_23	22,2	10,5	24,6	6,0	22,6	60,0	38%	19,7	9,3	19,9	12,9	6,1	8,8	4,2
	BMO_23	56,5	27,0	62,6	24,0	56,5	120,0	47%	47,3	22,7	47,3	45,3	21,6	20,9	10,0
	BPA_23	62,4	28,9	68,8	18,0	63,3	90,0	70%	44,2	20,5	44,3	56,2	26,0	18,5	8,6
	BRO_23	15,6	9,6	18,3	6,0	16,0	60,0	27%	12,4	7,6	12,5	10,7	6,6	7,7	4,7
	CAE_23	30,6	22,9	38,2	18,0	31,0	40,0	77%	26,9	20,2	27,0	18,0	13,5	12,9	9,6
	CAP_23	83,0	37,1	90,9	36,0	83,0	121,7	68%	74,8	33,5	74,8	49,9	22,3	32,6	14,6
	CAU_23	15,5	9,7	18,3	2,4	17,1	20,0	86%	10,0	6,3	10,7	6,7	4,2	4,9	3,1
	CEN_23	47,9	17,5	51,0	12,0	48,2	60,0	80%	19,7	7,2	20,3	36,7	13,4	16,5	6,0
	CNU_23	28,1	15,3	32,0	12,0	28,3	50,0	57%	20,7	11,3	20,7	15,7	8,5	10,3	5,6
	COL_23	8,9	4,6	10,1	6,0	9,0	20,0	45%	7,8	4,0	8,1	4,8	2,5	3,3	1,7
	ELA_23	49,0	20,2	53,0	15,0	49,3	60,0	82%	48,0	33,9	51,6	27,2	19,3	19,4	13,7
	FDM_23	45,5	25,7	52,2	18,0	46,1	90,0	51%	35,3	19,9	35,3	34,5	19,8	17,1	9,7
	GDI_23	60,9	23,5	65,3	12,0	62,0	90,0	69%	42,7	16,7	43,0	41,1	15,7	22,6	8,7
	GUA_23	61,7	29,5	68,4	18,0	62,8	71,6	88%	56,8	27,2	57,6	36,1	17,3	24,2	11,6
	ITG_23	61,4	21,4	65,0	24,0	61,5	100,0	61%	54,6	19,0	54,8	35,5	12,4	23,8	8,3
	LAM_23	195,8	103,7	221,5	72,0	198,3	240,0	83%	143,4	75,9	143,4	116,0	62,1	66,7	35,4
	LAV_23	80,6	37,6	89,0	24,0	81,7	83,3	98%	65,0	30,4	65,3	44,4	20,7	28,4	13,3
	LIM_23	70,6	38,5	80,4	24,0	72,0	83,3	86%	59,0	32,1	59,5	40,5	22,2	26,3	14,4
	LUQ_23	123,5	53,8	134,7	48,0	123,6	160,0	77%	105,4	45,9	105,4	68,5	29,8	42,4	18,5
	MBU_23	68,2	35,3	76,9	24,0	69,2	90,0	77%	49,5	25,7	49,6	56,1	28,8	23,1	12,1
	MRA_23	50,5	29,7	58,6	18,0	51,8	60,0	86%	41,8	24,6	42,3	29,4	17,3	19,4	11,4
	PAR_23	32,8	16,3	36,6	12,0	33,0	50,0	66%	31,1	15,5	31,3	18,9	9,4	12,7	6,3
	PBO_23	208,7	86,3	225,8	72,0	209,2	240,0	87%	181,4	74,3	181,4	191,1	77,9	88,2	36,1
	PCA_23	121,6	54,7	133,3	24,0	125,4	240,0	52%	58,6	26,4	58,6	69,0	31,1	37,4	16,8
	PIR_23	13,7	9,2	16,5	6,0	14,1	30,0	47%	13,7	9,2	14,1	8,1	5,4	5,5	3,7
	PSA_23	66,9	21,4	70,3	24,0	67,0	80,0	84%	40,6	13,0	42,1	60,2	19,3	23,3	7,5
	QUI_23	14,3	8,0	16,4	3,0	15,2	20,0	76%	11,1	6,2	11,6	7,0	3,9	5,0	2,8
	REP_23	79,2	35,5	86,8	24,0	80,0	90,0	89%	66,6	29,9	66,9	56,5	25,3	32,4	14,5
	SAN_23	105,3	54,5	118,6	48,0	105,5	160,0	66%	91,7	47,4	91,7	61,1	31,6	39,3	20,3
	SLO_23	132,0	64,4	146,8	48,0	133,0	160,0	83%	120,8	58,9	121,2	98,1	47,9	54,6	26,6
	SMI_23	78,8	43,3	89,9	24,0	81,1	90,0	90%	58,0	31,9	58,5	61,1	33,5	28,7	15,8
	TBO_23	74,1	38,2	83,4	25,2	75,3	90,0	84%	60,6	31,2	60,9	43,6	22,4	27,9	14,4
	VAP_23	8,3	4,8	9,6	3,0	8,5	12,0	71%	6,3	3,6	6,3	3,9	2,3	2,9	1,7
	VAU_23	114,8	64,7	131,8	48,0	116,0	240,0	48%	85,5	48,2	85,5	98,0	55,4	41,2	23,4
	VCE_23	8,8	5,3	10,3	3,0	9,1	20,0	45%	6,1	3,6	6,1	4,9	2,9	2,7	1,6
	VEL_23	24,8	12,9	28,0	12,0	24,8	80,0	31%	21,6	11,2	21,6	14,4	7,5	9,2	4,8
	VHA_23	39,3	21,5	44,8	12,0	40,4	50,0	81%	34,2	18,7	34,8	26,0	14,2	17,1	9,3
	VTA_23	42,3	25,2	49,3	18,0	42,9	60,0	72%	34,5	20,5	34,6	28,4	17,0	20,2	12,1
	ACE_66	11,7	3,6	12,3					11,7	3,6	12,3	10,0	3,1	7,8	2,4
	BCP_23	2,9	1,5	3,3					1,4	0,7	1,6	2,4	1,2	1,7	0,9
	CAI_66	11,4	7,0	13,4					11,4	7,0	13,4	9,7	6,0	7,6	4,7
	CVP_66	10,7	5,2	11,9					10,7	5,2	11,9	9,2	4,5	7,2	3,5
	GHN_66	2,5	1,3	2,8					2,5	1,3	2,8	2,2	1,1	1,7	0,9
	VCE_66	13,8	8,3	16,1					13,8	8,3	16,1	11,8	7,1	9,3	5,6
SUR	AYO_23	17,6	9,3	19,9	6,0	17,9	35,0	51%	12,8	6,8	12,8	7,8	4,1	5,3	2,8
	CAM_23	36,2	11,2	37,9	12,0	36,2	41,7	87%	31,6	9,8	31,7	21,2	6,6	13,1	4,1
	CBO_23	22,3	7,7	23,6	3,0	22,8	41,7	55%	12,5	4,3	12,6	10,4	3,6	6,9	2,4
	ENC_23	73,4	22,8	76,9	24,0	73,4	120,0	61%	64,2	20,0	64,3	42,9	13,4	26,7	8,3
	FRA_23	10,5	3,6	11,1	6,0	10,8	50,0	22%	5,9	2,0	7,1	4,9	1,7	3,2	1,1
	NAT_23	36,1	10,6	37,6	12,0	36,1	41,7	87%	35,3	10,4	35,4	23,3	6,9	15,7	4,6
	PIL_23	28,6	8,8	29,9	6,0	28,7	40,0	72%	24,5	7,5	24,5	16,8	5,2	11,2	3,5
	PPO_23	15,9	4,8	16,6	3,0	16,0	20,0	80%	11,8	3,6	11,8	7,5	3,6	5,3	2,6
	SJB_23	34,0	19,7	39,3	12,0	34,8	41,7	84%	22,8	13,2	22,8	16,1	9,3	10,6	6,1
	SPA_23	22,4	10,1	24,6	6,0	22,8	41,7	55%	19,9	9,0	20,1	10,9	4,9	7,3	3,3
	SPP_23	18,7	5,8	19,6	6,0	18,7	30,0	62%	17,7	5,5	17,7	10,0	3,1	7,6	2,4
	TRI_23	35,6	10,9	37,3	9,0	35,7	42,0	85%	31,0	9,5	31,0	22,3	6,8	14,5	4,4
	VIN_23	6,1	3,5	7,0	-	7,0	20,0	35%	3,0	1,7	3,5	1,6	0,9	1,3	0,8
ESTE	ACY_23	53,5	29,4	61,1	18,0	54,7	120,0	46%	53,5	29,4	54,7	41,3	22,7	24,4	13,4
	APR_23	87,5	39,5	96,0	30,0	88,0	160,0	55%	72,6	32,8	72,7	62,0	27,9	33,8	15,3
	CAL_23	13,3	4,3	14,0	6,0	13,4	41,7	32%	10,4	3,3	10,7	6,4	2,0	4,5	1,4
	CAT_23	46,2	26,8	53,5	21,0	46,6	81,7	57%	42,2	24,5	42,4	33,1	19,0	22,3	12,8
	DES_23	42,0	18,9	46,1	12,0	42,6	60,0	71%	33,4	15,0	33,5	30,2	13,6	16,1	7,3
	CDO_23	57,5	19,4	60,7	15,0	57,6	80,0	72%	53,8	18,2	53,8	41,0	13,9	28,4	9,6
	CUR_23	13,7	3,7	14,2	6,0	13,9	42,0	33%	13,7	3,7	13,9	8,3	2,2	5,9	1,6
	CU2_23	24,9	6,7	25,8	6,0	24,9	41,7	60%	24,9	6,7	24,9	15,2	4,1	10,7	2,9
	HER_23	36,5	21,0	42,1	12,0	37,6	60,0	63%	36,5	21,0	37,6	26,6	15,3	16,9	9,7
	IRY_23	19,5	6,1	20,5	6,0	19,5	41,7	47%	17,9	5,6	17,9	12,7	3,9	7,8	2,4
	KM7_23	17,6	8,1	19,4	12,0	18,0	80,0	23%	17,0	7,9	17,5	11,9	6,3	7,3	3,9
	K15_23	41,3	12,8	43,3	18,0	41,7	60,0	69%	35,5	11,0	36,2	23,3	13,6	15,5	9,0
	K30_23	37,2	11,6	38,9	12,0	37,2	60,0	62%	35,4	11,0	35,4	23,7	7,4	15,4	4,8
	MAQ_23	9,4	3,2	9,9	6,0	9,8	41,7	23%	8,8	3,0	9,3	6,7	2,3	4,6	1,6
	MCC_23	39,9	19,3	44,3	12,0	40,5	100,0	41%	32,4	16,0	32,7	30,1	14,6	16,1	7,9
	MPO_23	23,0	13,3	26,6	6,0	24,1	30,0	80%	17,7	10,3	18,2	13,0	6,8	7,4	3,9
	NAR_23	41,3	16,2	44,4	12,0	41,5	52,0	80%	40,9	16,0	41,1	30,8	12,0	19,1	7,5
	PBU_23	11,7	5,4	12,9	3,0	12,0	20,0	60%	9,6	4,4	9,8	6,9	3,2	4,2	1,9
	PFO_23	64,8	29,6	71,2	24,0	65,0	83,3	78%	64,8	29,6	65,0	42,5	19,4	26,2	12,0
	PIH_23	11,5	6,6	13,3	6,0	11,5	41,7	28%	11,5	6,6	11,5	8,4	4,8	5,3	3,1
	SGA_23	13,1	7,6	15,2	9,0	13,2	80,0	16%	12,2	7,1	12,3	9,6	5,6	6,6	3,8
	SRI_23	28,3	10,0	30,0	6,0	28,5	41,7	68%	26,9	9,5	27,2	19,0	6,8	12,1	4,3
	CAR_66	8,4	3,4	9,0					8,4	3,4	9,0	7,2	2,9	5,6	2,2
	INP_66	7,9	7,2	10,7					7,9	7,2	10,7	6,7	6,1	5,3	4,8
	WMA_66	3,8	1,5	4,1					3,8	1,5	4,1	3,3	1,3	2,6	1,0
NORTE	BDO_23	12,5	6,5	14,1	6,0	12,5	41,7	30%	12,5	6,5	12,5	9,9	5,2	5,3	2,8
	CBV_23	8,0	4,9	9,4	-	9,4	12,0	78%	6,5	4,0	7,6	4,2	2,6	2,6	1,6
	CCO_23	24,3	12,7	27,4	12,0	24,3	41,7	58%	24,3	12,7	24,3	19,2	10,0	10,3	5,4
	CN2_23	14,4	9,7	17,4	6,0	14,8	41,7	36%	13,8	9,4	14,2	8,9	6,0	6,2	4,2
	CON_23	39,7	16,3	42,9	12,0	39,9	60,0	67%	38,9	16,0	39,1	29,8	12,2	19,4	8,0
	HOR_23	13,8	9,8	16,9	6,0	14,3	20,0	71%	13,2	9,4	13,6	8,3	5,9	5,8	4,2
	PJC_23	35,5	18,2	39,9	12,0	36,1	60,0	60%	29,6	15,2	29,8	28,0	14,4	19,6	10,1
	VMI_23	21,5	8,7	23,2	-	23,2	40,0	58%	21,5	8,7	23,2	18,0	7,3	13,1	5,3
	VM2_23	9,1	4,7	10,2	-	10,2	15,0	68%	6,0	3,1	6,7	4,9	2,5	3,2	1,6
	YBY_23	10,0	8,6	13,2	6,0	10,3	20,0	52%	10,0	8,6	10,3	6,1	5,2	4,2	3,6
OESTE	EB1	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	EB2	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	FIL_23	6,5	1,9	6,8	3,0	6,6	12,5	53%	6,5	1,9	6,6	4,8	1,4	2,9	0,9
	LPA_23	6,2	2,6	6,7	6,0	7,1	30,0	24%	4,7	2,0	6,2	4,2	1,8	2,9	1,2
	MES_23	4,0	0,8	4,0	-	4,0	5,4	75%	2,5	0,5	2,5	1,9	0,4	1,3	0,3
	FIL_66	17,6	7,4	19,1					14,6	6,2	15,9	14,3	9,2	7,9	5,1
	LPA_66	29,2	12,4	31,7					24,9	10,5	27,0	22,5	8,3	14,5	5,4
CENTRAL	ABA_23	19,0	8,8	20,9	12,0	19,2	41,7	46%	17,4	8,1	17,8	10,3	4,8	7,4	3,4
	BSP_23	11,1	5,3	12,3	6,0	11,1	41,7	27%	11,1	5,3	11,1	6,8	3,3	4,8	2,3
	COV_23	54,4	35,1	64,7	24,0	55,5	83,4	67%	54,4	35,1	55,5	35,9	23,2	23,0	14,8
	CYO_23	21,3	7,1	22,4	6,0	21,3	41,7	51%	21,3	7,1	21,3	11,4	3,8	9,0	3,0
	CZA_23	20,9	14,5	25,5	9,0	21,6	30,0	72%	19,7	13,7	20,2	10,1	7,0	7,8	5,4
	CZU_23	57,7	26,0	63,3	24,0	57,7	83,4	69%	57,7	26,0	57,7	37,1	16,7	26,3	11,8
	IRO_23	33,0	15,3	36,4	12,0	33,2	41,7	80%	32,3	15,0	32,5	19,0	8,8	13,2	6,1
	PPE_23	35,9	15,9	39,2	12,0	36,1	41,7	87%	34,9	15,3	35,0	20,4	9,0	14,5	6,4
	SES_23	28,5	13,3	31,5	15,0	28,6	83,0	34%	28,5	13,3	28,6	17,4	8,1	12,0	5,6
	SPN_23	14,6	6,1	15,8	3,0	15,0	20,0	75%	10,4	4,3	10,5	6,5	2,7	4,5	1,9
	SRO_23	45,9	27,0	53,2	15,0	47,4	56,7	84%	45,9	27,0	47,4	29,9	17,6	21,5	12,7
	VAQ_23	16,4	5,2	17,2	3,0	16,5	41,7	40%	16,1	5,1	16,2	9,4	2,9	6,9	2,2
	VIL_23	8,8	5,1	10,2	2,8	9,1	12,0	76%	4,9	2,8	4,9	4,2	2,4	3,3	1,9
	CLY_23	24,7	9,1	26,3					21,6	8,0	23,0	14,8	5,5	8,8	3,3

CLAVE	CARGA MENOR A 80%	CARGA ENTRE 80% Y 100%	CARGA MAYOR A 100%

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2016-2025

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2019														
		MAXIMAS							SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili-zación %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	ALT_23	23,9	11,3	26,5	6,0	24,5	60,0	41%	21,2	10,0	21,6	13,9	6,6	9,5	4,6
	BMO_23	61,8	29,6	68,6	24,0	62,1	120,0	52%	51,8	24,9	51,8	49,6	23,7	22,9	11,0
	BPA_23	74,0	34,3	81,6	24,0	74,7	90,0	83%	52,5	24,3	52,5	66,6	30,9	21,9	10,2
	BRO_23	17,1	10,5	20,1	6,0	17,7	60,0	29%	13,7	8,4	13,9	11,7	7,2	8,4	5,2
	CAE_23	35,5	26,6	44,4	18,0	36,5	40,0	91%	31,2	23,4	31,7	20,9	15,7	14,9	11,2
	CAP_23	91,0	40,7	99,7	36,0	91,1	121,7	75%	82,0	36,7	82,0	54,6	24,4	35,7	16,0
	CAU_23	16,9	10,6	20,0	2,4	18,8	30,0	63%	11,0	6,9	11,8	7,3	4,6	5,4	3,4
	CEN_23	52,4	19,2	55,8	12,0	52,8	90,0	59%	21,5	7,9	21,9	40,2	14,7	18,0	6,6
	CNU_23	30,5	16,7	34,8	12,0	30,9	50,0	62%	22,5	12,3	22,5	17,2	9,3	11,2	6,1
	COL_23	9,7	5,0	10,9	6,0	9,8	20,0	49%	8,5	4,3	8,7	5,3	2,7	3,6	1,9
	ELA_23	42,2	17,1	45,6	15,0	42,3	60,0	71%	41,5	29,2	43,9	23,4	16,5	16,7	11,8
	FDM_23	49,4	27,9	56,7	18,0	50,4	90,0	56%	38,3	21,6	38,5	37,5	21,5	18,6	10,5
	GDI_23	75,3	29,6	80,9	18,0	76,1	90,0	85%	54,1	21,5	54,2	51,2	19,9	28,3	11,2
	GUA_23	66,9	32,0	74,1	18,0	68,3	71,6	95%	61,6	29,5	62,6	39,0	18,7	26,2	12,6
	ITG_23	66,2	23,1	70,1	24,0	66,2	100,0	66%	58,8	20,5	58,9	38,3	13,4	25,7	8,9
	LAM_23	215,7	114,2	244,0	72,0	219,8	240,0	92%	157,9	83,6	158,4	127,6	68,3	73,5	39,0
	LAV_23	107,1	50,4	118,4	24,0	110,3	125,0	88%	88,5	41,7	90,3	62,8	29,6	38,9	18,4
	LIM_23	70,1	36,4	79,0	24,0	71,2	83,3	85%	58,8	30,5	59,2	39,9	20,8	25,6	13,4
	LUQ_23	126,1	54,9	137,5	48,0	126,3	160,0	79%	107,6	46,9	107,6	69,9	30,5	43,4	18,9
	MRA_23	81,4	46,0	93,5	30,0	83,0	100,0	83%	68,1	38,3	68,6	51,0	28,2	31,7	17,8
	MBU_23	74,6	38,6	84,0	24,0	76,0	90,0	84%	54,1	28,1	54,3	61,3	31,5	25,3	13,2
	PAR_23	35,4	17,6	39,6	12,0	35,9	50,0	72%	33,7	16,8	34,0	20,4	10,2	13,8	6,9
	PBO_23	218,5	90,6	236,6	72,0	219,3	240,0	91%	189,7	77,8	189,8	199,8	81,6	92,2	37,8
	PCA_23	135,1	60,8	148,1	24,0	140,0	240,0	58%	65,1	29,3	65,3	76,5	34,4	41,5	18,7
	PIR_23	15,0	10,1	18,1	6,0	15,6	30,0	52%	15,0	10,1	15,6	8,8	6,0	6,1	4,1
	PSA_23	72,1	23,1	75,7	24,0	72,1	80,0	90%	43,7	14,0	44,9	64,9	20,8	25,1	8,0
	QUI_23	15,7	8,8	18,0	3,0	16,8	20,0	84%	12,2	6,8	12,8	7,7	4,3	5,5	3,1
	REP_23	78,2	35,1	85,7	24,0	79,0	90,0	88%	65,8	29,5	66,0	55,8	25,0	32,0	14,3
	SAN_23	102,1	52,8	115,0	48,0	102,2	160,0	64%	88,9	46,0	88,9	59,1	30,6	38,1	19,7
	SLO_23	125,8	61,4	140,0	48,0	126,5	160,0	79%	115,1	56,2	115,4	93,5	45,6	52,0	25,4
	SMI_23	80,2	44,6	91,8	24,0	82,8	90,0	92%	59,2	32,9	59,8	61,4	34,2	29,6	16,5
	TBO_23	80,6	41,5	90,6	25,2	82,2	90,0	91%	65,9	34,0	66,5	47,3	24,4	30,3	15,6
	VAP_23	9,1	5,3	10,5	3,0	9,4	12,0	78%	6,9	4,0	7,0	4,4	2,5	3,2	1,9
	VAU_23	124,7	70,2	143,1	48,0	126,7	240,0	53%	92,9	52,3	93,0	106,4	60,2	44,8	25,4
	VCE_23	9,5	5,7	11,1	3,0	9,9	20,0	49%	6,6	3,9	6,6	5,3	3,2	2,9	1,7
	VEL_23	41,0	21,3	46,1	12,0	42,0	80,0	52%	35,6	18,5	36,2	23,7	12,3	15,2	7,9
	VHA_23	42,6	23,3	48,6	12,0	44,1	50,0	88%	37,1	20,2	38,0	28,3	15,4	18,6	10,2
	VLZ_23	9,0	3,1	9,5	6,0	9,4	41,7	23%	9,0	6,3	9,0	4,9	3,4	3,5	2,4
	VTA_23	46,4	27,7	54,1	18,0	47,4	60,0	79%	37,9	22,5	38,1	31,1	18,6	22,2	13,3
	ACE_66	12,5	3,9	13,1					12,5	3,9	13,1	10,7	3,3	8,4	2,6
	BCP_23	3,1	1,6	3,5					1,5	0,8	1,7	2,6	1,3	1,8	0,9
	CAI_66	12,4	7,6	14,5					12,4	7,6	14,5	10,7	6,6	8,3	5,1
	CVP_66	11,6	5,6	12,9					11,6	5,6	12,9	9,9	4,8	7,8	3,8
	GHN_66	2,7	1,4	3,0					2,7	1,4	3,0	2,3	1,2	1,8	0,9
	VCE_66	14,8	8,9	17,3					14,8	8,9	17,3	12,7	7,6	10,0	6,0
SUR	AYO_23	19,4	10,3	22,0	6,0	19,9	35,0	57%	14,1	7,5	14,2	8,6	4,5	5,8	3,1
	CAM_23	29,9	9,3	31,3	12,0	30,0	41,7	72%	26,2	8,1	26,4	17,5	5,4	10,9	3,4
	CBO_23	24,4	8,4	25,8	3,0	24,9	41,7	60%	13,7	4,7	13,8	11,4	3,9	7,5	2,6
	COS_23	12,0	3,7	12,5	6,0	12,2	60,0	20%	10,5	3,3	10,8	7,0	2,2	4,4	1,4
	ENC_23	77,7	24,2	81,4	24,0	77,7	120,0	65%	68,0	21,2	68,0	45,4	14,1	28,3	8,8
	FRA_23	11,5	3,9	12,1	6,0	11,6	50,0	23%	6,4	2,2	7,5	5,4	1,9	3,6	1,2
	NAT_23	29,1	8,6	30,4	12,0	29,3	41,7	70%	28,5	8,4	28,8	18,9	5,6	12,7	3,7
	PIL_23	31,4	9,7	32,9	6,0	31,6	40,0	79%	26,9	8,3	27,0	18,4	5,7	12,3	3,8
	PPO_23	14,2	4,4	14,9	3,0	14,3	20,0	72%	9,8	5,4	10,1	6,1	3,4	4,3	2,4
	SJB_23	37,2	21,6	43,0	12,0	38,5	41,7	92%	25,0	14,5	25,1	17,5	10,1	11,6	6,7
	SPA_23	24,5	11,0	26,8	6,0	25,0	41,7	60%	21,7	9,8	22,0	11,9	5,4	8,0	3,6
	SPP_23	20,5	6,4	21,5	6,0	20,5	30,0	68%	19,4	6,0	19,4	11,0	3,4	8,3	2,6
	TRI_23	38,5	11,8	40,3	9,0	38,6	42,0	92%	33,5	10,3	33,5	24,1	7,4	15,6	4,8
	VIN_23	6,9	4,0	8,0	-	8,0	20,0	40%	3,4	2,0	3,9	1,7	1,0	1,4	0,8
	MAU_23	16,4	4,8	17,1	6,0	16,4	41,7	39%	16,1	4,7	16,1	10,6	3,1	7,1	2,1
ESTE	ACY_23	58,3	32,1	66,6	18,0	60,0	120,0	50%	58,3	32,1	60,0	44,9	24,7	26,6	14,6
	APR_23	108,3	48,9	118,8	30,0	109,9	160,0	69%	92,3	41,8	93,0	76,0	34,3	42,1	19,1
	CAL_23	11,2	3,7	11,8	6,0	11,5	41,7	28%	8,1	2,7	8,8	4,8	1,6	3,5	1,1
	CAT_23	50,3	29,2	58,1	21,0	50,9	81,7	62%	45,9	26,6	46,3	36,0	20,7	24,2	14,0
	CDO_23	62,5	21,1	66,0	15,0	62,8	80,0	79%	58,5	19,8	58,7	44,6	15,1	30,9	10,4
	CUR_23	14,9	4,0	15,5	6,0	15,1	42,0	36%	14,9	4,0	15,1	9,1	2,4	6,4	1,7
	CU2_23	27,2	7,3	28,1	6,0	27,2	41,7	65%	27,2	7,3	27,2	16,6	4,4	11,7	3,1
	DES_23	45,5	20,5	49,9	12,0	46,3	60,0	77%	36,2	16,3	36,5	32,8	14,7	17,5	7,9
	HER_23	36,6	21,1	42,2	12,0	37,7	60,0	63%	36,6	21,1	37,7	26,7	15,3	16,9	9,7
	IRY_23	20,9	6,5	21,9	6,0	20,9	41,7	50%	19,2	6,0	19,2	13,5	4,2	8,4	2,6
	KM7_23	19,2	8,9	21,2	12,0	19,5	80,0	24%	18,6	8,7	18,9	13,1	6,8	8,0	4,2
	K15_23	45,0	14,0	47,1	18,0	45,1	60,0	75%	38,6	12,0	39,1	25,3	14,8	16,9	9,9
	K30_23	31,5	9,8	33,0	12,0	31,6	60,0	53%	30,0	9,4	30,1	20,1	6,3	13,1	4,1
	MAQ_23	18,7	6,1	19,6	6,0	18,7	41,7	45%	17,6	5,7	17,6	12,7	4,1	8,6	2,8
	MCC_23	43,1	20,9	47,9	12,0	44,0	100,0	44%	35,1	17,3	35,5	32,5	15,8	17,4	8,5
	MPO_23	25,2	14,6	29,1	6,0	26,6	30,0	89%	19,3	11,2	20,0	14,3	7,4	8,1	4,2
	NAR_23	45,1	17,7	48,5	12,0	45,5	52,0	87%	44,7	17,5	45,0	33,6	13,1	20,9	8,2
	PBU_23	12,7	5,8	14,0	3,0	13,0	20,0	65%	10,5	4,8	10,6	7,4	3,4	4,6	2,1
	PFO_23	58,2	26,6	63,9	24,0	58,2	83,3	70%	58,2	26,6	58,2	38,2	17,4	23,5	10,7
	PIH_23	15,7	9,0	18,1	6,0	16,0	41,7	38%	15,7	9,0	16,0	11,4	6,6	7,3	4,2
	SGA_23	14,3	8,3	16,5	9,0	14,3	80,0	18%	13,2	7,7	13,3	10,4	6,1	7,1	4,1
	SRI_23	30,6	10,9	32,5	6,0	31,0	41,7	74%	29,2	10,3	29,5	20,5	7,3	13,1	4,6
	CAR_66	8,7	3,5	9,4					8,7	3,5	9,4	7,5	3,0	5,9	2,4
	INP_66	8,6	7,8	11,6					8,6	7,8	11,6	7,4	6,7	5,8	5,3
	WMA_66	3,9	1,5	4,2					3,9	1,5	4,2	3,3	1,3	2,6	1,0
NORTE	BDO_23	13,7	7,1	15,5	6,0	13,8	41,7	33%	13,7	7,1	13,8	10,8	5,6	5,8	3,0
	BVN_23	4,6	2,6	5,3	3,0	4,6	20,0	23%	3,8	2,2	3,9	2,9	1,7	1,9	1,1
	CBV_23	6,2	3,8	7,3	-	7,3	12,0	61%	5,0	3,1	5,9	3,3	2,0	2,0	1,3
	CCO_23	26,6	13,9	30,0	12,0	26,7	41,7	64%	26,6	13,9	26,7	21,0	11,0	11,2	5,9
	CN2_23	15,7	10,7	19,0	6,0	16,4	41,7	39%	15,1	10,2	15,7	9,7	6,5	6,8	4,6
	CON_23	43,3	17,8	46,8	12,0	43,7	60,0	73%	42,4	17,4	42,8	32,4	13,3	21,1	8,7
	HOR_23	15,1	10,8	18,5	6,0	15,8	20,0	79%	14,5	10,3	15,1	9,0	6,5	6,4	4,6
	PJC_23	37,0	19,0	41,5	12,0	37,6	60,0	63%	30,8	15,8	31,0	29,2	15,0	20,3	10,4
	VMI_23	23,3	9,4	25,1	-	25,1	40,0	63%	23,3	9,4	25,1	19,6	7,9	14,2	5,7
	VM2_23	9,9	5,1	11,1	-	11,1	15,0	74%	6,5	3,3	7,3	5,3	2,7	3,5	1,8
	YBY_23	10,8	9,3	14,2	6,0	11,3	20,0	56%	10,8	9,3	11,3	6,6	5,7	4,6	3,9
OESTE	EB1	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	EB2	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	FIL_23	6,9	2,0	7,2	3,0	7,0	12,5	56%	6,9	2,0	7,0	5,1	1,5	3,1	0,9
	LPA_23	6,9	2,9	7,5	6,0	7,5	30,0	25%	5,2	2,2	6,4	4,6	1,9	3,1	1,3
	MES_23	4,4	0,9	4,5	-	4,5	5,4	84%	2,8	0,6	2,9	2,1	0,4	1,4	0,3
	FIL_66	19,0	8,1	20,7					15,8	6,7	17,2	15,4	9,9	8,5	5,5
	LPA_66	31,5	13,3	34,2					26,8	11,3	29,1	24,3	9,0	15,6	5,8
CENTRAL	ABA_23	20,6	9,6	22,8	12,0	20,8	41,7	50%	18,9	8,8	19,2	11,2	5,1	8,0	3,7
	BSP_23	12,1	5,8	13,4	6,0	12,1	41,7	29%	12,1	5,8	12,1	7,4	3,6	5,2	2,5
	CIN_23	11,6	5,0	12,6	6,0	11,6	41,7	28%	11,6	5,0	11,6	6,7	2,9	4,7	2,0
	COV_23	59,2	38,2	70,5	24,0	60,9	83,4	73%	59,2	38,2	60,9	39,1	25,2	25,0	16,1
	CYO_23	23,4	7,8	24,6	6,0	23,5	41,7	56%	23,4	7,8	23,5	12,4	4,1	9,9	3,3
	CZA_23	22,6	15,8	27,6	9,0	23,6	30,0	79%	21,3	14,8	22,1	10,9	7,6	8,5	5,9
	CZU_23	62,7	28,2	68,8	24,0	62,8	83,4	75%	62,7	28,2	62,8	40,3	18,1	28,6	12,9
	IRO_23	36,0	16,7	39,7	12,0	36,3	41,7	87%	35,3	16,4	35,5	20,7	9,6	14,4	6,7
	PPE_23	27,4	12,2	29,9	12,0	27,4	41,7	66%	26,3	11,6	26,3	15,5	6,9	11,0	4,9
	SES_23	31,0	14,5	34,2	15,0	31,0	83,0	37%	31,0	14,5	31,0	18,9	8,8	13,1	6,1
	SPN_23	15,7	6,5	17,0	3,0	16,1	20,0	81%	11,2	4,6	11,3	7,1	2,9	4,8	2,0
	SRO_23	50,1	29,4	58,1	15,0	52,1	83,4	62%	50,1	29,4	52,1	32,6	19,2	23,5	13,8
	VAQ_23	17,9	5,6	18,7	3,0	18,1	41,7	43%	17,6	5,6	17,8	10,2	3,2	7,5	2,4
	VIL_23	9,4	5,4	10,8	2,8	9,8	12,0	81%	5,2	3,0	5,2	4,5	2,6	3,5	2,0
	CLY_23	26,6	9,9	28,4					23,3	8,6	24,8	16,0	5,9	9,5	3,5

CLAVE	CARGA MENOR A 80%	CARGA ENTRE 80% Y 100%	CARGA MAYOR A 100%

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2016-2025

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2020												
		MAXIMAS							SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili-zación %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	ALT_23	30,7	13,9	33,7	12,0	30,7	60,0	51%	27,7	14,2	27,8	17,7	9,0	12,2	6,3
	BAR_23	36,0	18,6	40,5	12,0	36,6	50,0	73%	30,3	15,6	30,6	24,5	12,7	14,0	7,2
	BMO_23	67,6	32,4	74,9	24,0	68,1	120,0	57%	56,7	27,2	56,8	54,2	25,9	25,0	12,0
	BPA_23	80,4	37,3	88,6	24,0	81,5	90,0	91%	57,0	26,4	57,0	72,4	33,6	23,8	11,0
	BRO_23	37,5	23,1	44,0	18,0	37,9	60,0	63%	29,9	18,4	29,9	25,7	15,8	18,4	11,3
	CAE_23	41,5	31,1	51,8	18,0	43,5	60,0	72%	36,5	27,4	37,7	24,4	18,3	17,4	13,0
	CAP_23	99,4	44,4	108,9	36,0	99,7	121,7	82%	89,5	40,0	89,6	59,6	26,7	39,0	17,5
	CAU_23	18,5	11,6	21,9	2,4	20,7	30,0	69%	12,0	7,5	13,0	8,0	5,0	5,9	3,7
	CEN_23	70,3	26,5	75,2	12,0	71,8	90,0	80%	33,0	12,7	33,0	53,5	20,1	24,8	9,4
	CNU_23	37,9	20,7	43,2	12,0	38,9	50,0	78%	28,0	15,3	28,2	21,3	11,6	13,9	7,6
	COL_23	10,5	5,4	11,9	6,0	10,6	20,0	53%	9,2	4,7	9,3	5,7	2,9	3,9	2,0
	ELA_23	35,1	13,1	37,4	15,0	35,1	60,0	59%	34,7	24,4	36,0	19,3	13,6	13,8	9,7
	FDM_23	53,6	30,3	61,6	24,0	54,0	90,0	60%	41,6	23,4	41,6	40,7	23,4	20,1	11,4
	GDI_23	70,0	28,2	75,5	24,0	70,1	90,0	78%	52,3	21,3	52,4	45,2	18,2	26,7	10,8
	GUA_23	61,7	29,5	68,4	18,0	62,8	71,6	88%	56,8	27,2	57,6	36,1	17,3	24,2	11,6
	ITG_23	71,1	24,8	75,3	24,0	71,1	100,0	71%	63,2	22,0	63,2	41,2	14,4	27,6	9,6
	LAM_23	200,2	104,9	226,0	72,0	202,9	240,0	85%	146,5	76,8	146,6	114,4	60,4	67,8	35,6
	LAV_23	116,8	55,0	129,1	36,0	118,4	125,0	95%	96,6	45,5	97,0	68,4	32,3	42,5	20,0
	LIM_23	66,9	34,1	75,1	24,0	67,7	83,3	81%	56,3	28,6	56,5	38,0	19,4	24,3	12,5
	LUQ_23	121,0	52,7	132,0	48,0	121,1	160,0	76%	103,3	45,0	103,3	67,1	29,2	41,6	18,1
	MBU_23	81,4	42,2	91,7	24,0	83,4	90,0	93%	59,1	30,7	59,5	66,8	34,4	27,6	14,4
	MRA_23	88,7	50,1	101,8	30,0	90,9	100,0	91%	74,1	41,7	75,1	55,6	30,7	34,6	19,4
	PAR_23	38,3	19,1	42,8	18,0	38,3	60,0	64%	36,4	18,1	36,4	22,1	11,0	14,9	7,4
	PBO_23	217,0	90,6	235,2	72,0	217,8	240,0	91%	187,9	77,5	188,0	197,7	81,1	91,5	37,7
	PCA_23	187,1	84,6	205,3	36,0	193,3	240,0	81%	103,1	46,5	103,6	117,4	52,9	61,3	27,6
	PIR_23	16,5	11,1	19,9	6,0	17,3	30,0	58%	16,5	11,1	17,3	9,7	6,5	6,7	4,5
	PSA_23	86,4	27,7	90,7	24,0	86,5	240,0	36%	52,4	16,8	52,9	77,8	24,9	30,1	9,6
	QUI_23	17,2	9,6	19,7	3,0	18,4	20,0	92%	13,3	7,5	14,0	8,4	4,7	6,0	3,4
	REP_23	76,3	34,2	83,6	24,0	77,0	90,0	86%	64,2	28,8	64,3	54,4	24,4	31,2	14,0
	SAE_23	12,6	7,1	14,5	6,0	12,7	20,0	63%	10,8	6,8	10,9	7,3	4,5	4,9	3,0
	SAN_23	112,1	58,0	126,2	48,0	112,5	160,0	70%	97,5	50,5	97,6	65,0	33,6	41,9	21,7
	SLO_23	142,6	68,7	158,2	48,0	144,0	160,0	90%	129,4	62,4	130,2	102,7	49,6	57,7	27,9
	SMI_23	71,8	40,0	82,2	24,0	73,6	90,0	82%	53,0	29,5	53,3	55,0	30,6	26,5	14,7
	TBO_23	68,7	35,4	77,3	25,2	69,5	90,0	77%	56,2	29,0	56,3	40,3	20,8	25,8	13,3
	VAP_23	9,9	5,8	11,5	3,0	10,3	12,0	86%	7,5	4,3	7,6	4,8	2,8	3,5	2,0
	VAU_23	147,1	83,4	169,1	48,0	151,3	240,0	63%	109,5	62,1	110,4	126,1	71,8	53,0	30,3
	VCE_23	10,2	6,1	11,9	3,0	10,7	20,0	54%	7,1	4,2	7,2	5,7	3,4	3,1	1,9
	VEL_23	65,6	34,0	73,9	24,0	66,4	80,0	83%	54,2	28,1	54,3	37,3	19,4	23,7	12,3
	VHA_23	41,7	22,8	47,5	12,0	43,1	50,0	86%	36,9	20,1	37,8	28,0	15,3	18,5	10,1
	VLZ_23	9,8	3,4	10,4	6,0	10,2	41,7	24%	9,8	6,9	9,9	5,4	3,8	3,8	2,7
	VTA_23	42,6	23,8	48,9	18,0	43,0	60,0	72%	36,2	20,1	36,3	27,4	15,5	19,2	10,9
	ACE_66	13,5	4,2	14,1					13,5	4,2	14,1	11,5	3,6	9,0	2,8
	BCP_23	3,3	1,7	3,7					1,6	0,8	1,8	2,8	1,4	1,9	1,0
	CAI_66	13,5	8,3	15,8					13,5	8,3	15,8	11,5	7,1	9,0	5,5
	CVP_66	12,4	6,0	13,8					12,4	6,0	13,8	10,7	5,2	8,3	4,0
	GHN_66	2,9	1,5	3,2					2,9	1,5	3,2	2,5	1,3	2,0	1,0
	VCE_66	16,0	9,6	18,7					16,0	9,6	18,7	13,7	8,2	10,7	6,4
SUR	AGY_23	6,9	4,0	8,0	6,0	7,2	20,0	36%	4,6	2,7	5,7	3,3	1,9	2,1	1,2
	AYO_23	21,1	11,1	23,8	6,0	21,7	35,0	62%	15,3	8,1	15,4	9,3	4,9	6,3	3,3
	CAM_23	32,6	10,1	34,1	12,0	32,6	41,7	78%	28,5	8,9	28,6	19,1	5,9	11,9	3,7
	CBO_23	26,5	9,1	28,1	3,0	27,2	41,7	65%	14,9	5,1	15,0	12,4	4,3	8,2	2,8
	COS_23	13,0	4,1	13,6	6,0	13,2	60,0	22%	11,4	3,5	11,7	7,6	2,4	4,7	1,5
	ENC_23	84,7	26,3	88,7	24,0	84,7	120,0	71%	74,0	23,0	74,0	49,5	15,4	30,8	9,6
	FRA_23	12,5	4,3	13,2	6,0	12,6	50,0	25%	7,0	2,4	7,9	5,8	2,0	3,8	1,3
	MAU_23	17,7	5,2	18,5	6,0	17,8	41,7	43%	17,4	5,1	17,4	11,5	3,4	7,7	2,3
	NAT_23	31,5	9,3	32,9	12,0	31,7	41,7	76%	30,9	9,1	31,0	20,4	6,0	13,7	4,0
	PIL_23	34,1	10,5	35,7	6,0	34,4	40,0	86%	29,2	9,0	29,4	20,1	6,2	13,3	4,1
	PPO_23	15,4	4,7	16,1	3,0	15,5	20,0	78%	10,6	3,3	10,6	6,7	3,7	4,7	2,6
	SJB_23	33,6	19,5	38,9	12,0	34,5	41,7	83%	22,6	13,1	22,6	15,9	9,2	10,5	6,1
	SPA_23	26,8	12,1	29,4	12,0	26,8	41,7	64%	23,8	10,7	23,8	13,1	5,9	8,8	4,0
	SPP_23	20,1	6,2	21,0	6,0	20,1	30,0	67%	19,0	5,9	19,0	10,7	3,3	8,1	2,5
	TRI_23	41,5	12,7	43,4	9,0	41,7	83,3	50%	36,1	11,1	36,2	26,0	8,0	16,9	5,2
	VIN_23	7,3	4,2	8,5	-	8,5	20,0	42%	3,6	2,1	4,2	1,9	1,1	1,5	0,9
ESTE	ACY_23	63,5	34,9	72,5	18,0	65,7	120,0	55%	63,5	34,9	65,7	49,0	26,9	28,9	15,9
	APR_23	117,8	53,3	129,3	30,0	120,1	160,0	75%	100,6	45,6	101,8	82,6	37,3	45,8	20,7
	CAL_23	12,2	4,0	12,8	6,0	12,4	41,7	30%	8,8	2,9	9,3	5,2	1,7	3,8	1,2
	CAT_23	54,6	31,7	63,1	21,0	55,6	81,7	68%	49,8	28,9	50,4	39,1	22,5	26,4	15,2
	CDO_23	68,0	23,0	71,8	15,0	68,5	80,0	86%	63,6	21,5	64,0	48,6	16,4	33,6	11,4
	CUR_23	16,2	4,4	16,8	6,0	16,3	42,0	39%	16,2	4,4	16,3	9,9	2,6	7,0	1,9
	CU2_23	29,5	7,9	30,6	6,0	29,6	41,7	71%	29,5	7,9	29,6	17,9	4,8	12,7	3,4
	DES_23	49,3	22,2	54,1	12,0	50,4	60,0	84%	39,3	17,7	39,7	35,4	15,9	18,9	8,5
	HER_23	39,9	22,9	46,0	12,0	41,4	60,0	69%	39,9	22,9	41,4	29,1	16,7	18,5	10,6
	IRY_23	22,3	6,9	23,4	6,0	22,3	41,7	54%	20,5	6,4	20,5	14,5	4,5	8,9	2,8
	KM7_23	21,0	9,7	23,2	12,0	21,2	80,0	26%	20,4	9,5	20,5	14,3	7,5	8,8	4,6
	K15_23	45,7	14,2	47,8	18,0	45,8	60,0	76%	38,9	12,1	39,4	25,4	15,4	17,0	10,3
	K30_23	45,0	14,1	47,2	12,0	45,1	60,0	75%	42,8	13,4	42,9	28,6	8,9	18,7	5,8
	MAQ_23	20,2	6,6	21,3	6,0	20,2	41,7	48%	19,1	6,2	19,1	13,7	4,5	9,3	3,0
	MCC_23	46,6	22,6	51,8	18,0	46,8	100,0	47%	38,0	18,7	38,0	35,1	17,0	18,8	9,2
	MPO_23	20,1	11,6	23,2	6,0	20,9	30,0	70%	15,4	9,0	15,7	11,3	5,9	6,5	3,4
	NAR_23	43,3	17,0	46,5	12,0	43,6	60,0	73%	42,8	16,8	43,1	32,2	12,6	20,0	7,8
	PBU_23	13,6	6,2	15,0	3,0	14,0	20,0	70%	11,2	5,1	11,4	8,0	3,7	4,9	2,2
	PFO_23	64,0	29,2	70,3	24,0	64,2	83,3	77%	64,0	29,2	64,2	42,0	19,2	25,8	11,8
	PIH_23	17,1	9,8	19,7	6,0	17,5	41,7	42%	17,1	9,8	17,5	12,5	7,2	7,9	4,6
	SAL_23	7,2	4,2	8,4	3,0	7,3	20,0	37%	5,6	3,2	5,6	4,1	2,1	2,3	1,2
	SGA_23	15,5	9,0	17,9	9,0	15,5	80,0	19%	14,4	8,3	14,4	11,4	6,6	7,8	4,5
	SRI_23	31,0	11,5	33,1	6,0	31,5	41,7	76%	29,8	11,1	30,3	21,6	8,1	13,6	5,1
	CAR_66	9,2	3,7	9,9					9,2	3,7	9,9	7,9	3,2	6,2	2,5
	INP_66	9,4	8,5	12,7					9,4	8,5	12,7	8,1	7,3	6,3	5,7
	WMA_66	4,1	1,6	4,4					4,1	1,6	4,4	3,5	1,4	2,7	1,1
NORTE	BDO_23	15,0	7,8	17,0	6,0	15,1	41,7	36%	15,0	7,8	15,1	11,8	6,2	6,4	3,3
	BVN_23	5,0	2,9	5,8	3,0	5,0	20,0	25%	4,1	2,4	4,2	3,2	1,8	2,1	1,2
	CBV_23	6,7	4,1	7,9	-	7,9	12,0	66%	5,5	3,4	6,4	3,6	2,2	2,2	1,4
	CCO_23	29,2	15,2	32,9	12,0	29,3	41,7	70%	29,2	15,2	29,3	23,0	12,0	12,3	6,4
	CN2_23	17,2	11,7	20,8	6,0	18,1	41,7	44%	16,6	11,2	17,4	10,6	7,1	7,4	5,0
	CON_23	47,2	19,4	51,0	18,0	47,2	60,0	79%	46,2	18,9	46,2	35,3	14,5	22,9	9,4
	HOR_23	16,5	11,8	20,3	6,0	17,5	20,0	88%	15,9	11,3	16,7	9,9	7,1	7,0	5,0
	PJC_23	40,5	20,8	45,5	18,0	40,6	60,0	68%	33,7	17,3	33,7	31,9	16,4	22,3	11,5
	VMI_23	25,3	10,2	27,3	-	27,3	40,0	68%	25,3	10,2	27,3	21,2	8,6	15,3	6,2
	VM2_23	10,5	5,4	11,8	-	11,8	15,0	78%	6,9	3,6	7,8	5,7	2,9	3,7	1,9
	YBY_23	11,7	10,0	15,4	6,0	12,4	20,0	62%	11,7	10,0	12,4	7,1	6,1	4,9	4,2
OESTE	EB1	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	EB2	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	FIL_23	7,5	2,2	7,8	3,0	7,5	12,5	60%	7,5	2,2	7,5	5,5	1,6	3,4	1,0
	LPA_23	7,3	3,1	7,9	6,0	7,8	30,0	26%	5,5	2,3	6,6	4,9	2,1	3,3	1,4
	MES_23	4,7	0,9	4,8	-	4,8	5,4	90%	3,0	0,6	3,1	2,2	0,4	1,5	0,3
	FIL_66	20,5	8,7	22,2					17,0	7,2	18,5	16,5	10,6	9,2	5,9
	LPA_66	33,9	14,4	36,8					28,9	12,2	31,4	26,2	9,7	16,9	6,3
CENTRAL	ABA_23	16,8	7,9	18,5	12,0	17,2	41,7	41%	14,9	7,1	15,7	9,0	4,2	6,5	3,0
	BSP_23	22,7	11,9	25,6	12,0	22,7	41,7	54%	22,7	11,9	22,7	14,3	7,6	10,1	5,4
	CIN_23	20,6	8,9	22,5	6,0	20,8	41,7	50%	20,6	8,9	20,8	11,8	5,1	8,4	3,6
	COV_23	64,3	41,5	76,5	24,0	66,6	83,4	80%	64,3	41,5	66,6	42,5	27,4	27,2	17,5
	CYO_23	25,6	8,5	26,9	6,0	25,7	41,7	62%	25,6	8,5	25,7	13,6	4,5	10,9	3,6
	CZA_23	21,9	15,2	26,7	9,0	22,7	30,0	76%	20,6	14,3	21,3	10,6	7,4	8,2	5,7
	CZU_23	68,1	30,6	74,7	24,0	68,4	83,4	82%	68,1	30,6	68,4	43,8	19,7	31,1	14,0
	IRO_23	30,1	13,9	33,1	12,0	30,1	41,7	72%	29,3	13,6	29,3	17,0	7,9	11,9	5,5
	PPE_23	27,2	12,2	29,8	12,0	27,2	41,7	65%	26,1	11,5	26,1	15,4	6,8	11,0	4,9
	SES_23	42,7	19,9	47,2	15,0	43,0	83,0	52%	42,7	19,9	43,0	26,1	12,2	18,1	8,4
	SPN_23	16,9	7,0	18,3	3,0	17,4	20,0	87%	12,0	5,0	12,2	7,6	3,1	5,2	2,1
	SRO_23	45,0	26,4	52,1	15,0	46,4	83,4	56%	45,0	26,4	46,4	29,3	17,2	21,1	12,4
	VAQ_23	19,4	6,1	20,4	6,0	19,4	41,7	47%	19,1	6,0	19,1	11,0	3,5	8,2	2,6
	VIL_23	10,3	5,9	11,8	2,8	10,7	12,0	89%	5,7	3,2	5,7	4,9	2,8	3,8	2,2
	YUT_23	4,9	2,6	5,6	6,0	6,0	30,0	20%	4,7	2,4	5,9	2,5	1,3	1,9	1,0
	CLY_23	28,7	10,6	30,6					25,1	9,3	26,8	17,2	6,4	10,3	3,8

CLAVE	CARGA MENOR A 80%	CARGA ENTRE 80% Y 100%	CARGA MAYOR A 100%

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2016-2025

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2021														
		MAXIMAS							SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili-zación %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	ALT_23	33,0	14,9	36,2	12,0	33,1	60,0	55%	29,8	15,3	30,0	19,0	9,7	13,1	6,7
	BAR_23	47,8	24,7	53,7	12,0	49,4	50,0	99%	40,0	20,6	41,0	31,7	16,4	18,5	9,5
	BJA_23	42,4	20,9	47,3	12,0	43,4	100,0	43%	33,9	16,4	34,1	35,5	17,2	16,7	8,1
	BMO_23	61,9	29,5	68,6	24,0	62,1	120,0	52%	51,0	24,4	51,0	50,3	23,9	22,4	10,7
	BPA_23	77,8	36,1	85,7	24,0	78,7	90,0	87%	55,1	25,6	55,1	70,0	32,5	23,0	10,7
	BRO_23	40,9	25,2	48,0	18,0	41,5	60,0	69%	32,6	20,1	32,7	28,0	17,2	20,1	12,4
	CAE_23	44,4	33,3	55,5	18,0	46,9	60,0	78%	39,1	29,3	40,7	26,1	19,6	18,6	14,0
	CAP_23	108,1	48,3	118,4	36,0	108,8	160,0	68%	97,4	43,5	97,7	64,9	29,0	42,4	19,0
	CAU_23	20,4	12,8	24,1	2,4	22,9	30,0	76%	13,2	8,3	14,4	8,8	5,5	6,5	4,1
	CEN_23	76,6	28,9	81,8	12,0	78,4	90,0	87%	36,0	13,9	36,0	58,2	21,9	27,0	10,2
	CNU_23	40,9	22,3	46,5	12,0	42,1	50,0	84%	30,2	16,4	30,5	23,0	12,5	15,0	8,2
	COL_23	11,4	5,9	12,8	6,0	11,4	20,0	57%	10,0	5,1	10,0	6,2	3,2	4,2	2,2
	ELA_23	38,2	14,3	40,8	15,0	38,2	60,0	64%	37,9	26,6	39,6	21,1	14,8	15,1	10,6
	FDM_23	66,6	37,2	76,3	24,0	67,9	90,0	75%	52,0	28,9	52,2	49,0	27,9	25,0	14,0
	GDI_23	75,8	31,1	82,0	24,0	76,2	90,0	85%	57,1	23,6	57,1	50,1	20,5	29,2	12,0
	GUA_23	66,4	31,8	73,7	30,0	66,5	110,0	60%	61,2	29,3	61,2	38,9	18,6	26,1	12,5
	ITG_23	76,3	26,6	80,7	24,0	76,3	100,0	76%	67,8	23,6	67,8	44,2	15,4	29,5	10,3
	LAM_23	196,6	103,2	222,0	72,0	199,1	240,0	83%	143,9	75,5	143,9	112,7	59,6	66,7	35,0
	LAV_23	126,6	59,6	140,0	48,0	127,2	160,0	79%	104,7	49,4	104,7	74,2	35,1	46,0	21,7
	LIM_23	105,2	56,2	119,3	48,0	105,5	160,0	66%	88,1	46,9	88,1	60,2	32,3	38,9	20,9
	LUQ_23	118,8	51,7	129,6	48,0	118,8	160,0	74%	101,4	44,2	101,4	65,8	28,7	40,8	17,8
	MBU_23	70,9	36,1	79,6	24,0	72,0	90,0	80%	51,3	26,2	51,3	59,2	29,9	23,5	12,1
	MRA_23	80,5	40,4	90,1	30,0	81,2	100,0	81%	69,0	34,3	69,1	59,8	28,5	32,7	16,2
	PAR_23	43,3	21,9	48,5	18,0	43,4	60,0	72%	41,3	20,9	41,4	25,1	12,7	16,9	8,6
	PBO_23	196,2	83,0	213,0	72,0	196,5	240,0	82%	168,8	70,5	168,8	177,2	73,5	82,1	34,2
	PCA_23	205,5	92,9	225,6	48,0	210,4	240,0	88%	113,1	51,0	113,1	128,9	58,1	67,3	30,3
	PIR_23	15,9	10,7	19,2	6,0	16,6	30,0	55%	15,9	10,7	16,6	9,4	6,3	6,5	4,4
	PSA_23	103,5	34,0	109,0	24,0	104,0	240,0	43%	64,9	21,5	64,9	90,0	29,4	36,5	12,0
	QUI_23	20,2	11,3	23,2	3,0	21,9	30,0	73%	15,7	8,8	16,7	9,9	5,6	7,2	4,0
	REP_23	72,8	32,7	79,8	24,0	73,3	90,0	81%	61,3	27,5	61,3	51,9	23,3	29,8	13,3
	SAE_23	13,7	7,7	15,7	6,0	13,8	20,0	69%	11,7	7,3	11,8	7,9	4,9	5,3	3,3
	SAN_23	128,9	66,7	145,2	48,0	130,3	160,0	81%	112,2	58,1	112,7	74,7	38,7	48,2	24,9
	SAU_23	34,8	17,0	38,7	12,0	35,1	80,0	44%	31,8	15,5	32,0	25,8	12,6	14,4	7,0
	SLO_23	132,4	63,6	146,9	48,0	133,3	160,0	83%	120,0	57,7	120,4	94,9	45,7	53,5	25,7
	SMI_23	78,5	42,9	89,5	24,0	80,8	90,0	90%	57,7	31,5	58,2	61,4	33,4	28,3	15,5
	TBO_23	71,3	36,7	80,2	25,2	72,2	90,0	80%	58,3	30,0	58,5	41,8	21,6	26,8	13,8
	VAU_23	144,2	82,4	166,1	48,0	148,2	240,0	62%	106,3	60,8	107,0	127,5	73,0	51,8	29,9
	VAP_23	9,2	5,4	10,7	3,0	9,5	12,0	79%	6,9	4,0	7,0	4,4	2,6	3,3	1,9
	VCE_23	11,0	6,6	12,8	3,0	11,5	20,0	58%	7,6	4,5	7,7	6,1	3,6	3,3	2,0
	VEL_23	87,8	45,5	98,9	36,0	88,3	160,0	55%	70,1	36,3	70,1	49,3	25,6	31,1	16,1
	VHA_23	45,1	24,6	51,3	12,0	46,8	50,0	94%	39,8	21,7	41,0	30,3	16,6	19,9	10,9
	VLZ_23	10,7	3,7	11,3	6,0	11,0	41,7	26%	10,7	7,5	10,8	5,9	4,1	4,2	2,9
	VTA_23	46,2	25,9	53,0	18,0	46,9	60,0	78%	39,2	21,8	39,4	29,7	16,8	20,9	11,8
	ZIS_23	19,7	9,6	21,9	6,0	20,0	41,7	48%	16,6	8,1	16,8	11,1	5,4	7,0	3,4
	ACE_66	14,5	4,5	15,2					14,5	4,5	15,2	12,4	3,9	9,7	3,0
	BCP_23	3,7	1,9	4,2					1,8	0,9	2,0	3,0	1,5	2,1	1,1
	CAI_66	14,5	8,9	17,0					14,5	8,9	17,0	12,4	7,6	9,7	6,0
	CVP_66	13,4	6,5	14,9					13,4	6,5	14,9	11,4	5,5	9,0	4,4
	GHN_66	3,2	1,6	3,6					3,2	1,6	3,6	2,8	1,4	2,2	1,1
	VCE_66	17,2	10,3	20,0					17,2	10,3	20,0	14,7	8,8	11,5	6,9
SUR	AGY_23	7,5	4,4	8,7	6,0	7,7	20,0	38%	5,0	2,9	5,9	3,6	2,1	2,3	1,4
	AYO_23	23,0	12,2	26,0	6,0	23,8	35,0	68%	16,7	8,8	16,9	10,1	5,3	6,8	3,6
	CAM_23	35,4	11,0	37,0	12,0	35,4	41,7	85%	30,9	9,6	31,0	20,7	6,4	12,9	4,0
	CBO_23	28,8	9,9	30,5	3,0	29,7	41,7	71%	16,2	5,6	16,4	13,5	4,6	8,9	3,1
	COS_23	14,1	4,4	14,8	6,0	14,2	60,0	24%	12,4	3,8	12,6	8,3	2,6	5,2	1,6
	ENC_23	91,9	28,6	96,3	24,0	92,1	120,0	77%	80,4	25,0	80,4	53,8	16,7	33,5	10,4
	FRA_23	13,6	4,7	14,4	6,0	13,6	50,0	27%	7,6	2,6	8,3	6,3	2,2	4,2	1,4
	MAU_23	19,1	5,6	19,9	6,0	19,1	41,7	46%	18,8	5,5	18,8	12,4	3,6	8,3	2,4
	NAT_23	34,0	10,0	35,5	12,0	34,1	41,7	82%	33,3	9,8	33,4	22,0	6,5	14,8	4,4
	PIL_23	18,6	5,7	19,4	6,0	18,6	40,0	46%	15,9	4,9	15,9	10,9	3,4	7,3	2,2
	PI2_23	18,6	5,7	19,4	6,0	18,6	41,7	45%	15,9	4,9	15,9	10,9	3,4	7,3	2,2
	PPO_23	16,9	5,2	17,6	3,0	17,0	20,0	85%	11,6	3,6	11,6	7,3	4,0	5,1	2,8
	SJB_23	36,7	21,3	42,4	12,0	37,9	41,7	91%	24,7	14,3	24,8	17,3	10,0	11,5	6,6
	SPA_23	29,2	13,2	32,0	12,0	29,2	41,7	70%	25,9	11,7	25,9	14,2	6,4	9,6	4,3
	SPP_23	21,9	6,8	22,9	6,0	21,9	30,0	73%	20,7	6,4	20,7	11,7	3,6	8,8	2,7
	TRI_23	44,6	13,7	46,7	9,0	44,9	83,3	54%	38,8	11,9	38,9	28,0	8,6	18,1	5,6
	VIN_23	7,9	4,6	9,2	-	9,2	20,0	46%	3,9	2,3	4,5	2,0	1,2	1,7	1,0
ESTE	ACY_23	68,8	37,8	78,5	18,0	71,6	120,0	60%	68,8	37,8	71,6	53,0	29,2	31,4	17,3
	APR_23	131,5	59,5	144,3	30,0	134,8	160,0	84%	112,0	50,7	113,9	92,3	41,7	51,2	23,1
	CAL_23	12,9	4,2	13,6	6,0	13,0	41,7	31%	9,3	3,0	9,8	5,5	1,8	4,0	1,3
	CAT_23	59,0	34,2	68,3	21,0	60,5	81,7	74%	53,9	31,3	54,9	42,3	24,3	28,5	16,4
	CDO_23	68,5	23,2	72,3	15,0	69,0	80,0	86%	64,1	21,7	64,4	48,9	16,5	33,8	11,4
	CUR_23	17,6	4,7	18,2	6,0	17,6	42,0	42%	17,6	4,7	17,6	10,7	2,9	7,6	2,0
	CU2_23	32,0	8,6	33,1	6,0	32,1	41,7	77%	32,0	8,6	32,1	19,5	5,2	13,8	3,7
	DES_23	49,2	22,2	53,9	12,0	50,2	60,0	84%	39,6	17,9	40,0	35,2	15,8	18,9	8,5
	HER_23	43,3	24,9	49,9	12,0	45,1	60,0	75%	43,3	24,9	45,1	31,5	18,1	20,0	11,5
	IRY_23	21,0	6,5	22,0	6,0	21,0	41,7	50%	19,3	6,0	19,3	13,5	4,2	8,4	2,6
	KM7_23	36,7	14,8	39,5	12,0	36,8	80,0	46%	33,9	14,0	33,9	23,1	12,8	14,6	8,2
	K15_23	44,8	13,9	47,0	18,0	45,0	60,0	75%	39,2	12,2	39,6	25,7	13,8	17,1	9,2
	K30_23	42,6	13,3	44,7	12,0	42,6	60,0	71%	40,6	12,7	40,6	27,1	8,5	17,7	5,5
	MAQ_23	26,9	8,8	28,3	6,0	27,1	41,7	65%	25,3	8,3	25,4	18,4	6,1	12,5	4,1
	MCC_23	50,1	24,3	55,6	18,0	50,4	100,0	50%	40,8	20,1	40,9	37,7	18,3	20,3	9,9
	MPO_23	21,7	12,6	25,1	6,0	22,7	30,0	76%	16,7	9,7	17,1	12,3	6,4	7,0	3,7
	NAR_23	46,9	18,4	50,4	12,0	47,4	60,0	79%	46,4	18,2	46,8	34,9	13,6	21,7	8,5
	PBU_23	14,6	6,7	16,1	3,0	15,1	20,0	75%	12,0	5,5	12,3	8,5	3,9	5,2	2,4
	PFO_23	70,1	32,0	77,1	24,0	70,5	83,3	85%	70,1	32,0	70,5	46,0	21,0	28,3	12,9
	PIH_23	18,5	10,7	21,4	6,0	19,1	41,7	46%	18,5	10,7	19,1	13,5	7,8	8,6	4,9
	SAL_23	10,6	5,4	11,9	3,0	10,9	20,0	55%	8,6	4,3	8,7	6,2	2,9	3,7	1,7
	SGA_23	16,7	9,7	19,3	9,0	16,7	80,0	21%	15,6	9,0	15,6	12,3	7,1	8,4	4,9
	SRI_23	29,9	11,4	32,0	6,0	30,4	41,7	73%	28,9	10,9	29,3	21,0	8,0	13,2	5,0
	CAR_66	9,5	3,8	10,2					9,5	3,8	10,2	8,2	3,3	6,4	2,6
	INP_66	10,1	9,2	13,6					10,1	9,2	13,6	8,7	7,9	6,8	6,2
	WMA_66	4,2	1,7	4,5					4,2	1,7	4,5	3,6	1,4	2,8	1,1
NORTE	BDO_23	16,3	8,5	18,4	6,0	16,5	41,7	40%	16,3	8,5	16,5	12,9	6,7	6,9	3,6
	BVN_23	5,4	3,1	6,3	3,0	5,4	20,0	27%	4,5	2,6	4,5	3,5	2,0	2,3	1,3
	CBV_23	7,3	4,5	8,6	-	8,6	12,0	71%	6,0	3,7	7,0	3,9	2,4	2,4	1,5
	CCO_23	31,7	16,5	35,7	12,0	32,0	41,7	77%	31,7	16,5	32,0	25,0	13,1	13,4	7,0
	CN2_23	18,8	12,7	22,7	12,0	18,8	41,7	45%	18,0	12,2	18,0	11,6	7,8	8,1	5,5
	CON_23	51,3	21,0	55,4	18,0	51,4	60,0	86%	50,2	20,6	50,3	38,4	15,8	25,0	10,2
	HOR_23	18,0	12,8	22,1	12,0	18,0	41,7	43%	17,3	12,3	17,3	10,8	7,7	7,6	5,5
	VMI_23	27,2	11,0	29,4	-	29,4	40,0	73%	27,2	11,0	29,3	22,8	9,2	16,6	6,7
	VM2_23	11,2	5,8	12,6	-	12,6	15,0	84%	7,4	3,8	8,3	6,1	3,1	4,0	2,1
	PJC_23	43,9	22,5	49,4	18,0	44,1	60,0	74%	36,6	18,8	36,6	34,6	17,8	24,1	12,4
	YBY_23	12,7	10,9	16,7	6,0	13,6	20,0	68%	12,7	10,9	13,6	7,8	6,7	5,4	4,6
OESTE	EB1	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	EB2	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	FIL_23	8,0	2,4	8,3	3,0	8,0	12,5	64%	8,0	2,4	8,0	5,9	1,7	3,6	1,1
	LPA_23	7,8	3,3	8,5	6,0	8,2	30,0	27%	5,9	2,5	6,9	5,3	2,2	3,6	1,5
	MES_23	5,2	1,0	5,3	-	5,3	30,0	18%	3,3	0,7	3,4	2,4	0,5	1,7	0,3
	FIL_66	21,9	9,3	23,8					18,2	7,7	19,8	17,8	11,5	9,9	6,4
	LPA_66	36,4	15,4	39,5					31,0	13,1	33,7	28,1	10,4	18,1	6,7
CENTRAL	ABA_23	15,5	7,4	17,2	12,0	16,2	41,7	39%	13,5	6,5	14,6	8,1	3,9	5,9	2,8
	BSP_23	24,6	13,0	27,8	12,0	24,6	41,7	59%	24,6	13,0	24,6	15,5	8,2	11,0	5,8
	CIN_23	30,8	13,5	33,6	12,0	30,8	41,7	74%	30,8	13,5	30,8	18,2	8,0	12,9	5,7
	COV_23	41,8	27,0	49,8	24,0	41,9	83,4	50%	41,8	27,0	41,9	27,6	17,8	17,7	11,4
	CO2_23	27,9	18,0	33,2	12,0	28,5	41,7	68%	27,9	18,0	28,5	18,4	11,9	11,8	7,6
	CYO_23	27,9	9,2	29,4	6,0	28,1	41,7	67%	27,9	9,2	28,1	14,8	4,9	11,8	3,9
	CZA_23	23,6	16,4	28,8	9,0	24,7	30,0	82%	22,2	15,5	23,1	11,4	8,0	8,8	6,1
	CZU_23	66,2	29,8	72,6	24,0	66,5	83,4	80%	66,2	29,8	66,5	42,6	19,2	30,2	13,6
	IRO_23	32,5	15,0	35,8	12,0	32,6	41,7	78%	31,6	14,7	31,7	18,3	8,5	12,8	5,9
	PPE_23	33,2	15,0	36,4	12,0	33,3	41,7	80%	31,0	13,8	31,1	18,6	8,4	13,3	6,0
	SES_23	46,3	21,6	51,1	15,0	46,8	83,0	56%	46,3	21,6	46,8	28,2	13,2	19,6	9,1
	SPN_23	18,1	7,5	19,6	3,0	18,7	30,0	62%	12,9	5,3	13,1	8,2	3,4	5,6	2,3
	SRO_23	48,8	28,7	56,6	24,0	49,0	83,4	59%	48,8	28,7	49,0	31,8	18,7	22,9	13,4
	VAQ_23	21,1	6,7	22,1	6,0	21,1	41,7	51%	20,7	6,5	20,7	12,0	3,8	8,9	2,8
	VIL_23	8,9	5,1	10,3	2,8	9,2	12,0	77%	4,9	2,8	4,9	4,2	2,4	3,3	1,9
	YUT_23	5,3	2,8	6,0	6,0	6,2	30,0	21%	5,0	2,6	6,1	2,7	1,4	2,1	1,1
	CLY_23	30,7	11,4	32,8					26,9	10,0	28,7	18,5	6,9	11,0	4,1

CLAVE	CARGA MENOR A 80%	CARGA ENTRE 80% Y 100%	CARGA MAYOR A 100%

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2016-2025

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2022													
		MAXIMAS							SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili-zación %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	ALT_23	35,3	15,9	38,7	12,0	35,5	60,0	59%	31,9	16,4	32,2	20,3	10,4	14,0	7,2
	BAR_23	46,9	24,2	52,7	18,0	47,3	50,0	95%	39,4	20,3	39,5	31,5	16,3	18,2	9,4
	BJA_23	46,1	22,6	51,3	12,0	47,3	100,0	47%	36,7	17,8	37,2	38,5	18,6	18,2	8,8
	BMO_23	67,1	32,0	74,3	24,0	67,5	120,0	56%	55,3	26,5	55,4	54,4	25,9	24,3	11,7
	BPA_23	83,8	38,9	92,4	24,0	85,1	90,0	95%	59,4	27,5	59,5	75,4	35,0	24,8	11,5
	BRO_23	48,2	29,7	56,6	18,0	49,6	60,0	83%	38,5	23,7	38,9	33,0	20,3	23,7	14,6
	CAE_23	47,4	35,5	59,2	18,0	50,5	60,0	84%	41,7	31,3	43,8	27,9	20,9	19,9	14,9
	CAP_23	117,1	52,3	128,2	36,0	118,2	160,0	74%	105,5	47,2	106,1	70,3	31,4	46,0	20,6
	CAU_23	22,1	13,9	26,1	2,4	24,9	30,0	83%	14,3	9,0	15,8	9,5	6,0	7,1	4,4
	CEN_23	82,9	31,3	88,6	12,0	85,1	90,0	95%	38,9	15,0	39,0	63,1	23,8	29,3	11,1
	CNU_23	45,7	24,9	52,0	12,0	47,5	50,0	95%	33,7	18,4	34,3	25,6	14,0	16,8	9,1
	COL_23	12,3	6,3	13,8	6,0	12,3	20,0	61%	10,8	5,5	10,8	6,6	3,4	4,6	2,3
	ELA_23	41,5	15,5	44,3	15,0	41,5	60,0	69%	41,2	28,9	43,4	22,9	16,1	16,3	11,5
	FDM_23	71,6	40,0	82,0	24,0	73,4	90,0	82%	55,9	31,1	56,4	52,7	30,0	26,9	15,1
	GDI_23	82,3	33,7	88,9	24,0	82,9	90,0	92%	62,0	25,7	62,0	54,4	22,3	31,7	13,0
	GUA_23	71,3	34,1	79,0	30,0	71,4	110,0	65%	65,7	31,4	65,7	41,7	19,9	28,0	13,4
	ITG_23	81,3	28,3	86,1	24,0	81,4	100,0	81%	72,2	25,2	72,2	47,0	16,4	31,5	11,0
	LAM_23	214,2	112,4	241,9	72,0	218,0	240,0	91%	156,8	82,3	157,1	122,8	64,9	72,6	38,2
	LAV_23	136,7	64,3	151,0	48,0	137,6	160,0	86%	113,0	53,3	113,2	80,1	37,9	49,8	23,5
	LIM_23	114,0	60,8	129,2	48,0	114,7	160,0	72%	95,4	50,8	95,5	65,2	34,9	42,1	22,6
	LUQ_23	129,2	56,3	140,9	48,0	129,5	160,0	81%	110,3	48,0	110,3	71,6	31,2	44,4	19,3
	MBU_23	76,7	39,1	86,1	24,0	78,2	90,0	87%	55,5	28,3	55,6	64,0	32,3	25,5	13,1
	MRA_23	87,2	43,7	97,5	30,0	88,2	100,0	88%	74,6	37,2	75,0	64,7	30,9	35,4	17,5
	PAR_23	46,5	23,6	52,2	18,0	46,9	60,0	78%	44,4	22,5	44,6	26,9	13,6	18,2	9,2
	PBO_23	212,5	89,8	230,7	72,0	213,2	240,0	89%	182,9	76,3	182,9	192,0	79,6	89,0	37,1
	PCA_23	225,0	101,7	246,9	48,0	231,3	240,0	96%	123,7	55,7	123,9	141,0	63,5	73,6	33,2
	PIR_23	17,3	11,7	20,9	6,0	18,2	30,0	61%	17,3	11,7	18,2	10,2	6,9	7,1	4,8
	PSA_23	110,7	36,4	116,5	24,0	111,4	240,0	46%	69,4	23,0	69,4	96,2	31,4	39,0	12,9
	QUI_23	22,1	12,4	25,3	9,0	22,3	30,0	74%	17,1	9,6	17,1	10,9	6,1	7,7	4,3
	REP_23	79,2	35,5	86,8	24,0	80,1	90,0	89%	66,6	29,9	66,9	56,5	25,3	32,4	14,5
	SAN_23	140,4	72,7	158,1	48,0	142,5	160,0	89%	122,2	63,2	123,1	81,3	42,1	52,4	27,1
	SLO_23	144,1	69,2	159,9	48,0	145,6	160,0	91%	130,6	62,8	131,4	103,2	49,8	58,2	28,0
	SMI_23	85,2	46,5	97,1	24,0	88,1	90,0	98%	62,6	34,2	63,4	66,6	36,2	30,7	16,8
	TBO_23	81,4	42,0	91,6	25,2	83,1	90,0	92%	66,6	34,3	67,2	47,8	24,6	30,6	15,8
	VAP_23	10,0	5,9	11,6	3,0	10,4	60,0	17%	7,5	4,4	7,7	4,8	2,8	3,5	2,1
	VAU_23	155,0	88,6	178,5	48,0	160,2	240,0	67%	114,2	65,4	115,6	137,0	78,5	55,6	32,1
	VCE_23	11,7	7,0	13,6	3,0	12,4	20,0	62%	8,1	4,8	8,3	6,5	3,9	3,5	2,1
	VEL_23	95,7	49,6	107,8	36,0	96,7	160,0	60%	76,4	39,6	76,5	53,8	27,9	33,9	17,5
	VHA_23	46,8	25,5	53,3	12,0	48,7	50,0	97%	41,6	22,7	43,0	31,7	17,3	20,9	11,4
	VLZ_23	11,7	4,0	12,3	6,0	11,8	41,7	28%	11,7	8,1	11,9	6,4	4,5	4,6	3,2
	VTA_23	46,3	25,7	53,0	18,0	47,0	60,0	78%	39,5	21,7	39,7	29,6	16,6	20,7	11,7
	SAE_23	14,8	8,3	17,0	6,0	15,0	20,0	75%	12,7	7,9	12,8	8,5	5,3	5,7	3,6
	SAU_23	37,8	18,5	42,1	12,0	38,4	80,0	48%	34,6	16,9	35,0	28,1	13,7	15,7	7,6
	ZIS_23	21,4	10,4	23,8	6,0	21,8	41,7	52%	18,1	8,8	18,3	12,0	5,9	7,6	3,7
	ACE_66	15,5	4,8	16,2					15,5	4,8	16,2	13,3	4,1	10,4	3,2
	BCP_23	4,0	2,0	4,4					1,9	1,0	2,1	3,3	1,7	2,3	1,2
	CAI_66	15,6	9,6	18,3					15,6	9,6	18,3	13,4	8,2	10,5	6,5
	CVP_66	14,3	6,9	15,9					14,3	6,9	15,9	12,2	5,9	9,6	4,6
	GHN_66	3,4	1,7	3,8					3,4	1,7	3,8	2,9	1,5	2,3	1,2
	VCE_66	18,3	11,0	21,4					18,3	11,0	21,4	15,7	9,4	12,3	7,4
SUR	AGY_23	12,0	6,9	13,8	6,0	12,0	20,0	60%	8,0	4,6	8,1	5,7	3,3	3,7	2,2
	AYO_23	24,9	13,2	28,2	6,0	25,9	35,0	74%	18,1	9,6	18,4	11,0	5,8	7,4	3,9
	CAM_23	38,2	11,9	40,0	12,0	38,2	41,7	92%	33,4	10,4	33,5	22,4	7,0	13,9	4,3
	CBO_23	31,3	10,8	33,1	3,0	32,2	41,7	77%	17,5	6,0	17,8	14,6	5,0	9,7	3,3
	COS_23	15,3	4,8	16,0	6,0	15,3	60,0	26%	13,4	4,2	13,5	8,9	2,8	5,6	1,7
	ENC_23	99,4	30,9	104,1	24,0	99,6	120,0	83%	86,9	27,0	87,0	58,1	18,1	36,1	11,2
	FRA_23	14,7	5,1	15,6	6,0	14,7	50,0	29%	8,3	2,8	8,8	6,8	2,4	4,5	1,6
	MAU_23	20,6	6,1	21,4	6,0	20,6	41,7	49%	20,2	5,9	20,2	13,3	3,9	8,9	2,6
	NAT_23	36,6	10,8	38,1	12,0	36,6	41,7	88%	35,8	10,5	35,9	23,7	7,0	15,9	4,7
	PIL_23	20,1	6,2	21,0	6,0	20,1	40,0	50%	17,2	5,3	17,2	11,8	3,6	7,9	2,4
	PI2_23	20,1	6,2	21,0	6,0	20,1	41,7	48%	17,2	5,3	17,2	11,8	3,6	7,9	2,4
	PPO_23	18,2	5,6	19,0	3,0	18,3	20,0	92%	12,5	3,8	12,5	7,8	4,3	5,6	3,1
	SJB_23	35,9	20,8	41,5	12,0	36,9	41,7	89%	24,1	13,9	24,2	17,0	9,8	11,2	6,5
	SPA_23	31,6	14,3	34,6	12,0	31,6	41,7	76%	28,0	12,6	28,0	15,4	7,0	10,3	4,7
	SPP_23	23,7	7,4	24,8	6,0	23,7	30,0	79%	22,4	7,0	22,4	12,7	3,9	9,5	3,0
	TRI_23	47,8	14,7	50,0	9,0	48,2	83,3	58%	41,6	12,8	41,8	29,9	9,2	19,4	6,0
	VIN_23	8,7	5,1	10,1	-	10,1	20,0	50%	4,3	2,5	5,0	2,2	1,3	1,8	1,0
ESTE	ACY_23	65,0	35,8	74,2	18,0	67,4	120,0	56%	65,0	35,8	67,4	50,1	27,6	29,7	16,3
	APR_23	129,3	58,5	141,9	30,0	132,4	160,0	83%	112,1	50,8	114,0	90,1	40,7	50,5	22,9
	CAL_23	13,9	4,5	14,6	6,0	13,9	41,7	33%	10,0	3,3	10,4	5,9	1,9	4,3	1,4
	CAT_23	59,1	34,3	68,4	21,0	60,6	81,7	74%	53,9	31,3	54,9	42,2	24,3	28,4	16,4
	CDO_23	74,0	25,0	78,1	15,0	74,7	80,0	93%	69,2	23,4	69,7	52,8	17,8	36,6	12,4
	DES_23	52,9	23,8	58,1	12,0	54,2	60,0	90%	42,7	19,3	43,3	37,9	17,1	20,4	9,2
	CUR_23	24,8	6,6	25,6	6,0	24,8	42,0	59%	24,8	6,6	24,8	15,1	4,0	10,7	2,9
	CU2_23	28,8	7,7	29,8	6,0	28,9	41,7	69%	28,8	7,7	28,9	17,5	4,7	12,4	3,3
	HER_23	36,7	21,1	42,3	12,0	37,8	60,0	63%	36,7	21,1	37,8	26,7	15,4	17,0	9,8
	IRY_23	22,3	6,9	23,4	6,0	22,3	41,7	54%	20,5	6,4	20,5	14,4	4,5	8,9	2,8
	KM7_23	39,7	16,1	42,8	12,0	39,9	80,0	50%	36,7	15,2	36,8	25,1	13,9	15,9	8,8
	K15_23	46,1	14,3	48,2	18,0	46,2	60,0	77%	40,0	12,5	40,4	26,2	14,5	17,5	9,7
	K30_23	47,7	14,9	50,0	12,0	47,8	60,0	80%	45,4	14,2	45,5	30,4	9,5	19,8	6,2
	MAQ_23	28,9	9,5	30,5	6,0	29,2	41,7	70%	27,2	9,0	27,4	19,9	6,5	13,5	4,4
	MCC_23	75,8	36,9	84,3	18,0	78,1	100,0	78%	62,3	30,8	63,6	57,2	27,9	30,8	15,1
	MPO_23	23,6	13,7	27,3	6,0	24,8	30,0	83%	18,1	10,5	18,7	13,4	7,0	7,6	3,9
	NAR_23	50,8	19,9	54,6	18,0	50,8	60,0	85%	50,2	19,7	50,2	37,8	14,8	23,5	9,2
	PBU_23	15,6	7,2	17,2	6,0	15,7	20,0	78%	12,9	5,9	12,9	9,2	4,2	5,6	2,6
	PFO_23	76,6	35,0	84,2	24,0	77,3	83,3	93%	76,6	35,0	77,3	50,2	23,0	30,9	14,1
	PIH_23	30,0	17,3	34,6	6,0	32,1	41,7	77%	30,0	17,3	32,1	21,9	12,6	13,9	8,0
	SAL_23	11,5	5,9	12,9	3,0	11,8	20,0	59%	9,3	4,6	9,4	6,7	3,1	3,9	1,8
	SGA_23	22,5	13,1	26,0	9,0	22,9	80,0	29%	20,9	12,1	21,2	16,5	9,6	11,3	6,5
	SRI_23	32,3	12,3	34,5	6,0	32,9	41,7	79%	31,1	11,8	31,7	22,7	8,6	14,3	5,4
	CAR_66	9,9	4,0	10,7					9,9	4,0	10,7	8,4	3,4	6,6	2,6
	INP_66	11,0	10,0	14,8					11,0	10,0	14,8	9,4	8,5	7,4	6,7
	WMA_66	4,3	1,7	4,6					4,3	1,7	4,6	3,7	1,5	2,9	1,1
NORTE	BDO_23	17,7	9,2	20,0	6,0	18,0	41,7	43%	17,7	9,2	18,0	14,0	7,3	7,5	3,9
	BVN_23	5,9	3,4	6,8	3,0	5,9	20,0	29%	4,8	2,8	4,9	3,8	2,1	2,5	1,4
	CBV_23	7,9	4,9	9,3	-	9,3	12,0	77%	6,4	4,0	7,6	4,2	2,6	2,6	1,6
	CCO_23	34,4	17,9	38,8	18,0	34,4	41,7	83%	34,4	17,9	34,4	27,1	14,2	14,5	7,6
	CN2_23	29,6	17,6	34,4	12,0	30,1	41,7	72%	28,6	17,0	29,0	19,5	11,3	13,3	7,8
	CON_23	46,1	18,9	49,8	18,0	46,1	60,0	77%	45,1	18,5	45,1	34,6	14,2	22,5	9,2
	HOR_23	19,6	14,0	24,0	12,0	19,7	41,7	47%	18,8	13,4	18,8	11,8	8,4	8,3	5,9
	VMI_23	29,2	11,8	31,5	-	31,5	40,0	79%	29,2	11,8	31,5	24,4	9,9	17,7	7,2
	VM2_23	9,7	5,0	10,9	-	10,9	15,0	73%	6,4	3,3	7,2	5,3	2,7	3,4	1,8
	PJC_23	47,6	24,4	53,5	18,0	48,0	60,0	80%	39,6	20,3	39,7	37,5	19,3	26,2	13,5
	YBY_23	13,6	11,7	17,9	6,0	14,7	20,0	74%	13,6	11,7	14,7	8,3	7,1	5,8	5,0
OESTE	EB1	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	EB2	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	FIL_23	8,6	2,5	9,0	3,0	8,6	12,5	69%	8,6	2,5	8,6	6,4	1,9	3,9	1,2
	LPA_23	8,3	3,5	9,0	6,0	8,7	30,0	29%	6,3	2,7	7,1	5,6	2,4	3,9	1,7
	MES_23	5,5	1,1	5,6	-	5,6	30,0	19%	3,5	0,7	3,6	2,6	0,5	1,8	0,4
	TOR_23	2,4	1,2	2,7	-	2,7	10,0	27%	1,6	0,8	1,8	1,3	0,7	0,9	0,4
	FIL_66	23,5	9,9	25,5					19,5	8,2	21,2	19,1	12,3	10,6	6,8
	LPA_66	39,0	16,5	42,3					33,2	14,0	36,0	30,1	11,1	19,4	7,2
CENTRAL	ABA_23	16,7	8,0	18,5	12,0	17,1	41,7	41%	14,5	7,0	15,3	8,8	4,2	6,4	3,0
	BSP_23	26,5	14,0	30,0	12,0	26,6	41,7	64%	26,5	14,0	26,6	16,7	8,8	11,8	6,3
	CIN_23	33,2	14,5	36,3	12,0	33,3	41,7	80%	33,2	14,5	33,3	19,6	8,6	13,9	6,1
	COV_23	45,1	29,1	53,6	24,0	45,3	83,4	54%	45,1	29,1	45,3	29,8	19,2	19,1	12,3
	CO2_23	30,0	19,4	35,7	12,0	30,9	41,7	74%	30,0	19,4	30,9	19,8	12,8	12,7	8,2
	CYO_23	30,2	10,0	31,8	6,0	30,5	41,7	73%	30,2	10,0	30,5	16,0	5,3	12,9	4,3
	CZA_23	25,6	17,8	31,2	9,0	27,0	30,0	90%	24,1	16,8	25,3	12,4	8,6	9,6	6,7
	CZU_23	71,4	32,1	78,3	24,0	71,8	83,4	86%	71,4	32,1	71,8	45,9	20,7	32,6	14,7
	IRO_23	35,0	16,2	38,6	12,0	35,2	41,7	85%	34,1	15,8	34,3	19,8	9,2	13,8	6,4
	PPE_23	35,7	16,2	39,2	12,0	36,0	41,7	86%	33,4	14,9	33,5	20,0	9,0	14,3	6,5
	SES_23	49,9	23,3	55,1	15,0	50,6	83,0	61%	49,9	23,3	50,6	30,4	14,2	21,1	9,8
	SPN_23	19,5	8,1	21,1	3,0	20,1	30,0	67%	13,8	5,7	14,1	8,7	3,6	5,9	2,5
	SRO_23	52,7	31,0	61,2	24,0	53,2	83,4	64%	52,7	31,0	53,2	34,3	20,2	24,8	14,6
	VAQ_23	22,7	7,2	23,8	6,0	22,7	41,7	55%	22,3	7,1	22,4	12,9	4,1	9,6	3,0
	VIL_23	9,5	5,4	11,0	2,8	9,9	12,0	82%	5,3	3,0	5,3	4,6	2,6	3,5	2,0
	YUT_23	5,8	3,0	6,5	6,0	6,5	30,0	22%	5,5	2,8	6,3	2,9	1,5	2,2	1,2
	CLY_23	32,8	12,1	35,0					28,7	10,6	30,6	19,7	7,3	11,8	4,4

CLAVE	CARGA MENOR A 80%	CARGA ENTRE 80% Y 100%	CARGA MAYOR A 100%

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2016-2025

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2023														
		MAXIMAS							SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili-zación %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	ALT_23	40,9	18,1	44,7	18,0	40,9	60,0	68%	37,3	19,8	37,3	23,5	12,3	16,2	8,6
	BAR_23	69,5	36,4	78,4	30,0	69,8	100,0	70%	57,6	30,0	57,6	46,8	24,7	26,8	14,0
	BJA_23	79,6	37,9	88,2	24,0	80,8	100,0	81%	54,1	25,7	54,1	58,6	27,7	28,8	13,7
	BMO_23	72,5	34,6	80,4	24,0	73,3	120,0	61%	59,9	28,7	60,1	58,8	28,0	26,3	12,6
	BPA_23	69,1	32,0	76,2	24,0	69,6	90,0	77%	49,0	22,7	49,0	62,2	28,8	20,5	9,5
	BRO_23	52,3	32,2	61,4	18,0	54,2	60,0	90%	41,7	25,7	42,4	35,8	22,0	25,7	15,8
	CAE_23	53,8	40,4	67,3	24,0	56,3	90,0	63%	47,4	35,5	48,8	31,7	23,8	22,6	16,9
	CAP_23	132,2	59,1	144,8	48,0	132,7	160,0	83%	119,1	53,3	119,2	79,3	35,5	51,9	23,2
	CAU_23	24,0	15,1	28,4	2,4	27,2	30,0	91%	15,5	9,7	17,2	10,3	6,5	7,6	4,8
	CEN_23	76,1	28,9	81,4	12,0	78,0	90,0	87%	36,6	14,2	36,6	57,7	21,8	27,0	10,3
	CNU_23	38,5	21,0	43,8	12,0	39,5	50,0	79%	28,4	15,5	28,6	21,6	11,8	14,1	7,7
	COL_23	13,2	6,8	14,8	6,0	13,2	20,0	66%	11,5	5,9	11,5	7,1	3,7	4,9	2,5
	ELA_23	38,6	13,2	40,8	15,0	38,7	60,0	64%	38,6	27,0	40,4	21,2	14,8	15,1	10,5
	FDM_23	76,9	43,0	88,1	24,0	79,2	90,0	88%	60,1	33,4	60,8	56,6	32,2	28,9	16,2
	GDI_23	79,6	32,7	86,1	24,0	80,1	90,0	89%	59,5	24,7	59,5	53,2	21,8	30,6	12,6
	GUA_23	81,8	39,1	90,6	30,0	82,3	110,0	75%	75,3	36,0	75,5	47,8	22,9	32,1	15,4
	ITG_23	86,6	30,2	91,7	24,0	86,8	100,0	87%	77,0	26,8	77,0	50,2	17,5	33,6	11,7
	LAM_23	206,5	108,5	233,3	72,0	209,7	240,0	87%	151,1	79,4	151,3	119,1	63,1	70,2	36,9
	LAV_23	136,5	64,3	150,9	48,0	137,4	160,0	86%	112,0	52,9	112,1	80,0	37,9	49,4	23,4
	LIM_23	123,1	65,7	139,5	48,0	124,4	160,0	78%	103,1	54,9	103,3	70,4	37,7	45,5	24,4
	LUQ_23	126,8	55,3	138,4	48,0	127,1	160,0	79%	109,2	47,2	108,2	70,3	30,6	43,6	19,0
	MBU_23	124,2	63,3	139,4	48,0	125,1	150,0	83%	89,8	45,8	89,8	103,5	52,4	41,3	21,2
	MRA_23	121,5	57,8	134,5	48,0	121,9	150,0	81%	105,0	49,6	105,0	95,9	43,5	50,2	23,6
	PAR_23	45,9	22,7	51,2	18,0	46,2	60,0	77%	43,6	21,6	43,8	26,5	13,1	17,9	8,8
	PBO_23	202,3	86,4	219,9	72,0	202,8	240,0	84%	173,2	73,0	173,2	181,5	76,0	84,3	35,5
	PCA_23	196,5	88,9	215,7	48,0	200,7	240,0	84%	111,2	50,1	111,2	125,9	56,7	65,2	29,4
	PIR_23	22,5	15,2	27,1	12,0	22,7	30,0	76%	22,5	15,2	22,7	13,2	8,9	9,2	6,2
	PSA_23	161,2	56,7	170,8	24,0	164,4	240,0	69%	97,0	34,0	97,5	130,1	44,7	56,1	19,7
	QUI_23	25,0	14,0	28,7	9,0	25,5	30,0	85%	19,4	10,8	19,5	12,3	6,9	8,8	4,9
	REP_23	79,8	35,8	87,5	24,0	80,7	90,0	90%	67,1	30,1	67,4	56,9	25,5	32,6	14,6
	SAE_23	15,9	9,0	18,3	6,0	16,2	20,0	81%	13,7	8,5	13,9	9,2	5,7	6,2	3,8
	SAN_23	140,9	72,9	158,6	48,0	143,1	160,0	89%	122,6	63,4	123,6	81,7	42,3	52,6	27,2
	SAU_23	68,5	33,4	76,2	24,0	69,2	80,0	86%	62,7	30,6	63,0	51,0	24,9	28,4	13,8
	SLO_23	142,5	67,7	157,7	48,0	143,8	160,0	90%	128,2	61,0	128,8	99,2	47,4	56,5	26,9
	SMI_23	78,0	41,7	88,4	24,0	80,0	90,0	89%	57,9	30,9	58,3	60,8	32,5	28,3	15,2
	TBO_23	80,8	41,6	90,9	25,2	82,5	90,0	92%	66,1	34,0	66,7	47,4	24,4	30,4	15,7
	VAP_23	9,7	5,7	11,3	3,0	10,1	60,0	17%	7,3	4,3	7,4	4,6	2,7	3,4	2,0
	VAU_23	154,1	88,3	177,6	48,0	159,3	240,0	66%	113,1	64,9	114,3	138,2	79,2	55,1	31,9
	VCE_23	12,5	7,5	14,6	3,0	13,3	20,0	66%	8,6	5,2	8,9	6,9	4,1	3,8	2,3
	VEL_23	142,8	74,0	160,9	48,0	145,2	160,0	91%	113,0	58,6	113,5	80,0	41,5	50,3	26,1
	VHA_23	61,0	33,3	69,4	24,0	61,7	80,0	77%	52,6	28,7	52,8	40,0	21,8	26,4	14,4
	VLZ_23	12,7	4,3	13,4	6,0	12,8	41,7	31%	12,7	8,8	13,0	6,9	4,8	4,9	3,4
	VTA_23	50,0	27,8	57,2	18,0	50,9	60,0	85%	42,6	23,4	42,9	32,0	17,9	22,4	12,6
	ZIS_23	23,1	11,2	25,7	6,0	23,7	41,7	57%	19,6	9,5	19,9	13,0	6,4	8,3	4,0
	ACE_66	16,5	5,1	17,3					16,5	5,1	17,3	14,1	4,4	11,1	3,5
	BCP_23	4,2	2,1	4,7					2,0	1,0	2,2	3,5	1,8	2,4	1,2
	CAI_66	16,8	10,3	19,7					16,8	10,3	19,7	14,4	8,8	11,3	6,9
	CVP_66	15,2	7,4	16,9					15,2	7,4	16,9	13,0	6,3	10,2	4,9
	GHN_66	3,7	1,9	4,1					3,7	1,9	4,1	3,1	1,6	2,5	1,3
	VCE_66	19,5	11,7	22,7					19,5	11,7	22,7	16,8	10,1	13,1	7,9
SUR	AGY_23	13,0	7,5	15,0	6,0	13,0	20,0	65%	8,7	5,0	8,8	6,1	3,5	4,0	2,3
	AYO_23	27,0	14,3	30,5	6,0	28,2	35,0	81%	19,6	10,4	20,1	12,0	6,3	8,0	4,2
	CAM_23	24,8	7,7	26,0	12,0	25,2	41,7	60%	21,7	6,7	22,3	14,5	4,5	9,0	2,8
	CBO_23	29,7	10,2	31,4	3,0	30,6	41,7	73%	16,7	5,7	16,9	13,9	4,8	9,2	3,2
	COS_23	33,1	10,3	34,6	6,0	33,3	60,0	56%	28,9	9,0	29,1	19,3	6,0	12,0	3,7
	ENC_23	107,5	33,4	112,6	24,0	107,9	120,0	90%	94,0	29,2	94,1	62,9	19,6	39,1	12,2
	FRA_23	19,8	6,8	21,0	6,0	19,8	50,0	40%	11,1	3,8	11,3	9,2	3,2	6,1	2,1
	NAT_23	33,7	9,9	35,2	12,0	33,8	41,7	81%	33,1	9,7	33,1	21,8	6,4	14,6	4,3
	MAU_23	27,6	8,1	28,8	6,0	27,7	41,7	66%	27,0	8,0	27,1	17,9	5,3	12,0	3,5
	PIL_23	21,7	6,7	22,7	12,0	22,3	40,0	56%	18,6	5,7	19,6	12,8	3,9	8,5	2,6
	PI2_23	21,7	6,7	22,7	6,0	21,7	41,7	52%	18,6	5,7	18,6	12,8	3,9	8,5	2,6
	PPO_23	19,6	6,0	20,5	3,0	19,9	30,0	66%	13,5	4,1	13,5	8,5	4,7	6,0	3,3
	SJB_23	38,9	22,5	44,9	12,0	40,3	83,3	48%	26,1	15,1	26,3	18,4	10,6	12,1	7,0
	SPA_23	34,3	15,5	37,6	12,0	34,4	41,7	83%	30,4	13,7	30,4	16,7	7,5	11,2	5,1
	SPP_23	25,7	8,0	26,9	6,0	25,8	30,0	86%	24,3	7,6	24,3	13,8	4,3	10,4	3,2
	TRI_23	51,2	15,7	53,5	9,0	51,6	83,3	62%	44,5	13,6	44,7	32,0	9,8	20,8	6,4
	VIN_23	9,3	5,4	10,8	-	10,8	20,0	54%	4,6	2,7	5,3	2,4	1,4	2,0	1,2
ESTE	ACY_23	70,2	38,6	80,2	18,0	73,2	120,0	61%	70,2	38,6	73,2	54,2	29,8	32,1	17,6
	APR_23	139,6	63,2	153,2	30,0	143,4	160,0	90%	121,2	54,9	123,7	97,2	43,9	54,6	24,7
	CAL_23	14,8	4,9	15,6	6,0	14,9	41,7	36%	10,7	3,5	11,0	6,3	2,1	4,6	1,5
	CAT_23	63,7	36,9	73,6	27,0	64,5	123,4	52%	58,1	33,7	58,4	45,5	26,2	30,6	17,6
	CDO_23	74,8	25,3	79,0	15,0	75,5	80,0	94%	70,0	23,6	70,5	53,4	18,0	37,0	12,5
	CUR_23	26,7	7,2	27,6	6,0	26,7	42,0	64%	26,7	7,2	26,7	16,3	4,4	11,5	3,1
	CU2_23	31,1	8,3	32,1	6,0	31,1	41,7	75%	31,1	8,3	31,1	18,9	5,1	13,4	3,6
	DES_23	56,9	25,6	62,4	18,0	57,4	90,0	64%	45,9	20,7	46,0	40,7	18,3	21,9	9,9
	HER_23	39,6	22,8	45,7	12,0	41,0	60,0	68%	39,6	22,8	41,0	28,9	16,6	18,4	10,6
	IRY_23	23,6	7,4	24,7	6,0	23,7	41,7	57%	21,7	6,7	21,7	15,2	4,7	9,5	2,9
	KM7_23	50,6	20,9	54,8	12,0	51,4	80,0	64%	47,4	19,9	48,0	32,1	17,3	20,3	11,0
	K15_23	49,6	15,4	52,0	18,0	49,7	60,0	83%	43,1	13,4	43,4	28,2	15,6	18,8	10,4
	K30_23	50,9	15,9	53,3	12,0	51,1	60,0	85%	48,4	15,1	48,5	32,4	10,1	21,1	6,6
	MAQ_23	36,1	11,9	38,0	6,0	36,6	41,7	88%	33,9	11,2	34,3	24,9	8,2	16,9	5,6
	MCC_23	81,2	39,5	90,3	18,0	84,0	100,0	84%	66,8	33,1	68,5	61,3	29,9	33,0	16,2
	MPO_23	25,3	14,7	29,3	6,0	26,8	30,0	89%	19,5	11,3	20,2	14,4	7,5	8,2	4,3
	NAR_23	54,8	21,5	58,9	18,0	54,9	60,0	92%	54,2	21,2	54,3	40,8	15,9	25,3	9,9
	PBU_23	16,7	7,7	18,4	6,0	16,8	20,0	84%	13,7	6,3	13,7	9,8	4,5	6,0	2,7
	PFO_23	75,9	34,7	83,5	24,0	76,7	83,3	92%	75,9	34,7	76,7	49,8	22,7	30,7	14,0
	PIH_23	32,4	18,6	37,4	6,0	34,8	41,7	83%	32,4	18,6	34,8	23,6	13,6	15,0	8,6
	SAL_23	12,3	6,3	13,8	3,0	12,7	20,0	64%	9,9	5,0	10,1	7,2	3,3	4,2	1,9
	SGA_23	24,3	14,1	28,1	9,0	24,8	80,0	31%	22,6	13,1	22,9	17,8	10,3	12,2	7,0
	SRI_23	34,7	13,2	37,1	6,0	35,4	41,7	85%	33,5	12,7	34,1	24,4	9,3	15,3	5,8
	CAR_66	10,3	4,1	11,1					10,3	4,1	11,1	8,8	3,5	6,9	2,8
	INP_66	11,8	10,7	15,9					11,8	10,7	15,9	10,1	9,2	7,9	7,2
	WMA_66	4,5	1,8	4,8					4,5	1,8	4,8	3,8	1,5	3,0	1,2
NORTE	BDO_23	19,2	10,0	21,7	6,0	19,6	41,7	47%	19,2	10,0	19,6	15,1	7,9	8,1	4,2
	BVN_23	13,7	7,6	15,7	6,0	13,8	20,0	69%	11,3	6,3	11,3	9,4	5,1	6,3	3,4
	CBV_23	6,8	4,2	8,0	-	8,0	12,0	67%	5,6	3,4	6,5	3,6	2,2	2,3	1,4
	CCO_23	37,3	19,5	42,1	18,0	37,3	41,7	90%	37,3	19,5	37,3	29,4	15,3	15,8	8,2
	CN2_23	32,0	19,1	37,3	18,0	32,0	41,7	77%	31,0	18,4	31,0	21,1	12,2	14,4	8,4
	CON_23	43,4	17,8	46,9	18,0	43,4	60,0	72%	42,5	17,4	42,5	32,6	13,4	21,2	8,7
	HOR_23	21,3	15,2	26,1	12,0	21,5	41,7	52%	20,4	14,5	20,5	12,7	9,1	9,0	6,5
	PJC_23	46,1	23,7	51,8	18,0	46,5	60,0	77%	38,4	19,7	38,5	36,4	18,7	25,4	13,1
	VMI_23	31,3	12,7	33,8	12,0	31,3	40,0	78%	31,3	12,7	31,3	26,3	10,6	18,9	7,7
	VM2_23	10,3	5,3	11,6	-	11,6	15,0	77%	6,8	3,5	7,6	5,6	2,9	3,6	1,9
	YBY_23	14,7	12,6	19,4	12,0	14,7	20,0	74%	14,7	12,6	14,7	8,9	7,6	6,2	5,3
OESTE	CDS_23	4,5	1,8	4,9	-	4,9	41,7	12%	2,7	1,1	2,9	1,8	0,7	0,9	0,4
	EB1	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	EB2	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	FIL_23	9,2	2,7	9,6	3,0	9,2	12,5	74%	9,2	2,7	9,2	6,8	2,0	4,1	1,2
	LPA_23	9,1	3,9	9,9	6,0	9,4	30,0	31%	6,9	2,9	7,6	6,1	2,6	4,2	1,8
	MES_23	6,0	1,2	6,1	-	6,1	30,0	20%	3,8	0,8	3,9	2,8	0,6	1,9	0,4
	PZO_23	6,2	2,5	6,7	-	6,7	10,0	67%	6,1	2,5	6,6	4,7	1,9	3,0	1,2
	TOR_23	2,6	1,3	2,9	-	2,9	10,0	29%	1,7	0,9	1,9	1,4	0,7	0,9	0,5
	FIL_66	25,2	10,7	27,3					20,9	8,8	22,7	20,4	13,2	11,3	7,3
	LPA_66	41,8	17,7	45,4					35,6	15,1	38,7	32,3	12,0	20,8	7,7
CENTRAL	ABA_23	10,2	5,2	11,4	12,0	12,2	41,7	29%	8,7	4,5	11,5	5,2	2,6	3,8	2,0
	BSP_23	28,6	15,1	32,4	12,0	28,8	41,7	69%	28,6	15,1	28,8	18,0	9,5	12,8	6,8
	CIN_23	31,8	14,0	34,8	12,0	31,9	41,7	77%	31,8	14,0	31,9	19,2	8,4	13,6	6,0
	COV_23	56,7	36,6	67,5	24,0	58,1	83,4	70%	56,7	36,6	58,1	37,5	24,2	24,0	15,5
	CO2_23	24,3	15,7	28,9	12,0	24,6	41,7	59%	24,3	15,7	24,6	16,1	10,4	10,3	6,6
	CYO_23	32,8	10,9	34,5	6,0	33,1	41,7	80%	32,8	10,9	33,1	17,4	5,8	13,9	4,6
	CZA_23	20,6	14,4	25,1	9,0	21,3	30,0	71%	19,4	13,5	19,9	10,0	7,0	7,7	5,4
	CZU_23	72,6	32,7	79,6	24,0	73,1	83,4	88%	72,6	32,7	73,1	46,7	21,0	33,2	14,9
	FAS_23	30,7	13,3	33,5	12,0	30,8	41,7	74%	29,9	13,0	29,9	17,4	7,6	12,4	5,4
	IRO_23	31,5	14,6	34,7	12,0	31,6	41,7	76%	30,8	14,3	30,9	17,6	8,1	12,3	5,7
	PPE_23	25,4	12,0	28,1	12,0	25,4	41,7	61%	22,3	10,2	22,3	13,9	6,5	10,1	4,7
	SES_23	59,1	27,6	65,2	24,0	59,2	83,0	71%	59,1	27,6	59,2	36,0	16,8	25,0	11,7
	SPN_23	21,8	9,0	23,6	6,0	22,0	30,0	73%	15,5	6,4	15,5	9,7	4,0	6,7	2,8
	SRO_23	56,9	33,4	66,0	24,0	57,7	83,4	69%	56,9	33,4	57,7	37,0	21,8	26,7	15,7
	VAQ_23	24,5	7,7	25,7	6,0	24,6	41,7	59%	24,1	7,6	24,2	13,9	4,4	10,3	3,3
	VIL_23	8,6	4,9	9,9	2,8	8,8	12,0	73%	4,7	2,7	4,7	4,1	2,3	3,2	1,8
	YUT_23	13,0	7,9	15,2	6,0	13,1	30,0	44%	12,2	7,5	12,3	6,5	3,9	5,0	3,0
	CLY_23	35,1	13,0	37,4					30,7	11,4	32,7	21,1	7,8	12,6	4,7

CLAVE	CARGA MENOR A 80%	CARGA ENTRE 80% Y 100%	CARGA MAYOR A 100%

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2016-2025

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2024												
		MAXIMAS							SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili-zación %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	ALT_23	47,1	20,5	51,3	24,0	47,2	60,0	79%	43,3	23,5	43,3	27,0	14,5	18,7	10,1
	BAR_23	74,8	39,1	84,5	30,0	75,4	100,0	75%	62,0	32,3	62,1	50,4	26,6	28,8	15,0
	BJA_23	86,5	41,2	95,9	24,0	88,2	100,0	88%	58,7	27,9	58,9	63,6	30,1	31,3	14,8
	BMO_23	130,6	62,4	144,8	48,0	131,4	240,0	55%	108,0	51,7	108,0	105,9	50,5	47,5	22,8
	BPA_23	67,5	31,3	74,4	24,0	67,9	90,0	75%	47,8	22,2	47,9	60,7	28,2	20,0	9,3
	BRO_23	65,5	40,3	76,9	24,0	67,5	101,7	66%	52,3	32,2	52,9	44,9	27,6	32,2	19,8
	CAE_23	64,1	45,3	78,5	24,0	67,5	90,0	75%	57,2	42,6	60,2	37,5	27,9	26,8	19,9
	CAP_23	135,4	60,6	148,4	48,0	136,0	160,0	85%	122,0	54,6	122,2	81,3	36,3	53,2	23,8
	CAU_23	28,9	18,2	34,1	12,0	29,5	60,0	49%	18,6	11,7	18,6	12,4	7,8	9,2	5,8
	CEN_23	76,4	29,4	81,9	12,0	78,4	90,0	87%	38,9	15,4	39,0	57,7	22,1	27,4	10,6
	CNU_23	41,4	22,6	47,2	12,0	42,7	50,0	85%	30,6	16,7	30,9	23,3	12,7	15,1	8,3
	COL_23	14,2	7,3	16,0	6,0	14,3	20,0	71%	12,4	6,3	12,4	7,7	3,9	5,3	2,7
	ELA_23	31,6	10,8	33,4	15,0	31,8	60,0	53%	31,6	22,0	32,3	17,3	12,1	12,3	8,6
	FDM_23	111,9	63,9	128,9	48,0	113,1	150,0	75%	86,2	49,1	86,2	87,1	50,5	42,1	24,1
	GDI_23	79,2	32,6	85,7	24,0	79,7	90,0	89%	58,8	24,5	58,8	53,3	21,9	30,5	12,6
	GUA_23	99,7	48,0	110,7	30,0	101,3	110,0	92%	91,5	44,0	92,6	58,2	28,0	39,1	18,8
	ITG_23	92,1	32,1	97,5	24,0	92,4	100,0	92%	81,8	28,5	82,0	53,4	18,6	35,8	12,5
	LAM_23	195,6	103,0	221,0	72,0	198,0	240,0	83%	143,2	75,4	143,2	113,4	60,3	66,5	35,1
	LAV_23	135,2	64,2	149,7	48,0	136,2	160,0	85%	109,5	52,1	109,6	76,9	36,7	48,2	22,9
	LIM_23	124,8	66,1	141,2	48,0	126,1	160,0	79%	104,6	55,3	104,8	71,3	37,9	46,0	24,5
	LUQ_23	123,2	53,7	134,4	48,0	123,3	160,0	77%	105,1	45,8	105,1	68,3	29,7	42,3	18,4
	MBU_23	122,6	63,0	137,9	48,0	123,5	150,0	82%	88,8	45,7	88,9	101,5	51,8	41,2	21,4
	MRA_23	127,9	60,5	141,4	48,0	128,5	150,0	86%	110,7	51,9	110,7	101,7	45,8	52,9	24,7
	PAR_23	49,2	24,3	54,9	18,0	49,6	60,0	83%	46,8	23,1	47,0	28,4	14,0	19,1	9,5
	PBO_23	218,5	93,3	237,6	72,0	219,6	240,0	91%	187,2	78,8	187,3	196,2	82,1	91,1	38,3
	PCA_23	203,9	92,3	223,8	48,0	208,6	240,0	87%	116,1	52,4	116,2	131,3	59,2	67,8	30,6
	PIR_23	24,5	16,5	29,5	12,0	24,9	30,0	83%	24,5	16,5	24,9	14,4	9,7	10,0	6,7
	PSA_23	200,5	72,1	213,0	24,0	206,2	240,0	86%	118,8	42,6	120,2	157,3	55,2	69,6	25,0
	QUI_23	29,5	16,5	33,9	9,0	30,5	60,0	51%	22,9	12,8	23,2	14,5	8,1	10,4	5,8
	REP_23	78,6	35,2	86,1	24,0	79,4	90,0	88%	66,1	29,6	66,3	56,1	25,1	32,2	14,4
	SAE_23	28,5	16,4	32,9	12,0	28,9	50,0	58%	24,2	14,7	24,3	16,5	10,0	11,0	6,7
	SAN_23	135,1	70,1	152,2	48,0	136,9	160,0	86%	117,4	61,0	118,2	78,2	40,6	50,4	26,1
	SAU_23	119,2	57,6	132,4	48,0	119,6	160,0	75%	108,9	52,6	109,0	86,5	41,8	49,0	23,7
	SLO_23	124,6	58,0	137,4	48,0	125,0	160,0	78%	110,7	51,6	110,8	82,6	38,7	47,8	22,4
	SMI_23	77,0	41,7	87,6	24,0	79,1	90,0	88%	58,0	31,3	58,4	58,5	31,7	28,9	15,6
	TBO_23	127,9	66,0	144,0	48,0	129,2	150,0	86%	102,4	52,8	102,5	73,8	38,1	46,9	24,2
	VAP_23	5,3	3,1	6,1	3,0	5,3	60,0	9%	4,3	2,4	4,3	2,7	1,5	2,0	1,1
	VAU_23	140,9	79,1	161,5	48,0	144,3	240,0	60%	102,8	57,8	103,3	126,8	71,2	49,5	28,1
	VCE_23	13,3	8,0	15,5	3,0	14,2	20,0	71%	9,2	5,5	9,5	7,4	4,4	4,0	2,4
	VEL_23	140,8	72,9	158,5	48,0	143,0	160,0	89%	110,2	57,1	110,6	78,5	40,7	49,2	25,5
	VHA_23	65,4	35,7	74,5	24,0	66,5	80,0	83%	56,5	30,8	56,9	43,0	23,5	28,4	15,5
	VLZ_23	13,7	4,7	14,5	6,0	13,8	41,7	33%	13,7	9,6	14,2	7,5	5,3	5,4	3,7
	VTA_23	45,2	24,6	51,4	18,0	45,7	60,0	76%	38,9	21,0	39,0	28,6	15,7	19,9	11,0
	ZIS_23	25,0	12,2	27,8	6,0	25,8	41,7	62%	21,2	10,3	21,6	14,1	6,9	8,9	4,4
	AGE_66	17,6	5,5	18,4					17,6	5,5	18,4	15,1	4,7	11,8	3,7
	BCP_23	4,4	2,2	4,9					2,1	1,1	2,3	3,7	1,9	2,6	1,3
	CAI_66	18,1	11,2	21,3					18,1	11,2	21,3	15,5	9,5	12,1	7,4
	CVP_66	16,1	7,8	17,9					16,1	7,8	17,9	13,8	6,7	10,8	5,2
	GHN_66	3,9	2,0	4,4					3,9	2,0	4,4	3,4	1,7	2,6	1,3
	VCE_66	20,8	12,5	24,3					20,8	12,5	24,3	17,8	10,7	14,0	8,4
SUR	AGY_23	14,0	8,1	16,2	6,0	14,2	20,0	71%	9,4	5,4	9,4	6,6	3,8	4,4	2,5
	AYO_23	29,2	15,4	33,0	12,0	29,4	41,7	70%	21,2	11,2	21,2	12,9	6,8	8,7	4,6
	CAM_23	35,7	11,1	37,4	12,0	35,7	41,7	86%	31,2	9,7	31,3	20,9	6,5	13,0	4,0
	CBO_23	32,1	11,0	33,9	6,0	32,5	41,7	78%	18,0	6,2	18,0	15,0	5,2	9,9	3,4
	COS_23	35,7	11,1	37,4	6,0	36,1	60,0	60%	31,2	9,7	31,4	20,9	6,5	13,0	4,0
	ENC_23	107,1	33,3	112,2	24,0	107,5	120,0	90%	93,7	29,1	93,8	62,6	19,5	39,0	12,1
	FRA_23	21,4	7,4	22,6	6,0	21,4	50,0	43%	12,0	4,1	12,1	10,0	3,4	6,6	2,3
	MAU_23	29,6	8,7	30,9	6,0	29,7	41,7	71%	29,0	8,5	29,1	19,2	5,6	12,9	3,8
	NAT_23	36,2	10,7	37,7	12,0	36,2	41,7	87%	35,5	10,4	35,5	23,4	6,9	15,7	4,6
	PIL_23	23,4	7,2	24,5	12,0	23,9	40,0	60%	20,1	6,2	20,9	13,8	4,2	9,2	2,8
	PI2_23	23,4	7,2	24,5	6,0	23,4	41,7	56%	20,1	6,2	20,1	13,8	4,2	9,2	2,8
	PPO_23	21,1	6,5	22,0	3,0	21,4	30,0	71%	14,5	4,4	14,6	9,1	5,0	6,5	3,6
	SJB_23	42,0	24,3	48,6	12,0	43,8	83,3	53%	28,2	16,3	28,5	19,9	11,5	13,1	7,6
	SPA_23	37,1	16,7	40,7	12,0	37,4	41,7	90%	32,9	14,9	33,0	18,1	8,2	12,1	5,5
	SPP_23	27,8	8,6	29,1	6,0	27,9	30,0	93%	26,3	8,2	26,4	14,9	4,6	11,3	3,5
	TRI_23	54,6	16,8	57,1	9,0	55,2	83,3	66%	47,5	14,6	47,8	34,2	10,5	22,2	6,8
	VIN_23	10,2	5,9	11,7	-	11,7	20,0	59%	5,0	2,9	5,8	2,6	1,5	2,1	1,2
ESTE	ACY_23	65,0	35,7	74,1	18,0	67,3	120,0	56%	65,0	35,7	67,3	50,1	27,5	29,6	16,3
	APR_23	130,0	58,7	142,6	30,0	133,1	160,0	83%	110,4	50,0	112,2	91,3	41,2	50,6	22,9
	CAL_23	15,7	5,1	16,5	6,0	15,7	41,7	38%	11,3	3,7	11,5	6,7	2,2	4,9	1,6
	CAT_23	68,5	39,7	79,2	27,0	69,7	123,4	56%	62,4	36,2	63,1	49,0	28,2	32,9	18,9
	CDO_23	91,4	30,9	96,5	24,0	91,7	160,0	57%	85,5	28,9	85,7	65,3	22,1	45,2	15,3
	CUR_23	28,8	7,7	29,8	6,0	28,8	42,0	69%	28,8	7,7	28,8	17,5	4,7	12,4	3,3
	CU2_23	33,5	9,0	34,6	6,0	33,6	41,7	81%	33,5	9,0	33,6	20,4	5,5	14,5	3,9
	DES_23	61,1	27,5	67,0	18,0	61,8	90,0	69%	49,4	22,3	49,6	43,7	19,7	23,5	10,6
	HER_23	42,8	24,6	49,4	12,0	44,6	60,0	74%	42,8	24,6	44,6	31,2	17,9	19,8	11,4
	IRY_23	25,0	7,8	26,2	6,0	25,1	41,7	60%	23,0	7,1	23,0	16,1	5,0	10,0	3,1
	KM7_23	65,6	28,6	71,6	24,0	65,8	80,0	82%	62,1	27,5	62,2	43,2	23,3	26,9	14,6
	K15_23	53,4	16,6	55,9	18,0	53,4	60,0	89%	46,4	14,4	46,5	30,4	16,8	20,3	11,2
	K30_23	54,3	17,0	56,9	12,0	54,5	60,0	91%	51,6	16,1	51,8	34,6	10,8	22,5	7,0
	MAQ_23	28,0	9,2	29,5	6,0	28,2	41,7	68%	26,4	8,6	26,5	19,1	6,3	12,9	4,2
	MCC_23	87,0	42,4	96,8	30,0	87,9	100,0	88%	71,6	35,5	71,8	65,7	32,0	35,4	17,4
	MPO_23	23,8	13,8	27,5	6,0	25,0	30,0	83%	18,3	10,6	18,9	13,5	7,0	7,7	4,0
	NAR_23	43,3	17,1	46,5	18,0	43,3	60,0	72%	42,7	16,7	42,7	32,1	12,6	19,9	7,8
	PBU_23	17,8	8,2	19,5	6,0	17,9	20,0	89%	14,6	6,7	14,6	10,4	4,8	6,4	2,9
	PFO_23	103,6	47,3	113,8	36,0	104,2	160,0	65%	103,6	47,3	104,2	68,0	31,0	41,9	19,1
	PIH_23	35,0	20,1	40,4	6,0	37,8	41,7	91%	35,0	20,1	37,8	25,5	14,7	16,2	9,3
	SAL_23	16,8	8,8	19,0	3,0	17,8	20,0	89%	13,4	7,0	14,0	9,8	4,6	5,7	2,7
	SGA_23	26,1	15,1	30,1	9,0	26,8	80,0	33%	24,2	14,1	24,8	19,1	11,1	13,1	7,6
	SRI_23	53,1	20,3	56,9	18,0	53,2	80,0	66%	51,8	19,8	51,8	38,2	14,6	23,9	9,1
	CAR_66	10,6	4,2	11,4					10,6	4,2	11,4	9,1	3,6	7,1	2,8
	INP_66	12,8	11,6	17,3					12,8	11,6	17,3	11,0	10,0	8,6	7,8
	WMA_66	4,7	1,8	5,0					4,7	1,8	5,0	3,9	1,5	3,0	1,2
NORTE	BDO_23	20,8	10,8	23,4	6,0	21,3	41,7	51%	20,8	10,8	21,3	16,4	8,6	8,8	4,6
	BVN_23	14,8	8,2	17,0	6,0	15,0	20,0	75%	12,2	6,8	12,3	10,2	5,5	6,8	3,7
	CBV_23	7,4	4,5	8,6	-	8,6	12,0	72%	6,0	3,7	7,0	3,9	2,4	2,4	1,5
	CCO_23	40,3	21,0	45,5	18,0	40,4	41,7	97%	40,3	21,0	40,4	31,8	16,6	17,1	8,9
	CN2_23	30,2	17,5	34,9	18,0	30,2	41,7	72%	29,3	16,9	29,3	20,1	11,3	13,7	7,8
	CON_23	46,8	19,2	50,6	18,0	46,8	60,0	78%	45,9	18,8	45,9	35,1	14,4	22,8	9,4
	HOR_23	27,5	19,6	33,8	12,0	28,5	41,7	68%	26,4	18,8	27,2	16,5	11,8	11,7	8,3
	PJC_23	49,9	25,6	56,1	18,0	50,5	60,0	84%	41,6	21,3	41,7	39,4	20,3	27,5	14,1
	VMI_23	33,5	13,6	36,1	12,0	33,5	40,0	84%	33,5	13,6	33,5	28,1	11,4	20,2	8,2
	VM2_23	11,0	5,7	12,4	-	12,4	15,0	83%	7,3	3,8	8,2	6,0	3,1	3,8	2,0
	YBY_23	15,7	13,5	20,7	12,0	15,8	20,0	79%	15,7	13,5	15,8	9,6	8,2	6,7	5,7
OESTE	CDS_23	4,8	1,9	5,1	-	5,1	41,7	12%	2,9	1,1	3,1	1,9	0,8	1,0	0,4
	EB1	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	EB2	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	FIL_23	9,9	2,9	10,3	3,0	9,9	12,5	79%	9,9	2,9	9,9	7,3	2,2	4,4	1,3
	LPA_23	9,6	4,1	10,5	6,0	9,8	30,0	33%	7,3	3,1	7,9	6,4	2,7	4,4	1,9
	MES_23	6,3	1,3	6,4	-	6,4	30,0	21%	4,0	0,8	4,1	3,0	0,6	2,1	0,4
	TOR_23	2,8	1,4	3,1	-	3,1	10,0	31%	1,8	0,9	2,0	1,5	0,8	1,0	0,5
	PZO_23	6,7	2,7	7,2	-	7,2	10,0	72%	6,6	2,7	7,1	5,0	2,1	3,3	1,3
	FIL_66	27,0	11,4	29,3					22,4	9,5	24,3	21,8	14,1	12,1	7,8
	LPA_66	44,7	18,9	48,6					38,1	16,1	41,4	34,5	12,8	22,3	8,3
CENTRAL	ABA_23	10,9	5,6	12,3	12,0	12,7	41,7	30%	9,3	4,9	11,7	5,6	2,9	4,1	2,1
	BSP_23	30,9	16,3	34,9	12,0	31,2	41,7	75%	30,9	16,3	31,2	19,5	10,3	13,8	7,3
	CIN_23	34,3	15,1	37,5	12,0	34,4	41,7	83%	34,3	15,1	34,4	20,6	9,1	14,6	6,5
	COV_23	61,1	39,4	72,7	24,0	63,0	83,4	76%	61,1	39,4	63,0	40,3	26,0	25,8	16,7
	CO2_23	26,2	16,9	31,2	12,0	26,6	41,7	64%	26,2	16,9	26,6	17,3	11,1	11,1	7,1
	CYO_23	32,5	10,8	34,2	6,0	32,8	41,7	79%	32,5	10,8	32,8	17,2	5,7	13,8	4,6
	CZA_23	22,2	15,5	27,1	9,0	23,2	30,0	77%	20,9	14,6	21,7	10,8	7,5	8,4	5,8
	CZU_23	78,2	35,2	85,8	24,0	79,0	83,4	95%	78,2	35,2	79,0	50,3	22,6	35,7	16,1
	FAS_23	33,1	14,4	36,1	12,0	33,2	41,7	80%	32,2	14,0	32,2	18,8	8,1	13,3	5,8
	IRO_23	33,9	15,7	37,4	12,0	34,1	41,7	82%	33,2	15,4	33,4	18,9	8,8	13,3	6,2
	PPE_23	27,3	12,9	30,2	12,0	27,3	41,7	66%	23,9	11,0	24,0	14,9	7,0	10,9	5,1
	SES_23	63,7	29,7	70,3	24,0	64,0	83,0	77%	63,7	29,7	64,0	38,8	18,1	27,0	12,6
	SPN_23	23,2	9,6	25,1	6,0	23,4	30,0	78%	16,5	6,8	16,5	10,4	4,3	7,1	2,9
	SRO_23	61,4	36,1	71,3	24,0	62,6	83,4	75%	61,4	36,1	62,6	40,0	23,5	28,9	17,0
	VAQ_23	29,6	9,4	31,1	6,0	29,8	41,7	71%	29,2	9,3	29,4	16,6	5,3	12,5	4,0
	VIL_23	9,2	5,2	10,5	2,8	9,5	12,0	79%	5,1	2,9	5,1	4,3	2,5	3,4	2,0
	YUT_23	14,0	8,6	16,4	6,0	14,3	30,0	48%	13,2	8,1	13,4	7,0	4,2	5,4	3,3
	CLY_23	37,5	13,9	40,0					32,8	12,1	35,0	22,5	8,3	13,4	5,0

CLAVE	CARGA MENOR A 80%	CARGA ENTRE 80% Y 100%	CARGA MAYOR A 100%

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2016-2025

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2025												
		MAXIMAS							SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili-zación %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	ALT_23	50,4	21,9	55,0	24,0	50,5	60,0	84%	46,4	25,3	46,4	28,9	15,5	20,0	10,9
	BAR_23	80,6	42,1	90,9	30,0	81,5	100,0	81%	66,8	34,8	67,0	54,3	28,6	31,0	16,2
	BJA_23	125,3	58,4	138,2	36,0	127,3	150,0	85%	88,5	41,0	88,7	95,6	44,1	46,5	21,5
	BMO_23	134,0	64,1	148,5	48,0	134,9	240,0	56%	111,6	53,5	111,8	107,9	51,5	49,2	23,6
	BPA_23	74,9	34,7	82,5	24,0	75,6	90,0	84%	53,1	24,6	53,1	67,4	31,3	22,2	10,3
	BRO_23	73,9	45,5	86,8	24,0	76,9	101,7	76%	59,0	36,3	60,2	50,5	31,1	36,3	22,4
	CAE_23	68,4	48,3	83,8	24,0	72,6	90,0	81%	61,1	45,5	64,8	40,0	29,8	28,6	21,3
	CAP_23	146,3	65,4	160,3	48,0	147,4	160,0	92%	131,9	59,0	132,3	87,8	39,3	57,5	25,7
	CAU_23	31,3	19,7	36,9	12,0	32,2	60,0	54%	20,2	12,7	20,2	13,5	8,5	10,0	6,3
	CEN_23	82,7	31,8	88,6	12,0	85,1	90,0	95%	42,1	16,7	42,4	62,4	24,0	29,7	11,5
	CNU_23	44,4	24,2	50,6	12,0	46,0	50,0	92%	32,8	17,9	33,3	25,0	13,6	16,3	8,9
	COL_23	15,3	7,9	17,2	6,0	15,4	20,0	77%	13,3	6,8	13,3	8,3	4,2	5,7	2,9
	ELA_23	34,2	11,7	36,2	15,0	34,4	60,0	57%	34,2	23,9	35,4	18,8	13,1	13,4	9,3
	FDM_23	120,2	68,7	138,4	48,0	121,9	150,0	81%	92,6	52,7	92,7	93,6	54,3	45,2	25,8
	GDI_23	80,8	33,0	87,3	24,0	81,3	90,0	90%	59,4	24,5	59,4	53,9	22,0	31,0	12,7
	GUA_23	107,0	51,5	118,7	42,0	107,4	140,0	77%	98,1	47,2	98,3	62,4	30,0	41,8	20,1
	ITG_23	98,1	34,2	103,9	24,0	98,7	150,0	66%	87,2	30,4	87,4	56,8	19,8	38,1	13,3
	LAV_23	145,7	69,2	161,3	48,0	147,2	160,0	92%	118,1	56,2	118,3	83,0	39,5	51,9	24,7
	LAM_23	206,7	106,0	232,3	72,0	209,5	240,0	87%	152,7	78,2	152,9	114,8	58,7	70,4	36,0
	LIM_23	129,6	69,9	147,2	48,0	131,4	160,0	82%	108,4	58,3	108,9	74,3	40,2	48,1	26,1
	LUQ_23	131,0	57,1	142,9	48,0	131,3	160,0	82%	111,8	48,7	111,8	72,7	31,6	45,1	19,6
	MBU_23	125,1	64,7	140,8	48,0	126,2	150,0	84%	90,7	47,0	90,7	102,9	52,8	42,3	22,1
	MRA_23	132,7	62,1	146,6	48,0	133,5	150,0	89%	115,1	53,5	115,2	106,8	47,6	55,1	25,5
	PAR_23	52,6	26,0	58,6	18,0	53,2	60,0	89%	49,9	24,7	50,4	30,4	15,0	20,5	10,1
	PBO_23	216,8	93,3	236,1	72,0	217,9	240,0	91%	185,1	78,5	185,2	193,7	81,6	90,1	38,2
	PCA_23	217,9	98,6	239,2	48,0	223,7	240,0	93%	124,3	56,1	124,6	140,5	63,3	72,7	32,8
	PIR_23	26,5	17,8	31,9	12,0	27,1	30,0	90%	26,5	17,8	27,1	15,6	10,5	10,8	7,3
	PSA_23	213,3	76,7	226,7	24,0	219,7	240,0	92%	125,8	45,1	127,6	167,4	58,7	74,0	26,5
	QUI_23	32,0	17,9	36,7	9,0	33,2	60,0	55%	24,8	13,9	25,3	15,8	8,8	11,2	6,3
	REP_23	78,1	35,0	85,6	24,0	78,8	90,0	88%	65,7	29,5	65,9	55,7	25,0	31,9	14,3
	SAE_23	30,7	17,6	35,4	12,0	31,3	50,0	63%	26,1	15,9	26,3	17,8	10,8	11,9	7,2
	SAN_23	144,5	75,0	162,9	48,0	147,0	160,0	92%	125,7	65,2	126,9	83,7	43,5	53,9	28,0
	SAU_23	129,4	62,5	143,7	48,0	130,2	160,0	81%	118,2	57,1	118,5	93,9	45,4	53,2	25,7
	SLO_23	148,3	68,7	163,5	48,0	149,8	160,0	94%	131,4	60,9	132,0	96,9	45,2	56,4	26,3
	SMI_23	76,3	41,2	86,7	24,0	78,2	90,0	87%	57,5	30,9	57,9	57,8	31,3	28,6	15,4
	TBO_23	131,4	67,8	147,9	48,0	132,9	150,0	89%	103,9	53,6	104,1	75,1	38,8	47,6	24,6
	VAP_23	5,7	3,3	6,6	3,0	5,7	60,0	10%	4,6	2,6	4,6	2,8	1,6	2,1	1,2
	VAU_23	203,8	113,3	233,2	72,0	207,9	240,0	87%	150,4	83,7	150,9	177,3	98,8	71,9	40,4
	VCE_23	14,2	8,5	16,5	3,0	15,2	20,0	76%	9,8	5,9	10,2	7,8	4,7	4,3	2,6
	VEL_23	143,0	74,1	161,0	48,0	145,3	160,0	91%	112,8	58,5	113,3	79,8	41,4	50,2	26,0
	VHA_23	70,3	38,3	80,1	24,0	71,7	80,0	90%	60,6	33,1	61,3	46,2	25,2	30,5	16,6
	VLZ_23	14,9	5,1	15,7	6,0	14,9	41,7	36%	14,9	10,4	15,5	8,2	5,7	5,8	4,1
	VTA_23	45,9	24,8	52,1	18,0	46,4	60,0	77%	39,7	21,3	39,8	28,9	15,8	20,1	11,0
	ZIS_23	27,1	13,2	30,1	6,0	28,0	41,7	67%	22,9	11,1	23,5	15,3	7,4	9,7	4,7
	ACE_66	18,7	5,8	19,6					18,7	5,8	19,6	16,0	5,0	12,6	3,9
	BCP_23	4,8	2,4	5,4					2,3	1,2	2,6	3,9	2,0	2,7	1,4
	CAI_66	19,4	11,9	22,8					19,4	11,9	22,8	16,6	10,2	13,0	8,0
	CVP_66	17,2	8,3	19,1					17,2	8,3	19,1	14,8	7,2	11,6	5,6
	GHN_66	4,2	2,1	4,7					4,2	2,1	4,7	3,6	1,8	2,8	1,4
	VCE_66	22,1	13,3	25,8					22,1	13,3	25,8	19,0	11,4	14,8	8,9
SUR	AGY_23	15,2	8,8	17,5	6,0	15,4	20,0	77%	10,2	5,9	10,2	7,2	4,1	4,7	2,7
	AYO_23	31,5	16,7	35,7	12,0	31,9	41,7	76%	22,9	12,1	22,9	14,0	7,4	9,4	5,0
	CAM_23	34,7	10,8	36,3	12,0	34,7	41,7	83%	30,3	9,4	30,5	20,3	6,3	12,6	3,9
	CBO_23	34,6	11,9	36,6	6,0	35,1	41,7	84%	19,4	6,7	19,5	16,1	5,6	10,7	3,7
	COS_23	50,1	15,6	52,5	12,0	50,3	60,0	84%	43,8	13,6	43,9	29,3	9,1	18,3	5,7
	ENC_23	108,0	33,6	113,1	24,0	108,4	120,0	90%	94,4	29,4	94,6	63,2	19,7	39,3	12,2
	FRA_23	23,1	7,9	24,4	6,0	23,2	50,0	46%	13,0	4,5	13,1	10,8	3,7	7,2	2,5
	MAU_23	31,8	9,4	33,1	6,0	31,9	41,7	77%	31,1	9,2	31,3	20,6	6,1	13,8	4,1
	NAT_23	38,8	11,4	40,5	12,0	38,8	83,3	47%	38,1	11,2	38,1	25,1	7,4	16,9	5,0
	PIL_23	25,2	7,8	26,4	12,0	25,6	40,0	64%	21,6	6,7	22,3	14,9	4,6	9,9	3,0
	PI2_23	25,2	7,8	26,4	6,0	25,3	41,7	61%	21,6	6,7	21,6	14,9	4,6	9,9	3,0
	PPO_23	22,8	7,0	23,9	3,0	23,2	30,0	77%	15,7	4,8	15,8	9,8	5,4	7,0	3,9
	SJB_23	45,5	26,3	52,6	12,0	47,7	83,3	57%	30,5	17,7	31,0	21,5	12,4	14,2	8,2
	SPA_23	40,1	18,1	44,0	24,0	40,6	83,3	49%	35,6	16,1	36,5	19,6	8,9	13,2	6,0
	SPP_23	30,0	9,3	31,4	6,0	30,1	60,0	50%	28,4	8,8	28,5	16,0	5,0	12,2	3,8
	TRI_23	58,4	17,9	61,1	15,0	58,5	83,3	70%	50,8	15,6	50,8	36,6	11,2	23,7	7,3
	VIN_23	11,0	6,4	12,7	-	12,7	20,0	63%	5,4	3,1	6,2	2,8	1,6	2,3	1,3
ESTE	ACY_23	74,0	40,7	84,4	24,0	75,8	120,0	63%	74,0	40,7	75,8	57,0	31,4	33,7	18,6
	APR_23	145,3	65,6	159,4	48,0	146,4	160,0	91%	122,9	55,6	123,1	102,2	46,1	56,5	25,5
	CAL_23	16,8	5,5	17,6	6,0	16,8	41,7	40%	12,1	4,0	12,3	7,2	2,4	5,2	1,7
	CAT_23	73,8	42,8	85,3	27,0	75,5	123,4	61%	67,3	39,0	68,4	52,8	30,3	35,5	20,4
	CDO_23	98,6	33,3	104,1	24,0	99,0	160,0	62%	92,2	31,2	92,5	70,4	23,8	48,7	16,5
	CUR_23	31,0	8,3	32,1	6,0	31,1	42,0	74%	31,0	8,3	31,1	18,9	5,1	13,4	3,6
	CU2_23	36,1	9,7	37,3	6,0	36,2	41,7	87%	36,1	9,7	36,2	22,0	5,9	15,6	4,2
	DES_23	65,7	29,6	72,0	18,0	66,7	90,0	74%	53,2	24,0	53,6	46,9	21,1	25,3	11,4
	HER_23	50,3	28,9	58,1	12,0	53,1	60,0	89%	50,3	28,9	53,1	36,7	21,1	23,3	13,4
	IRY_23	28,3	8,8	29,6	6,0	28,4	41,7	68%	25,9	8,1	26,0	18,2	5,7	11,4	3,5
	KM7_23	71,0	31,0	77,5	24,0	71,4	80,0	89%	67,3	29,8	67,5	46,7	25,2	29,1	15,8
	K15_23	46,6	14,5	48,8	18,0	46,7	60,0	78%	39,6	12,3	40,0	25,8	15,9	17,3	10,7
	K30_23	68,8	21,5	72,1	12,0	69,5	100,0	69%	65,5	20,5	66,1	43,8	13,7	28,6	8,9
	MAQ_23	30,1	9,8	31,7	6,0	30,3	41,7	73%	28,3	9,3	28,5	20,5	6,7	13,9	4,5
	MCC_23	84,1	41,0	93,6	30,0	84,9	100,0	85%	69,2	34,3	69,4	63,5	31,0	34,2	16,8
	MPO_23	25,7	14,9	29,7	6,0	27,1	30,0	90%	19,7	11,4	20,5	14,6	7,6	8,3	4,3
	NAR_23	48,4	19,2	52,0	18,0	48,4	60,0	81%	47,4	18,7	47,4	35,6	14,0	22,1	8,7
	PBU_23	17,2	7,9	18,9	6,0	17,3	20,0	87%	14,2	6,5	14,2	10,1	4,6	6,2	2,8
	PFO_23	112,9	51,6	124,1	36,0	114,0	160,0	71%	112,9	51,6	114,0	74,1	33,8	45,7	20,9
	PIH_23	33,6	19,3	38,7	6,0	36,1	41,7	87%	33,6	19,3	36,1	24,4	14,1	15,6	8,9
	SAL_23	16,3	9,0	18,6	3,0	17,3	20,0	87%	12,8	7,0	13,4	9,4	4,7	5,4	2,7
	SGA_23	28,1	16,3	32,5	9,0	29,0	80,0	36%	26,1	15,2	26,8	20,6	12,0	14,1	8,2
	SRI_23	57,2	21,9	61,2	18,0	57,3	80,0	72%	55,8	21,3	55,9	41,1	15,7	25,7	9,8
	CAR_66	11,0	4,4	11,8					11,0	4,4	11,8	9,4	3,8	7,4	3,0
	INP_66	13,8	12,5	18,6					13,8	12,5	18,6	11,8	10,7	9,3	8,4
	WMA_66	4,7	1,8	5,0					4,7	1,8	5,0	4,0	1,6	3,2	1,3
NORTE	BDO_23	33,1	17,3	37,3	12,0	33,5	41,7	80%	33,1	17,3	33,5	26,2	13,6	14,0	7,3
	BVN_23	16,1	8,9	18,4	6,0	16,3	20,0	82%	13,3	7,4	13,3	11,0	6,0	7,4	4,0
	CBV_23	8,0	4,9	9,4	-	9,4	12,0	78%	6,5	4,0	7,6	4,2	2,6	2,6	1,6
	CCO_23	33,1	17,3	37,3	18,0	33,1	41,7	79%	33,1	17,3	33,1	26,2	13,6	14,0	7,3
	CN2_23	32,7	18,9	37,8	18,0	32,7	41,7	78%	31,6	18,3	31,6	21,8	12,3	14,8	8,4
	CON_23	50,5	20,7	54,6	18,0	50,6	60,0	84%	49,4	20,3	49,5	37,9	15,5	24,6	10,1
	HOR_23	29,8	21,3	36,6	12,0	31,2	41,7	75%	28,6	20,4	29,8	17,9	12,8	12,6	9,0
	VMI_23	35,9	14,5	38,7	12,0	36,0	40,0	90%	35,9	14,5	36,0	30,1	12,2	21,7	8,8
	VM2_23	11,8	6,1	13,2	-	13,2	15,0	88%	7,8	4,0	8,7	6,4	3,3	4,2	2,1
	PJC_23	54,1	27,8	60,8	18,0	55,0	60,0	92%	45,3	23,1	45,3	42,7	21,9	29,8	15,3
	YBY_23	17,0	14,6	22,4	12,0	17,2	20,0	86%	17,0	14,6	17,2	10,4	8,9	7,2	6,2
OESTE	CDS_23	5,0	2,0	5,4	-	5,4	41,7	13%	3,0	1,2	3,2	2,0	0,8	1,0	0,4
	EB1	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	EB2	1,0	0,4	1,1	-	1,1	10,0	11%	1,0	0,4	1,1	1,0	0,4	1,0	0,4
	FIL_23	10,6	3,1	11,1	3,0	10,6	12,5	85%	10,6	3,1	10,6	7,8	2,3	4,8	1,4
	LPA_23	10,3	4,4	11,2	6,0	10,4	30,0	35%	7,8	3,3	8,3	6,9	2,9	4,8	2,0
	MES_23	7,0	1,4	7,1	-	7,1	30,0	24%	4,4	0,9	4,5	3,2	0,6	2,2	0,4
	TOR_23	2,9	1,5	3,3	-	3,3	10,0	33%	1,9	1,0	2,2	1,6	0,8	1,0	0,5
	PZO_23	7,2	3,0	7,8	-	7,8	10,0	78%	7,1	2,9	7,6	5,4	2,2	3,5	1,4
	FIL_66	28,8	12,2	31,3					23,9	10,1	26,0	23,3	15,0	13,0	8,4
	LPA_66	47,9	20,3	52,0					40,8	17,3	44,3	37,0	13,7	23,9	8,9
CENTRAL	ABA_23	11,8	6,0	13,2	12,0	13,2	41,7	32%	10,1	5,2	12,1	6,0	3,1	4,5	2,3
	BSP_23	33,3	17,6	37,7	12,0	33,8	41,7	81%	33,3	17,6	33,8	21,0	11,1	14,9	7,9
	CIN_23	30,2	13,1	32,9	12,0	30,2	41,7	72%	30,2	13,1	30,2	17,3	7,5	12,3	5,3
	COV_23	63,0	40,7	75,0	24,0	65,2	83,4	78%	63,0	40,7	65,2	41,6	26,8	26,7	17,2
	CO2_23	31,1	20,0	37,0	12,0	32,1	41,7	77%	31,1	20,0	32,1	20,5	13,2	13,1	8,5
	CYO_23	35,2	11,7	37,1	6,0	35,7	41,7	86%	35,2	11,7	35,7	18,7	6,2	14,9	5,0
	CZA_23	24,0	16,7	29,2	9,0	25,2	30,0	84%	22,6	15,7	23,5	11,6	8,1	9,0	6,3
	CZU_23	99,1	44,6	108,7	36,0	99,5	160,0	62%	99,1	44,6	99,5	63,7	28,7	45,2	20,3
	FAS_23	27,6	12,0	30,0	12,0	27,6	41,7	66%	26,6	11,5	26,6	15,6	6,8	11,1	4,8
	IRO_23	34,7	16,1	38,3	12,0	35,0	41,7	84%	33,9	15,8	34,1	19,4	9,0	13,6	6,3
	PPE_23	30,7	14,6	34,0	12,0	30,8	41,7	74%	26,5	12,2	26,5	16,7	7,9	12,2	5,8
	SES_23	70,5	32,9	77,8	24,0	71,0	83,0	86%	70,5	32,9	71,0	42,9	20,0	29,8	13,9
	SPN_23	24,8	10,3	26,9	6,0	25,2	30,0	84%	17,6	7,3	17,7	11,2	4,6	7,7	3,2
	SRO_23	66,4	39,0	77,0	24,0	68,1	83,4	82%	66,4	39,0	68,1	43,3	25,4	31,2	18,3
	VAQ_23	31,9	10,2	33,5	6,0	32,2	41,7	77%	31,5	10,0	31,7	18,0	5,7	13,5	4,3
	VIL_23	8,6	4,9	9,9	2,8	8,9	12,0	74%	4,8	2,7	4,8	4,1	2,3	3,2	1,8
	YUT_23	15,1	9,3	17,7	6,0	15,5	30,0	52%	14,3	8,7	14,5	7,5	4,5	5,8	3,5
	CLY_23	40,0	14,8	42,6					35,0	13,0	37,3	24,0	8,9	14,3	5,3

CLAVE	CARGA MENOR A 80%	CARGA ENTRE 80% Y 100%	CARGA MAYOR A 100%

Anexo 2.5

BALANCE DE GENERACIÓN Y DEMANDA DEL SISTEMA

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN
DE CORTO Y MEDIO PLAZO
2016 – 2025
BALANCE DE GENERACIÓN, CARGAS Y PÉRDIDAS

Carga Punta del Sistema

	Generación (MW)					Cargas (MW)			%
Año	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	Pérdidas
2016	2.320	665	214	-	3.199	2.976	25	197	6,17
2017	2.659	659	214	-	3.532	3.278	25	230	6,50
2018	2.313	1.336	214	-	3.863	3.635	25	203	5,26
2019	2.654	1.335	214	-	4.203	3.953	25	225	5,35
2020	3.051	1.335	214	-	4.600	4.301	25	274	5,96
2021	3.378	1.339	214	-	4.931	4.660	25	246	4,98
2022	3.799	1.335	214	-	5.348	5.030	25	293	5,48
2023	4.239	1.337	214	-	5.790	5.426	25	339	5,86
2024	4.635	1.336	214	-	6.186	5.848	25	313	5,06
2025	5.172	1.336	214	-	6.721	6.328	25	368	5,48

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

Carga Media del Sistema

	Generación (MW)					Cargas (MW)			%
Año	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	Pérdidas
2016	1.865	476	214	-	2.555	2.394	25	137	5,35
2017	2.152	492	214	-	2.858	2.668	25	166	5,79
2018	1.852	1.078	214	-	3.144	2.972	25	148	4,69
2019	2.137	1.067	214	-	3.418	3.231	25	162	4,73
2020	2.465	1.059	214	-	3.738	3.517	25	196	5,25
2021	2.733	1.064	214	-	4.011	3.810	25	176	4,39
2022	3.070	1.044	214	-	4.328	4.109	25	194	4,48
2023	3.442	1.037	214	-	4.694	4.431	25	237	5,06
2024	3.747	1.058	214	-	5.019	4.773	25	221	4,40
2025	4.179	1.042	214	-	5.435	5.157	25	254	4,66

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

Carga Leve del Sistema

	Generación (MW)					Cargas (MW)			%
Año	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	Pérdidas
2016	1.011	321	214	-	1.546	1.453	25	68	4,39
2017	1.191	327	214	-	1.732	1.634	25	73	4,23
2018	1.093	618	214	-	1.924	1.829	25	71	3,66
2019	1.274	599	214	-	2.087	1.986	25	77	3,68
2020	1.414	653	214	-	2.281	2.160	25	96	4,21
2021	1.635	619	214	-	2.468	2.341	25	102	4,14
2022	1.835	610	214	-	2.659	2.521	25	113	4,25
2023	2.056	599	214	-	2.869	2.718	25	126	4,39
2024	2.296	550	214	-	3.060	2.925	25	110	3,60
2025	2.569	530	214	-	3.313	3.165	25	123	3,71

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

Anexo 2.6

LONGITUD DE LÍNEA Y CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Interconectado Nacional

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto 2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	Previsto 2025
Líneas en 500 kV	km	364			363		54	348			255	54	1.074	1.438
Líneas en 220 kV	km	4.235												6.711
Construcción	km		380	40	265	448	112	266	224	545	196		2.476	
Recapacitación	km		86	142	19	15		208		9	116		595	
Líneas en 66 kV	km	1.318												1.659
Construcción	km		20	66	78	20	149	4				5	341	
Recapacitación	km		67	30	68				5		127	15	170	
Transformadores														
500/220 kV	MVA	4.750			600	975	1.200	1.200	600		1.800	600	6.975	11.725
220/66 kV	MVA	2.357	446	503	540	160	80	45	238	23			2.033	4.390
220/23 kV	MVA	2.142	298	645	685	225	202	463	10	207	323	160	3.218	5.360
66/23 kV	MVA	2.357	246	686	10	150	170	145		200	200	200	2.007	4.364
Compensación														
CER 220 kV	MVAr	-230/400	-120/300		-100/260								-120/560	-450/960
CER 66 kV	MVAr	-80/150												125
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr	180	40											220
B.C. 220 kV	MVAr	320				80							80	400
B.C. 23 kV	MVAr	829	288	73	67	28	114	99	28	183	181	132	1.193	2.022
Subestaciones	Un.	82	3	13	7	4	6	6	1	3	1		44	126

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Central

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto 2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	Previsto 2025
Líneas en 500 kV	km													
Líneas en 220 kV	km	951												1.277
Construcción	km					22		50	94		160		326	
Recapacitación	km							48					48	
Líneas en 66 kV	km	89												89
Construcción	km													
Recapacitación	km											1	1	
Transformadores														
500/220 kV	MVA							1.200			1.800	600	3.600	3.600
220/66 kV	MVA	173				60			35				95	268
220/23 kV	MVA	390	83	125		83		83		42		77	493	883
66/23 kV	MVA	95		10				10					20	115
Compensación														
CER 220 kV	MVAr													
CER 66 kV	MVAr													
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr	20												20
B.C. 220 kV	MVAr					80							80	80
B.C. 23 kV	MVAr	90,6	51	2		1	18	29		10	1	21	133	224
Subestaciones	Un.	12		2		1		2		1	1		7	19

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Sur

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto 2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	Previsto 2025
Líneas en 500 kV	km	16												16
Líneas en 220 kV	km	674												1.220
Construcción	km				130	110	106	200					546	
Recapacitación	km		86					121					207	
Líneas en 66 kV	km	212												328
Construcción	km		5	15		20	76						116	
Recapacitación	km										38		38	
Transformadores														
500/220 kV	MVA	750				375							375	1.125
220/66 kV	MVA	270				60							60	330
220/23 kV	MVA	202	63			42	42	42		42	7	83	320	522
66/23 kV	MVA	234	36	50	10	60	50			10		30	246	480
Compensación														
CER 220 kV	MVAr													
CER 66 kV	MVAr													
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr	40												40
B.C. 220 kV	MVAr													
B.C. 23 kV	MVAr	54	27	1	6	2	8	1		6	3	24	78	132
Subestaciones	Un.	12		1		2	2	1					6	18

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Este

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto										Previsto 2025
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	
Líneas en 500 kV	km						54				255	54	363	363
Líneas en 220 kV	km	1.274												1.350
Construcción	km			20	50		6						76	
Recapacitación	km			142				39					181	
Líneas en 66 kV	km	298												328
Construcción	km			10			20						30	
Recapacitación	km		22		53								75	
Transformadores														
500/220 kV	MVA	2.800					1.200		600				1.800	4.600
220/66 kV	MVA	627	120		120				120				360	987
220/23 kV	MVA	258	110	42	202					42	195		590	848
66/23 kV	MVA	726	20	130			20			30		40	240	966
Compensación														
CER 220 kV	MVAr													
CER 66 kV	MVAr													
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr													
B.C. 220 kV	MVAr													
B.C. 23 kV	MVAr	135	70	9	15		8		9	12	51	21	195	330
Subestaciones	Un.	17	1	3	3		2						9	26

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Metropolitano

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto										Previsto 2025
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	
Líneas en 500 kV	km	348			363			348					711	1.059
Líneas en 220 kV	km	709												907
Construcción	km		50	20	40	36		16			36		198	
Recapacitación	km				19	15				9	116		159	
Líneas en 66 kV	km	378												568
Construcción	km		15	41	73		53	4				5	190	
Recapacitación	km			30	15						66	14,5	125	
Transformadores														
500/220 kV	MVA	1.200			600	600							1.200	2.400
220/66 kV	MVA	1.113	143	503	360		80		83	23			1.190	2.303
220/23 kV	MVA	1.140		458	400	80	160	317		30	122		1.567	2.707
66/23 kV	MVA	1.148	160	240		90	100	110		160	200	130	1.190	2.338
Compensación														
CER 220 kV	MVAr	-150/250	-120/300										-120/300	-270/550
CER 66 kV	MVAr	-80/150			-80/150								-80/150	-80/150
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr	40												40
B.C. 220 kV	MVAr	320												320
B.C. 23 kV	MVAr	505	130	53	33	24	68	57	12	132	126	48	683	1.188
Subestaciones	Un.	30	1	5	3		2	3					14	44

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
2016 - 2025

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Norte

Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto 2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	Previsto 2025
Líneas en 500 kV	km													
Líneas en 220 kV	km	418												1.073
Construcción	km		330		45	280							655	
Recapacitación	km													
Líneas en 66 kV	km	265												270
Construcción	km				5								5	
Recapacitación	km		45						5				50	
Transformadores														
500/220 kV	MVA													
220/66 kV	MVA	135	60		60			45					165	300
220/23 kV	MVA	45	42		83	20		22					167	212
66/23 kV	MVA	154	30	38									68	222
Compensación														
CER 220 kV	MVAr	-80/150												-80/120
CER 66 kV	MVAr													
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr	60												60
B.C. 220 kV	MVAr													
B.C. 23 kV	MVAr	36	10	6	13	1	12	12	6	21		18	99	135
Subestaciones	Un.	8	1		1	1							3	11

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN MAESTRO DE TRANSMISION
2016 - 2025

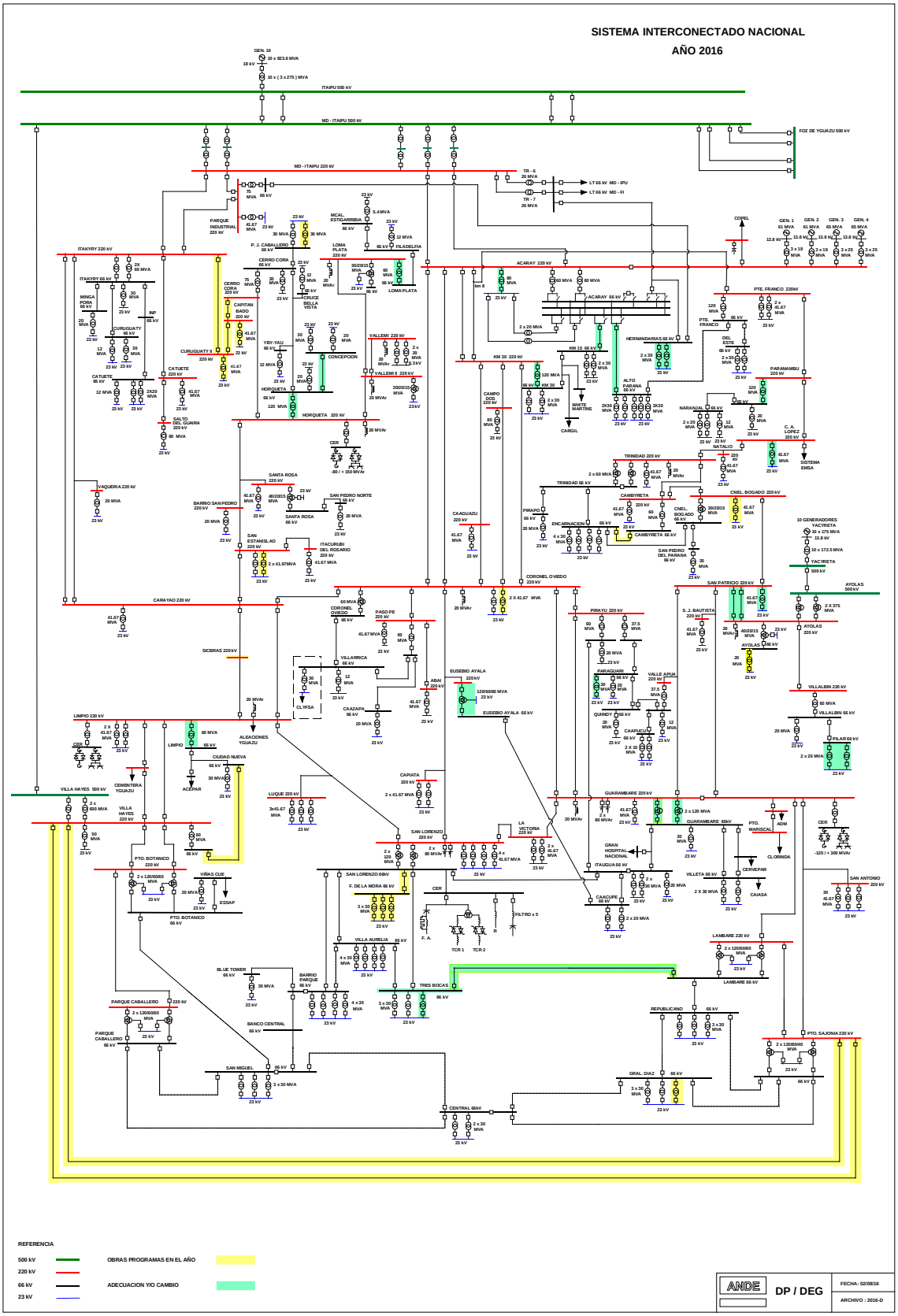
Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

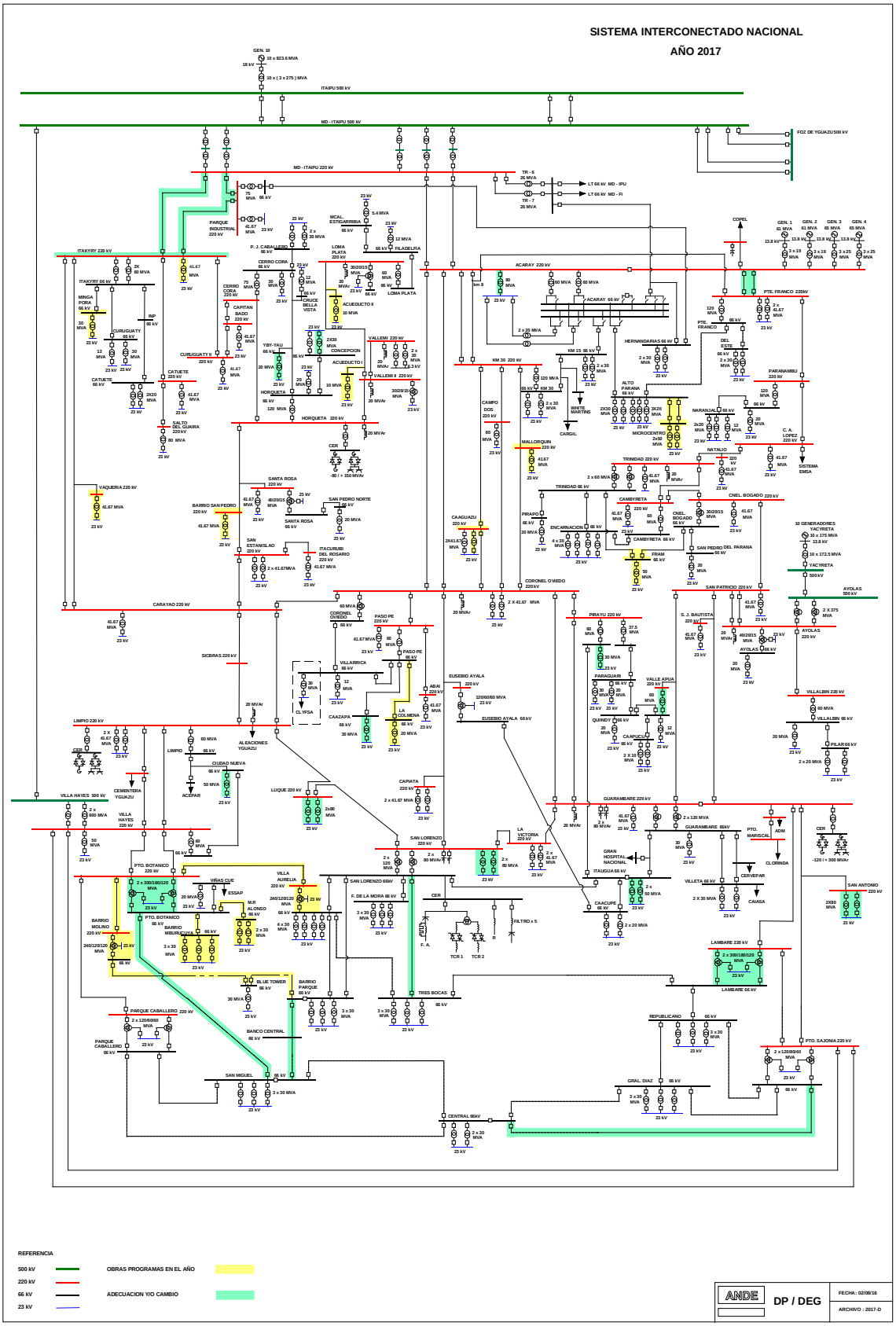
Sistema Oeste

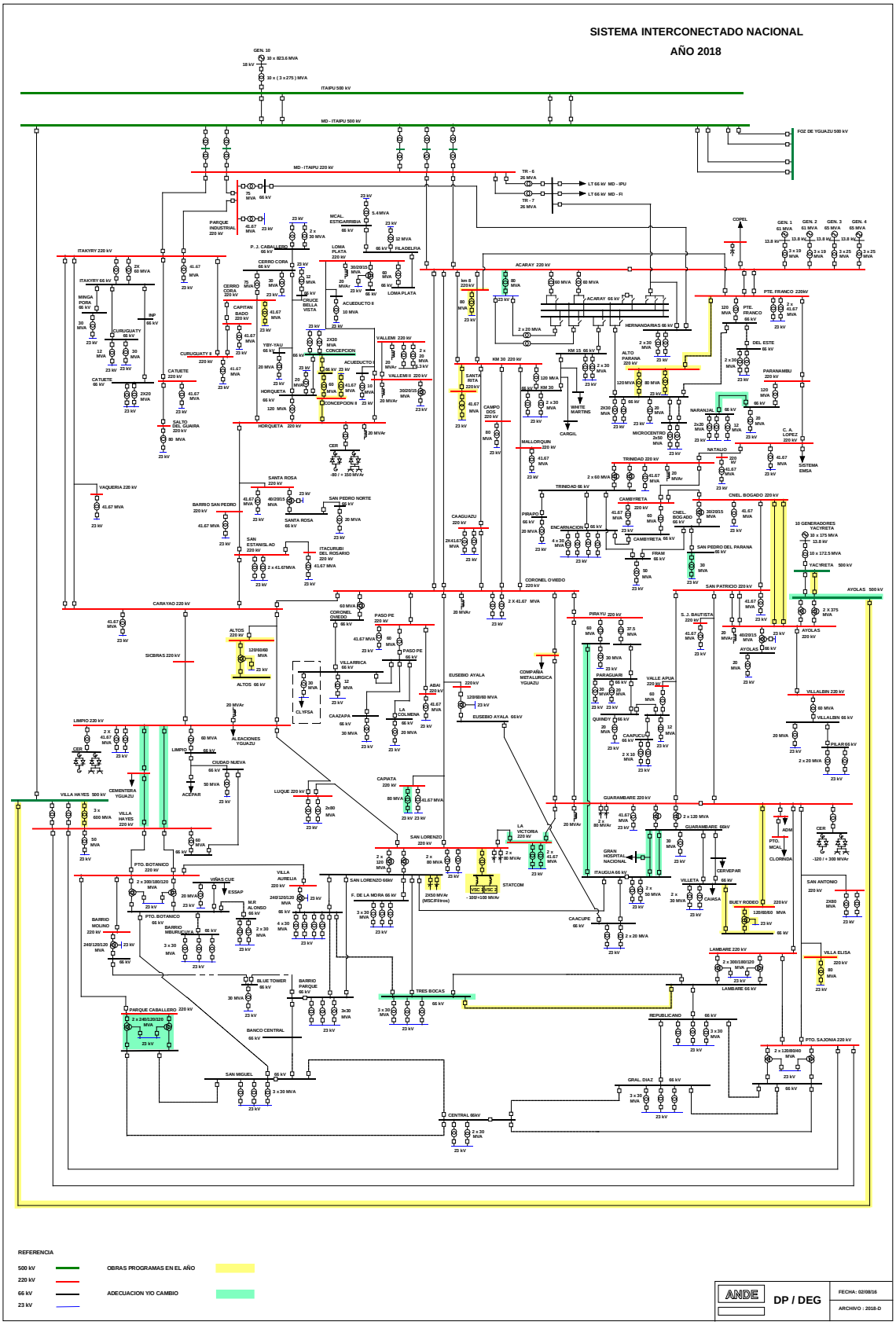
Concepto	Unid.	Existente 2015	Aumento Previsto 2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total	Previsto 2025
Líneas en 500 kV	km													
Líneas en 220 kV	km	210												885
Construcción	km								130	545			675	
Recapacitación	km													
Líneas en 66 kV	km	76												76
Construcción	km													
Recapacitación	km										23		23	
Transformadores														
500/220 kV	MVA													
220/66 kV	MVA	40	40			40							80	120
220/23 kV	MVA	107		20					10	52			82	189
66/23 kV	MVA							25					25	25
Compensación														
CER 220 kV	MVAr													
CER 66 kV	MVAr													
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr	20												20
B.C. 220 kV	MVAr													
B.C. 23 kV	MVAr	9		2					1	2			5	14
Subestaciones	Un.	3		2					1	2			5	8

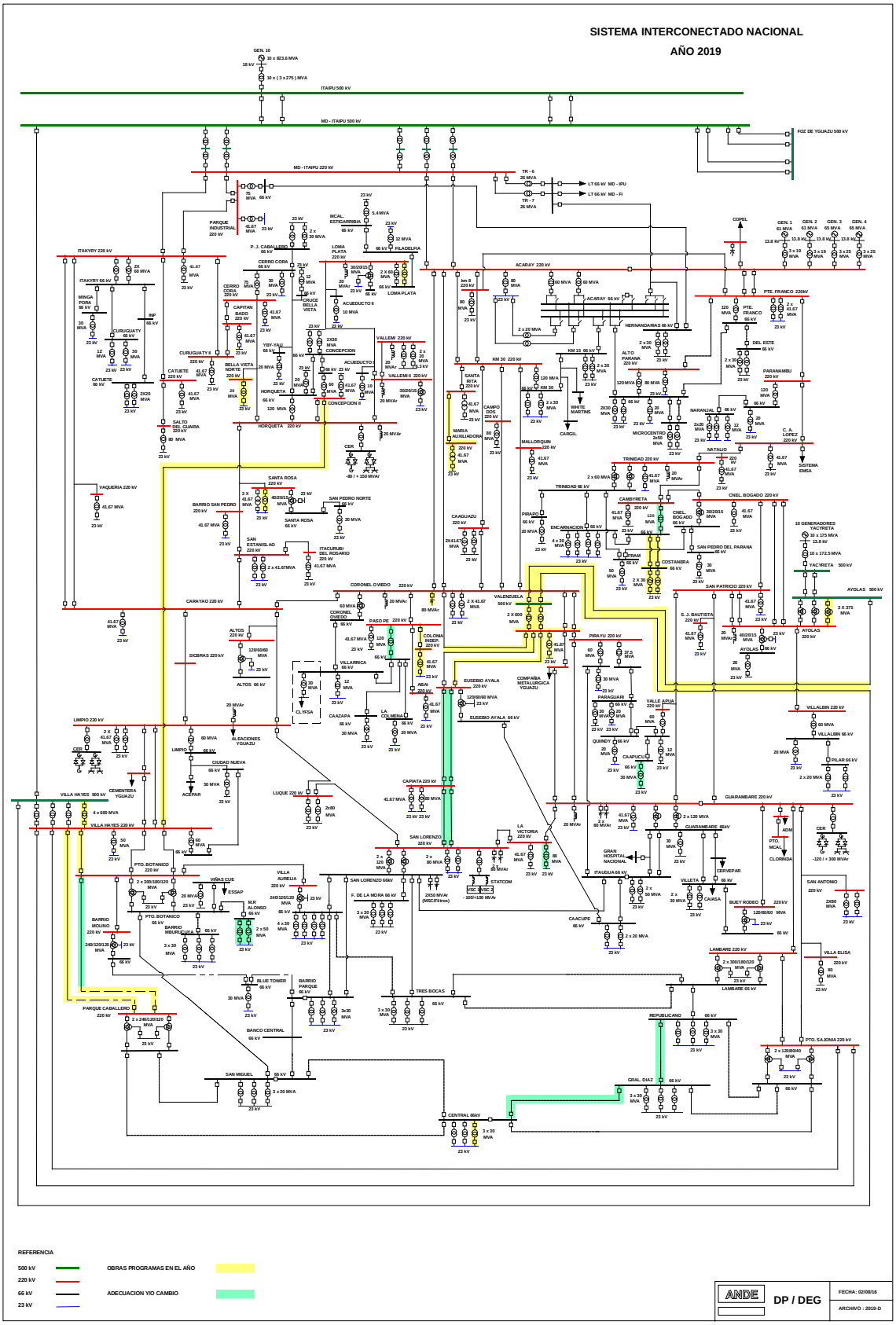
Anexo 2.7

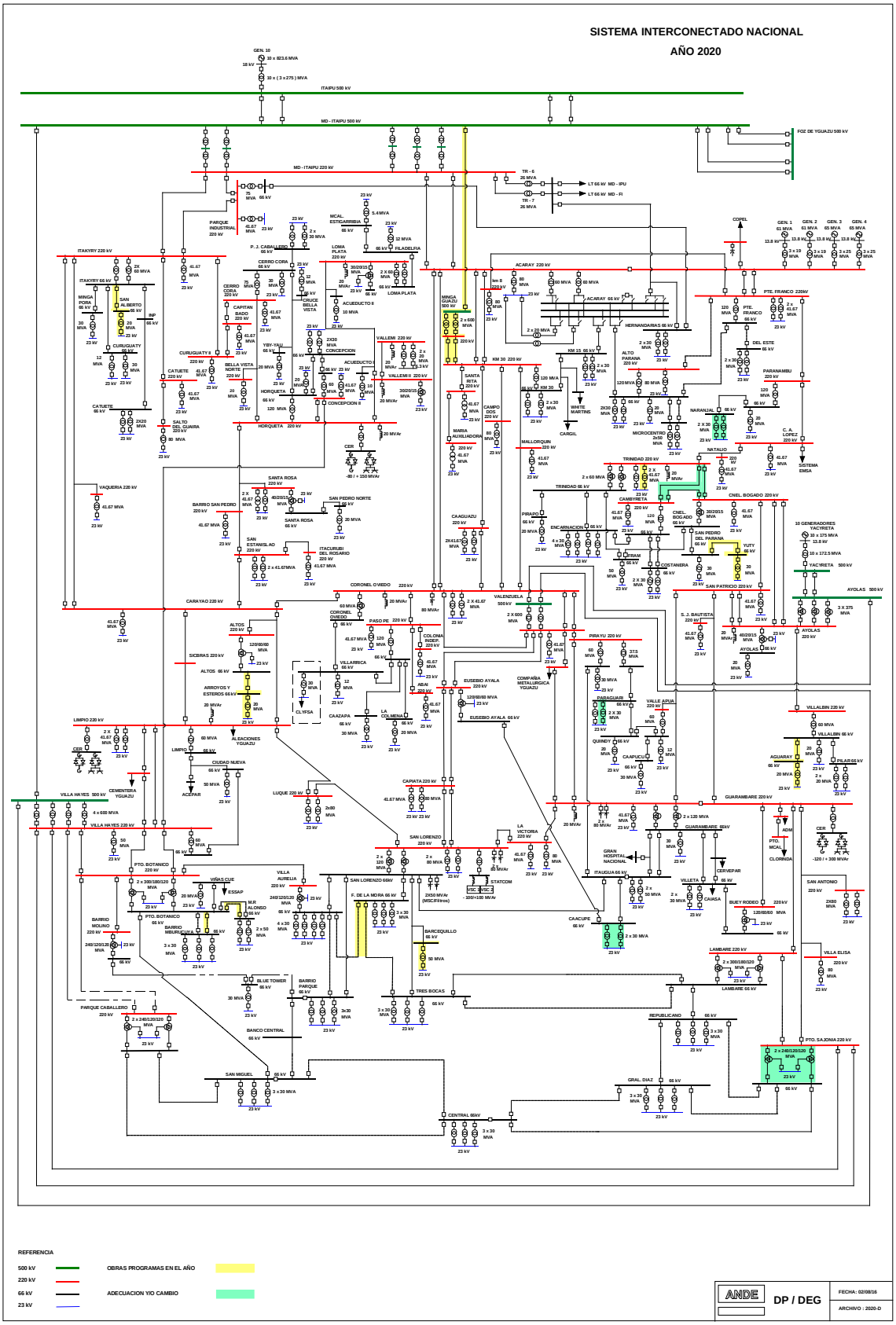
DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SIN

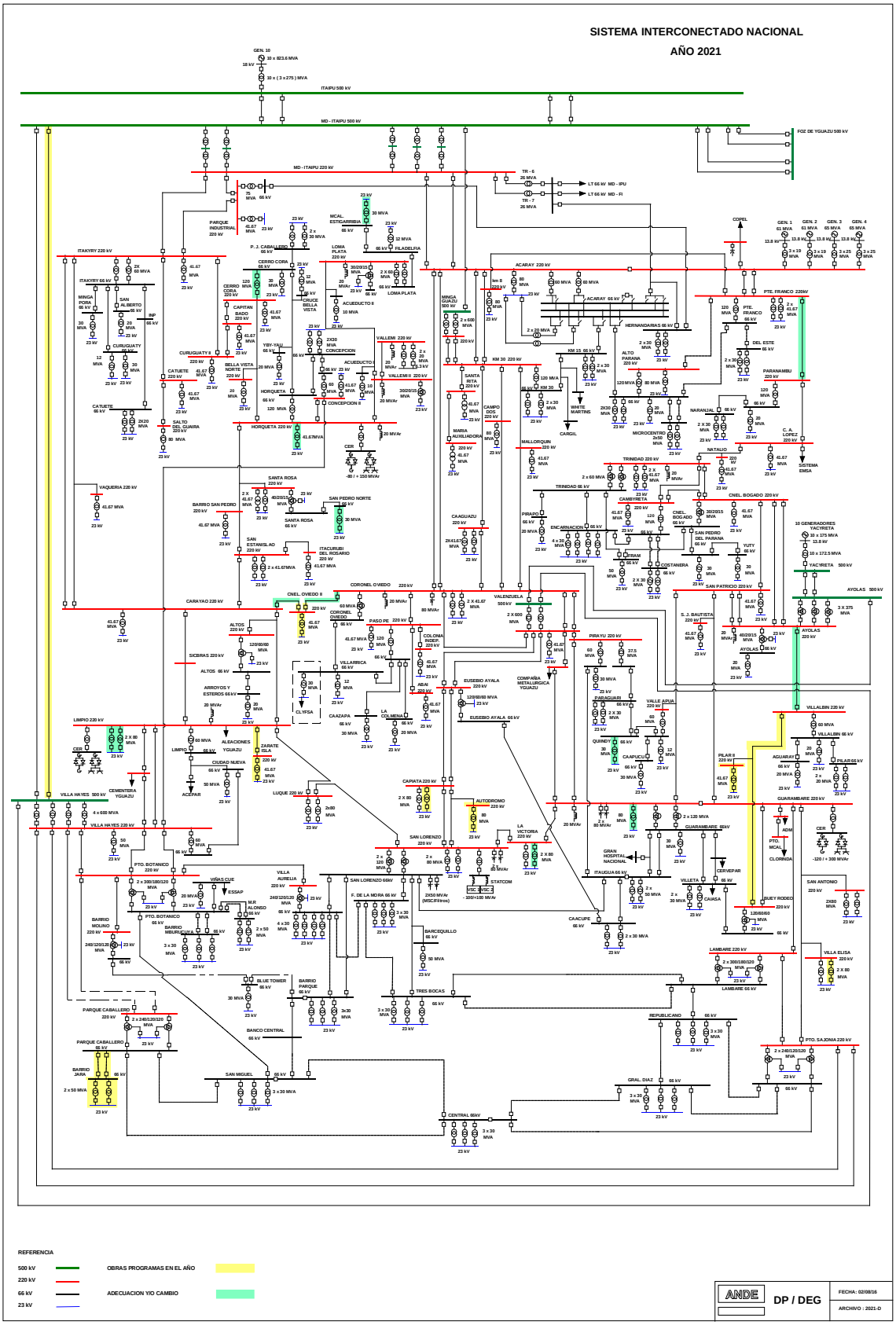

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2016
ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 220 kV
FOZ DE YGUAZU 500 kV
ACARAY 220 kV
ACARAY 66 kV
ITAKYRY 220 kV
ITAKYRY 66 kV
CURUGUATY 66 kV
CURUGUATY II 220 kV
CATUETE 66 kV
CATUETE 220 kV
SALTO GUAIRA 220 kV
HORQUETA 220 kV
HORQUETA 66 kV
CERRO CORA 220 kV
CERRO CORA 66 kV
CAPITAN BADO 220 kV
CRUCE BELLA VISTA
YBY-YAU 66 kV
CONCEPCION
VALLEMI 220 kV
VALLEMI II 220 kV
LOMA PLATA 220 kV
LOMA PLATA
P. J. CABALLERO 66 kV
PARQUE INDUSTRIAL 220 kV
MCAL. ESTIGARRIBIA 66 kV
FILADELFIA
TR - 6 26 MVA
TR - 7 26 MVA
LT 66 kV MD - IPU
LT 66 kV MD - FI
COPEL
PTE. FRANCO 220kV
PTE. FRANCO
DEL ESTE
HERNANDARIAS 66 kV
ALTO PARANA 66 kV
PARANAMBU 220 kV
NARANJAL 66 kV
NATALIO
C. A. LOPEZ 220 kV
SISTEMA EMSA
KM 30 220 kV
KM 15 66 kV
KM 30
WHITE MARTINS
CARGIL
CAMPO DOS 220 kV
TRINIDAD 220 kV
TRINIDAD 66 kV
CAMBYRETA 220 kV
CAMBYRETA 66 kV
CNEL. BOGADO 220 kV
CNEL. BOGADO 66 kV
SAN PEDRO DEL PARANA 66 kV
ENCARNACION
PIRAPO 66 kV
CAAGUAZU 220 kV
CORONEL OVIEDO 220 kV
CORONEL OVIEDO 66 kV
PASO PE 220 kV
VILLARRICA 66 kV
CLYFSA
CAZAPA 66 kV
ABAI 220 kV
EUSEBIO AYALA 220 kV
EUSEBIO AYALA 66 kV
CAPIATA 220 kV
LUQUE 220 kV
SAN LORENZO 220 kV
SAN LORENZO 66kV
F. DE LA MORA 66 kV
LA VICTORIA 220 kV
GUARAMBARE 220 kV
GUARAMBARE 66kV
GRAN HOSPITAL NACIONAL
ITAUGUA 66 kV
VILLETA 66 kV
CAACUPE 66 kV
CERVEPAR
CAMSA
PTO. MARISCAL
ADM
CLORINDA
CEM
-120 / + 300 MVAr
SAN ANTONIO 220 kV
PIRAYU 220 kV
PARAGUARI 66 kV
QUINDY 66 kV
CAAPUCU 66 kV
VALLE APUA 220 kV
S. J. BAUTISTA 220 kV
SAN PATRICIO 220 kV
AYOLAS 500 kV
AYOLAS 220 kV
AYOLAS 66 kV
10 GENERADORES YACYRETA
YACYRETA 500 kV
VILLALBIN 220 kV
VILLALBIN 66 kV
PILAR 66 kV
CARAYAO 220 kV
SICBRAS 220 kV
SANTA ROSA 220 kV
SANTA ROSA 66 kV
SAN PEDRO NORTE 66 kV
BARRIO SAN PEDRO 220 kV
SAN ESTANISLAO 220 kV
ITACURUBI DEL ROSARIO 220 kV
VAQUERIA 220 kV
LIMPIO 220 kV
LIMPIO 66 kV
CIUDAD NUEVA
ALTOS HORNOS YGUAZU
CEMENTERA YGUAZU
ACEPAR
VILLA HAYES 500 kV
VILLA HAYES 220 kV
PTO. BOTANICO 220 kV
PTO. BOTANICO 66 kV
VIÑAS CUE
ESSAP
SAN MIGUEL
BANCO CENTRAL
BLUE TOWER
BARRIO PARQUE
TRES BOCAS
VILLA AURELIA
PARQUE CABALLERO 220 kV
PARQUE CABALLERO 66 kV
CENTRAL 66kV
REPUBLICANO
GRAL. DIAZ
PTO. SAJONIA 220 kV
LAMBARE 220 kV
LAMBARE 66 kV
REFERENCIA
500 kV
220 kV
66 kV
23 kV
OBRAS PROGRAMAS EN EL AÑO
ADECUACION Y/O CAMBIO
ANDE
DP / DEG
FECHA: 02/08/16
ARCHIVO : 2016-D

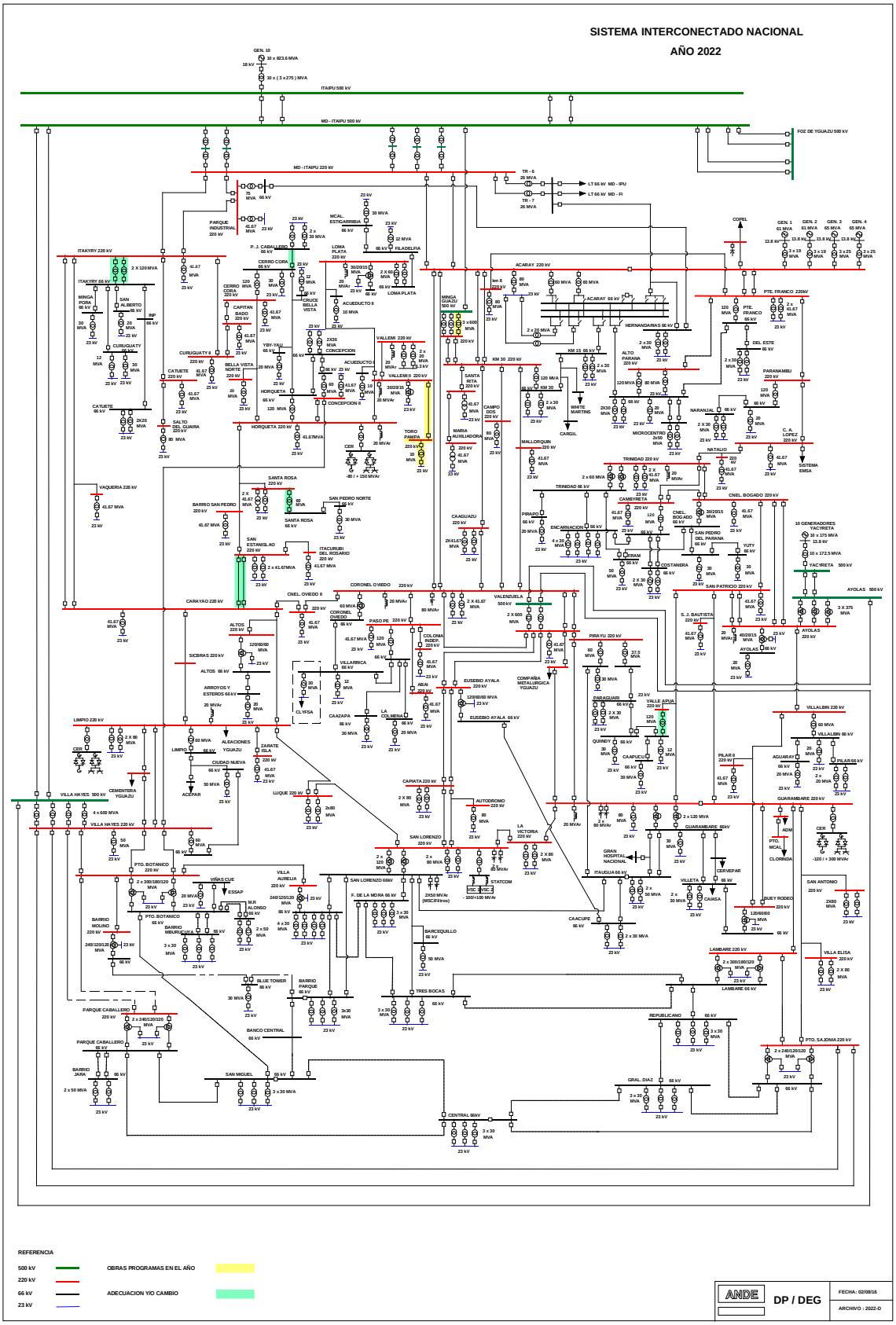

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2017
REFERENCIA
500 kV
220 kV
66 kV
23 kV
OBRAS PROGRAMAS EN EL AÑO
ADECUACION Y/O CAMBIO
ANDE
DP / DEG
FECHA : 02/08/16
ARCHIVO : 2017-D

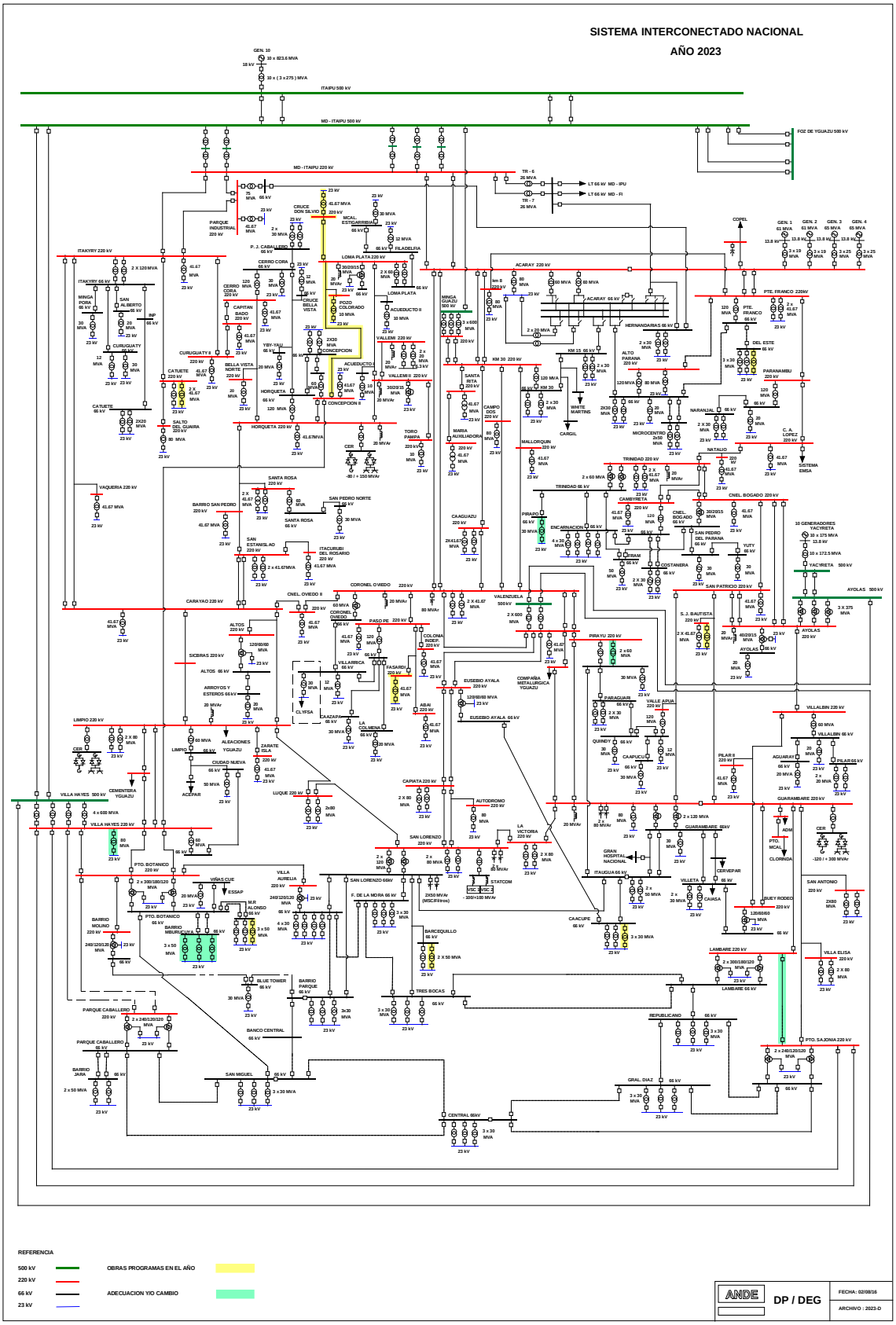

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2018
ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 220 kV
FOZ DE YGUAZU 500 kV
ITAKYRY 220 kV
CARAYAO 220 kV
VACUERIA 220 kV
SICBRAS 220 kV
LIMPIO 220 kV
VILLA HAYES 500 kV
CORONEL OVIEDO 220 kV
PASO PE 220 kV
VILLARRICA 66 kV
CAAZAPA 66 kV
ALTOS 220 kV
ALTOS 66 kV
CIUDAD NUEVA 66 kV
ACEPAR
ALEACIONES YGUAZU
CEMENTERA YGUAZU
LUQUE 220 kV
CAPIATA 220 kV
SAN LORENZO 220 kV
SAN LORENZO 66kV
F. DE LA MORA 66 kV
STATCOM
PTO. BOTANICO 220 kV
PTO. BOTANICO 66 kV
VILLA AURELIA 220 kV
VILLA AURELIA 66 kV
VIÑAS CUE
ESSAP
NUR
AL ONGO
BARRIO MOLINO 220 kV
BARRIO MBURICUYA
BLUE TOWER
BARRIO PARQUE 66 kV
PARQUE CABALLERO 220 kV
BANCO CENTRAL 66 kV
SAN MIGUEL 66 kV
TRES BOCAS 66 kV
CENTRAL 66kV
ITAKYRY 66 kV
MINGA PORA 66 kV
CURUGUATY 66 kV
CURUGUATY II 220 kV
CATUETE 66 kV
CATUETE 220 kV
SALTO DEL GUAIRA 220 kV
P. J. CABALLERO 66 kV
PARQUE INDUSTRIAL 220 kV
CERRO CORA 66 kV
CERRO CORA 220 kV
CAPITAN BADO 220 kV
CAPITAN BADO 66 kV
YBY-YAU 66 kV
HORQUETA 66 kV
HORQUETA 220 kV
CONCEPCION 66 kV
CONCEPCION II 66 kV
CRUCE BELLA VISTA
ACUEDUCTO II
ACUEDUCTO
LOMA PLATA 220 kV
LOMA PLATA
FILADELFIA
MCAL. ESTIGARRIBIA
MCAL. ESTIGARRIBIA 66 kV
VALLEMI 220 kV
VALLEMI II 220 kV
SANTA ROSA 220 kV
SANTA ROSA 66 kV
SAN PEDRO NORTE
BARRIO SAN PEDRO 220 kV
SAN ESTANISLAO 220 kV
ITACURUBI DEL ROSARIO 220 kV
ITACURUBI DEL ROSARIO 66 kV
CER
-80 / + 150 MVAr
ACARAY 220 kV
ACARAY 66 kV
KM 30 220 kV
KM 30 66 kV
KM 15 66 kV
SANTA RITA 220 kV
CAMPO DOS 220 kV
WHITE MARTINS
CARGIL
MALLORQUIN 220 kV
HERNANDARIAS 66 kV
ALTO PARANA 220 kV
MICROCENTRO
NARANJAL
NATALIO
C. A. LOPEZ 220 kV
SISTEMA ESEA
PTE. FRANCO 220kV
PTE. FRANCO 66 kV
DEL ESTE 66 kV
PARANAMBU 220 kV
CONEL
GEN. 1 61 MVA
GEN. 2 61 MVA
GEN. 3 60 MVA
GEN. 4 65 MVA
TRINIDAD 220 kV
TRINIDAD 66 kV
CAMBYRETA 220 kV
CAMBYRETA 66 kV
ENCARNACION 66 kV
PIRAPO 66 kV
CAGUAZU 220 kV
FRAM 66 kV
CNEL. BOGADO 220 kV
CNEL. BOGADO 66 kV
SAN PEDRO DEL PARANA 66 kV
SAN PATRICIO 220 kV
10 GENERADORES YACYRETA
10 x 175 MVA
10 x 172.5 MVA
YACYRETA 500 kV
AYOLAS 500 kV
AYOLAS 220 kV
AYOLAS 66 kV
S. J. BAUTISTA 220 kV
VILLALBIN 220 kV
VILLALBIN 66 kV
PILAR 66 kV
COMPAÑIA METALURGICA YGUAZU
EUSEBIO AYALA 220 kV
EUSEBIO AYALA 66 kV
PIRAYU 220 kV
PARAGUARI 66 kV
QUINDY 66 kV
VALLE APUA 220 kV
CAAPUCU 66 kV
GUARAMBARE 220 kV
GUARAMBARE 66kV
GRAN HOSPITAL NACIONAL
ITAUGUA 66 kV
VILLETA 66 kV
CAACUPE 66 kV
CERVEPAR
CAMSA
ADM
PTO. MCAL. LOPEZ
CLORINDA
CER
-120 / + 300 MVAr
BUEY RODEO 220 kV
SAN ANTONIO 220 kV
VILLA ELISA 220 kV
LAMBARE 220 kV
LAMBARE 66 kV
REPUBLICANO 66 kV
GRAL. DIAZ 66 kV
PTO. SAJONIA 220 kV
REFERENCIA
500 kV
220 kV
66 kV
23 kV
OBRAS PROGRAMAS EN EL AÑO
ADECUACION Y/O CAMBIO
ANDE
DP / DEG
FECHA: 02/08/16
ARCHIVO : 2018-D

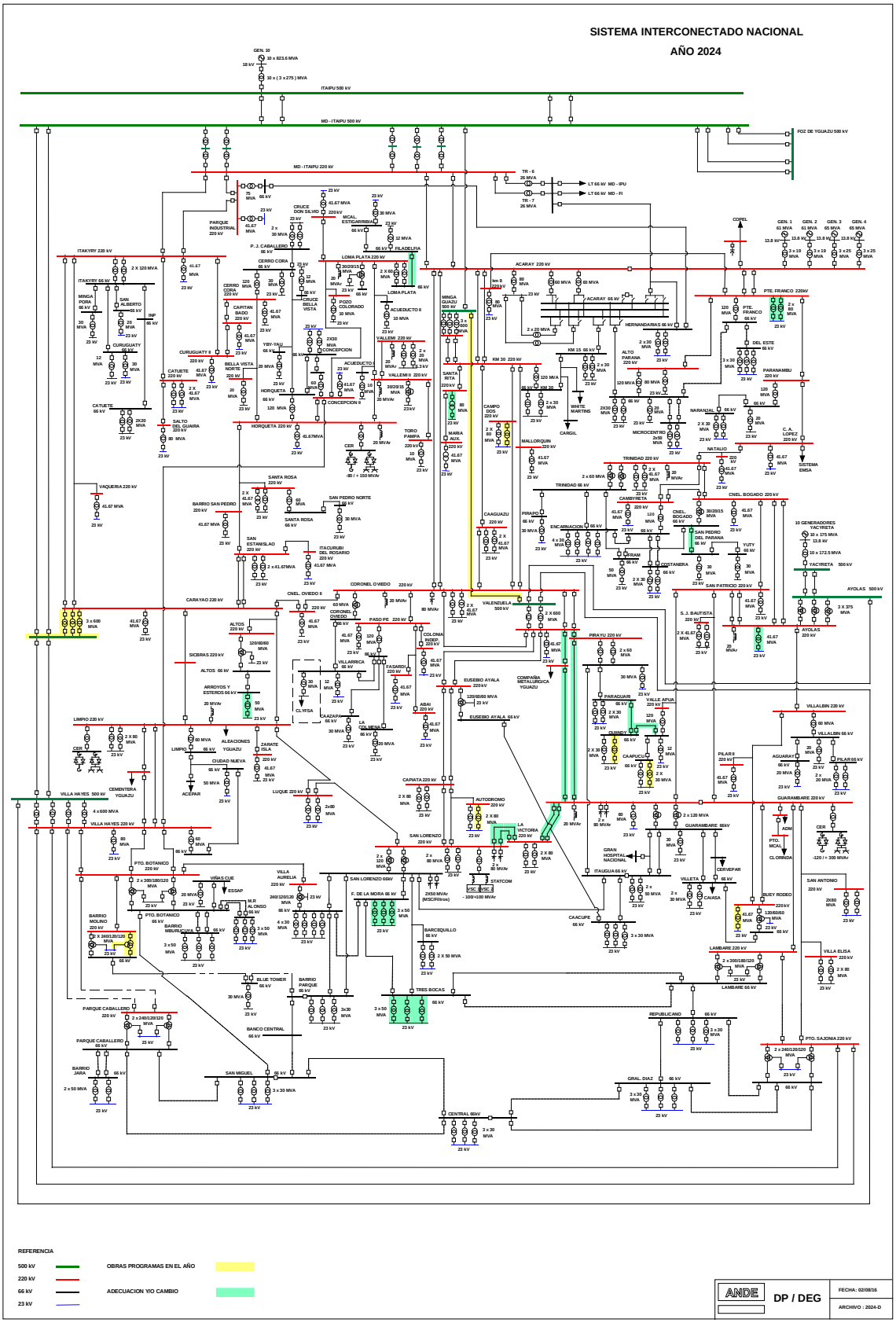

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2019
ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 220 kV
FOZ DE YGUAZU 500 kV
ITAKYRY 220 kV
ITAKYRY 66 kV
CERRO CORA 66 kV
CERRO CORA 220 kV
P. J. CABALLERO 66 kV
PARQUE INDUSTRIAL 220 kV
MCAL. ESTIGARRIBIA 66 kV
LOMA PLATA 220 kV
LOMA PLATA 66 kV
FILADELFIA
ACARAY 220 kV
ACARAY 66 kV
COPEL
GEN. 1 61 MVA
GEN. 2 61 MVA
GEN. 3 60 MVA
GEN. 4 65 MVA
PTE. FRANCO 220kV
PTE. FRANCO 66 kV
HERNANDARIAS 66 kV
DEL ESTE 66 kV
PARANAMBU 220 kV
MINGA PORA 66 kV
CURUGUATY 66 kV
CURUGUATY II
CATUETE 220 kV
CATUETE 66 kV
CAPITAN BADO 220 kV
CAPITAN BADO 66 kV
BELLA VISTA NORTE 220 kV
YBY-YAU 66 kV
CERRO CORA 220 kV
CRUCE BELLA VISTA
ACUEDUCTO II
ACUEDUCTO
CONCEPCION
VALLEMI 220 kV
VALLEMI II 220 kV
HORQUETA 220 kV
HORQUETA 66 kV
CONCEPCION II
SALTO DEL GUAIRA 220 kV
SANTA ROSA 220 kV
SANTA ROSA 66 kV
SAN PEDRO NORTE 66 kV
BARRIO SAN PEDRO 220 kV
SAN ESTANISLAO 220 kV
ITACURUBI DEL ROSARIO 220 kV
VAQUERIA 220 kV
CARAYAO 220 kV
CORONEL OVIEDO 220 kV
CORONEL OVIEDO 66 kV
PASO PE 220 kV
VILLARRICA 66 kV
CAAZAPA 66 kV
COLUMNA
COLONIA INDER 220 kV
ABAI 220 kV
ALTOS 220 kV
ALTOS 66 kV
SICIBRAS 220 kV
LIMPIO 220 kV
LIMPIO 66 kV
CIUDAD NUEVA 66 kV
ACEPAR
ALEACIONES YGUAZU
CEMENTERA YGUAZU
VILLA HAYES 500 kV
VILLA HAYES 220 kV
PTO. BOTANICO 220 kV
PTO. BOTANICO 66 kV
BARRIO MOLINO 220 kV
BARRIO MBURICUYA
VIÑAS CUE
ESSAP
MJR. ALONSO
PARQUE CABALLERO 220 kV
BLUE TOWER 66 kV
BARRIO PARQUE 66 kV
BANCO CENTRAL 66 kV
SAN MIGUEL 66 kV
LUQUE 220 kV
CAPIATA 220 kV
SAN LORENZO 220 kV
SAN LORENZO 66kV
VILLA AURELIA 220 kV
F. DE LA MORA 66 kV
TRES BOCAS 66 kV
CENTRAL 66kV
STATCOM
-300/+180 MVAr
LA VICTORIA 220 kV
EUSEBIO AYALA 220 kV
EUSEBIO AYALA 66 kV
COMPAÑIA METALURGICA YGUAZU
PIRAYU 220 kV
PARAGUARI 66 kV
VALLE APUA 220 kV
QUINDY 66 kV
CAAPUCU 66 kV
GUARAMBARE 220 kV
GUARAMBARE 66kV
GRAN HOSPITAL NACIONAL
ITAUGUA 66 kV
VILLETA 66 kV
CAACUPE 66 kV
CERVEPAR
CAMSA
LAMBARE 220 kV
LAMBARE 66 kV
BUEY RODEO 220 kV
SAN ANTONIO 220 kV
VILLA ELISA 220 kV
PTO. SAJONIA 220 kV
REPUBLICANO 66 kV
GRAL. DIAZ 66 kV
CLORINDA
ADM
PTO. MCAL.
CER
-120 / + 300 MVAr
VILLALBIN 220 kV
VILLALBIN 66 kV
PILAR 66 kV
AYOLAS 220 kV
AYOLAS 500 kV
S. J. BAUTISTA 220 kV
SAN PATRICIO 220 kV
NATALIO 220 kV
SISTEMA ESEA
C. A. LOPEZ 220 kV
NARANJAL 66 kV
MICROCENTRO 2x30 MVA
ALTO PARANA 220 kV
CNEL. BOGADO 220 kV
CNEL. BOGADO 66 kV
CAMBYRETA 220 kV
TRINIDAD 220 kV
TRINIDAD 66 kV
ENCARNACION 66 kV
PIRAPO 66 kV
CAYASTA 220 kV
SAN PEDRO DEL PARANA 66 kV
COSTANERA 66 kV
YACYRETA 500 kV
10 GENERADORES YACYRETA
10 x 175 MVA
10 x 172.5 MVA
MALLORQUIN 220 kV
MARIA AUXILIADORA 220 kV
SANTA RITA 220 kV
CAMPO DUCE 220 kV
KM 30 220 kV
KM 15 66 kV
KM 30 66 kV
WHITE MARTINS
CARGIL
CAAGUAZU 220 kV
ACARAY 220 kV
ANDE
DP / DEG
FECHA: 02/08/16
ARCHIVO : 2019-D
REFERENCIA
500 kV
220 kV
66 kV
23 kV
OBRAS PROGRAMAS EN EL AÑO
ADECUACION Y/O CAMBIO

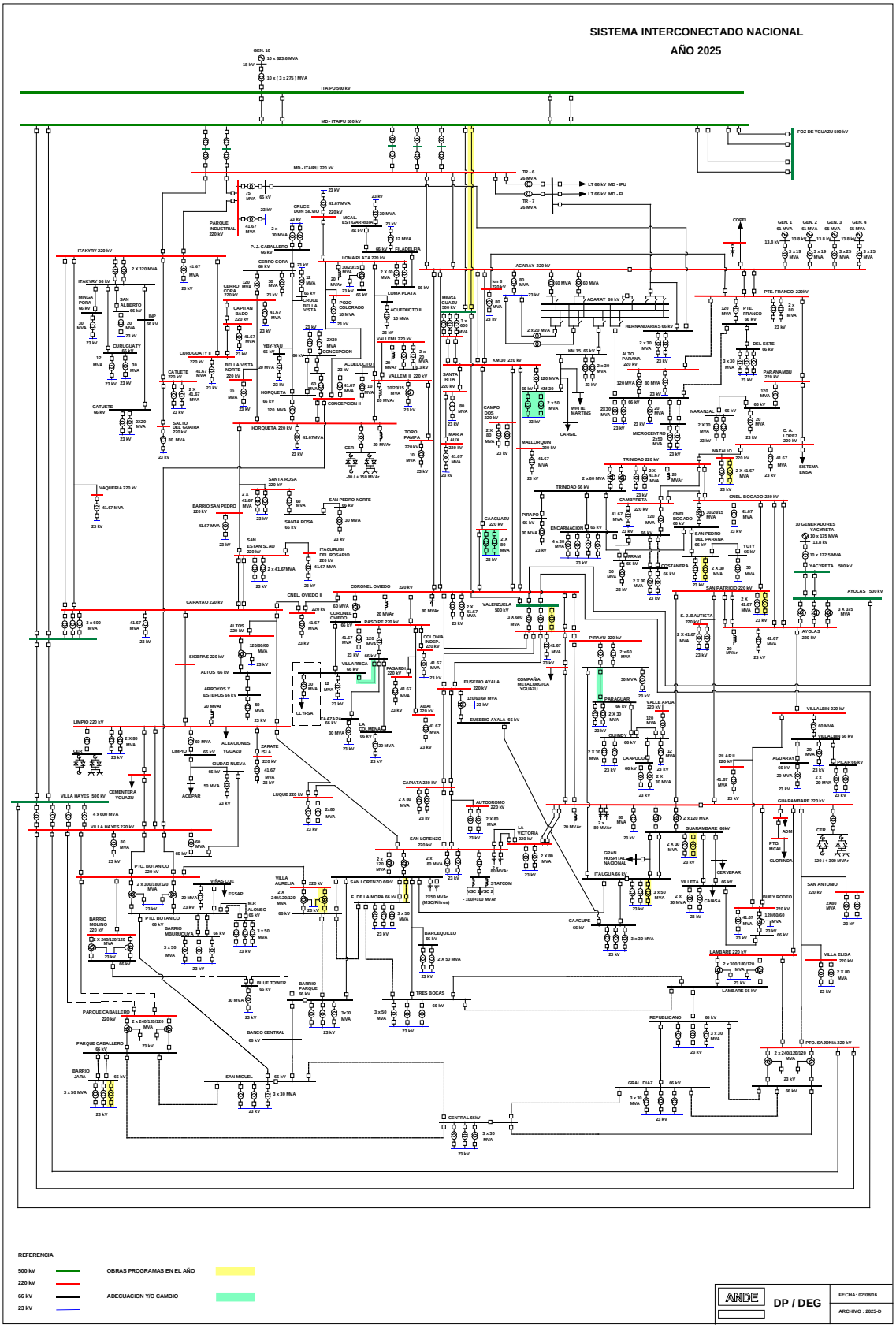

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2020
ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 220 kV
FOZ DE YGUAZU 500 kV
ITAKYRY 220 kV
ITAKYRY 66 kV
CERRO CORA 66 kV
CERRO CORA 220 kV
P. J. CABALLERO 66 kV
PARQUE INDUSTRIAL 220 kV
MCAL. ESTIGARRIBIA 66 kV
LOMA PLATA 220 kV
LOMA PLATA
FILADELFIA
CRUCE BELLA VISTA
ACUEDUCTO II
CONCEPCION
ACUEDUCTO
CONCEPCION II
VALLEMI 220 kV
VALLEMI II 220 kV
YBY-YAU
HORQUETA
HORQUETA 220 kV
CAPITAN BADO 220 kV
BELLA VISTA NORTE 220 kV
CURUGUATY II
CURUGUATY
CATUETE 220 kV
CATUETE 66 kV
SALTO DEL GUAIRA 220 kV
SALTO DEL GUAIRA
MINGA PORA 66 kV
SAN ALBERTO 66 kV
INP 66 kV
VAQUERIA 220 kV
SANTA ROSA 220 kV
SANTA ROSA 66 kV
SAN PEDRO NORTE 66 kV
BARRIO SAN PEDRO 220 kV
SAN ESTANISLAO 220 kV
ITACURUBI DEL ROSARIO 220 kV
CORONEL OVIEDO 220 kV
CORONEL OVIEDO 66 kV
PASO PE 220 kV
VILLARRICA 66 kV
COLONIA INDER 220 kV
ABAI 220 kV
CAAZAPA 66 kV
LA COLMENA 66 kV
CLYFSA
CARAYAO 220 kV
ALTOS 220 kV
ALTOS 66 kV
SICIBRAS 220 kV
ARROYOS Y ESTEROS 66 kV
ALEACIONES YGUAZU
LIMPIO 220 kV
LIMPIO 66 kV
CIUDAD NUEVA 66 kV
ACEPAR
CEMENTERA YGUAZU
VILLA HAYES 500 kV
VILLA HAYES 220 kV
PTO. BOTANICO 220 kV
PTO. BOTANICO 66 kV
BARRIO MOLINO 220 kV
PARQUE CABALLERO 220 kV
VIÑAS CUE
ESSAP
MUR. ALONGO
BARRIO MBURICUYA
BLUE TOWER
BARRIO PARQUE 66 kV
BANCO CENTRAL
SAN MIGUEL
LUQUE 220 kV
CAPIATA 220 kV
SAN LORENZO 220 kV
SAN LORENZO 66kV
VILLA AURELIA
F. DE LA MORA 66 kV
BARCEQUILLO
TRES BOCAS
CENTRAL 66kV
STATCOM
-300/+180 MVAr
LA VICTORIA 220 kV
ACARAY 220 kV
ACARAY 66 kV
SANGA PORA 500 kV
SANTA RITA 220 kV
CAMPO DUCE 220 kV
MARIA AUXILIADORA 220 kV
MALLORQUIN 220 kV
CAAGUAZU 220 kV
CAAGUAZU 66 kV
ENCARNACION 66 kV
PIRAPO 66 kV
CAMBYRETA 220 kV
TRINIDAD 220 kV
TRINIDAD 66 kV
KM 15 66 kV
KM 30 220 kV
KM 30 66 kV
WHITE MARTINS
CARGIL
ALTO PARANA 220 kV
HERNANDARIAS 66 kV
MICROCENTRO
NARANJAL 66 kV
NATALIO
PTE. FRANCO 220kV
PTE. FRANCO 66 kV
DEL ESTE 66 kV
PARANAMBU 220 kV
C. A. LOPEZ 220 kV
SISTEMA ESEA
CNEL. BOGADO 220 kV
CNEL. BOGADO 66 kV
SAN PEDRO DEL PARANA 66 kV
YUTY 66 kV
10 GENERADORES YACYRETA
YACYRETA 500 kV
AYOLAS 500 kV
AYOLAS 220 kV
AYOLAS 66 kV
SAN PATRICIO 220 kV
S. J. BAUTISTA 220 kV
COSTANERA 66 kV
PRAM 66 kV
VALENZUELA 500 kV
PIRAYU 220 kV
PARAGUARI 66 kV
VALLE APUA 220 kV
QUINDY 66 kV
CAAPUCU 66 kV
COMPAÑIA METALURGICA YGUAZU
EUSEBIO AYALA 220 kV
EUSEBIO AYALA 66 kV
GUARAMBARE 220 kV
GUARAMBARE 66kV
GRAN HOSPITAL NACIONAL
ITAUGUA 66 kV
VILLETA
CAACUPE 66 kV
CERVEPAR
CANSA
BUEY RODEO 220 kV
LAMBARE 220 kV
LAMBARE 66 kV
VILLALBIN 220 kV
VILLALBIN 66 kV
AGUARAY 66 kV
PILAR 66 kV
CLORINDA
PTO. MCAL.
ADM
CER
-120 / + 300 MVAr
SAN ANTONIO 220 kV
VILLA ELISA 220 kV
PTO. SAJONIA 220 kV
REPUBLICANO 66 kV
GRAL. DIAZ 66 kV
REFERENCIA
500 kV
220 kV
66 kV
23 kV
OBRAS PROGRAMAS EN EL AÑO
ADECUACION Y/O CAMBIO
ANDE
DP / DEG
FECHA: 02/08/16
ARCHIVO : 2020-D


SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2021
ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 220 kV
FOZ DE YGUAZU 500 kV
ITAKYRY 220 kV
ITAKYRY 66 kV
CURUGUATY
CATUETE
SALTO DEL GUAIRA
VAQUERIA 220 kV
CERRO CORA
CRUCE BELLA VISTA
ACUEDUCTO II
LOMA PLATA
FILADELFIA
CONCEPCION
CONCEPCION II
HORQUETA
HORQUETA 220 kV
VALLEMI 220 kV
VALLEMI II 220 kV
YBY-YAU
CAPITAN BADO
BELLA VISTA NORTE
SANTA ROSA
SAN PEDRO NORTE
BARRIO SAN PEDRO
SAN ESTANISLAO
ITACURUBI DEL ROSARIO
CARAYAO 220 kV
CNEL. OVIEDO II
CORONEL OVIEDO
PASO PE
COLONIA INDER
VILLARRICA
ABAI
CAAZAPA
LA COLMENA
CL.MESA
ALTOS
SICBRAS 220 kV
ARROYOS Y ESTEROS
ALEACIONES YGUAZU
ZARATE ISLA
CIUDAD NUEVA
ACEPAR
LIMPIO 220 kV
LIMPIO
CEP
CEMENTERA YGUAZU
VILLA HAYES 500 kV
VILLA HAYES 220 kV
PTO. BOTANICO 220 kV
PTO. BOTANICO
BARRIO MOLINO 220 kV
BARRIO MBURICUYA
VIÑAS CUE
ESSAP
NUR ALONSO
VILLA AURELIA 220 kV
SAN LORENZO 66kV
F. DE LA MORA 66 kV
BARCEQUILLO
TRES BOCAS
BLUE TOWER
BARRIO PARQUE
BANCO CENTRAL
SAN MIGUEL
PARQUE CABALLERO 220 kV
PARQUE CABALLERO 66 kV
BARRIO JARA
CENTRAL 66kV
CAPIATA 220 kV
AUTODROMO 220 kV
SAN LORENZO 220 kV
LA VICTORIA 220 kV
STATCOM
LUQUE 220 kV
EUSEBIO AYALA 220 kV
EUSEBIO AYALA 66 kV
COMPAÑIA METALURGICA YGUAZU
VALENZUELA 500 kV
PIRAYU 220 kV
PARAGUARI
VALLE APUA 220 kV
QUINDY
CAAPUCU
CAACUPE 66 kV
GRAN HOSPITAL NACIONAL
ITAUGUA 66 kV
VILLETA
CERVEPAR
CARGA
GUARAMBARE 220 kV
GUARAMBARE 66kV
ADM
PTO. MCAL.
CLORINDA
CER
-120 / + 300 MVAr
VILLALBIN 220 kV
VILLALBIN 66 kV
PILAR II 220 kV
PILAR 66 kV
AGUARAY
RUEY RODEO
SAN ANTONIO 220 kV
VILLA ELISA 220 kV
LAMBARE 220 kV
LAMBARE 66 kV
PTO. SAJONIA 220 kV
REPUBLICANO
GRAL. DIAZ
ACARAY 220 kV
ACARAY 66 kV
HERNANDARIAS 66 kV
PTE. FRANCO 220kV
PTE. FRANCO 66 kV
DEL ESTE
PARANAMBU
C. A. LOPEZ 220 kV
SISTEMA ESEA
NATALIO
ALTO PARANA 220 kV
MICROCENTRO
NARANJAL
CANGRI
WHITE MARTINS
KM 30 220 kV
KM 15 66 kV
SANTA RITA 220 kV
CAMPO DUCE 220 kV
MARIA AUXILIADORA
MALLORQUIN 220 kV
TRINIDAD 220 kV
TRINIDAD 66 kV
CAMBYRETA
ENCARNACION
PIRAPO
CAAGUAZU 220 kV
CNEL. BOGADO 220 kV
CNEL. BOGADO 66 kV
SAN PEDRO DEL PARANA
YUTY
COSTANERA
PRAM
SAN PATRICIO 220 kV
S. J. BAUTISTA 220 kV
AYOLAS
AYOLAS 500 kV
YACYRETA 500 kV
10 GENERADORES YACYRETA
10 x 175 MVA
10 x 172.5 MVA
3 X 375 MVA
GEN. 1
GEN. 2
GEN. 3
GEN. 4
CODEL
REFERENCIA
500 kV
220 kV
66 kV
23 kV
OBRAS PROGRAMAS EN EL AÑO
ADECUACION Y/O CAMBIO
ANDE
DP / DEG
FECHA: 02/08/16
ARCHIVO : 2021-D


SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2022
ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 220 kV
FOZ DE YGUAZU 500 kV
ITAKYRY 220 kV
ITAKYRY 66 kV
CERRO CORA 66 kV
PARQUE INDUSTRIAL 220 kV
P. J. CABALLERO 66 kV
MCAL. ESTIGARRIBIA 66 kV
LOMA PLATA 220 kV
FILADELFIA
LOMA PLATA
ACARAY 220 kV
ACARAY 66 kV
COPEL
PTE. FRANCO 220kV
PTE. FRANCO 66 kV
HERNANDARIAS 66 kV
DEL ESTE 66 kV
ALTO PARANA 220 kV
PARANAMBU 220 kV
MINGA PORA 66 kV
SAN ALBERTO 66 kV
INP 66 kV
CURUGUATY 66 kV
CURUGUATY II
CATUETE 220 kV
CATUETE 66 kV
CAPITAN BADO 220 kV
BELLA VISTA NORTE 220 kV
YBY-YAU 66 kV
SALTO DEL GUAIRA 220 kV
HORQUETA 220 kV
HORQUETA 66 kV
CRUCE BELLA VISTA
ACUEDUCTO II
CONCEPCION 220 kV
CONCEPCION II
ACUEDUCTO
VALLEMI 220 kV
VALLEMI II 220 kV
SINGLA 500 kV
SINGLA 220 kV
SANTA RITA 220 kV
CAMPO DUCE 220 kV
MARIA AUXILIADORA 220 kV
TORO PAMPA
CER
-80 / + 150 MVAr
KM 30 220 kV
KM 15 66 kV
WHITE MARTINS
CARGIL
MALLORQUIN 220 kV
NARANJAL
MICROCENTRO
NATALIO
C. A. LOPEZ 220 kV
SISTEMA ESEA
TRINIDAD 220 kV
TRINIDAD 66 kV
CAMBYRETA
CNEL. BOGADO 220 kV
CNEL. BOGADO 66 kV
SAN PEDRO DEL PARANA 66 kV
YUTY 66 kV
PIRAPO 66 kV
ENCARNACION 66 kV
PRAM
COSTANERA 66 kV
SAN PATRICIO 220 kV
S. J. BAUTISTA 220 kV
AYOLAS 220 kV
AYOLAS 500 kV
10 GENERADORES YACYRETA
YACYRETA 500 kV
VAQUERIA 220 kV
CARAYAO 220 kV
BARRIO SAN PEDRO 220 kV
SANTA ROSA 220 kV
SANTA ROSA 66 kV
SAN PEDRO NORTE 66 kV
SAN ESTANISLAO 220 kV
ITACURUBI DEL ROSARIO 220 kV
CAAGUAZU 220 kV
CORONEL OVIEDO 220 kV
CNEL. OVIEDO II
CORONEL OVIEDO 66 kV
PASO PE 220 kV
VILLARRICA 66 kV
CAAZAPA 66 kV
LA COLMENA 66 kV
COLONIA INDEP. 220 kV
ABAI 220 kV
EUSEBIO AYALA 220 kV
EUSEBIO AYALA 66 kV
VALENZUELA 500 kV
COMPAÑIA METALURGICA YGUAZU
PIRAYU 220 kV
PARAGUARI 66 kV
VALLE APUA 220 kV
QUINDY 66 kV
CAAPUCU 66 kV
ALTOS 220 kV
ALTOS 66 kV
SICBRAS 220 kV
ARROYOS Y ESTEROS 66 kV
LIMPIO 220 kV
LIMPIO 66 kV
ALEACIONES YGUAZU
CIUDAD NUEVA 66 kV
ACEPAR
ZARATE ISLA 220 kV
LUQUE 220 kV
CEMENTERA YGUAZU
VILLA HAYES 500 kV
VILLA HAYES 220 kV
CAPIATA 220 kV
AUTODROMO 220 kV
LA VICTORIA 220 kV
SAN LORENZO 220 kV
SAN LORENZO 66kV
GRAN HOSPITAL NACIONAL
ITAUGUA 66 kV
VILLETA 66 kV
CAACUPE 66 kV
CERVEPAR
CAMSA
GUARAMBARE 220 kV
GUARAMBARE 66kV
PTO. MCAL.
CLORINDA
CER
-120 / + 300 MVAr
VILLALBIN 220 kV
VILLALBIN 66 kV
AGUARAY
PILAR II 220 kV
PILAR 66 kV
RUEY RODEO
SAN ANTONIO 220 kV
LAMBARE 220 kV
LAMBARE 66 kV
VILLA ELISA 220 kV
PTO. SAJONIA 220 kV
REPUBLICANO 66 kV
GRAL. DIAZ 66 kV
CENTRAL 66kV
PTO. BOTANICO 220 kV
PTO. BOTANICO 66 kV
BARRIO MOLINO 220 kV
BARRIO MBURICUYA 66 kV
VIÑAS CUE
ESSAP
NUR ALONSO 66 kV
VILLA AURELIA 220 kV
F. DE LA MORA 66 kV
BARCEQUILLO 66 kV
TRES BOCAS 66 kV
BLUE TOWER 66 kV
BARRIO PARQUE 66 kV
BANCO CENTRAL 66 kV
SAN MIGUEL 66 kV
PARQUE CABALLERO 220 kV
PARQUE CABALLERO 66 kV
BARRIO JARA 66 kV
STATCOM
-300/+180 MVAr
REFERENCIA
500 kV
220 kV
66 kV
23 kV
OBRAS PROGRAMAS EN EL AÑO
ADECUACION Y/O CAMBIO
ANDE
DP / DEG
FECHA: 02/08/16
ARCHIVO : 2022-D


SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2023
ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 220 kV
FOZ DE YGUAZU 500 kV
ITAKYRY 220 kV
ITAKYRY 66 kV
CERRO CORA 66 kV
CERRO CORA 220 kV
LOMA PLATA 220 kV
LOMA PLATA
ACARAY 220 kV
ACARAY 66 kV
PTE. FRANCO 220kV
PTE. FRANCO 66 kV
CORONEL OVIEDO 220 kV
CORONEL OVIEDO 66 kV
CNEL. OVIEDO II
CARAYAO 220 kV
VILLA HAYES 500 kV
VILLA HAYES 220 kV
CEMENTERA YGUAZU
LIMPIO 220 kV
LIMPIO 66 kV
SICBRAS 220 kV
ALTOS 220 kV
ALTOS 66 kV
ARROYOS Y ESTEROS 66kV
CIUDAD NUEVA
ACEPAR
ALECIONES YGUAZU
ZARATE ISLA
LUQUE 220 kV
CAPIATA 220 kV
AUTODROMO 220 kV
LA VICTORIA 220 kV
SAN LORENZO 220 kV
SAN LORENZO 66kV
F. DE LA MORA 66 kV
STATCOM
PTO. BOTANICO 220 kV
PTO. BOTANICO 66 kV
VIÑAS CUE
ESSAP
BARRIO MOLINO 220 kV
BARRIO MBURICUYA
BARRIO PARQUE 66 kV
BLUE TOWER
BANCO CENTRAL
PARQUE CABALLERO 220 kV
PARQUE CABALLERO 66 kV
BARRIO JARA
SAN MIGUEL
CENTRAL 66kV
TRES BOCAS
BARCEQUILLO
CAACUPE 66 kV
VILLETA
CERVEPAR
CAMSA
GUARAMBARE 66kV
GUARAMBARE 220 kV
ITAUGUA 66 kV
GRAN HOSPITAL NACIONAL
REPUBLICANO
GRAL. DIAZ
LAMBARE 220 kV
LAMBARE 66 kV
PTO. SAJONIA 220 kV
VILLA ELISA
SAN ANTONIO
RUEY RODEO
CLORINDA
ADM
CER
-120 / + 300 MVAr
VILLALBIN 220 kV
VILLALBIN 66 kV
PILAR II 220 kV
PILAR 66 kV
AGUARAY
VILLE AJUA
PARAGUARI 66 kV
PARAGUARI 220 kV
QUINDY
CAAPUCU
PIRAYU 220 kV
COMPAÑIA METALURGICA YGUAZU
EUSEBIO AYALA 220 kV
EUSEBIO AYALA 66 kV
PASO PE 220 kV
COLONIA INDEP. 220 kV
VILLARRICA 66 kV
SAN PEDRO NORTE
SANTA ROSA 220 kV
SANTA ROSA 66 kV
BARRIO SAN PEDRO 220 kV
SAN ESTANISLAO 220 kV
ITACURUBI DEL ROSARIO 220 kV
ITACURUBI DEL ROSARIO 66 kV
VAQUERIA 220 kV
CATUETE 220 kV
CATUETE 66 kV
SALTO DEL GUAIRA 220 kV
CURUGUATY 66 kV
CURUGUATY II
MINGA PORA 66 kV
SAN ALBERTO 66 kV
INP 66 kV
CAPITAN BADO 220 kV
CAPITAN BADO
YBY-YAU 66 kV
BELLA VISTA NORTE 220 kV
HORQUETA 66 kV
HORQUETA 220 kV
CRUCE BELLA VISTA
POZO COLORADO
10 MVA
2X20 MVA CONCEPCION
CONCEPCION II
ACUEDUCTO
ACUEDUCTO II
VALLEMI 220 kV
VALLEMI II 220 kV
JUAN L. MALLORQUIN
TORO PAMPA
CER
-80 / + 150 MVAr
SANTA RITA 220 kV
CAMPO DUCE 220 kV
MARIA AUXILIADORA
MALLORQUIN 220 kV
KM 30 220 kV
KM 15 66 kV
WHITE MARTINS
CARGIL
ALTO PARANA 220 kV
HERNANDARIAS 66 kV
MICROCENTRO
NARANJAL
NATALIO
C. A. LOPEZ 220 kV
SISTEMA ESEA
PARANAMBU 220 kV
DEL ESTE 66 kV
TRINIDAD 220 kV
TRINIDAD 66 kV
CAMBYRETA
CNEL. BOGADO 220 kV
CNEL. BOGADO 66 kV
SAN PEDRO DEL PARANA 66 kV
YUTY 66 kV
ENCARNACION 66 kV
PIRAPO 66 kV
CAGUAZU 220 kV
COSTANERA
SAN PATRICIO 220 kV
S. J. BAUTISTA 220 kV
AYOLAS 220 kV
AYOLAS 500 kV
YACYRETA 500 kV
10 GENERADORES YACYRETA
10 x 175 MVA
10 x 172.5 MVA
VALENZUELA 500 kV
CAACUPE 220 kV
CAACUPE 66 kV
LA COLMENA 66 kV
CLYFSA
ASUN 220 kV
CAZAPA 66 kV
GENERAL ESTIGARRIBIA
MCAL. ESTIGARRIBIA
P. J. CABALLERO
PARQUE INDUSTRIAL 220 kV
CRUCE DON SILVIO
GENERAL ESTIGARRIBIA 500 kV
CONDEL
GEN. 1 61 MVA
GEN. 2 61 MVA
GEN. 3 60 MVA
GEN. 4 65 MVA
TR - 6 26 MVA
TR - 7 26 MVA
LT 66 kV MD - IPU
LT 66 kV MD - FI
REFERENCIA
500 kV
220 kV
66 kV
23 kV
OBRAS PROGRAMAS EN EL AÑO
ADECUACION Y/O CAMBIO
ANDE
DP / DEG
FECHA: 02/08/16
ARCHIVO : 2023-D


SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2024
ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 220 kV
FOZ DE YGUAZU 500 kV
ITAKYRY 220 kV
ITAKYRY 66 kV
CERRO CORA 220 kV
CERRO CORA 66 kV
LOMA PLATA 220 kV
LOMA PLATA 66 kV
ACARAY 220 kV
ACARAY 66 kV
PTE. FRANCO 220kV
PTE. FRANCO 66 kV
CORONEL OVIEDO 220 kV
CNEL. OVIEDO II
CARAYAO 220 kV
ALTOS 220 kV
ALTOS 66 kV
SICIBRAS 220 kV
ARROYOS Y ESTEROS 66 kV
LIMPIO 220 kV
LIMPIO 66 kV
ALCACIONES YGUAZU
CIUDAD NUEVA
ACEPAR
CEMENTERA YGUAZU
VILLA HAYES 500 kV
VILLA HAYES 220 kV
PTO. BOTANICO 220 kV
PTO. BOTANICO 66 kV
BARRIO MOLINO 220 kV
BARRIO MBURICAYA
VISTA CUE
ESSAP
ALR ALONSO
BLUE TOWER
BARRIO PARQUE
BANCO CENTRAL
PARQUE CABALLERO 220 kV
PARQUE CABALLERO 66 kV
BARRIO JARA
SAN MIGUEL
VILLA AURELIA
SAN LORENZO 66kV
F. DE LA MORA 66 kV
BARCEQUILLO
TRES BOCAS
CENTRAL 66kV
SAN LORENZO 220 kV
CAPIATA 220 kV
AUTODROMO
LA VICTORIA
STATCOM
GRAN HOSPITAL NACIONAL
ITAUGUA 66 kV
VILLETA
CAACUPE 66 kV
CAUSA
CERVEPAR
GUARAMBARE 66kV
GUARAMBARE 220 kV
ADM
PTO. MCAL.
CLORINDA
CER
-120 / + 300 MVAr
SAN ANTONIO 220 kV
BUEY RODEO
LAMBARE 220 kV
LAMBARE 66 kV
VILLA ELISA 220 kV
REPUBLICANO
GRAL. DIAZ
PTO. SAJONIA 220 kV
VILLALBIN 220 kV
VILLALBIN 66 kV
PILAR 220 kV
PILAR 66 kV
AGUARAY
PARAGUARI
VALLE APUA 220 kV
CAAPUCU
QUINDY
PIRAYU 220 kV
VALENZUELA
COMPAÑIA METALURGICA YGUAZU
EUSEBIO AYALA 220 kV
EUSEBIO AYALA 66 kV
COLONIA RIDER 220 kV
PASO PE 220 kV
FASARDI 220 kV
ANDI 220 kV
VILLARRICA 66 kV
CAAZAPA 66 kV
LA COLMENA 66 kV
CLYFSA
LUQUE 220 kV
ZARATE ISLA
LIMPIO 220 kV
CER
CAMPO 2000 220 kV
SANTA RITA 220 kV
MARIA AUX. 220 kV
TORO PAMPA 220 kV
CER
-80 / + 150 MVAr
MALLORQUIN 220 kV
CARIGIL
WHITE MARTINS
KM 30 220 kV
KM 15 66 kV
ALTO PARANA 220 kV
HERNANDARIAS 66 kV
DEL ESTE 66 kV
PARANAMBU 220 kV
NARANJAL 66 kV
MICROCENTRO
NATALIO
C.A. LOPEZ 220 kV
SISTEMA ESEGA
TRINIDAD 220 kV
TRINIDAD 66 kV
CAMBYRETA
ENCARNACION 66 kV
PIRAPO 66 kV
CAAGUAZU 220 kV
CNEL. BOGADO 220 kV
CNEL. BOGADO 66 kV
SAN PEDRO DEL PARANA 66 kV
YUTY 66 kV
ITAPUA
COSTANERA 66 kV
SAN PATRICIO 220 kV
S. J. BAUTISTA 220 kV
AYOLAS 220 kV
AYOLAS 500 kV
YACYRETA 500 kV
10 GENERADORES YACYRETA
CORANI
GEN. 1
GEN. 2
GEN. 3
GEN. 4
SANTA ROSA 220 kV
SANTA ROSA 66 kV
BARRIO SAN PEDRO 220 kV
SAN ESTANISLAO 220 kV
ITACURUBI DEL ROSARIO 220 kV
SAN PEDRO NORTE 66 kV
VAQUERIA 220 kV
CURUGUATY 220 kV
CURUGUATY 66 kV
CATUETE 220 kV
CATUETE 66 kV
SALTO DEL GUAIRA 220 kV
CAPITAN BADO 220 kV
BELLA VISTA NORTE 220 kV
YBY-YAU 66 kV
HORQUETA 66 kV
HORQUETA 220 kV
CONCEPCION 66 kV
CRUCE BELLA VISTA
POZO COLORADO
ACUEDUCTO
ACUEDUCTO II
VALLEMI 220 kV
VALLEMI II 220 kV
CRUCE DON SILVIO
MCAL. ESTIGARRIBIA
P. J. CABALLERO
PARQUE INDUSTRIAL 220 kV
FILADELFIA
MINGA PORA 66 kV
SAN ALBERTO 66 kV
INP 66 kV
TR - 6 20 MVA
TR - 7 20 MVA
LT 66 kV MD - IPU
LT 66 kV MD - FI
REFERENCIA
500 kV
220 kV
66 kV
23 kV
OBRAS PROGRAMAS EN EL AÑO
ADECUACION Y/O CAMBIO
ANDE
DP / DEG
FECHA: 02/08/16
ARCHIVO : 2024-D


SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2025
ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 500 kV
MD - ITAIPU 220 kV
FOZ DE YGUAZU 500 kV
ACARAY 220 kV
ACARAY 66 kV
ITAKYRY 220 kV
ITAKYRY 66 kV
CERRO CORA 220 kV
CERRO CORA 66 kV
LOMA PLATA 220 kV
LOMA PLATA
PARQUE INDUSTRIAL 220 kV
P. J. CABALLERO 66 kV
CRUCE DON SILVIO
MCAL. ESTIGARRIBIA
FILADELFIA
CRUCE BELLA VISTA
POZO COLORADO
ACUEDUCTO
ACUEDUCTO II
CONCEPCION
CONCEPCION II
YBY-YAU
HORQUETA 220 kV
HORQUETA 66 kV
CURUGUATY
CURUGUATY II
CATUETE 220 kV
CATUETE 66 kV
SALTO DEL GUAIRA 220 kV
BELLA VISTA NORTE 220 kV
CAPITAN BADO 220 kV
MINGA PORA 66 kV
SAN ALBERTO 66 kV
INP 66 kV
VALLEMI 220 kV
VALLEMI II 220 kV
SANTA RITA 220 kV
MARIA AUX. 220 kV
TORO PAMPA 220 kV
CER
-80 / + 150 MVAr
CAMPO DOS 220 kV
MALLORQUIN 220 kV
CARGIL
WHITE MARTINS
KM 30 220 kV
KM 15 66 kV
KM 8 220 kV
MINGA GUAZU 500 kV
ALTO PARANA 220 kV
HERNANDARIAS 66 kV
COPEL
GEN. 1 61 MVA
GEN. 2 61 MVA
GEN. 3 65 MVA
GEN. 4 65 MVA
PTE. FRANCO 220kV
PTE. FRANCO 66 kV
DEL ESTE 66 kV
PARANAMBU 220 kV
NARANJAL 66 kV
MICROCENTRO 2x30 MVA
NATALIO 220 kV
C. A. LOPEZ 220 kV
SISTEMA ENDE
TRINIDAD 220 kV
TRINIDAD 66 kV
CAMBYRETA 220 kV
CNEL. BOGADO 220 kV
CNEL. BOGADO 66 kV
SAN PEDRO DEL PARANA 66 kV
YUTY 66 kV
10 GENERADORES YACYRETA
10 x 275 MVA
10 x 172.5 MVA
YACYRETA 500 kV
AYOLAS 500 kV
AYOLAS 220 kV
S. J. BAUTISTA 220 kV
SAN PATRICIO 220 kV
ENCARNACION 66 kV
PIRAPO 66 kV
CAAGUAZU 220 kV
COSTANERA 66 kV
ITAPEBI
VALENZUELA 500 kV
PIRAYU 220 kV
PARAGUAIR 66 kV
VALLE APUA 220 kV
QUINDY 66 kV
CAAPUCU 66 kV
COMPAÑIA METALURGICA YGUAZU
EUSEBIO AYALA 220 kV
EUSEBIO AYALA 66 kV
COLONIA INDEP. 220 kV
CORONEL OVIEDO 220 kV
CORONEL OVIEDO 66 kV
CNEL. OVIEDO II
PASO PE 220 kV
VILLARRICA 66 kV
FASARDI 220 kV
CLYFSA
CAZAPA 66 kV
LA COLMENA 66 kV
ABC 220 kV
CAPIATA 220 kV
AUTODROMO 220 kV
LA VICTORIA 220 kV
SAN LORENZO 220 kV
SAN LORENZO 66kV
F. DE LA MORA 66 kV
2X50 MVAr (MSC/FR/tros)
STATCOM
-100/+100 MVAr
BARCEQUILLO 66 kV
TRES BOCAS 66 kV
CAACUPE 66 kV
GRAN HOSPITAL NACIONAL
ITAUGUA 66 kV
GUARAMBARE 66kV
GUARAMBARE 220 kV
VILLETA
CAUSA
CERVEPAR
ADM
PTO. MCAL. LOPEZ
CLORINDA
-120 / + 300 MVAr
VILLALBIN 220 kV
VILLALBIN 66 kV
AGUARAY 66 kV
PILAR II 220 kV
PILAR 66 kV
LAMBARE 220 kV
LAMBARE 66 kV
BUEY RODEO 220 kV
SAN ANTONIO 220 kV
VILLA ELISA 220 kV
PTO. SAJONIA 220 kV
REPUBLICANO 66 kV
GRAL. DIAZ 66 kV
CENTRAL 66kV
VAQUERIA 220 kV
SANTA ROSA 220 kV
SANTA ROSA 66 kV
SAN PEDRO NORTE 66 kV
BARRIO SAN PEDRO 220 kV
SAN ESTANISLAO 220 kV
ITACURUBI DEL ROSARIO 220 kV
CARAYAO 220 kV
ALTOS 220 kV
ALTOS 66 kV
SICIBRAS 220 kV
ARROYOS Y ESTEROS 66 kV
LIMPIO 220 kV
LIMPIO 66 kV
ALECIONES YGUAZU
ZARATE ISLA
CIUDAD NUEVA
ACONAR
CEMENTERA YGUAZU
LUQUE 220 kV
VILLA HAYES 500 kV
VILLA HAYES 220 kV
PTO. BOTANICO 220 kV
PTO. BOTANICO 66 kV
BARRIO MOLINO 220 kV
BARRIO MBURICUYA
VISAS CUE
ESSAP
VILLA AURELIA 220 kV
ALTO ALONSO 66 kV
BLUE TOWER 66 kV
BARRIO PARQUE 66 kV
BANCO CENTRAL 66 kV
PARQUE CABALLERO 220 kV
PARQUE CABALLERO 66 kV
BARRIO JAARA 66 kV
SAN MIGUEL 66 kV
REFERENCIA
500 kV
220 kV
66 kV
23 kV
OBRAS PROGRAMAS EN EL AÑO
ADECUACION Y/O CAMBIO
ANDE
DP / DEG
FECHA: 02/08/16
ARCHIVO : 2025-D

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

PLAN MAESTRO DE DISTRIBUCIÓN DE CORTO Y MEDIO PLAZO

PERÍODO: 2016 – 2025

Agosto 2016

Contenido

3.1. OBJETIVO **3**
3.2. RESUMEN EJECUTIVO **6**
3.3. DEFINICIÓN DE LAS OBRAS **14**
3.3.1. Proyección de Mercado **14**
3.3.2. Programa de Transmisión **16**
3.3.3. Programa de Distribución **16**
3.3.3.1. SISTEMA METROPOLITANO **19**
3.3.3.1.1. CORTO PLAZO **22**
3.3.3.1.2. MEDIO PLAZO **27**
3.3.3.2. SISTEMA ESTE **33**
3.3.3.2.1 CORTO PLAZO **35**
3.3.3.2.2 MEDIO PLAZO **37**
3.3.3.3. SISTEMA CENTRAL **42**
3.3.3.3.1 CORTO PLAZO **44**
3.3.3.3.2 MEDIO PLAZO **47**
3.3.3.4. SISTEMA SUR **51**
3.3.3.4.1 CORTO PLAZO **53**
3.3.3.4.2 MEDIO PLAZO **56**
3.3.3.5. SISTEMA NORTE **60**
3.3.3.5.1 CORTO PLAZO **61**
3.3.3.5.2 MEDIO PLAZO **64**
3.4. CONCLUSIONES **67**
ANEXOS 3 ..... **68**

ANEXO 3.1 RESUMEN DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN…….…….....69

ANEXO 3.2 RESUMEN FÍSICO Y FINANCIERO DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN….....73

ANEXO 3.3 RESUMEN FÌSICO Y FINANCIERO DEL PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN.....…….....124

ANEXO 3.4 OBRAS DE DISTRIBUCIÓN…….....132

ANEXO 3.5 RED AISLADA – ZONAS DE INFLUENCIAS (CORTO PLAZO)…….....141

ANEXO 3.6 CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN…….…….…….…….…….....150

3.1. OBJETIVO

Presentar los resultados de los estudios de planificación de distribución de corto y medio plazos, periodo 2016/2020 y 2021/2025, formando un Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico de Distribución de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), visando la optimización de la red primaria y secundaria de distribución ya existente; así como, su desarrollo futuro para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en zonas ya incorporadas al mismo y expansión a zonas aún no servidas. El Sistema de Distribución de la ANDE comprende los siguientes sistemas:

- Sistema Metropolitano (Dptos. Central y Pte. Hayes)
- Sistema Central (Dptos. Caaguazú, Caazapá, Guairá, Cordillera y San Pedro)
- Sistema Este (Dptos. Canindeyú y Alto Paraná)
- Sistema Norte (Dptos. Alto Paraguay, Amambay, Boquerón y Concepción)
- Sistema Sur (Dptos. Itapúa, Misiones, Ñeembucú y Paraguarí)

Los estudios de planificación fueron realizados considerando el desarrollo de las siguientes etapas:

- Colecta de datos para la base de datos;
- Diagnóstico del sistema eléctrico de distribución;
- Análisis y previsión de mercado eléctrico;
- Análisis integrado transmisión/distribución del plan de ampliación y construcción de subestaciones de distribución;
- Formulación y análisis técnico económico de alternativas para la expansión del sistema eléctrico de distribución;
- Elaboración del Plan de Obras de Distribución;
- Elaboración del informe final de los estudios de corto plazo.

El informe de Estudio de Mercado de Energía Eléctrica elaborado por el Departamento de Estudios de Tarifas y Mercado, fue utilizado como base para la desagregación de la demanda de los alimentadores de 23 kV del sistema eléctrico de distribución.

La ejecución del Plan Maestro de Distribución de Corto Plazo, período 2016/2020, propuesto permitirá a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE):

Año		2016	2017	2018	2019	2020	Total
Incremento de Consumo de Energía	GWh	2.193	2.314	3.488	1.917	3.235	13.147
Nuevos Clientes	Unidad en miles	22	22	22	22	23	111
Inversión	Millones de US$	180,49	234,14	279,23	225,78	177,08	1.096,72

Estudios de Mercado 2015-2025
Con alto crecimiento industrial

- Expansión del sistema eléctrico
    - Red de Media Tensión: 17.451 km
    - Red de Baja Tensión: 18.815 km
    - Transformadores de Distribución: 1.702 MVA

Las inversiones necesarias para la ejecución del Plan Maestro de Distribución en el período 2016/2020 suman US$ 1.096,72 millones.

La ejecución del Plan Maestro de Distribución de Medio Plazo, período 2021/2025, propuesto permitirá a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE):

Año		2021	2022	2023	2024	2025	Total
Incremento de Consumo de Energía	GWh	2.304	2.836	2.597	2.682	2.666	13.085
Nuevos Clientes	Unidad en miles	22	21	22	22	21	108
Inversión	Millones de US$	169,82	212,25	236,77	231,64	189,09	1.039,56

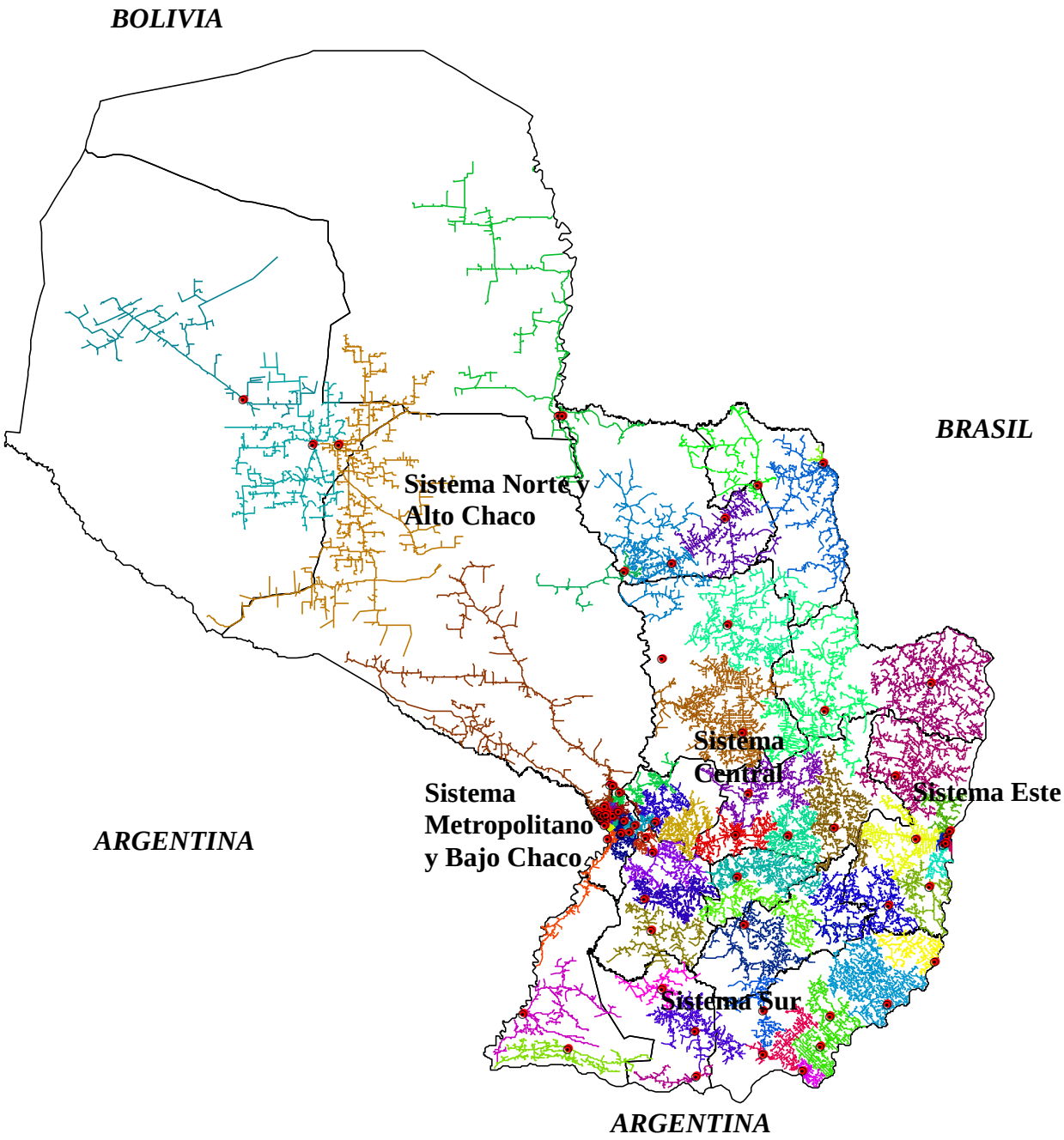
Estudios de Mercado 2015-2025
Con alto crecimiento industrial

- Expansión del sistema eléctrico
    - Red de Media Tensión: 15.910 km
    - Red de Baja Tensión: 20.170 km
    - Transformadores de Distribución: 2.290 MVA

Las inversiones necesarias para la ejecución del Plan Maestro de Distribución en el período 2021/2025 suman US$1.039,56 millones.

Los resúmenes físicos para el Sistema ANDE se muestran en las páginas 12 y 13.

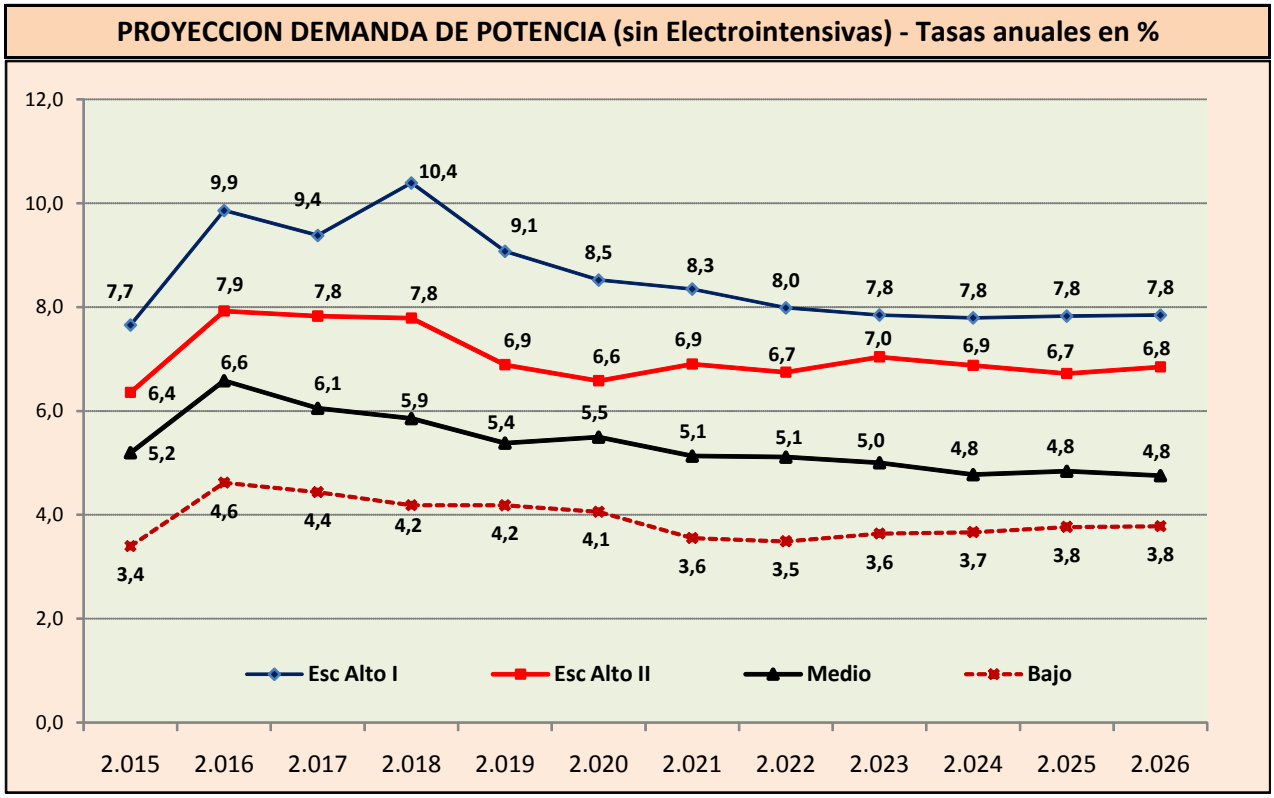
MAPA ELECTRICO DE LOS SISTEMAS COMPONENTES



3.2. RESUMEN EJECUTIVO

El Plan Maestro de Distribución (Período 2016-2025), presenta los resultados de los estudios y análisis realizados, con miras a la optimización de la red primaria y secundaria de distribución de la ANDE ya existente; así como, su desarrollo futuro para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en zonas ya incorporadas a la misma y expansión a zonas aún no servidas.

En la siguiente gráfica se puede apreciar los escenarios de Demanda Máxima de Potencia del Sistema Interconectado Nacional incluyendo la entrada de Pequeñas y Medianas Industrias Electrointensivas.



Para los estudios y análisis del Plan de obras de Distribución fue utilizado el escenario PIB Alto I.

En la tabla siguiente se presentan los datos técnicos del Sistema de Distribución de la ANDE.

DATOS TÉCNICOS DE DISTRIBUCIÓN

Descripción	Total
SUBESTACIONES (N°)	82
ALIMENTADORES (N°)	441
USUARIOS (N°)	1.472.911
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN (MVA)	3.069

CORTO PLAZO (2016 – 2020)

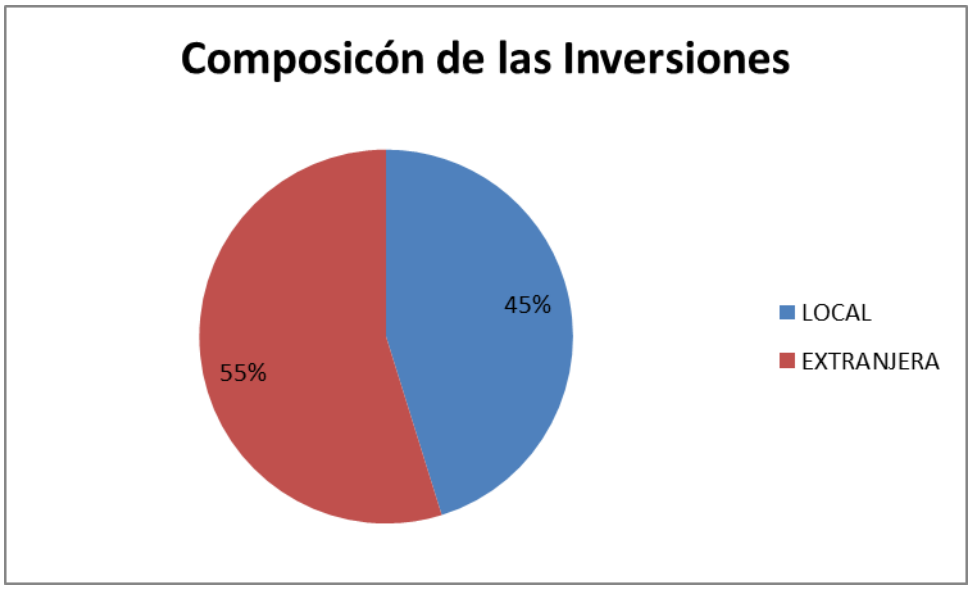
El Plan de Obras de Distribución contempla en el corto plazo la construcción de 335 nuevos alimentadores, los cuales afectarán a 82 Subestaciones existentes y a 28 nuevas Subestaciones proyectadas en el Plan de Transmisión. Para el final del período se prevé la totalidad de 648 alimentadores en servicio.

También se incluyen obras para mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas para dar más confiabilidad al servicio.

Otro componente de obras es el Programa de Recuperación de Obras de Distribución que tiene por objetivo normalizar las líneas de distribución del Sistema de Autoayuda.

En el corto plazo (2016 – 2020) se contempla la inversión de 1.096,72(miles de US$). En la tabla siguiente se detallan las inversiones incluidas las del Programa de Recuperación de Obras de Distribución (P.R.O.D.).

Inversiones del Plan Maestro de Distribución en Miles de US$							
	Plan de obras		P.R.O.D.		Plan de Obras + P.R.O.D.		
	MONEDA		MONEDA		MONEDA		
AÑOS	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	Suma
2016	78.273	96.055	3.183	2.978	81.456	99.033	180.489
2017	100.884	123.801	4.893	4.563	105.776	128.364	234.140
2018	120.963	148.442	5.082	4.740	126.045	153.182	279.227
2019	96.800	118.791	5.272	4.917	102.072	123.708	225.780
2020	74.934	91.956	5.271	4.918	80.206	96.873	177.079
TOTAL	471.854	579.045	23.700	22.116	495.555	601.160	1.096.715



En las Tablas siguientes se detallan los resúmenes físicos de las obras de distribución por Sistema Eléctrico y por año:

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN CORTO PLAZO AÑOS 2.016 - 2.020**								
DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	SISTEMA METROPOLITANO	SISTEMA ESTE	SISTEMA CENTRAL	SISTEMA SUR	SISTEMA NORTE	S.I.N.
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	111	1.311	1.663	1.236	3.085	**7.406**
	Subterránea	km.	140,0	26,6	5,5	7,6	8,6	**188,2**
	Aislada	km.	7.995	915	307	428	212	**9.857**
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	224	1.485	1.261	779	637	**4.387**
	Subterránea	km.	20	6	0	0	0	**26**
	Aislada	km.	13.201	541	297	231	132	**14.403**
Instalación de Transformadores:		(KVA)	1.070.191	276.782	171.164	99.277	84.849	**1.702.263**
Instalación de Acometidas:		(unid.)	926.770	803.670	730.045	445.940	566.911	**3.473.336**
Colocación de Medidores:		(unid.)	42.488	16.038	26.578	15.769	14.037	**114.910**
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	11.187	4.740	9.655	6.953	4.108	**36.645**
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	315	126	165	108	483	**1.197**
Cambio de Postes de MT		(unid.)	2.750	9.095	8.712	7.200	2.505	**30.262**
Cambio de Postes de BT		(unid.)	6.250	2.275	7.500	6.000	0	**22.025**
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**775.305**	**92.264**	**53.990**	**52.169**	**77.173**	**1.050.900**
Inversión Programa de Recuperación de Obras de Distribución en miles		**(U$S)**	**878**	**10.604**	**18.107**	**11.195**	**5.031**	**45.815**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**776.183**	**102.868**	**72.098**	**63.364**	**82.203**	**1.096.715**

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN CORTO PLAZO AÑOS 2.016 - 2.020**								
Obra	TIPO	UNIDAD	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	1.875	1.659	1.344	1.024	1.504	**7.406**
	Subterránea	km.	29,92	84,42	40,90	14,60	18,40	**188,2**
	Aislada	km.	1.581,10	1.885,60	2.645,41	2.283,44	1.461,77	**9.857**
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	816	854	878	886	953	**4.387**
	Subterránea	km.	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	**26**
	Aislada	km.	1.906,33	2.680,36	3.962,51	3.414,56	2.438,93	**14.403**
Instalación de Transformadores:		(KVA)	301.172	319.887	352.838	348.247	380.119	**1.702.263**
Instalación de Acometidas:		(unid.)	693.958	699.424	707.167	683.340	689.447	**3.473.336**
Colocación de Medidores:		(unid.)	23.211	23.217	23.132	22.560	22.790	**114.910**
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	7.374	7.359	7.349	7.299	7.264	**36.645**
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	262	235	228	227	247	**1.197**
Cambio de Postes de MT		(unid.)	6.114	6.114	5.826	6.104	6.104	**30.262**
Cambio de Postes de BT		(unid.)	4.405	4.405	4.405	4.405	4.405	**22.025**
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**174.328**	**224.685**	**269.405**	**215.591**	**166.890**	**1.050.900**
Inversión Programa de Recuperación de Obras de Distribución en miles		**(U$S)**	**6.161**	**9.456**	**9.822**	**10.189**	**10.189**	**45.815**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**180.489**	**234.140**	**279.227**	**225.780**	**177.079**	**1.096.715**

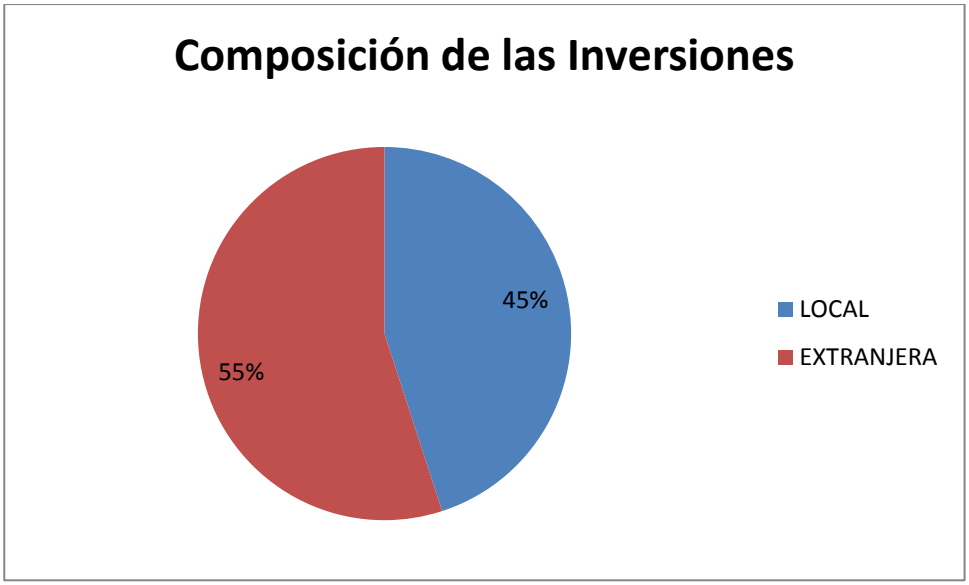
MEDIO PLAZO (2021 – 2025)

El Plan Maestro de Distribución contempla en el Medio Plazo la construcción de 170 nuevos alimentadores. Para el final del período se prevé la totalidad de 944 alimentadores en servicio.

Este Plan incluye las obras necesarias para atender la expansión y el crecimiento vegetativo del Sistema de Distribución; además, las del Programa de Recuperación de Obras de Distribución se incluyen las obras

En el Medio Plazo (2021 - 2025) se contempla la inversión de 1.039.562,78 (miles de US$). En la tabla siguiente se detallan las inversiones incluidas las del Programa de Recuperación de Obras de Distribución (P.R.O.D.).

Inversiones del Plan Maestro de Distribución en Miles de US$							
AÑOS	Plan de obras		P.R.O.D.		Plan de Obras + P.R.O.D.		Suma
	MONEDA		MONEDA		MONEDA		
	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	
2021	73.481	90.174	3.182	2.978	76.663	93.152	169.815
2022	93.915	115.250	1.594	1.487	95.509	116.737	212.245
2023	104.926	128.762	1.594	1.487	106.520	130.249	236.769
2024	103.314	126.785	797	743	104.111	127.528	231.639
2025	84.212	103.342	797	743	85.009	104.085	189.094
TOTAL	459.848	564.312	7.964	7.438	467.812	571.750	1.039.562



En las tablas siguientes se detallan los resúmenes físicos de las obras de distribución por Sistema Eléctrico y por año:

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN MEDIO PLAZO AÑOS 2021/2025**								
DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	SISTEMA METROPOLITANO	SISTEMA ESTE	SISTEMA CENTRAL	SISTEMA SUR	SISSTEMA OESTE	S.I.N.
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	147	1.433	1.362	906	1.538	**5.387**
	Subterránea	km.	49,8	6,7	2,0	6,9	15,0	**80,4**
	Aislada	km.	9.208	756	245	233	233	**10.675**
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	246	1.895	1.508	905	748	**5.302**
	Subterránea	km.	20	6	0	0	0	**26**
	Aislada	km.	13.527	644	349	215	145	**14.880**
Instalación de Transformadores:		(KVA)	1.460.947	366.246	227.227	128.293	113.284	**2.295.997**
Instalación de Acometidas:		(unid.)	1.019.340	1.270.776	625.093	435.448	428.821	**3.779.478**
Colocación de Medidores:		(unid.)	41.707	15.576	22.379	15.298	9.063	**104.023**
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	9.508	4.659	9.462	6.817	3.025	**33.471**
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	150	126	165	108	427	**976**
Cambio de Postes de MT		(unid.)	0	9.095	8.712	7.200	3.000	**28.007**
Cambio de Postes de BT		(unid.)	8.370	2.275	7.500	6.000	0	**24.145**
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**825.618**	**80.542**	**44.544**	**33.727**	**39.729**	**1.024.160**
Inversión Programa de Recuperación de Obras de Distribución en miles		**(U$S)**	**294**	**3.563**	**6.081**	**3.757**	**1.707**	**15.401**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**825.913**	**84.104**	**50.625**	**37.484**	**41.436**	**1.039.562**

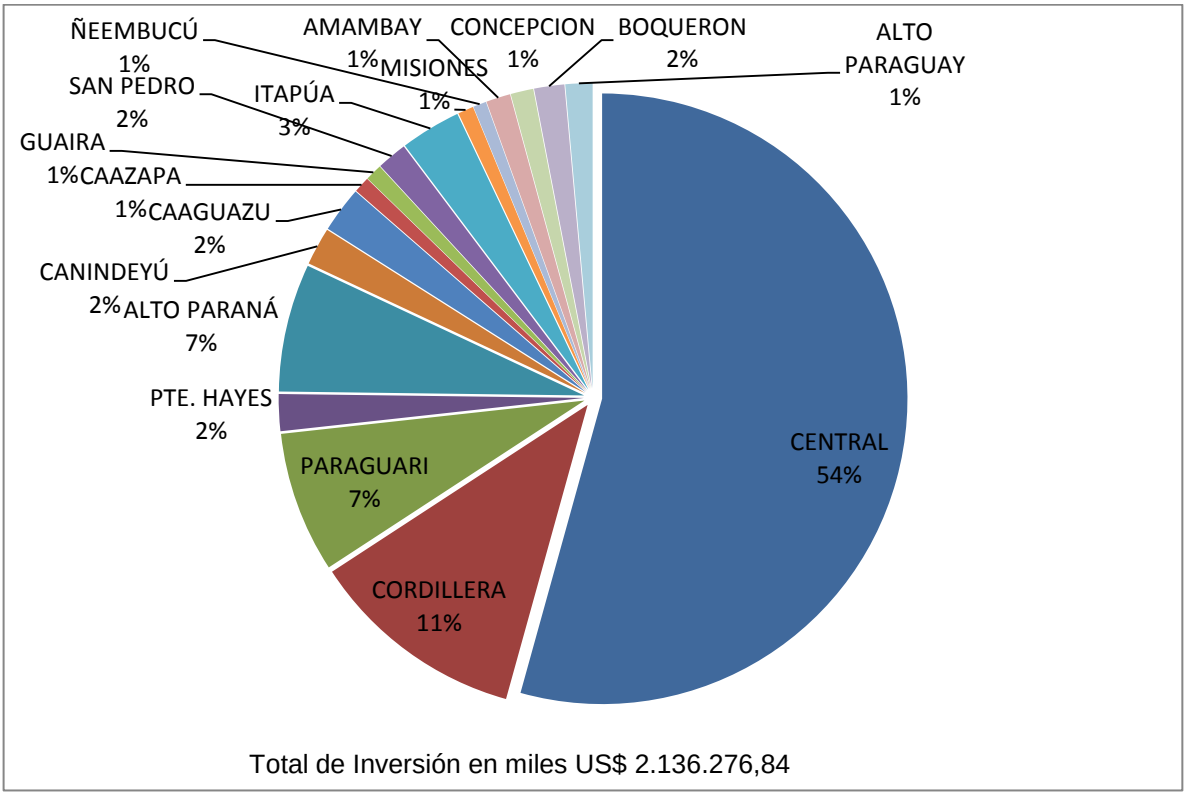
RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN MEDIO PLAZO AÑOS 2021/2025**								
OBRAS / AÑO	TIPO	UNIDAD	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	1.060	1.072	1.029	1.126	1.099	5.387
	Subterránea	km.	25,40	23,80	14,60	12,90	3,70	80,4
	Aislada	km.	1.573,29	2.253,77	2.556,68	2.473,39	1.818,11	10.675
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	916	994	1.089	1.108	1.195	5.302
	Subterránea	km.	5,30	5,30	5,00	5,00	5,00	26
	Aislada	km.	2.575,20	2.738,45	3.148,40	3.095,89	3.322,01	14.880
Instalación de Transformadores:		(KVA)	393.266	422.919	480.465	480.730	518.617	2.295.997
Instalación de Acometidas:		(unid.)	750.315	750.845	763.007	753.921	761.391	3.779.478
Colocación de Medidores:		(unid.)	20.821	20.835	20.927	20.569	20.871	104.023
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	6.732	6.697	6.688	6.641	6.713	33.471
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	219	190	188	188	193	976
Cambio de Postes de MT		(unid.)	5.659	5.659	5.371	5.659	5.659	28.007
Cambio de Postes de BT		(unid.)	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	24.145
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**163.655**	**209.164**	**233.688**	**230.099**	**187.554**	**1.024.160**
Inversión Programa de Recuperación de Obras de Distribución en miles		**(U$S)**	**6.161**	**3.080**	**3.080**	**1.540**	**1.540**	**15.401**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**169.815**	**212.245**	**236.768**	**231.639**	**189.094**	**1.039.562**

TOTAL DE INVERSIONES

El Plan Maestro de Distribución contempla la inversión total de miles de US$ 2.136.276,84 en el período 2016-2025.

En el siguiente gráfico se presenta la distribución porcentual de las inversiones por Departamento Geopolítico para el período 2016-2025.

Inversión Porcentual por Departamento Geopolítico



Total de Inversión en miles US$ 2.136.276,84

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	55	494	1.120	873	66	**2.609**
BT (aérea preensamblada) (Km)	103	761	1.760	1.259	111	**3.994**
B T (subterránea) (Km)	3	3	3	3	3	**14**
ACOMETIDAS*	19.757	25.169	34.949	25.209	25.209	**130.294**
SUBTOTAL1 FIN	**5.037**	**55.096**	**102.522**	**70.210**	**5.756**	**238.621**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	264	267	266	265	262	**1.325**
BT (Km)	197	199	198	197	195	**985**
MT (aérea protegida) (km)	128	134	141	138	147	**688**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	221	234	247	242	259	**1.203**
TRANSFORMADORES (KVA)	25.259	26.585	27.805	27.275	28.980	**135.904**
ACOMETIDAS	106.210	106.837	104.675	104.074	103.161	**524.957**
MEDIDORES	4.602	4.627	4.522	4.496	4.457	**22.705**
ALUMBRADO PUBLICO	3.254	3.259	3.244	3.225	3.196	**16.178**
SUBTOTAL2 FIN	**13.860**	**14.484**	**15.067**	**14.809**	**15.558**	**73.779**
EXPANSION **						
MT (Km)	302	322	333	337	372	**1.667**
BT (Km)	619	655	680	689	758	**3.401**
MT (aérea protegida) (km)	790	842	977	956	1.033	**4.598**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1.582	1.685	1.956	1.914	2.069	**9.206**
TRANSFORMADORES (KVA)	275.913	293.302	325.033	320.971	351.140	**1.566.359**
ACOMETIDAS	427.759	427.184	427.310	413.823	420.845	**2.116.921**
MEDIDORES	18.609	18.590	18.610	18.064	18.333	**92.206**
ALUMBRADO PUBLICO	1.856	1.856	1.851	1.820	1.824	**9.207**
RED SUBTERRANEA MT (Km)	2	2	2	2	2	**11**
RED SUBTERRANEA BT (Km)	2	2	2	2	2	**12**
SUBTOTAL4 FIN	**83.750**	**89.199**	**102.166**	**100.172**	**108.239**	**483.526**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	1.084	790	486	176	644	**3.180**
RED SUBTERRANEA (Km)	28	82	39	13	16	**178**
RED AISLADA (Km)	596	403	396	304	204	**1.903**
BANCO DE CAPACITORES	7	9	4	3	24	**47**
SUBTOTAL5 FIN	**65.133**	**59.121**	**42.950**	**23.789**	**30.817**	**221.810**
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	**63**	**63**	**63**	**63**	**63**	**315**
SUBTOTAL 6 FIN	**1.440**	**1.439**	**1.439**	**1.439**	**1.439**	**7.197**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	151	196	176	172	152	**845**
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	7	7	7	7	7	**35**
CAMBIO POSTES BT	4.405	4.405	4.405	4.405	4.405	**22.025**
CAMBIO POSTES MT	6.114	6.114	5.826	6.104	6.104	**30.262**
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	**65**
DESPLAZAR RED MT A PROTEGIDA (KM)	5	5	5	5	5	**25**
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	61	71	71	61	61	**325**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	2.129	2.109	2.119	2.119	2.109	**10.585**
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	135	135	135	135	135	**675**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	140.233	140.233	140.233	140.233	140.233	**701.165**
INST. RECONECTADORES	29	29	29	29	29	**143**
INST. SECCIONALIZADOR	120	92	90	90	90	**484**
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	32	31	31	31	30	**153**
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	11	11	11	11	11	**55**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.						
SUBTOTAL6 FIN	**11.269**	**14.801**	**15.084**	**15.360**	**15.269**	**71.784**
TOTAL FINANCIERO	**180.489**	**234.140**	**279.227**	**225.780**	**177.079**	**1.096.715**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.
** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	47	779	779	779	47	**2.431**
BT (aérea preensamblada) (Km)	73	80	80	75	68	**376**
B T (subterránea) (Km)	3	3	3	3	3	**16**
ACOMETIDAS*	35.900	36.117	45.897	45.507	45.507	**208.929**
SUBTOTAL1 FIN	**4.061**	**51.677**	**51.677**	**51.629**	**4.013**	**163.055**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	256	255	252	250	257	**1.270**
BT (Km)	193	192	190	188	194	**958**
MT (aérea protegida) (Km)	154	162	171	167	179	**834**
BT (aérea preensamblada) (Km)	275	291	308	302	324	**1.499**
TRANSFORMADORES (KVA)	30.775	32.386	33.907	33.238	35.484	**165.790**
ACOMETIDAS	160.734	160.220	157.997	157.131	159.141	**795.224**
MEDIDORES	4.382	4.360	4.252	4.213	4.309	**21.516**
ALUMBRADO PUBLICO	3.012	2.997	2.976	2.950	3.017	**14.953**
SUBTOTAL2 FIN	**16.349**	**17.109**	**17.849**	**17.513**	**18.640**	**87.460**
EXPANSION **						
MT (Km)	354	394	442	453	493	**2.136**
BT (Km)	723	802	899	919	1.001	**4.344**
MT (aérea protegida) (Km)	1.112	1.182	1.379	1.358	1.464	**6.495**
BT (aérea preensamblada) (Km)	2.227	2.367	2.760	2.719	2.931	**13.005**
TRANSFORMADORES (KVA)	362.491	390.532	446.559	447.491	483.134	**2.130.207**
ACOMETIDAS	373.800	374.628	379.232	371.402	376.862	**1.875.924**
MEDIDORES	16.439	16.476	16.675	16.355	16.562	**82.507**
ALUMBRADO PUBLICO	1.760	1.761	1.763	1.742	1.758	**8.784**
RED SUBTERRANEA MT (Km)	2	2	2	2	2	**9**
RED SUBTERRANEA BT (Km)	2	2	2	2	2	**10**
SUBTOTAL4 FIN	**114.664**	**122.270**	**141.591**	**139.917**	**150.601**	**669.043**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	239	144	79	183	134	**778**
RED SUBTERRANEA (Km)	24	22	13	11	2	**72**
RED AISLADA (Km)	257	128	226	166	126	**903**
BANCO DE CAPACITORES	0	0	0	0	6	**6**
REGULADORES DE TENSION	0	0	0	0	0	**0**
SUBTOTAL5 FIN	**20.614**	**10.278**	**16.133**	**14.859**	**7.546**	**77.688**
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	39	39	39	39	39	**195**
SUBTOTAL 6 FIN	**891**	**891**	**891**	**891**	**891**	**4.455**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	142	197	172	172	147	**828**
SUSTIT. RED MT C/PROTEGIDA (KM)	2	2	2	2	2	**10**
CAMBIO POSTES BT	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	**24.145**
CAMBIO POSTES MT	5.659	5.659	5.371	5.659	5.659	**28.007**
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	**65**
DESPLAZAR RED MT (KM)	56	71	71	56	56	**310**
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	1	1	1	1	1	**3**
INSTALACION ALUMBR. PUBL. (Unid)	1.879	1.859	1.869	1.869	1.859	**9.335**
SUSTITUCION DE AP (Na por Hg) (unid)	80	80	80	80	80	**400**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	179.880	179.880	179.880	179.880	179.880	**899.400**
INSTAL. RECONECTADOR	26	26	26	26	26	**128**
INST. SECCIONALIZADOR	74	56	54	54	54	**294**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	72	61	61	61	60	**313**
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	8	8	8	8	8	**40**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.						
SUBTOTAL6 FIN	**10.513**	**7.769**	**7.665**	**6.014**	**5.899**	**37.861**
TOTAL FINANCIERO	**169.815**	**212.245**	**236.768**	**231.639**	**189.094**	**1.039.562**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.
** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

3.3. DEFINICIÓN DE LAS OBRAS

3.3.1. Proyección de Mercado

Para la actualización del Plan Maestro de Corto y Medio Plazo de Distribución se utiliza como base la previsión de la demanda, del "**ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2015-2025",** elaborado por el Dpto. de Estudios de Tarifas y Mercado. En dicha prospectiva, se presentan diferentes escenarios referenciales de crecimiento de la demanda. El crecimiento económico a nivel nacional y la evolución de las pérdidas del sistema eléctrico se constituyen en los principales factores que inciden en la evolución de la demanda. En la siguiente figura, se muestran los escenarios referenciales indicados por el mencionado estudio de la demanda.

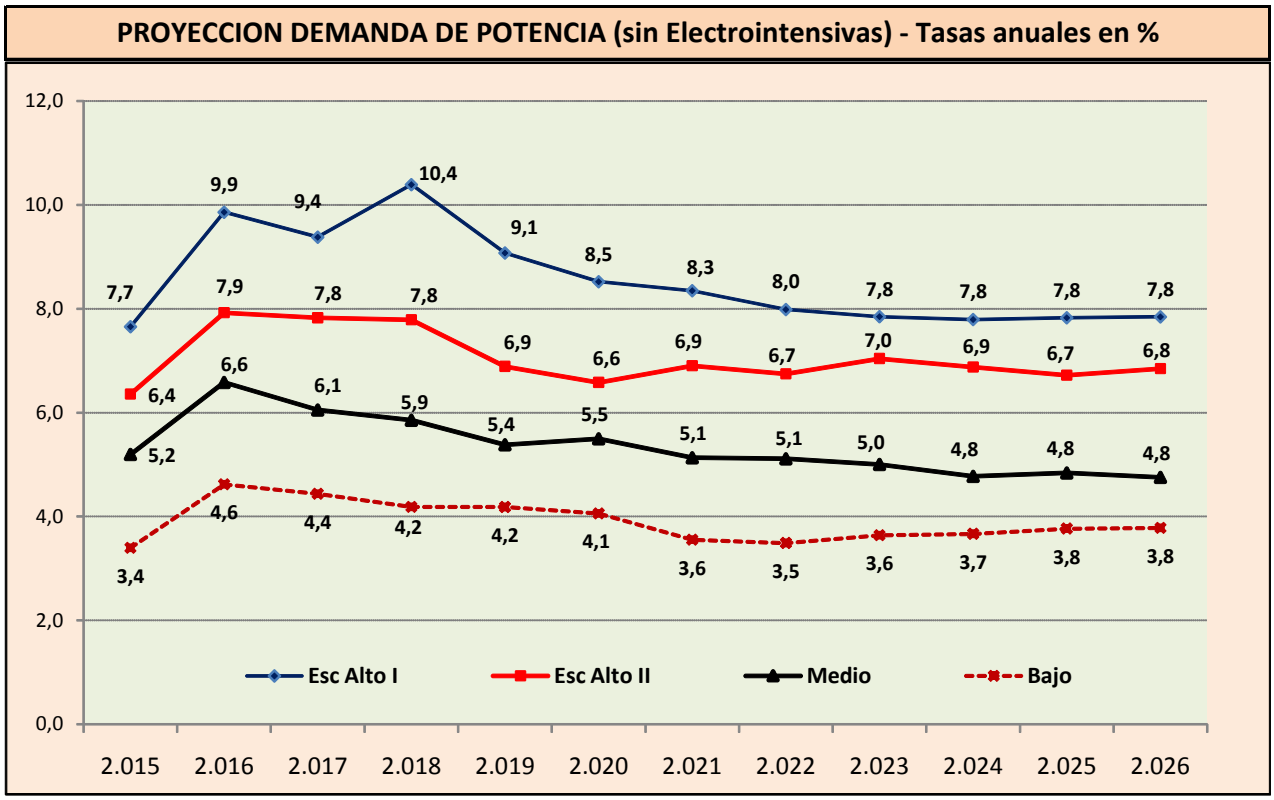


Figura 1. Demanda proyectada del SIN utilizada en el Plan Maestro.

En la elaboración del Plan Maestro, es decir, en la determinación de obras de refuerzos requeridas por la red, se adoptó el escenario recomendado, definido como el Escenario de Crecimiento Económico con PIB Alto I. Cabe resaltar, que se considera la incorporación de industrias electrointensivas de pequeño y mediano porte, las cuales requerirán de estudios específicos.

En la siguiente tabla, se indican los valores de demanda máximas anuales del SIN para el periodo de estudio.

Tabla 1. Proyección de demanda máxima del SIN utilizada (MW)

DEMANDA MÁXIMA (MW)							
Escenarios Económicos	**2014 (Hist.)**	**2015**	**2016**	**2020**	**2025**	**2026**	**Δ (%) 2026/14**
Sistema Interconectado Nacional (SIN)							
PIB Alto I (Mayor Industrialización)	2.619	2.819	3.097	4.433	6.502	7.012	8,6%
PIB Alto II (Moderada Industrialización)	2.619	2.785	3.006	3.980	5.545	5.924	7,0%
Medio	2.619	2.755	2.936	3.664	4.670	4.892	5,3%
Bajo	2.619	2.708	2.833	3.341	3.992	4.143	3,9%
SIN más INDUSTRIAS ELECTROINTENSIVAS (IEI)							
PIB Alto I (Mayor Industrialización)	2.619	2.819	3.161	4.634	6.708	7.218	8,8%
PIB Alto II (Moderada Industrialización)	2.619	2.785	3.070	4.181	5.751	6.130	7,3%
PIB Medio	2.619	2.755	3.000	3.865	4.876	5.098	5,7%
PIB Bajo	2.619	2.708	2.897	3.542	4.198	4.349	4,3%

3.3.2. Programa de Transmisión

Este programa integra los resultados de los estudios del sistema de transmisión, como ser nuevas líneas de transmisión, nuevas subestaciones, ampliaciones de las existentes, sistemas de compensación de reactivos, banco de capacitores en barra de 23 kV, etc. Los resultados pueden ser encontrados en el estudio "*PLAN MAESTRO DE TRANSMISIÓN* DE CORTO Y MEDIO PLAZO PERIODO 2016 – 2025, de Mayo 2016, elaborado por el Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG) de la División de Estudios Energéticos (DP/EE) de la Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP).

3.3.3. Programa de Distribución

Las obras que contemplan este programa abarcan a todos los Departamentos Geopolíticos del País.

La expansión y adecuación del sistema eléctrico de distribución en esos Departamentos permitirá a la ANDE incrementar el número de usuarios, brindando un servicio adecuado a los criterios técnicos de planificación utilizados en la elaboración de este plan de la expansión del sistema de distribución, como se muestran en el Anexo 3.6.

Como premisa se ha considerado que las obras de distribución en los alimentadores de 23 kV, debido a la expansión y adecuación del Sistema Eléctrico a ser ejecutadas en el año 2016 estarán en servicio en el año 2017. Para el análisis de los alimentadores de 23 kV se consideró la configuración del año base 2015 más los alimentadores que entraron en servicio y proyectados en el año 2016. Para la carga en los alimentadores se consideró la estimada con la proyección de mercado para el año 2016.

Situación Actual del Desarrollo en el Sector de Distribución

En la tabla a seguir se resumen las cantidades de subestaciones y alimentadores de distribución; así como, la demanda en MW, cantidad de usuarios y Departamentos atendidos por los diversos Sistemas de la ANDE.

Descripción	METROPO-LITANO	ESTE	CENTRO	SUR	NORTE	TOTAL
SUBESTACIONES (N°)	30	15	13	13	11	82
ALIMENTADORES (N°)	210	84	53	50	44	441
DEMANDA *(MW)	427	427	266	225	169	2442
USUARIOS *(N°)	701.297	204.085	216.877	155.861	92.850	1.370.970
DEPARTAMENTOS	Central, Pte. Hayes Paraguari Cordillera	Alto Paraná, Canindeyú	Caaguazu, Caazapá, San Pedro, Guairá	Misiones, Ñeembucú, Itapúa	Alto Paraguay, Amambay, Boquerón, Concepción	PARAGUAY

* Datos de DP/DTM

A seguir la clasificación de tipos de obras y su justificación.

Red Aislada

La implementación de red aislada de baja tensión y líneas de media tensión está orientada para áreas con elevada densidad de cargas e interferencias con edificaciones y aspectos ambientales, en ese sentido se consideraron como beneficios de la implementación de las mismas, los siguientes:

- Reducción de costos operacionales
- Aumento de confiabilidad del Sistema
- Reducción del impacto ambiental (visual y poda de árboles)

Se encuentra en fase de proyecto la sustitución de 1.068 km de Líneas de media Tensión 23 kV e igual cantidad de km en Baja Tensión 380/220V en el Sistema Metropolitano, además el refuerzo 370.400 kVA en puestos de distribución, mediante la financiación de la CAF Banco de Desarrollo de América Latina.

Adicionalmente se está gestionando una 2da. Fase que consiste en la sustitución de 1.454 km de Líneas de media Tensión 23 kV y 4.361 km en Baja Tensión 380/220V en el Sistema Metropolitano, además el refuerzo en puestos de distribución e iluminación pública.

Electrificación Convencional

Comprende las obras para la conexión de localidades sin energía eléctrica mediante obras del tipo convencional; tales como, líneas de media y baja tensión monofásicas y trifásicas, instalación de puestos de distribución, alumbrados públicos, acometidas y medidores.

Para el Sistema Metropolitano (a excepción de la red del Dpto. de Pte. Hayes), para las Ciudades de Ciudad del Este, Saltos del Guairá en el Sistema Este, para la Ciudad de Encarnación en el Sistema Sur; estas obras serán proyectadas con la utilización de la red protegida en Media Tensión y cables preensamblados en Baja Tensión.

Crecimiento Vegetativo

Comprende las extensiones de las redes de media tensión para conexión de nuevos transformadores y aumento de potencia en otros, en función de las extensiones de las redes de baja tensión y la carga asociada. Las obras están ubicadas en áreas con redes existentes o en áreas de periferia urbana. Las mismas, son establecidas estadísticamente, teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda y el número de nuevos clientes previstos por el estudio del Mercado**.**

También, son las extensiones y modificaciones de las redes de baja tensión en las áreas con redes existentes para permitir la atención al crecimiento vegetativo y nuevas conexiones. Además se incluyen las periferias donde no existen redes para la conexión de nuevos clientes.

Para el Sistema Metropolitano (a excepción de la red del Dpto. de Pte. Hayes), para las Ciudades de Ciudad del Este, Saltos del Guairá en el Sistema Este, para la Ciudad de Encarnación en el Sistema Sur; estas obras serán proyectadas con la utilización de la red protegida en Media Tensión y cables preensamblados en Baja Tensión.

Alimentadores (Refuerzos, ampliaciones, etc.)

Comprende el grupo de obras de: ampliación, adecuación y refuerzos en las redes de media tensión, para atender el crecimiento de la demanda.

Se consideró la utilización de cables protegidos de Media Tensión para los nuevos alimentadores aéreos como nuevo criterio, a excepción de los alimentadores que son exclusivamente rurales.

También se considera la construcción de bancos de ductos PEAD para cables de 240 mm2 para la salida de los nuevos alimentadores en las Subestaciones del Sistema Metropolitano debido a la potencia instalada (Fuente: DD/NSD).

Automatización del Sistema de Distribución

En el presente plan se prevé la implantación de un sistema que permita el control y supervisión de las redes de distribución mediante la utilización de: Llaves Automáticas, SCADA y un Sistema de Telecomunicaciones, en Asunción y alrededores.

Otras Obras

Comprenden obras específicas, tales como trifasicación, interconexión de alimentadores, modificación de trazados de las líneas, cambios relacionados a la vida útil de equipos e instalaciones, etc.

Este plan facilitará enormemente la operación y la planificación de las redes de distribución lo que mejorará ostensiblemente el desempeño y la confiabilidad del sistema de distribución.

Estas obras son definidas a partir del estudio de las configuraciones del área de influencia de los alimentadores, analizándose las caídas de tensión y carga en los tramos de la red.

Programa de Recuperación de Obras de Distribución

Contempla adecuación técnica, refuerzo, aumento de capacidad y eventualmente el cambio total de las líneas de distribución construidas por el sistema de Autoayuda.

Incluye también algunas Obras del Programa Ordinario, que además de reforzar las zonas atendidas por las obras del ítem anterior, sirvan para atender el crecimiento vegetativo de la demanda de energía eléctrica.

3.3.3.1. SISTEMA METROPOLITANO

Este Sistema comprende la Ciudad de Asunción y los Departamentos: Central, Cordillera, Paraguari y Pte. Hayes.

MERCADO POR DEPARTAMENTO

Mercado por Departamento						
Departamento	**Central ***		**Cordillera**		**Paraguari**	
Concepto	**2.016**	**2.020**	**2.016**	**2.020**	**2.016**	**2.020**
Población (hab.)	2.672.794	2.850.620	295.256	311.273	253.557	258.957
Nº de Clientes (Cant.)	589.754	619.163	67.835	72.031	57.849	61.776
Consumo (MWh)	6.858.752	10.510.246	347.962	538.985	236.986	368.331

***** Incluye la SE-Villa Hayes y SE-Ciudad Nueva

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE CARGA Y TENSIÓN EN ALIMENTADORES

A seguir se presenta el desempeño del Sistema Metropolitano de Distribución en relación a las condiciones de carga y tensión de los alimentadores para el año base 2015.

Área del Gran Asunción

CONDICIONES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

SUBESTACIONES	CANT.	CARGA < 60%		CARGA > 60% y < 80 %		CARGA > 80%	
		CANT.	%	CANT.	%	CANT.	%
Barrio Parque (BPA)	10	1	10	9	90	0	0
Capiatá (CAP)	8	4	50	4	50	0	0
Central (CEN)	6	4	67	2	33	0	0
Guarambaré (GUA)	6	0	0	1	17	4	67
Itauguá (ITG)	7	0	0	6	86	1	14
Lambaré (LAM)	13	1	8	3	23	8	62
Limpio (LIM)	7		0	3	43	3	43
Luque (LUQ)	11	6	55	5	45	0	0
Puerto Botánico (PBO)	12	0	0	6	50	6	50
Parque Caballero (PCA)	9	4	44	3	33	2	22
Puerto Sajonia (PSA)	9	3	33	3	33	2	22
San Antonio (SAN)	8		0	3	38	4	50
San Lorenzo (SLO)	14	2	14	6	43	6	43
San Miguel (SMI)	10	4	40	4	40	2	20
Tres Bocas (TBO)	8	1	13	5	63	2	25
Villa Hayes (VHA)	4	0	0	2	50	2	50
General Díaz (GDI)	4	2	50	1	25	1	25
Villa Aurelia (VAU)	11	7	64	3	27	1	9
Republicano (REP)	7	6	86		0		0
La Victoria (VIC)	8	2	25	4	50	1	13
Villeta (VTA)	8	4	50	4	50	0	0
Viñas Cué (VCE)	2	1	50	1	50	0	0
Pirayu (PIR)	2		0		0		0
Valle Apuá (VAP)	2		0		0		0
Eusebio Ayala (ELA)	5	3	60	2	40	0	0
Caacupé (CAE)	5	3	60	2	40	0	0
Quiindy (QUI)	3	1	33	1	33	1	33
Paraguarí (PAR)	4	2	50	0	0	2	50
Caapucu (CAU)	3	2	67		0		0
Ciudad Nueva (CNU)	4	4	100	0	0	0	0
TOTALES	210	67	32	83	40	48	23

Referencia: Cargas en las troncales de los alimentadores - Año Base 2.015.

CAIDA DE TENSIÓN EN LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

SUBESTACIONES	CANT.	CAIDA DE TENS. < 4 %		CAIDA DE TENS. > 4 y <10 %		CAIDA DE TENS. > 10 %	
		CANT.	%	CANT.	%	CANT.	%
Barrio Parque (BPA)	**10**	10	100	0	0	0	0
Capiatá (CAP)	**8**	8	100	0	0	0	0
Central (CEN)	**6**	6	100	0	0	0	0
Guarambaré (GUA)	**6**	3	50	2	33		0
Itauguá (ITG)	**7**	4	57	3	43	0	0
Lambaré (LAM)	**13**	12	92		0		0
Limpio (LIM)	**7**	2	29	3	43	1	14
Luque (LUQ)	**11**	10	91	1	9	0	0
Puerto Botánico (PBO)	**12**	10	83	2	17	0	0
Parque Caballero (PCA)	**9**	9	100	0	0	0	0
Puerto Sajonia (PSA)	**9**	8	89		0		0
San Antonio (SAN)	**8**	6	75	1	13		0
San Lorenzo (SLO)	**14**	12	86	1	7	1	7
San Miguel (SMI)	**10**	10	100	0	0	0	0
Tres Bocas (TBO)	**8**	8	100	0	0	0	0
Villa Hayes (VHA)	**4**	2	50	0	0	2	50
General Díaz (GDI)	**4**	4	100	0	0	0	0
Villa Aurelia (VAU)	**11**	11	100	0	0	0	0
Republicano (REP)	**7**	6	86		0		0
La Victoria (VIC)	**8**	7	88		0		0
Villeta (VTA)	**8**	5	63	3	38	0	0
Viñas Cué (VCE)	**2**	2	100	0	0	0	0
Pirayu (PIR)	**2**		0		0		0
Valle Apuá (VAP)	**2**		0		0		0
Eusebio Ayala (ELA)	**5**	5	100	0	0	0	0
Caacupé (CAE)	**5**	4	80	1	20	0	0
Quiindy (QUI)	**3**	0	0	2	67	1	33
Paraguarí (PAR)	**4**	3	75	0	0	1	25
Caapucu (CAU)	**3**	1	33	1	33		0
Ciudad Nueva (CNU)	**4**	3	75	1	25	0	0
TOTALES	**210**	171	81	21	10	6	3

Referencia: Caídas de Tensión en el final de las troncales de los alimentadores - Año Base 2.015

3.3.3.1.1. CORTO PLAZO

REDES AISLADAS

Todos los Distritos de Asunción, del Departamento Central, del Departamento Cordillera y del Departamento Paraguari son afectados.

Se encuentra en fase de proyecto (Parte I) la sustitución de 1.068 km de Líneas de media Tensión 23 kV e igual cantidad de km en Baja Tensión 380/220V en el Sistema Metropolitano, además el refuerzo 370.400 kVA en puestos de distribución, mediante la financiación de la CAF Banco de Desarrollo de América Latina.

Además se está gestionando la obtención de financiamiento para la Parte II que corresponde a la sustitución de 1.454 km de Líneas de media Tensión 23 kV y 4.361 km en Baja Tensión 380/220V en el Sistema Metropolitano, además el refuerzos en puestos de distribución y alumbrado público.

Ver detalles de los proyectos en el Anexo 3.5.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento Central y Pdte. Hayes: Guarambaré, Itá, Ypané, Limpio y Villa Hayes respectivamente.

Para el Sistema Metropolitano (a excepción de la red del Dpto. de Pte. Hayes), estas obras serán proyectadas con la utilización de la red protegida en Media Tensión y cables preensamblados en Baja Tensión.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Este tipo de obra se distribuye, en forma proporcional a su densidad poblacional y de su demanda, esto se da en las zonas ya servidas, siendo esto en las principales ciudades del Departamento Central y en Asunción.

Para el Sistema Metropolitano (a excepción de la red del Dpto. de Pte. Hayes), estas obras serán proyectadas con la utilización de la red protegida en Media Tensión y cables preensamblados en Baja Tensión.

ALIMENTADORES

Se consideró la utilización de cables protegidos de Media Tensión para los nuevos alimentadores aéreos, con excepción de los alimentadores que son exclusivamente rurales.

También se considera la construcción de bancos de ductos PEAD para cables de 240 mm2 para la salida de los nuevos alimentadores en algunas Subestaciones debido a la potencia instalada.

El número de alimentadores del sistema Metropolitano aumentará de los 210 en 2015 a 413 en el año 2020.

Se contempla:

Año 2.016

Construcción de 6 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Fernando de la Mora, que descargarán las subestaciones de Villa Aurelia, San Lorenzo, Tres Bocas y Barrio Parque.

Construcción de 4 alimentadores en la Subestación General Díaz, que descargarán las

subestaciones de Puerto Sajonia y Republicano.
Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Puerto Botánico, que descargarán los alimentadores de la propia subestación, además de las subestaciones de Limpio, San Miguel y Viñas Cué.
Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Tres Bocas, que descargará los alimentadores de la propia subestación.
Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Eusebio Ayala, que descargará los alimentadores de la propia subestación y de la Subestación Caacupé.

Año 2.017

Construcción de 5 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Mariano Roque Alonso, que descargarán las subestaciones de Limpio y Puerto Botánico.
Construcción de 6 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Barrio Molino, que descargarán las subestaciones de Barrio Parque, San Lorenzo, Luque y Puerto Botánico.
Construcción de 11 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Barrio Mburucuyá - AMPANDE, que descargarán las subestaciones de Barrio Parque, San Miquel y Puerto Botánico.
Construcción de 18 alimentadores en la Subestación Lambaré, que descargarán los alimentadores de la propia subestación, además atendiendo a las zonas de Villa Elisa y Terminal de Ómnibus.
Construcción de 6 alimentadores en la Subestación Luque, que descargarán los alimentadores de la propia subestación, además de las subestaciones de San Lorenzo y Puerto Botánico.
Construcción de 16 alimentadores en la Subestación Puerto Botánico, que descargarán los alimentadores de la propia subestación, además de las subestaciones de Limpio, San Miguel y Viñas Cué.
Construcción de 18 alimentadores en la Subestación San Antonio, que descargarán las subestaciones San Lorenzo, La Victoria, Lambare y Tres Bocas.
Construcción de 12 alimentadores en la Subestación Villa Aurelia, que descargará los alimentadores de la propia subestación y los de las subestaciones San Miguel, San Lorenzo y Tres Bocas.
Construcción de 3 alimentadores en la Subestación Ciudad Nueva, que descargará los alimentadores de la propia subestación y los de la Subestación Pto. Botánico.
Construcción de 4 alimentadores en la Subestación Itauguá, que descargará los alimentadores de la propia subestación y los de las Subestaciones Pirayu y Caacupé.
Construcción de 2 nuevos alimentadores en la nueva Subestación La Colmena, que descargará los alimentadores de las Subestaciones Paraguarí, Villarrica y Quiindy.

Año 2.018

Construcción de 6 alimentadores en la Subestación Capiatá, que descargarán las subestaciones San Lorenzo e Itaugua.
Construcción de 7 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Buey Rodeo, que descargará los alimentadores de las Subestaciones Villeta y Guarambaré.
Construcción de 12 alimentadores en la Subestación Parque Caballero, a fin de atender el crecimiento de la demanda por las obras de la costanera, descargar los alimentadores de las Subestaciones Central, Pto. Botánico y San Miguel.
Construcción de 12 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Villa Elisa, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Lambaré, Tres Bocas y San Antonio.

Construcción de 4 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Altos, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Limpio, Itaugua y Caacupé.

Año 2.019

Construcción de 5 alimentadores en la Subestación La Victoria, que descargarán las subestaciones San Lorenzo, Capiatá y Guarambaré.
Construcción de 3 alimentadores en la Subestación Central, a fin de atender el crecimiento de la demanda.
Construcción de 4 alimentadores en la Subestación Mariano Roque Alonso, que descargarán alimentadores de la propia subestación y los de las subestaciones de Limpio y Puerto Botánico.
Construcción de 1 alimentador en la Subestación Caapucu, que descargará alimentadores de la propia subestación

Año 2.020

Construcción de 7 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Barcequillo, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Tres Bocas, Fdo. de la Mora, Villa Aurelia y San Lorenzo.
Construcción de 18 alimentadores en la Subestación Pto. Sajonia, que descargará los alimentadores de la propia subestación y los de las Subestaciones Central, Republicano y Gral Díaz.
Construcción de 1 alimentador en la Subestación Paraguarí, que descargará alimentadores de la propia subestación.
Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Caacupé, que descargará alimentadores de la propia subestación.
Construcción de 4 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Arroyos y Esteros, que descargará los alimentadores de las Subestaciones Limpio, Altos y Caacupé.

Los alimentadores existentes y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio se pueden ver por Subestación en la siguiente tabla:

SS/EE	Base	Corto Plazo					TOTAL
Sistema Metropolitano	2015	2016	2017	2018	2019	2020	PERIODO
La Victoria (LAV)	8				5		13
Barcequillo (BAR)						7	7
Barrio Parque (BPA)	10						10
Capiatá (CAP)	8			6			14
Central (CEN)	6				3		9
Mariano R. A. (MRA)			5		4		9
Barrio Molino (BMO)			6				6
Buey Rodeo (BRO)				7			7
Fdo. de la Mora (FDM)		6					6
Barrio Mburucuyá (BMA)			11				11
Gral. Díaz (GDI)	4	4					8
Guarambaré (GUA)	6						6
Lambaré (LAM)	13		18				31
Limpio (LIM)	7						7
Luque (LUQ)	11		6				17
Parque Caballero (PCA)	9			12			21
Puerto Botánico (PBO)	12	2	16				30
Puerto Sajonia (PSA)	9					18	27
Viñas Cué (VCE)	2						2
Republicano (REP)	7						7
San Antonio (SAN)	8		18				26
San Lorenzo (SLO)	14						14
San Miguel (SMI)	10						10
Tres Bocas (TBO)	8	2					10
Villa Aurelia (VAU)	11		12				23
Villa Elisa (VEL)				12			12
Villa Hayes (VHA)	4						4
Ciudad Nueva (CNU)	4		3				7
Villeta (VTA)	8						8
Itauguá (ITG)	7		4				11
Paraguarí (PAR)	4					1	5
Pirayú (PIR)	2						2
La Colmena (LAC)			2				2
Quiindy (QUI)	3						3
Valle (VAP)	2						2
Caapucú (CAU)	3				1		4
Caacupé (CAE)	5					2	7
Altos (ALT)				4			4
Eusebio Ayala (ELA)	5	2					7
Arroyos y Esteros (AYE)						4	4
TOTAL/AÑO	**210**	**16**	**101**	**41**	**13**	**32**	**413**

Están sujetos a modificaciones en revisiones sucesivas.
Datos Año Base 2.015.

NUEVOS	**203**

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

RESUMEN GENERAL DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SISTEMA METROPOLITANO

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION PLAN CORTO PLAZO AÑOS 2.016 - 2.020							
DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	CENTRAL	CORDILLERA	PARAGUARI	PTE. HAYES	SISTEMA METROPOLITANO
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.				111	111
	Subterránea	km.	120,30	13,5	1,9	4,30	140,0
	Aislada	km.	5.582	1.288	859	265,49	7.995
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.				224	224
	Subterránea	km.	14,54	3	3	0,14	20
	Aislada	km.	9.612,02	2.164	1.389	36,40	13.201
Instalación de Transformadores:		(KVA)	917.608	91.567	33.225	27.790	1.070.191
Instalación de Acometidas:		(unid.)	764.866	100.051	40.423	21.431	926.770
Colocación de Medidores:		(unid.)	35.356	4.425	1.636	1.072	42.488
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	7.528	2.166	1.331	163	11.187
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	193	78	45		315
Cambio de Postes de MT		(unid.)	0	2.750	0		2.750
Cambio de Postes de BT		(unid.)	4.500	0	1.750		6.250
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**551.029**	**119.119**	**79.172**	**25.984**	**775.305**
Inversión Programa de Recuperación de Obras de Distribución en miles		**(U$S)**	**35**	**378**	**466**		**878**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**551.065**	**119.497**	**79.638**	**25.984**	**776.183**

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Corto Plazo.

Los resúmenes físicos para el Sistema Metropolitano por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

3.3.3.1.2. MEDIO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:
Todos los del Departamento Central, Asunción, Cordillera y Paraguari.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento Central: Areguá, Guarambaré, Itá, Itauguá, Yaguarón, Villeta, Ypané, Limpio.

Departamento de Cordillera: Altos, Atyrá, San Bernardino, Eusebio Ayala, Itacurubi de la Cordillera, Caraguatay, Piribebuy, 1° de Marzo.

Departamento de Paraguarí: Paraguarí, La Colmena, Yaguarón, Ybycuí, Carapeguá, Caapucú.

Departamento de Pte. Hayes: Villa Hayes, Falcón.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Este tipo de obra se distribuye, en forma proporcional a su densidad poblacional y de su demanda, esto se da en las zonas ya servidas, siendo esto en las principales ciudades de los Departamentos Central, Cordillera y Paraguari; la Ciudad de Asunción.

ALIMENTADORES

El número de alimentadores del sistema Metropolitano aumentará de los 413 en 2020 a 526 en el año 2023, con la construcción de 113 nuevos alimentadores de distribución. Se contempla:

Año 2.021
Construcción de 10 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Autódromo, que descargarán los alimentadores de las subestaciones de La Victoria, Luque, Capiatá y San Lorenzo.
Construcción de 6 alimentadores en la Subestación Guarambaré, que descargarán los alimentadores de las subestaciones San Lorenzo, San Antonio, La Victoria, Capiata y Villeta.
Construcción de 10 alimentadores en la Subestación Limpio, que descargarán, aparte de los alimentadores de la propia subestación, los de las subestaciones de Mariano Roque Alonso y Luque.
Construcción de 6 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Zarate Isla, que descargarán los alimentadores de las subestaciones de Mariano Roque Alonso, Luque, y San Lorenzo.
Construcción de 7 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Bo. Jara, que descargarán los alimentadores de las subestaciones de Pto. Botánico, Parque Caballero y San Miguel.
Construcción de 12 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Villa Elisa, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Lambaré, Tres Bocas y San Antonio.
Construcción de 2 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Valenzuela, que descargará los alimentadores de las Subestación Eusebio Ayala.

Año 2.023

Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Barcequillo, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Tres Bocas, Fdo. de la Mora y San Lorenzo.

Construcción de 6 alimentadores en la Subestación Mariano Roque Alonso, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Viñas Cue, Limpio y Pto. Botánico.
Construcción de 6 nuevos alimentadores en la nueva Subestación Mburucuya, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Barrio Parque, San Miguel y Pto. Botánico.
Construcción de 6 alimentadores en la Subestación Guarambaré, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las subestaciones San Lorenzo, La Victoria y Villeta.
Construcción de 3 alimentadores en la Subestación Villa Hayes, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones Ciudad Nueva y Mariano Roque Alonso.
Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Pirayu, que descargarán los alimentadores de las Subestaciones Itauguá y Paraguarí.
Construcción de 3 alimentadores en la Subestación Caacupé, que descargarán los alimentadores de las subestaciones Itauguá y Altos.

Año 2.024

Construcción de 10 alimentadores en la Subestación Autódromo, que descargarán los alimentadores de las subestaciones de La Victoria, Luque, Capiatá y San Lorenzo.
Construcción de 4 alimentadores en la Subestación Buey Rodeo, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Villeta y Guarambaré.
Construcción de 4 alimentadores en la Subestación Fdo. de la Mora, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Tres Bocas y Villa Aurelia.
Construcción de 4 alimentadores en la Subestación Tres Bocas, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Villa Elisa y Lambaré.
Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Quiindy, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación.
Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Caacupú, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación.
Construcción de 2 alimentadores en la Subestación Arroyos y Esteros, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación.

Año 2.025

Construcción de 7 alimentadores en la Subestación Bo. Jara, que descargarán los alimentadores de la propia Subestación y de las Subestaciones de Pto. Botánico, Parque Caballero y San Miguel.

Los alimentadores previstos para el año 2020 y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio se pueden ver por Subestación en la siguiente tabla:

SS/EE	Base	Medio Plazo					TOTAL
Sistema Metropolitano	2020	2021	2022	2023	2024	2025	PERIODO
La Victoria (LAV)	13						13
Autódromo (ATO)		10			10		20
Barcequillo (BAR)	7			2			9
Barrio Parque (BPA)	10						10
Capiatá (CAP)	14						14
Central (CEN)	9						9
Mariano R. A. (MRA)	9			6			15
Barrio Molino (BMO)	6						6
Buey Rodeo (BRO)	7				4		11
Fdo. de la Mora (FDM)	6				4		10
Barrio Mburucuyá (BMA)	11			6			17
Gral. Díaz (GDI)	8						8
Guarambaré (GUA)	6	6		6			18
Lambaré (LAM)	31						31
Limpio (LIM)	7	10					17
Luque (LUQ)	17						17
Zárate Isla (ZIS)		6					6
Parque Caballero (PCA)	21						21
Puerto Botánico (PBO)	30						30
Puerto Sajonia (PSA)	27						27
Viñas Cué (VCE)	2						2
Republicano (REP)	7						7
San Antonio (SAN)	26						26
San Lorenzo (SLO)	14						14
San Miguel (SMI)	10						10
Barrio Jara (BJA)		7				4	11
Tres Bocas (TBO)	10				4		14
Villa Aurelia (VAU)	23						23
Villa Elisa (VEL)	12	12					24
Villa Hayes (VHA)	4			3			7
Ciudad Nueva (CNU)	7						7
Villeta (VTA)	8						8
Itauguá (ITG)	11						11
Paraguarí (PAR)	5						5
Pirayú (PIR)	2			2			4
La Colmena (LAC)	2						2
Quiindy (QUI)	3				2		5
Valle (VAP)	2						2
Caapucú (CAU)	4				2		6
Caacupé (CAE)	7			3			10
Altos (ALT)	4						4
Eusebio Ayala (ELA)	7						7
Valenzuela (VAL)		2					2
Arroyos y Esteros (AYE)	4				2		6
TOTAL/AÑO	**413**	**53**		**28**	**28**	**4**	**526**

Están sujetos a modificaciones en revisiones sucesivas.

NUEVOS	**113**

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN MEDIO PLAZO AÑOS 2021/2025**							
DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	CENTRAL	CORDILLERA	PARAGUARI	PTE. HAYES	SISTEMA METROPOLITANO
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.			24	123	147
	Subterránea	km.	42,50	1,80	3,50	2,00	49,8
	Aislada	km.	6.678,75	1.491,26	990,74	47,00	9.208
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.				246	246
	Subterránea	km.	13,36	3,12	3,12		20
	Aislada	km.	10.450,00	2.014,65	1.062,63		13.527
Instalación de Transformadores:		(KVA)	1.260.315	120.202	54.133	26.297	1.460.947
Instalación de Acometidas:		(unid.)	817.686	118.333	68.306	15.015	1.019.340
Colocación de Medidores:		(unid.)	34.914	4.214	1.828	751	41.707
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	6.337	1.915	1.111	144	9.508
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	90	35	25	0	150
Cambio de Postes de MT		(unid.)	0	0	0		0
Cambio de Postes de BT		(unid.)	4.185	2.558	1.628		8.370
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$$)**	**605.791**	**125.105**	**79.240**	**15.482**	**825.618**
Inversión Programa de Recuperación de Obras de Distribución en miles		**(U$$)**	**98**	**131**	**65**		**294**
Suma de Inversiones Totales		**(U$$)**	**605.889**	**125.236**	**79.305**	**15.482**	**825.913**

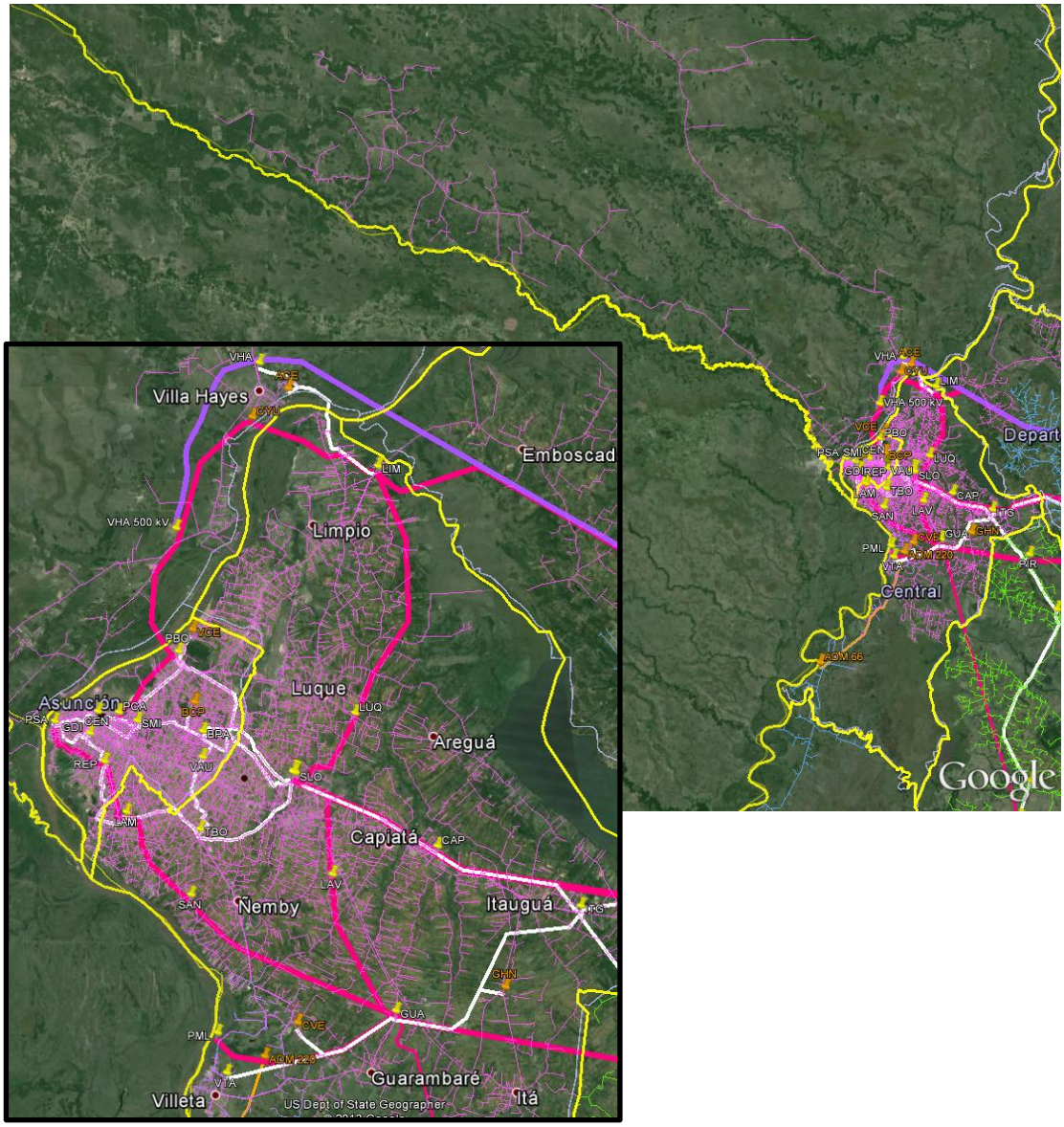
* Los valores corresponden al Plan ordinario de Medio Plazo.

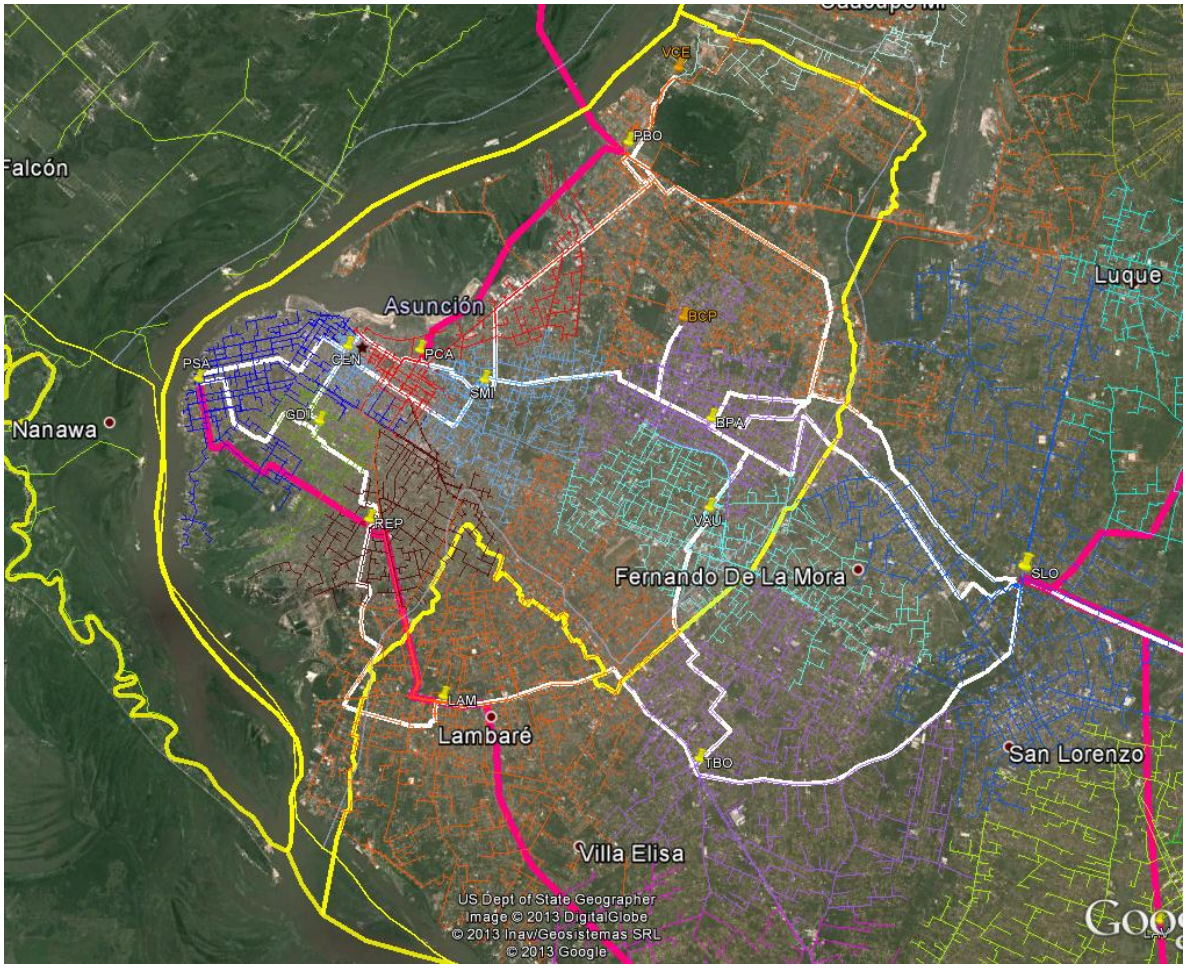
Los resúmenes físicos para el Sistema Metropolitano por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

MAPA ELECTRICO DEL SISTEMA




VCE
PBO
Falcón
Luque
Asunción
BCP
PCA
PSA
CEN
SMI
CDI
BPA
Nanawa
REP
VAU
Fernando De La Mora
SLO
LAM
Lambaré
TBO
San Lorenzo
Villa Elisa
US Dept of State Geographer
Image © 2013 DigitalGlobe
© 2013 Inav/Geosistemas SRL
© 2013 Google

3.3.3.2. SISTEMA ESTE

El Sistema Este comprende los Departamentos de Alto Paraná, Canindeyú.

MERCADO POR DEPARTAMENTO

Mercado por Departamento				
Departamento	Alto Paraná		Canindeyú	
Concepto	2.016	2.020	2.016	2.020
Población(hab.)	885.066	830.943	217.154	234.978
N° de Clientes (Cant.)	140.097	147.434	41.507	46.973
Consumo (MWh)	1.407.230	2.199.341	298.989	483.416

Estudio de Mercado 2.015-2.026 Escenario PIH Alto I (con alto crec. Industrial)

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE CARGA Y TENSIÓN EN ALIMENTADORES

A seguir se presenta el desempeño del Sistema Este de Distribución en relación a las condiciones de carga y tensión de los alimentadores para el año base 2015.

CONDICIONES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

RESUMEN DE DIAGNOSTICO DE LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA ESTE-Año 2.015					
SUBESTACIONES	**Nº**	**CARGA > 60%**		**CARGA > 80%**	
		CANT.	**%**	**CANT.**	**%**
Acaray (ACY)	**9**	0	0	2	22
Alto Paraná (APR)	**14**	7	50	1	7
Catuete (CAT)	**6**	2	33	0	0
Curuguaty (CUR)	**4**	1	25	1	25
Presidente Franco (PFO)	**9**	2	22	6	67
Paranambú (PBU)	**3**	0	0	1	33
Naranjal (NAR)	**4**	1	25	3	75
Km - 30 (K30) (*)	**8**	4	50	0	0
Itakyry (IRY)	**4**	1	25	0	0
Hernandarias (HER)	**6**	2	33	0	0
Minga Porá (MPO)	**3**	2	67	0	0
Km - 15 (K15)	**5**	2	40	0	0
Saltos del Guairá (SGA)	**4**	1	25	1	25
Del Este (DES)	**3**	2	67	0	0
Parque Industrial Hernandarias (PIH)	**2**	0	0	0	0
TOTALES	**84**	27	**32**	13	**15**

Referencias:

Cargas En las troncales de los alimentadores

CAIDA DE TENSIÓN EN LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

RESUMEN DE DIAGNOSTICO DE LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA ESTE-Año 2.015							
SUBESTACIONES	**Nº**	**CAIDA TENS. < 4 %**		**CAIDA TENS. > 4 <10 %**		**CAIDA DE TENS. > 10 %**	
		CANT.	**%**	**CANT.**	**%**	**CANT.**	**%**
Acaray (ACY)	**9**	7	78	2	22	0	0
Alto Paraná (APR)	**14**	14	100	0	0	0	0
Catuete (CAT)	**6**	1	17	1	17	4	67
Curuguaty (CUR)	**4**	1	25	1	25	2	50
Presidente Franco (PFO)	**9**	9	100	0	0	0	0
Paranambú (PBU)	**3**	1	33	0	0	2	67
Naranjal (NAR)	**4**	0	0	2	50	2	50
Km - 30 (K30) (*)	**8**	5	63	0	0	3	38
Itakyry (IRY)	**4**	0	0	2	50	2	50
Hernandarias (HER)	**6**	4	67	1	17	1	17
Minga Porá (MPO)	**3**	3	100	0	0	0	0
Km - 15 (K15)	**5**	5	100	0	0	0	0
Saltos del Guairá (SGA)	**4**	4	100	0	0	0	0
Del Este (DES)	**3**	3	100	0	0	0	0
Parque Industrial Hernandarias (PIH)	**2**	2	100	0	0	0	0
TOTALES	**84**	59	**70**	9	**11**	16	**19**

Referencias:

Caidas de Tensión	En final de líneas
(*)	Un alimentador Exclusivo

3.3.3.2.1 CORTO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Ciudad del Este, Hernandarias y Saltos del Guaira.
En el anexo 3.5 se muestran las áreas de implantación de este tipo de red.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Ciudad del Este, Hernandarias, Minga Guazú, Yguazú, Presidente Franco, Santa Rita, Naranjal, San Alberto, Minga Porá, Santa Rosa del Monday, Juan León Mallorquín, Juan E. O'leary y Cedrales entre los principales.

Departamento de Canindeyú: Salto del Guairá, La Paloma, Catueté, Curuguaty, y Gral. Francisco C. Álvarez.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Ciudad del Este, Hernandarias y Saltos del Guaira.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los dos Departamentos y más acentuado en el Dpto. de Alto Paraná.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Ciudad del Este, Hernandarias y Saltos del Guaira.

ALIMENTADORES

En cuanto al plan de alimentadores, al año 2.015 se cuenta con 84 alimentadores y en el período 2.016/2.020 se prevé la construcción de 45 nuevos alimentadores de distribución, además de las obras de refuerzos para atender el crecimiento vegetativo y las expansiones.

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Ciudad del Este y Hernandarias, Minga Guazú, Pte. Franco
Departamento de Canindeyú: Catueté, La Paloma, Salto del Guairá.

Cabe señalar que para las Ciudades de Ciudad del Este, Hernandarias y Saltos del Guaira se consideró el uso de líneas aéreas protegidas en Media Tensión 23 kV.

De las obras de distribución se resaltan las siguientes:

Año 2.016

Construcción de la SE Micro Centro con 6 nuevos alimentadores para atender el crecimiento de la demanda en los distritos de Ciudad del Este y Pte. Franco.
Construcción de la SE Curuguaty II con 3 nuevos alimentadores para atender el crecimiento de la demanda de Curuguaty y apoyar a la SE Catuete.

Ampliación de la SE Catuete con 2 nuevos alimentadores para atender el crecimiento de las ciudades de Catuete y Nueva Esperanza**.**
Ampliación de la SE Curuuaty con 1 nuevo alimentador para atender el crecimiento del distrito de Villa Ygatimi**.**
Ampliación de la SE Hernandarias con 2 nuevos alimentadores para atender el crecimiento del centro comercial de Hernandarias**.**

Año 2.017

Ampliación de la SE Ciudad del Este con 3 alimentadores para atender el crecimiento de la demanda principalmente de Ciudad del Este y Pte. Franco.
Construcción de la SE Juan León Mallorquín con cuatro nuevos alimentadores para atender el crecimiento de la demanda en el distrito de J. L. Mallorquín e Yguazú
Construcción de la SE Alto Paraná II con 4 nuevos alimentadores para la atención de la carga de Ciudad del Este.

Año 2.018

Ampliación de la SE Alto Paraná II con 5 nuevos alimentadores para la atención de la carga de Ciudad del Este.
Construcción de la SE Santa Rita con 4 nuevos alimentadores para atender el crecimiento de la demanda en el distrito de Santa Rita mejorando en la calidad y confiabilidad del servicio.
Construcción de la SE K08 con 6 nuevos alimentadores para atender el gran crecimiento de la demanda industrial, comercial y residencial en el distrito de Ciudad del Este principalmente en el sector de la ruta internacional nro. 7

Año 2.019

Ampliación de la SE Santa Rita con 2 nuevos alimentadores para atender el crecimiento de la demanda en el distrito de Santa Rita mejorando en la calidad y confiabilidad del servicio.

Los alimentadores existentes y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio pueden verse en la siguiente tabla:

SE EXISTENTES	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	TOTALES
Acaray (ACY)	**9**						9
Alto Paraná (APR) (*)	**14**						14
Presidente Franco (PFO) (**)	**9**						9
Paranambú (PBU)	**3**						3
Naranjal (NAR)	**4**						4
Km - 30 (K30) (*)	**8**						8
Itakyry (IRY)	**4**						4
Hernandarias (HER) (**)	**6**	2					8
Minga Porá (MPO)	**3**						3
Km - 15 (K15)	**5**						5
Del Este (DES)	**3**		3				6
Parque Industrial Hernandarias (PIH)	**2**						2
Catuete (CAT)	**7**	2					9
Curuguaty (CUR)	**4**	1					5
Saltos del Guairá (SGU)	**3**		2	1			6
NUEVAS SE							
Micro Centro (SMC)		6					6
Alto Paraná II (APR II)			4	5			9
Juan León Mallorquín (MQI)			4				4
Santa Rita (SRI)				4	2		6
Km-08 (K08)				6			6
Curuguaty II (CUR II)		3					3
TOTALES	**84**	**14**	**13**	**16**	**2**	**0**	**129**

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período. En el anexo 3.2 se puede observar el detalle completo del resumen físico y financiero de las Obras de Distribución para el período 2016/2020 para el Sistema Este y por Departamento Geopolítico.

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION PLAN CORTO PLAZO AÑOS 2.016 - 2.020					
DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	ALTO PARANÁ	CANINDEYÚ	SISTEMA ESTE
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	939	371	1.311
	Subterránea	km.	22,1	4,6	26,6
	Aislada	km.	735	180	915
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	1.136	349	1.485
	Subterránea	km.	3	3	6
	Aislada	km.	458	83	541
Instalación de Transformadores:		(KVA)	219.966	56.816	276.782
Instalación de Acometidas:		(unid.)	615.436	188.234	803.670
Colocación de Medidores:		(unid.)	9.180	6.858	16.038
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	2.765	1.975	4.740
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	106	20	126
Cambio de Postes de MT		(unid.)	5.457	3.638	9.095
Cambio de Postes de BT		(unid.)	1.365	910	2.275
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**72.951**	**19.312**	**92.264**
Inversión Programa de Recuperación de Obras de Distribución en miles		**(U$S)**	**6.362**	**4.242**	**10.604**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**79.314**	**23.554**	**102.868**

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Corto Plazo.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

3.3.3.2.2 MEDIO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Ciudad del Este, Hernandarias.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Minga Guazú, Santa Rita, Naranjal, San Alberto, Santa Rosa del Monday, Juan León Mallorquín, Juan E. O'leary y Cedrales entre los principales.
Departamento de Canindeyú: Saltos del Guairá, La Paloma, Catuete, Curuguaty, y Gral. Francisco C. Álvarez

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los dos Departamentos y más acentuado en el Dpto. de Alto Paraná.

ALIMENTADORES

Para el período 2.021/2.025 se prevé la construcción de 13 nuevos alimentadores de distribución, para las Subestaciones Saltos del Guaira, Ciudad del Este, Pte. Franco y K30.

Los Distritos afectados son:

Departamento Alto Paraná: Yguazú, Minga Guazú, Ciudad del Este, Pte. Franco, Cedrales, Juan León Mallorquín, Juan E. O'leary.

Departamento Canindeyú: Ygatimí, Itanará, Corpus Christi, Gral. Francisco C. Álvarez, Ype Jhu, Saltos del Guaira.

Año 2.022

Construcción de 1 alimentador en la Subestación Saltos del Guairá para la atención de la carga de la ciudad de Saltos del Guaira.

Año 2.023

Ampliación de la Subestación Ciudad del Este con 3 nuevos alimentadores para la atención de Ciudad del Este y Pte. Franco.

Año 2.024

Ampliación de la Subestación Pte. Franco con 5 nuevos alimentadores para la atención de Ciudad del Este y alrededores.

Año 2.025

Ampliación de la Subestación K30 con 4 nuevos alimentadores para la atención de Minga Guazú y Ciudad del Este.

Construcción de dos nuevos alimentadores en la Subestación Itakyry

Los alimentadores previstos para el año 2020 y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio se pueden ver por Subestación en la siguiente tabla:

SUBESTACIONES / AÑO	2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	TOTALES
Acaray (ACY)	9						9
Alto Paraná (APR) (*)	14						14
Presidente Franco (PFO) (**)	9				5		14
Paranambú (PBU)	3						3
Naranjal (NAR)	4						4
Km - 30 (K30) (*)	8					4	12
Itakyry (IRY)	4						4
Hernandarias (HER) (**)	8						8
Minga Porá (MPO)	3						3
Km - 15 (K15)	5						5
Del Este (DES)	6			3			9
Parque Industrial Hernandarias (PIH)	2						2
Catuete (CAT)	9						9
Curuguaty (CUR)	5						5
Saltos del Guairá (SGU)	6		1				7
Micro Centro (SMC)	6						6
Alto Paraná II (APR II)	9						9
Juan León Mallorquín (MQI)	4						4
Santa Rita (SRI)	6						6
Km-08 (K08)	6						6
Curuguaty II (CUR II)	3						3
TOTALES	129	0	1	3	5	4	142

(**) Dos alimentadores exclusivos

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION PLAN MEDIO PLAZO AÑOS 2021/2025					
OBRAS / SISTEMA	TIPO	UNIDAD	ALTO PARANÁ	CANINDEYÚ	SISTEMA ESTE
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	982	451	1.433
	Subterránea	km.	3,3	3,5	6,7
	Aislada	km.	578	178	756
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	1.453	442	1.895
	Subterránea	km.	3	3	6
	Aislada	km.	538	106	644
Instalación de Transformadores:		(KVA)	288.824	77.422	366.246
Instalación de Acometidas:		(unid.)	83.879	15.563	99.442
Colocación de Medidores:		(unid.)	8.979	6.597	15.576
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	2.731	1.929	4.659
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	106	20	126
Cambio de Postes de MT		(unid.)	5.457	3.638	9.095
Cambio de Postes de BT		(unid.)	1.365	910	2.275
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$$)**	**62.269**	**18.273**	**80.542**
Inversión Programa de Recuperación de		**(U$$)**	**2.740**	**823**	**3.563**
Suma de Inversiones Totales		**(U$$)**	**65.009**	**19.096**	**84.104**

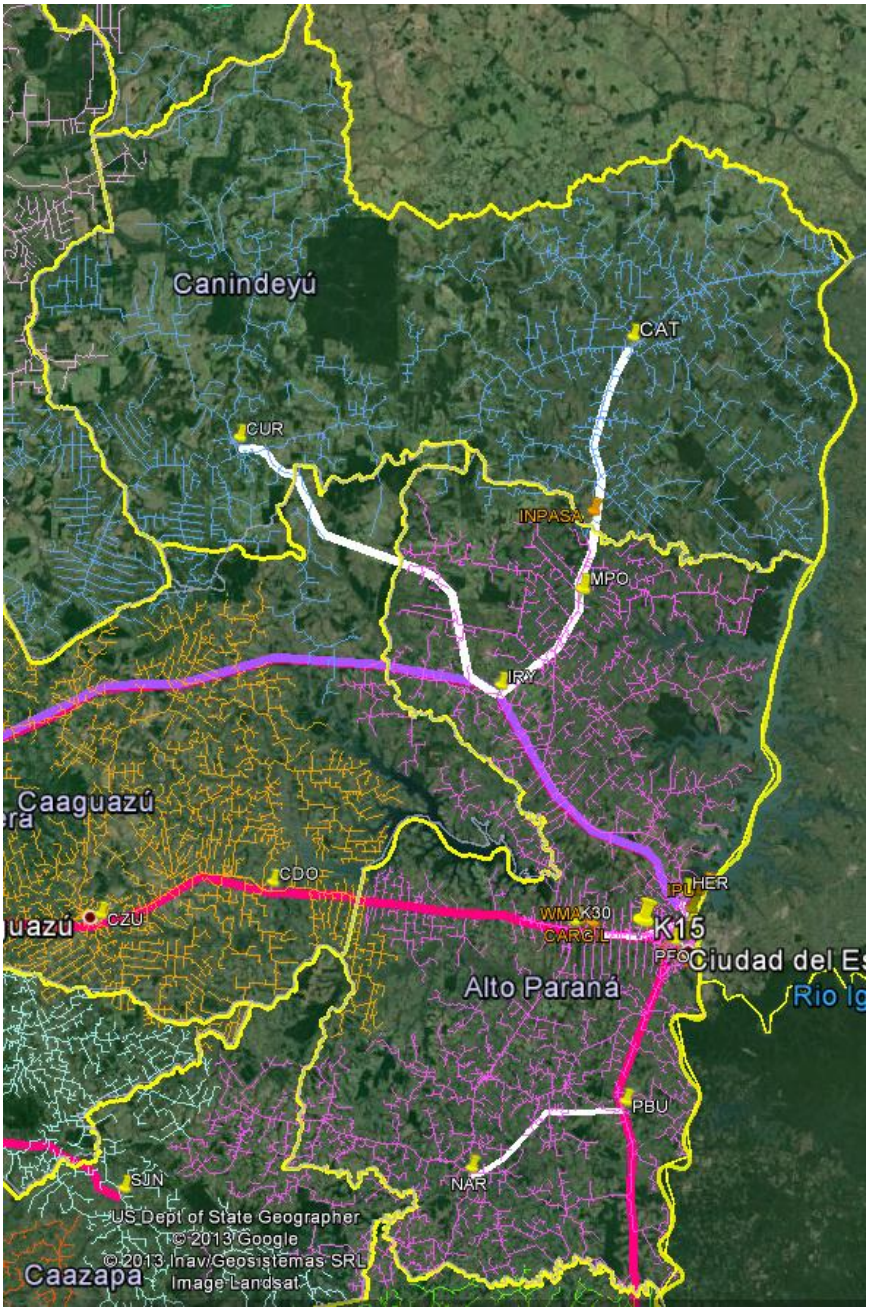
* Los valores corresponden al Plan ordinario de Medio Plazo.

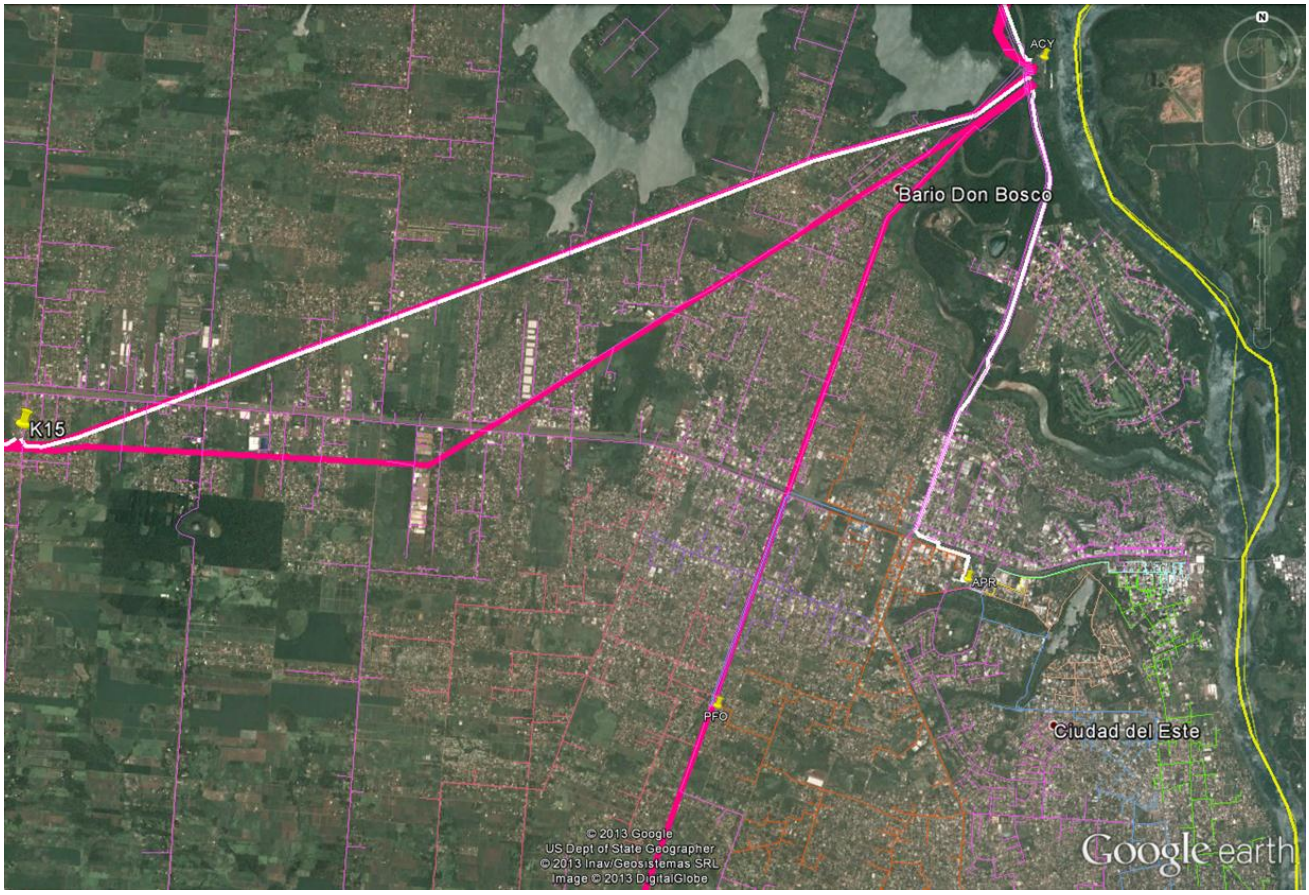
Los resúmenes físicos para el Sistema Este por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

MAPA ELECTRICO DEL SISTEMA




ACY
Bario Don Bosco
K15
APR
PFO
Ciudad del Este
© 2013 Google
US Dept of State Geographer
© 2013 Inav/Geosistemas SRL
Image © 2013 DigitalGlobe
Google earth

3.3.3.3. SISTEMA CENTRAL

El Sistema Central cuenta con los Centros de Distribución Campo Dos, Caaguazú, Coronel Oviedo, Carayaó, San Estanislao, Santa Rosa, Eusebio Ayala, Itacurubí del Rosario y Paso Pe, alimentados en 220 kV y los Centros de Distribución Villarrica, Caacupé, Caazapá y San Pedro, alimentadas en 66 kV, que atienden los Departamentos de San Pedro, Cordillera, Guairá, Caaguazú y Caazapá.

MERCADO POR DEPARTAMENTO

Mercado por Departamento								
Departamento	San Pedro		Guairá		Caaguazú		Caazapá	
Concepto	2016	2020	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Población (Hab.)	414.503	435.126	218.560	227.747	540.176	563.803	182.039	192.031
N° de Clientes (Cant.)	77.965	85.279	48.222	51.153	101.311	107.401	31.363	33.426
Consumo (MWh)	284.821	448.162	203.120	319.269	526.980	820.014	94.745	146.883

Estudios de Mercado 2015-2026
Con alto crecimiento industrial

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE CARGA Y TENSIÓN EN ALIMENTADORES

A seguir se presenta el desempeño del Sistema Central de Distribución en relación a las condiciones de carga y tensión de los alimentadores para el año base 2015.

CONDICIONES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

SUBESTACIONES	CANT. ALIM.	CARGA < 60%		CARGA > 60 % y < 80 %		CARGA > 80%	
		CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%
ABAI (ABA)	2	**2**	100	**0**	0	**0**	0
CAMPO DOS (CDO)	6	1	17	3	50	2	33
CORONEL OVIEDO (COV)	7	3	43	4	57	0	0
CARAYAO (CYO)	3	2	67	1	33	0	0
CAAZAPÁ (CZA)	4	3	75	1	25	0	0
CAAGUAZÚ (CZU)	**6**	3	50	3	50	0	0
ITACURUBÍ DEL ROSARIO (IRO)	2	2	100	0	0	0	0
PASO PÉ (PPE)	5	4	80	1	20	0	0
SAN ESTANISLAO (SES)	**6**	4	67	1	17	1	17
SAN PEDRO NORTE (SPN)	**4**	3	75	1	25	0	0
SANTA ROSA (SRO)	5	2	40	2	40	1	20
VAQUERÍA (VAQ) (*)	2	2	100	0	0	0	0
VILLARRICA (VIL)	1	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	100
TOTALES	53	31	58	17	32	5	9

Referencias: Cargas en las troncales de los alimentadores

CAIDA DE TENSIÓN EN LOS ALIMENTADORES DE 23 Kv.

SUBESTACIONES	CANT. ALIM.	CAÍDA DE TENSIÓN < 4 %		CAÍDA DE TENSIÓN > 4 y <10 %		CAÍDA DE TENSIÓN > 10 %	
		CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%
ABAI (ABA)	2	2	100	0	0	0	0
CAMPO DOS (CDO)	6	0	0	3	50	3	50
CORONEL OVIEDO (COV)	7	2	29	3	43	2	29
CARAYAO (CYO)	3	1	33	2	67	0	0
CAAZAPÁ (CZA)	4	1	25	2	50	1	25
CAAGUAZÚ (CZU)	**6**	2	33	2	33	2	33
ITACURUBÍ DEL ROSARIO (IRO)	2	2	100	0	0	0	0
PASO PÉ (PPE)	5	3	60	1	20	1	20
SAN ESTANISLAO (SES)	**6**	4	67	1	17	1	17
SAN PEDRO NORTE (SPN)	**4**	3	75	1	25	0	0
SANTA ROSA (SRO)	5	3	60	0	0	2	40
VAQUERÍA (VAQ) (*)	2	2	100	0	0	0	0
VILLARRICA (VIL)	1	0	0	1	100	0	0
TOTALES	**53**	**25**	**47**	**16**	**30**	**12**	**23**

(*) Subestación provisoria

Alimentadores Exclusivos: CDO 06 LACTOLANDA
COV 04 AGUSA
VIL 03 AZPA

Referencias: Caídas de Tensión en final de línea troncal

3.3.3.3.1 CORTO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:

Departamento Caaguazú: Cnel. Oviedo, Caaguazú
En el anexo 3.5 se muestran las áreas de implantación de la red de baja tensión pre ensamblada.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento San Pedro: San Pedro del Ycuamandyyú, Antequera, Choré, Gral. Aquino, Itacurubi del Rosario, Lima, Nueva Germania, San Estanislao, San Pablo, Tacuatí, Gral. Isidoro, Unión, 25 de Diciembre, Villa del Rosario y Yataity del Norte.

Departamento de Guairá: Villarrica, Borja, Capitán M. J. Troche, Cnel. Martínez, Félix Pérez Cardozo, Gral. Eugenio A. Garay, Col. Independencia, Itapé, Iturbe, José Fassardi, Mbocayaty, Natalicio Talavera, Ñumí, San Salvador, Yataity y Dr. Botrell.

Departamento de Caaguazú: Cnel. Oviedo, Caaguazú, Carayaó, Dr. Cecilio Báez, Sta. Rosa del Mbutuy, Dr. Juan Manuel Frutos, , Repatriación, Nueva Londres, San Joaquín, San José de los Arroyos, Yhú, Dr. J. E. Estigarribia, RI 3 Corrales, Raúl A. Oviedo, José D. Ocampos, Mcal. F. Solano López, La Pastora, 3 de Febrero, Simón Bolivar, Curuguaty, Ypejhú y Ygatimí.

Departamento de Caazapá: Caazapá, Abaí, Buena Vista, Dr. Moisés Bertoni, Gral. Higinio Morínigo, Maciel, San Juan Nepomuceno, Tavai, Fulgencio Yegros.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Caaguazú, Caazapá, San Estanislao y Cnel. Oviedo.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los Departamentos.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Caaguazú, Caazapá, San Estanislao y Cnel. Oviedo.

ALIMENTADORES

En cuanto al plan de alimentadores, en el año 2.015 se contaba con 53 alimentadores y en el período 2.016/2.020 se prevé la construcción de 24 nuevos alimentadores de distribución además de las obras de refuerzos para atender el crecimiento vegetativo y las expansiones.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en Media Tensión en las Ciudades de Caaguazú, Caazapá, San Estanislao y Cnel. Oviedo.

Año 2.016
En este primer año del periodo se prevé la construcción de 1 (un) alimentador en los siguientes centros de distribución: Coronel Oviedo, Carayao, Caazapá, Caaguazú y 2 (dos) alimentadores en Campo Dos, a fin de mejorar las condiciones de carga de otros alimentadores.

Además de la construcción de 2 nuevos alimentadores en el nuevo Centro de Distribución Barrio San Pedro.

Año 2.017
Construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores para el nuevo centro de distribución de Barrio San Pedro, 1 (un) nuevo alimentador para el centro de San Pedro Norte y 3 (tres) alimentadores para el centro de distribución de Vaquería.

Año 2.018

Construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores en el centro de distribución de Abai y 1 (un) alimentador para el centro de distribución de Barrio San Pedro.

Año 2.019

Construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores para el nuevo centro de distribución de Colonia Independencia y de 1 (un) alimentador en el centro de distribución de San Estanislao.

Año 2.020

Construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores para el nuevo centro de distribución de Yuty, de 1 (un) alimentador en el centro de distribución de Itacurubí del Rosario.

Los alimentadores existentes y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio pueden verse en la siguiente tabla:

	Base	**Corto Plazo**					
SUBESTACION	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
ABAI (ABA)	2			2			**4**
BARRIO SAN PEDRO (BSP)		2	2	1			**5**
CAMPO DOS (CDO)	6	2					**8**
COLONIA INDEPENDENCIA (CIN)					3		**3**
CORONEL OVIEDO (COV)	7	1					**8**
CORONEL OVIEDO 2 (COV 2)							**0**
CARAYAÓ (CYO)	3	1					**4**
CAAZAPÁ (CZA)	4	1					**5**
CAAGUAZÚ (CZU)	6	1					**7**
ITACURUBÍ DEL ROSARIO (IRO)	2					2	**4**
JOSÉ FASSARDI (JFA)							**0**
PASO PÉ (PPE)	5						**5**
SAN ESTANISLAO (SES)	6				1		**7**
SAN PEDRO NORTE (SPN)	4		1				**5**
SANTA ROSA (SRO)	5						**5**
VAQUERÍA (VAQ) (*)	2		3				**3**
VILLARRICA (VIL)	1						**1**
YUTY (YUT)						**3**	**3**
TOTAL	53	8	6	3	4	5	**77**
VAQ (*)	SUBESTACIÓN PROVISORIA (2015) - SE - DEFINITIVA EN 2017						

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período. En el anexo 3.2 se puede observar el detalle completo del resumen físico y financiero de las Obras de Distribución para el período 2016/2020 para el Sistema Central y por Departamento Geopolítico.

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN CORTO PLAZO AÑOS 2.016 - 2.020**							
DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	CAAGUAZU	CAAZAPA	GUAIRA	SAN PEDRO	SISTEMA CENTRAL
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	588	246	266	562	1.663
	Subterránea	km.	1,7	1,2	0,8	1,8	5,5
	Aislada	km.	112	46	44	105	307
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	492	131	231	406	1.261
	Subterránea	km.					0
	Aislada	km.	140	27	49	81	297
Instalación de Transformadores:		(KVA)	72.721	17.054	33.763	47.626	171.164
Instalación de Acometidas:		(unid.)	218.432	165.420	104.348	241.845	730.045
Colocación de Medidores:		(unid.)	7.625	6.113	3.670	9.170	26.578
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	3.402	1.346	1.660	3.248	9.655
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	66	33	33	33	165
Cambio de Postes de MT		(unid.)	3.312	1.800	1.800	1.800	8.712
Cambio de Postes de BT		(unid.)	3.000	1.500	1.500	1.500	7.500
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**19.904**	**8.250**	**8.261**	**17.576**	**53.990**
Inversión Programa de Recuperación de		**(U$S)**	**10.411**	**3.753**	**1.401**	**2.543**	**18.107**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**30.314**	**12.003**	**9.662**	**20.119**	**72.098**

(*)Los valores corresponden al Plan ordinario de Corto Plazo.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

3.3.3.3.2 MEDIO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:

Departamento Caaguazú: Coronel Oviedo, Caaguazú.
Departamento Cordillera: San Bernardino

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento San Pedro: Chore, Gral. Aquino, Itacurubi del Rosario, Lima, Nueva Germania, Resquín, San Pedro, Sta. Rosa, Unión y 25 de Diciembre.
Departamento de Guairá: Iturbe, Gral. Morinigo, Troche, Borja, José Fasardi.
Departamento de Caaguazú: Carayao, Cecilio Baéz, Raúl A. Oviedo, Repatriación, RI 3 Corrales, San José, Sta. Rosa del Mbutuy, Simón Bolivar.
Departamento de Caazapá: Tavai, San Juan Nepomuceno, Yegros y Moisés Bertoni.
Departamento de Cordillera: Santa Elena, Itacurubí, Altos, Atyrá, Emboscada, Nueva Colombia.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los Departamentos.

ALIMENTADORES

En cuanto al plan de alimentadores, en el año 2.020 se contará con 77 alimentadores y en el período 2.020/2.025 se prevé la construcción de 10 nuevos alimentadores de distribución además de las obras de refuerzos para atender el crecimiento vegetativo y las expansiones.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en Media Tensión en las Ciudades de Caaguazú, Caazapá, San Estanislao y Cnel. Oviedo.

Año 2.021

Construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Coronel Oviedo II.

Año 2.022

Construcción de 1 (un) nuevo alimentador en el centro de Distribución de Santa Rosa.

Año 2.023

Construcción de 1 (un) nuevo alimentador en el centro de distribución de Coronel Oviedo II y de 3 (tres) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Fassardi.

Año 2.024

Construcción de 1 (un) nuevo alimentador en el centro de distribución de San Estanislao.

Año 2.025

Construcción de 1 (un) nuevo alimentador en el centro de distribución de Caaguazú.

Además de estas obras de construcción de nuevos alimentadores se previeron obras de cambio de conductores en las troncales de los alimentadores, instalación de equipos en la red y otras obras de menor porte tendientes a mejorar las condiciones físicas y de funcionamiento de los mismos tratando de garantizar un nivel de servicio adecuado en las regiones atendidas por los mismos.

Los alimentadores previstos para el año 2020 y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio se pueden ver por Subestación en la siguiente tabla:

	Base	**Medio Plazo**					
SUBESTACION	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
ABAI (ABA)	4						**4**
BARRIO SAN PEDRO (BSP)	5						**5**
CAMPO DOIS (CDO)	8						**8**
COLONIA INDEPENDENCIA (CIN)	3						**3**
CORONEL OVIEDO (COV)	8						**8**
CORONEL OVIEDO 2 (COV 2)	0	3		1			**4**
CARAYAÓ (CYO)	4						**4**
CAAZAPÁ (CZA)	5						**5**
CAAGUAZÚ (CZU)	7					1	**8**
ITACURUBÍ DEL ROSARIO (IRO)	4						**4**
JOSÉ FASSARDI (JFA)	0			3			**3**
PASO PÉ (PPE)	5						**5**
SAN ESTANISLAO (SES)	7				1		**8**
SAN PEDRO NORTE (SPN)	5						**5**
SANTA ROSA (SRO)	5		1				**6**
VAQUERÍA (VAQ)	3						**3**
VILLARRICA (VIL)	1						**1**
YUTY (YUT)	3						**3**
TOTAL	**77**	**3**	**1**	**4**	**1**	**1**	**87**

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN MEDIO PLAZO AÑOS 2021/2025**							
OBRAS / SISTEMA	TIPO	UNIDAD	CAAGUAZU	CAAZAPA	GUAIRA	SAN PEDRO	SISTEMA CENTRAL
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	523	172	256	411	1.362
	Subterránea	km.	1,0	0,0	0,6	0,4	2,0
	Aislada	km.	101	19	52	73	245
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	598	150	292	467	1.508
	Subterránea	km.					0
	Aislada	km.	133	32	65	120	349
Instalación de Transformadores:		(KVA)	96.340	21.431	47.342	62.115	227.227
Instalación de Acometidas:		(unid.)	210.968	75.430	101.986	236.709	625.093
Colocación de Medidores:		(unid.)	7.431	2.513	3.575	8.860	22.379
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	3.346	1.326	1.632	3.158	9.462
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	66	33	33	33	165
Cambio de Postes de MT		(unid.)	3.312	1.800	1.800	1.800	8.712
Cambio de Postes de BT		(unid.)	3.000	1.500	1.500	1.500	7.500
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$$)**	**17.813**	**4.754**	**8.925**	**13.052**	**44.544**
Inversión Programa de Recuperación de		**(U$$)**	**3.498**	**1.260**	**469**	**853**	**6.081**
Suma de Inversiones Totales		**(U$$)**	**21.311**	**6.014**	**9.395**	**13.905**	**50.625**

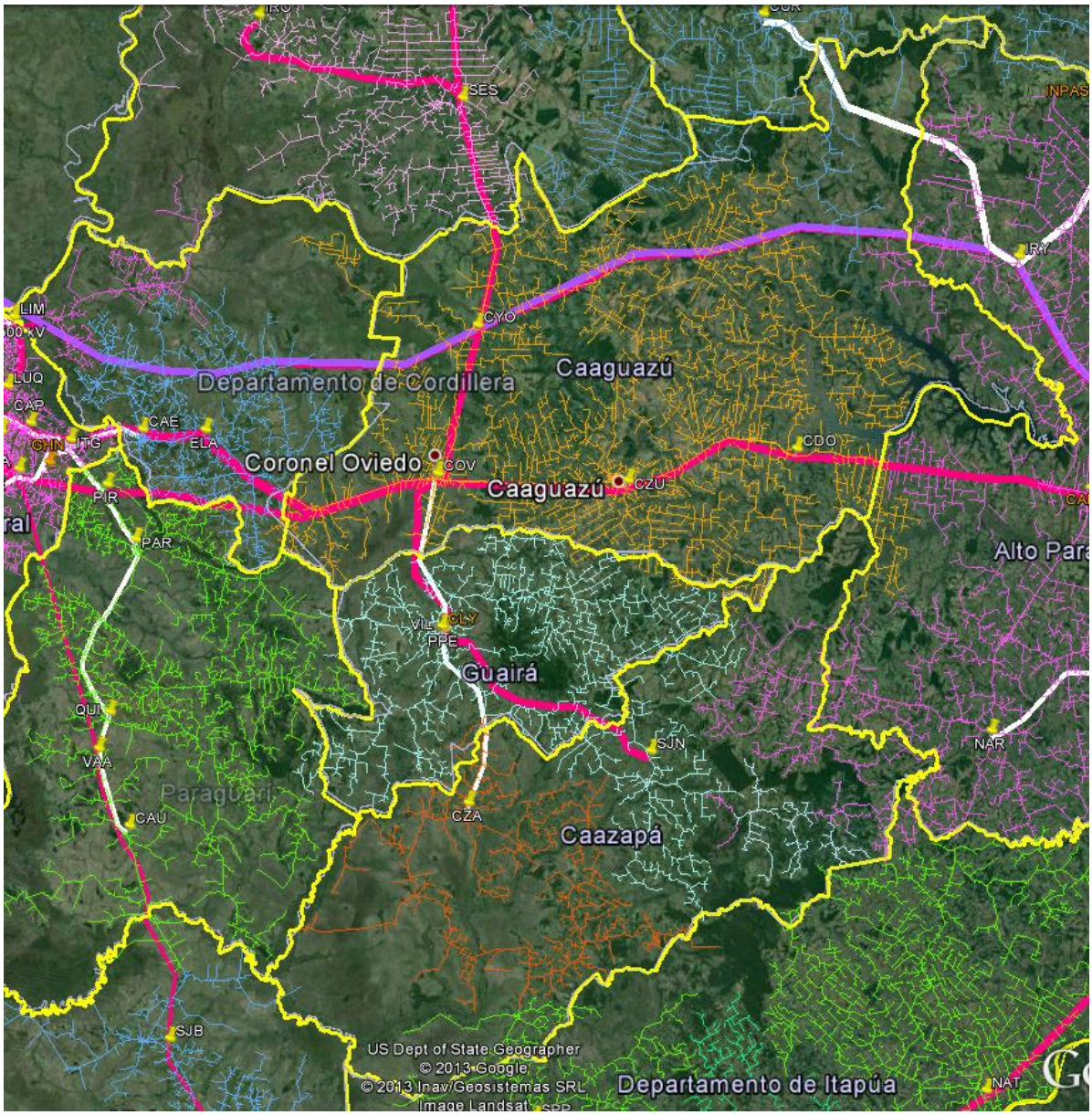
* Los valores corresponden al Plan ordinario de Medio Plazo.

Los resúmenes físicos para el Sistema Central por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

MAPA ELECTRICO DEL SISTEMA



3.3.3.4. SISTEMA SUR

El Sistema Sur cuenta con los Centros de Distribución Carlos Antonio López, Natalio, Trinidad, Coronel Bogado, San Patricio, San Juan Bautista, Villalbín, Cambyreta, Valle Apuá y Ayolas, alimentados en 220 kV y los Centros de Distribución San Pedro de Paraná, Pilar y Encarnación, Pirapó, alimentados en 66 kV, que atienden los Departamentos de Itapúa, Misiones y Ñeembucú.

MERCADO POR DEPARTAMENTO

Mercado por Departamento						
Departamento	Itapúa		Misiones		Ñeembucú	
Concepto	2016	2020	2016	2020	2016	2020
Población (Hab.)	584.201	616.565	121.985	128.130	88.270	90.287
N° de Clientes (Cant.)	108.463	115.958	33.907	36.401	26.807	29.403
Consumo (MWh)	719.820	1.117.276	183.541	286.361	119.016	181.421

Estudios de Mercado 2015-2026
Con alto crecimiento industrial

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE CARGA Y TENSIÓN EN ALIMENTADORES

A seguir se presenta el desempeño del Sistema Sur de Distribución en relación a las condiciones de carga y tensión de los alimentadores para el año base 2015.

CONDICIONES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

SUBESTACIONES	CANT. ALIM.	CARGA < 60%		CARGA > 60 % y < 80 %		CARGA > 80%	
		CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%
Ayolas (AYO)	**3**	2	67	1	33	0	0
Cambyretá (CAM)	**4**	4	100	0	0	0	0
Carlos A. López (CAL)	**2**	2	100	0	0	0	0
Coronel Bogado (CBO)	**3**	1	33	2	67	0	0
Encarnación (ENC)	**10**	10	100	0	0	0	0
Natalio (NAT)	**4**	0	0	3	75	1	25
Pilar (PIL)	**5**	4	80	1	20	0	0
Pirapó (PPO)	**4**	4	100	0	0	0	0
San Juan Bautista (SJB)	**4**	3	75	1	25	0	0
San Patricio (SPA)	**3**	1	33	1	33	1	33
San Pedro del Paraná (SPP)	**3**	2	67	0	0	1	33
Trinidad (TRI)	**3**	0	0	3	100	0	0
Villalbín (VIN)	**2**	2	100	0	0	0	0
TOTALES	**50**	**35**	**70**	**12**	**24**	**3**	6

Referencias: Cargas en las troncales de los alimentadores

CAIDA DE TENSIÓN EN LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

SUBESTACIONES	CANT. ALIM.	CAÍDA DE TENSIÓN < 4 %		CAÍDA DE TENSIÓN > 4 y <10 %		CAÍDA DE TENSIÓN > 10 %	
		CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%	CANT. ALIM.	%
Ayolas (AYO)	**3**	1	33	1	33	1	33
Cambyretá (CAM)	**4**	4	100	0	0	0	0
Carlos A. López (CAL)	**2**	1	50	1	50	0	0
Coronel Bogado (CBO)	**3**	1	33	1	33	1	33
Encarnación (ENC)	**10**	10	100	0	0	0	0
Natalio (NAT)	**4**	1	25	2	50	1	25
Pilar (PIL)	**5**	3	60	1	20	1	20
Pirapó (PPO)	**4**	3	75	1	25	0	0
San Juan Bautista (SJB)	**4**	2	50	2	50	0	0
San Patricio (SPA)	**3**	1	33	1	33	1	33
San Pedro del Paraná (SPP)	**3**	1	33	1	33	1	33
Trinidad (TRI)	**3**	1	33	2	67	0	0
Villalbín (VIN)	**2**	1	50	0	0	1	50
TOTALES	**50**	**30**	**60**	**13**	**26**	**7**	14

Exclusivos: PIL 03 MANUFACTURA PILAR S.A.

Referencias: Caídas de Tensión en final de línea troncal

3.3.3.4.1 CORTO PLAZO

REDES AISLADAS

El Distrito afectados es:

Departamento Itapúa: Encarnación
En el anexo 3.5 se muestra el área de implantación de la red de baja tensión pre ensamblada para la ciudad de Encarnación.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento Itapúa: Encarnación, Bella Vista, Cambyretá, Capitán. Meza, Capitán. Miranda, Nueva Alborada, Carmen del Paraná, Cnel. Bogado, Carlos A. López, Natalio, Fram, Gral. Artigas, Gral. Delgado, Hohenau, Jesús, Leandro Oviedo, Obligado, Mayor Otaño, San Cosme y Damián, San Pedro del Paraná, San Rafael del Paraná, Trinidad, Edelira, Tomás Romero Pereira, Alto Vera, La Paz, Yatytay, San Juan del Paraná y Pirapó.

Departamento de Misiones: San Juan Bautista, Ayolas, San Ignacio, San Miguel, San Patricio, Sta. María, Sta. Rosa, Santiago, Villa Florida y Yabebyry.

Departamento de Ñeembucú: Pilar, Alberdi, Cerrito, Desmochados, Gral. Díaz, Guazú Cuá, Humaitá, Isla Umbú, Laureles, Mayor José J. Martínez, Paso de Patria, San Juan Bautista del Ñeembucú, Tacuaras, , Villa Franca, Villa Oliva, y Villalbín.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Encarnación y Obligado.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de todos los Departamentos.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Encarnación y Obligado.

ALIMENTADORES

En cuanto al plan de alimentadores, en el año 2.015 se contaba con 50 alimentadores y en el período 2.016/2.020 se prevé la construcción de 29 nuevos alimentadores de distribución además de las obras de refuerzos para atender el crecimiento vegetativo y las expansiones.

Cabe señalar que se consideró el uso de líneas aéreas protegidas en los alimentadores de Media Tensión 23 kV, con excepción de los alimentadores exclusivamente rurales.

Año 2.016

En este año se prevé la construcción de 1 (un) nuevo alimentador en los siguientes centros de distribución: Carlos A. López, Coronel Bogado, Encarnación, Natalio, San Patricio, San Pedro del Paraná y Trinidad; así como, la construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores en el centro de distribución de Pilar.

Año 2.017

Para este año se prevé la puesta en servicio del nuevo centro de distribución en la zona de la ciudad de Fram para lo cual se construirán 3 (tres) nuevos alimentadores, y también 3 tres) alimentadores para el centro de distribución de Encarnación.

Año 2.018

Construcción de 1 (un) nuevo alimentador en los centros de distribución de Encarnación, Natalio y San Juan Bautista.

Año 2.019

Construcción de 4 (cuatro) alimentadores en cada uno de los nuevos centros de distribución de María Auxiliadora y Costanera.

Año 2.020

Construcción de 2 (dos) alimentadores en el nuevo centro de distribución de Aguaray y la de 1 (un) alimentador para el centro de distribución de Cnel. Bogado.

Además de estas obras de construcción de nuevos alimentadores se previeron obras de cambio de conductores en las troncales de los alimentadores, instalación de equipos en la red y otras obras de menor porte tendientes a mejorar las condiciones físicas y de funcionamiento de los mismos tratando de garantizar un nivel de servicio adecuado en las regiones atendidas por los mismos.

Los alimentadores existentes y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio pueden verse en la siguiente tabla:

	Base	**Corto Plazo**					
SUBESTACION	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
AGUARAY (AGU)	0					2	**2**
AYOLAS (AYO)	3						**3**
CARLOS ANTONIO LÓPEZ (CAL)	2	1					**3**
CAMBYRETÁ (CAM)	4						**4**
CORONEL BOGADO (CBO)	3	1				1	**5**
COSTANERA (COS)	0				4		**4**
ENCARNACIÓN (ENC)	10	1	3	1			**15**
FRAM (FRA)	0		3				**3**
MARÍA AUXILIADORA (MAU)	0				4		**4**
NATALIO (NAT)	4	1		1			**6**
PILAR (PIL)	5	2					**7**
PILAR 2 (PIL 2)	0						**0**
PIRAPÓ (PPO)	4						**4**
SAN JUAN BAUTISTA (SJB)	4			1			**5**
SAN PATRICIO (SPA)	3	1					**4**
SAN PEDRO DEL PARANÁ (SPP)	3	1					**4**
TRINIDAD (TRI)	3	1					**4**
VILLALBÍN (VIN)	2						**2**
TOTAL	50	9	6	3	8	3	79

(*) Uno de los alimentadores es exclusivo de Manufactura Pilar

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período. En el anexo 3.2 se puede observar el detalle completo del resumen físico y financiero de las Obras de Distribución para el período 20016/2020 para el Sistema Sur y por Departamento Geopolítico.

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN CORTO PLAZO AÑOS 2.016 - 2.020**						
DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	ITAPÚA	MISIONES	ÑEEMBUCÚ	SISTEMA SUR
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	775	290	172	1.236
	Subterránea	km.	6,1	0,8	0,7	7,6
	Aislada	km.	353	30	45	428
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	512	149	118	779
	Subterránea	km.				0
	Aislada	km.	179	30	22	231
Instalación de Transformadores:		(KVA)	69.467	18.483	11.328	99.277
Instalación de Acometidas:		(unid.)	261.234	90.733	93.972	445.940
Colocación de Medidores:		(unid.)	9.389	3.125	3.255	15.769
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	3.911	1.502	1.540	6.953
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	54	27	27	108
Cambio de Postes de MT		(unid.)	3.600	1.800	1.800	7.200
Cambio de Postes de BT		(unid.)	3.000	1.500	1.500	6.000
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**38.550**	**7.630**	**5.988**	**52.169**
Inversión Programa de Recuperación de		**(U$S)**	**6.194**	**2.443**	**2.559**	**11.195**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**44.744**	**10.073**	**8.547**	**63.364**

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Corto Plazo.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

3.3.3.4.2 MEDIO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:
Departamento Itapúa: Hohenau, Obligado

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:
Departamento Itapúa: San Juan, San Rafael, Nueva Alborada, Capitán. Miranda, Capitán. Meza, Alto Vera, Jesús, Trinidad, Hohenau, Pirapó, Bella Vista, Obligado, Cnel. Bogado, Artigas, San Cosme, Fram, La Paz, San Pedro, Gral. Delgado, Edelira, Cambyretá.
Departamento de Misiones: San Ignacio, Sta. Rosa, Sta. Maria, San Ramón, San Miguel, San Juan Bautista, San Patricio, Villa Florida.
Departamento de Ñeembucú: Pilar, Itá Cora, Gral. Diaz, Guazu Cua, Valle Apua, Villalbin.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los Departamentos.

ALIMENTADORES

Para el período 2.021/2.025 se prevé la construcción de 18 nuevos alimentadores de distribución.

Año 2.021

Para el inicio del periodo se proyecta la construcción del nuevo centro de distribución en la Ciudad de Pilar (Pilar II) con 4 (cuatro) nuevos alimentadores, a fin de mejorar las condiciones de servicio en la región y brindar una mayor estabilidad al sistema. Además se prevé la construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores en el centro de distribución de Costanera.

.

Año 2.022

Para este año se prevé la construcción de 1 (un) nuevo alimentador en el centro de distribución de Maria Auxiliadora.

Año 2.023

Para este año se prevé la construcción de 1 (un) nuevo alimentador para los centros de distribución de Pirapo y de San Juan Bautista.

Año 2.024

Para este año se tiene previsto la construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores en los centros de distribución de Cambyreta y Costanera; y de 1 (un) nuevo alimentador en los centros de distribución de Ayolas y Pirapo.

Año 2.025

Para final de periodo se previó la construcción de la construcción de un nuevo alimentador en los centros de distribución Natalio, San Pedro del Paraná y San Patricio..

Los alimentadores previstos para el año 2020 y los nuevos a ser construidos dentro del periodo de estudio se pueden ver por Subestación en la siguiente tabla:

	Base	Medio Plazo				
SUBESTACION	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
AGUARAY (AGU)	2						**2**
AYOLAS (AYO)	3				1		**4**
CARLOS ANTONIO LÓPEZ (CAL)	3						**3**
CAMBYRETÁ (CAM)	4				2		**6**
CORONEL BOGADO (CBO)	5						**5**
COSTANERA (COS)	4	2			2		**8**
ENCARNACIÓN (ENC)	15						**15**
FRAM (FRA)	3						**3**
MARÍA AUXILIADORA (MAU)	4		1				**5**
NATALIO (NAT)	6					1	**7**
PILAR (PIL)	7						**7**
PILAR 2 (PIL 2)	0	4					**4**
PIRAPÓ (PPO)	4			1	1		**6**
SAN JUAN BAUTISTA (SJB)	5			1			**6**
SAN PATRICIO (SPA)	4					1	**5**
SAN PEDRO DEL PARANÁ (SPP)	4					1	**5**
TRINIDAD (TRI)	4						**4**
VILLALBÍN (VIN)	2						**2**
TOTAL	79	6	1	2	6	3	97

A nivel de transmisión dentro del sistema se cierne una gran incertidumbre principalmente en lo relacionado con las obras de infraestructura a ser ejecutadas en la zona recuperada de la costanera de la ciudad de Encarnación como parte del Proyecto de Terminación de Yacyretá. A fin de prever la alimentación a esta zona se ha solicitado la construcción de una subestación en la zona de la Costanera cuya puesta en servicio fue solicitada para el año 2019. Mediante esta obra se podrá atender el crecimiento vegetativo de esta zona de la ciudad

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN MEDIO PLAZO AÑOS 2021/2025**						
OBRAS / SISTEMA	TIPO	UNIDAD	ITAPÚA	MISIONES	ÑEEMBUCÚ	SISTEMA SUR
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	547	190	169	906
	Subterránea	km.	5,3	0,8	0,8	6,9
	Aislada	km.	148	49	37	233
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	604	173	128	905
	Subterránea	km.				0
	Aislada	km.	142	48	25	215
Instalación de Transformadores:		(KVA)	90.243	24.071	13.980	128.293
Instalación de Acometidas:		(unid.)	254.547	89.715	91.187	435.448
Colocación de Medidores:		(unid.)	9.122	3.032	3.143	15.298
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	3.834	1.476	1.508	6.817
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	54	27	27	108
Cambio de Postes de MT		(unid.)	3.600	1.800	1.800	7.200
Cambio de Postes de BT		(unid.)	3.000	1.500	1.500	6.000
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**21.372**	**6.805**	**5.550**	**33.727**
Inversión Programa de Recuperación de		**(U$S)**	**2.080**	**819**	**858**	**3.757**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**23.452**	**7.624**	**6.408**	**37.484**

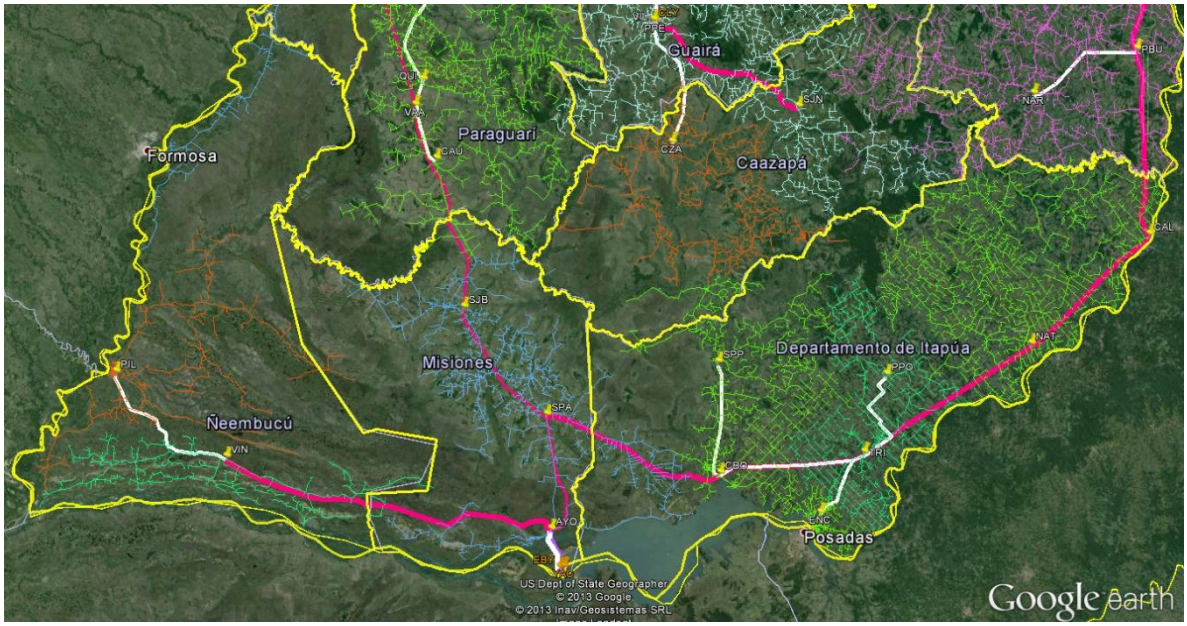
* Los valores corresponden al Plan ordinario de Medio Plazo.

Los resúmenes físicos para el Sistema Sur por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

MAPA ELECTRICO DEL SISTEMA



3.3.3.5. SISTEMA NORTE

Este Sistema comprende los Departamentos de Alto Paraguay, Amambay, Boquerón y Concepción.

MERCADO POR DEPARTAMENTO

Estudios de Mercado 2015-2026
Con alto crecimiento industrial

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE CARGA Y TENSIÓN EN ALIMENTADORES

A seguir se presenta el desempeño del Sistema Norte de Distribución en relación a las condiciones de carga y tensión de los alimentadores para el año base 2015.

CONDICIONES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

SUBESTACIONES		CARGA > 60%		CARGA > 80%	
	Nº	CANT.	%	CANT.	%
CONCEPCION (CON) (2 Excl.)	8	2	25	0	0
CRUCE BELLA VSITA (CBV)	3	0	0	0	0
CERRO CORA (CCO)	5	0	0	0	0
HORQUETA (HOR)	4	0	0	0	0
PEDRO J. CABALLERO (PJC)	6	1	17	0	0
YBY YAU (YBY)	3	0	0	0	0
VALLEMI (VM-I)	1	0	0	0	0
VALLEMI (VM-II)	3	0	0	0	0
LOMA PLATA (LPA)	3	0	0	0	0
FILADELFIA (FIL)	1	0	0	0	0
MARISCAL ESTIGARRIBIA (MES)	2	0	0	0	0
TOTALES	39	3	8	0	0

Referencias: Cargas en las troncales de los alimentadores
(*) 2 alimentadores Exclusivos

CAIDA DE TENSIÓN EN LOS ALIMENTADORES DE 23 kV.

SUBESTACIONES		CAIDA TENS. < 4 %		CAIDA TENS. > 4 <10 %		CAIDA DE TENS. > 10 %	
	Nº	CANT.	%	CANT.	%	CANT.	%
CONCEPCION (CON) (2 Excl.)	8	5	63	2	25	1	13
CRUCE BELLA VSITA (CBV)	3	1	33	1	33	1	33
CERRO CORA (CCO)	5	2	40	2	40	1	20
HORQUETA (HOR)	4	0	0	3	75	1	25
PEDRO J. CABALLERO (PJC)	6	6	100	0	0	0	0
YBY YAU (YBY)	3		0	2	67	1	33
VALLEMI (VM-I)	1	0	0	0	0	1	100
VALLEMI (VM-II)	3	0	0	3	100	0	0
LOMA PLATA (LPA)	3	2	67	1	33	0	0
FILADELFIA (FIL)	1	0	0	1	100	0	0
MARISCAL ESTIGARRIBIA (MES)	2	0	0	1	50	1	50
TOTALES	39	16	41	16	41	7	18

Referencias: Caídas de Tensión en final de líneas
(*) 2 alimentadores Exclusivos

3.3.3.5.1 CORTO PLAZO

REDES AISLADAS

Los Distritos afectados son:

Departamento Amambay: Ciudad de Pedro Juan Caballero.

Departamento Concepción: Ciudad de Concepción

En el anexo 3.5 se muestra el área de implantación de la red de baja tensión pre ensamblada para las ciudades de Pedro Juan Caballero y Concepción.

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento de Concepción: Concepción, Horqueta, Loreto, Vallemí, Yby Yaú.

Departamento de Amambay: Pedro Juan Caballero, Capitán Bado y Bella Vista Norte, y Zanja Pyta.

Departamento de Pte. Hayes: Pozo Colorado, Pto. Pinasco

Departamento de Boquerón: Mcal. Estigarribia, Gral. E. A. Garay.

Departamento de Alto Paraguay: Fuerte Olimpo, La Victoria, Isla Margarita

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Pedro Juan Caballero y Concepción.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los dos Departamentos.

Para las áreas urbanas altamente densa de población se consideró la utilización líneas aéreas protegidas en MT y preensambladas en BT en las Ciudades de Pedro Juan Caballero y Concepción.

PLAN DE ALIMENTADORES

En cuanto al plan de alimentadores, al año **2.015** se cuenta con **39** alimentadores y en el período **2.016/2.020** se prevé la construcción de **32** nuevos alimentadores de distribución además de las obras de refuerzos para atender el crecimiento vegetativo y las expansiones.

Cabe señalar que para las Ciudades de Pedro Juan Caballero y Concepción se consideró el uso de líneas aéreas protegidas en los alimentadores de Media Tensión 23 kV.

De las obras de distribución, mencionadas se detallan las obras del Plan de Alimentadores por año:

Año 2016

Para el inicio del periodo se proyecta la construcción del nuevo centro de distribución en la Ciudad de Capitán Bado con 3 (tres) nuevos alimentadores, a fin de mejorar las condiciones de servicio en la región y brindar una mayor estabilidad al sistema. Además se prevé la construcción de 2 (dos) nuevos alimentadores en el centro de distribución de Concepción, y de 1 (un) alimentador en los centros de distribución de Loma Plata y Mariscal Estigarribia.

Año 2017

En este periodo se proyecta la construcción de los nuevos centros de distribución Acueducto EB1 y Acueducto EB4 con 4 (cuatro) nuevos alimentadores, a fin de atender la carga de las bombas de agua del Proyecto Acueducto; así como, mejorar las condiciones de servicio en la región y brindar una mayor estabilidad al sistema. Además se prevé la construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores en el centro de distribución de Pedro Juan Caballero, y de 1 (un) alimentador en el centro de distribución de Filadelfia.

Año 2018

Construcción de 4 (cuatro) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Distribución de Concepción (CON II). Además se prevé la construcción de 1 (un) alimentador en los centros de distribución de Yby Yau y de Filadelfia.

Año 2019

Construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Distribución de Bella Vista Norte. Además se prevé la construcción de 1 (un) alimentador en los centros de distribución de Mcal. Estigarribia y Acueducto EB1.

Año 2020

Construcción de 1 (un) alimentador en los centros de distribución de Mcal. Estigarribia y Vallemi I.

Estas Obras de cambios de sección de los conductores en las troncales de los alimentadores, son necesarias para refuerzos y posibilitar interconexión entre alimentadores de las subestaciones, y los reguladores de tensión para mejorar el nivel de tensión en las localidades alejadas y los bancos de Capacitores para reducir las cargas reactivas en las líneas.

El sistema cuenta con 36 alimentadores a inicios del periodo, de los cuales 2 son exclusivas, y para finales del estudio 2016/2020 fueron previstas la construcción de 26 nuevos alimentadores, con los cuales se tendrá a fines del periodo 62 alimentadores en total según se detalla a continuación.

	Base	**Corto Plazo**					
SUBESTACION	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Cruce Bella Vista	3						**3**
Concepción(*)	8	2					**10**
Horqueta	4						**4**
Pedro J. Caballero	6		3				**9**
Cerro Corá	5						**5**
Yby Yaú	3			1			**4**
Vallemí-I	1					1	**2**
Vallemí-II	3						**3**
Concepción II (CON II)				4			**4**
Capitán Bado	0	3					**3**
Bella Vista Norte					3		**3**
Filadelfia	1		1	1			**3**
Loma Plata	3	1					**4**
Mcal. Estigarribia	2	1			1	1	**5**
Acueducto EB 1			4		1		**5**
Acueducto EB 2			4				**4**
TOTAL	**39**	**7**	**12**	**6**	**5**	**2**	**71**

(*) 2 Alimentadores Exclusivos

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período. En el anexo 3.2 se puede observar el detalle completo del resumen físico y financiero de las Obras de Distribución para el período 2016/2020 para el Sistema Norte y los Departamentos Geopolíticos.

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN CORTO PLAZO AÑOS 2.016 - 2.020**							
DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	CONCEPCION	AMAMBAY	BOQUERON	ALTO PARAGUAY	SISTEMA NORTE
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	572	415	1.037	1.060	3.085
	Subterránea	km.	1,5	3,7	0,4	3,0	8,6
	Aislada	km.	60	121	24	7	212
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	118	266	62	191	637
	Subterránea	km.	0	0	0	0	0
	Aislada	km.	49	84	0	0	132
Instalación de Transformadores:		(KVA)	9.244	39.178	6.183	30.244	84.849
Instalación de Acometidas:		(unid.)	245.753	257.447	28.060	35.650	566.911
Colocación de Medidores:		(unid.)	5.439	6.425	997	1.176	14.037
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	1.541	1.838	410	319	4.108
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	102	98	171	112	483
Cambio de Postes de MT		(unid.)	750	750	380	625	2.505
Cambio de Postes de BT		(unid.)					0
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**13.913**	**14.899**	**23.436**	**24.925**	**77.173**
Inversión Programa de Recuperación de		**(U$S)**	**2.763**	**1.842**	**426**		**5.031**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**16.675**	**16.741**	**23.862**	**24.925**	**82.203**

* Los valores corresponden al Plan ordinario de Corto Plazo.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

3.3.3.5.2 MEDIO PLAZO

REDES AISLADAS

El Distrito afectado es:

Departamento Amambay: Pedro Juan Caballero

Departamento de Concepción: Concepción

ELECTRIFICACION CONVENCIONAL

Los Distritos afectados son:

Departamento de Concepción: Concepción, Horqueta, Loreto, Vallemí y Yby Yau.

Departamento de Amambay: Pedro Juan Caballero, Capitán Bado y Bella Vista Norte.

Departamento de Pte. Hayes: Pozo Colorado, Pto. Pinasco

Departamento de Boquerón: Filadelfia, Loma Plata y Mcal. Estigarribia.

Departamento de Alto Paraguay: Fuerte Olimpo, La Victoria, Isla Margarita

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Afecta a las principales ciudades de los dos Departamentos.

ALIMENTADORES

Para el período 2.021/2.025 se prevé la construcción de 16 nuevos alimentadores de distribución, por aumentos de potencias en las diferentes Subestaciones.

Año 2021

Construcción de 2 (dos) alimentadores en los centros de distribución de Mcal. Estigarribia y Horqueta.

Año 2022

Construcción de 4 (cuatro) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Distribución de Toro Pampa. Además de la construcción de 1 (un) alimentador en el centro de distribución de Capitán Bado.

Año 2023

Construcción de 3 (tres) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Distribución de Pozo Colorado. Además se prevé la construcción de 4 (cuatro) nuevos alimentadores en el nuevo centro de Distribución de Cruce Don Silvio.

En la tabla a seguir se detallan las principales obras para el período.

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN MEDIO PLAZO AÑOS 2021/2025**							
OBRAS / SISTEMA	TIPO	UNIDAD	AMAMBAY	CONCEPCION	BOQUERON	ALTO PARAGUAY	SISSTEMA OESTE
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	399	231	393	326	1.349
	Subterránea	km.	15,0	9,5	0,0	15,0	39,5
	Aislada	km.	62	58	45	0	165
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	309	97	105	212	722
	Subterránea	km.					0
	Aislada	km.	77	55			132
Instalación de Transformadores:		(KVA)	40.499	17.764	15.620	33.554	107.437
Instalación de Acometidas:		(unid.)	5.391	3.720	1.617	1.744	12.472
Colocación de Medidores:		(unid.)	3.328	1.457	992	1.119	6.897
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	1.126	549	347	325	2.346
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	62	91	140	100	393
Cambio de Postes de MT		(unid.)	2.340	2.340	750	750	6.180
Cambio de Postes de BT		(unid.)					0
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**10.289**	**7.882**	**10.040**	**5.548**	**33.759**
Inversión Programa de Recuperación de		**(U$S)**	**467**	**1.079**	**161**		**1.707**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**10.756**	**8.961**	**10.201**	**5.548**	**35.466**

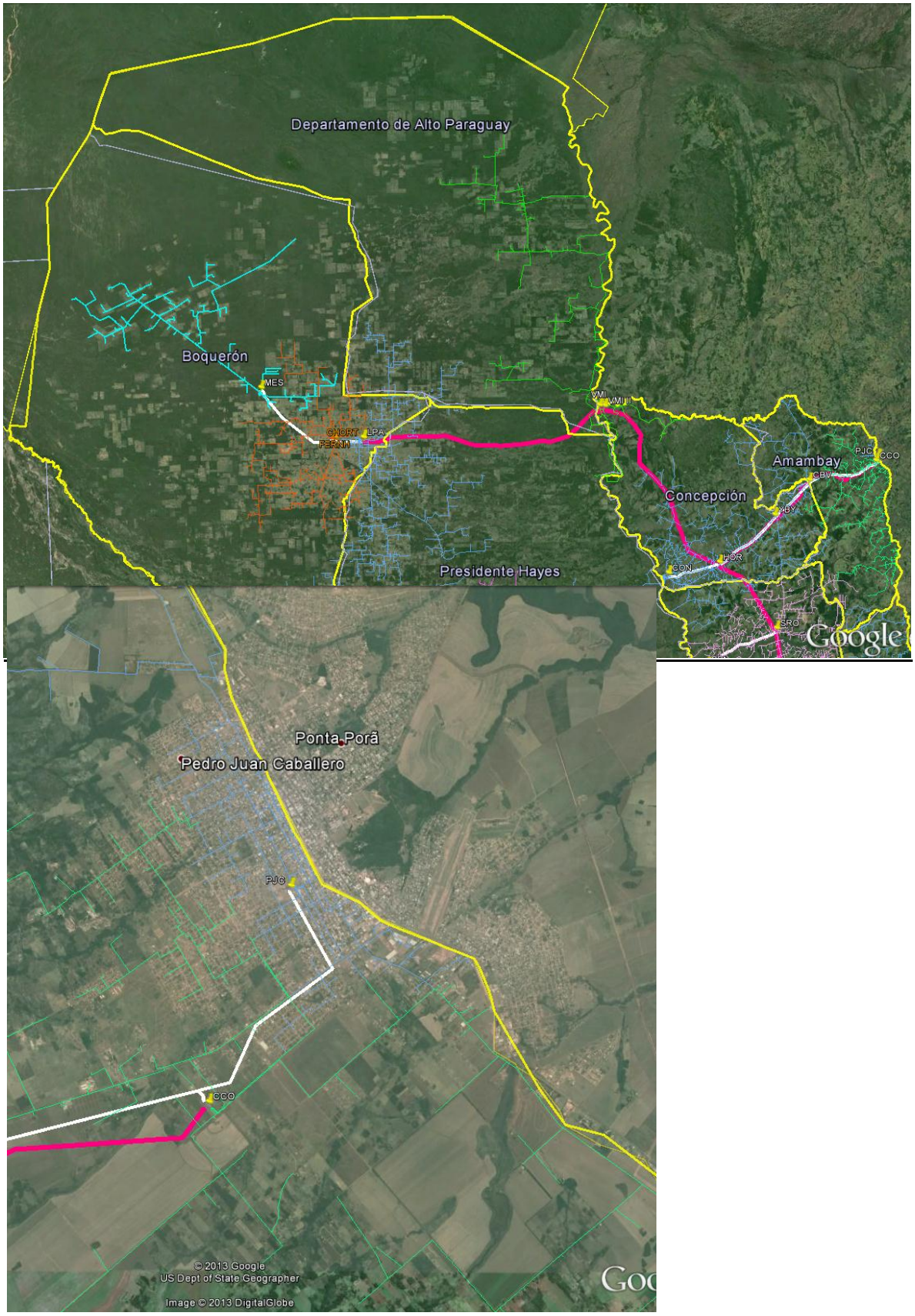
* Los valores corresponden al Plan ordinario de Medio Plazo.

Los resúmenes físicos para el Sistema Norte por año y por Departamento Geopolítico se muestran en el Anexo 3.2.

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN

Las obras de este programa son con miras a mejorar las condiciones físicas y operativas de las líneas de distribución, dando preeminencia a las líneas construidas por el sistema de Autogestión. El detalle de las obras puede ser observado en el Anexo 3.3.

MAPA ELECTRICO DEL SISTEMA



3.4. CONCLUSIONES

El Plan de Obras de Distribución para el período 2016-2025 comprende básicamente las obras necesarias para atender la expansión del sistema y mejorar las condiciones de servicio (US$ 2.075,06 millones), y el Programa de Recuperación de Obras de Distribución (US$ 61,22 millones), que representan el 97% y 3% de las inversiones totales a ser realizadas en el período en el Sistema de Distribución, danto un total de US$ 2.136,28 millones.

Cabe señalar que el presente Plan contempla la sustitución de la red área con conductores desnudos de media (MT) y baja (BT) tensión por conductores protegidos y aislados respectivamente en el Sistema Metropolitano y Bajo Chaco y en las ciudades de Ciudad del Este y Encarnación, con una inversión de aproximadamente US$ 293,00 millones. Además, las obras futuras de expansión y mejora de la red deberán realizarse con conductores protegidos y aislados, posibilitando de esa forma mejorar considerablemente las condiciones de servicio.

El 60 % de las inversiones corresponde a las de crecimiento vegetativo, como ser, las extensiones de las redes de media tensión para conexión de nuevos transformadores y aumento de potencia en otros, en función de las extensiones de las redes de baja tensión y la carga asociada, especialmente debido a que en Sistema Metropolitano y Bajo Chaco se empleara los conductores protegidos y aislados. El 6 % para obras específicas, tales como trifasicación, interconexión de alimentadores, modificación de trazados de las líneas, cambios relacionados a la vida útil de equipos e instalaciones, etc. El 13 % en el Plan de Alimentadores, para la ampliación, adecuación y refuerzos en las redes de media tensión. Los planes de Electrificación Convencional y a través de Líneas de Distribución Económicas representan el 7 % de las inversiones y comprende las obras para la conexión de localidades sin energía eléctrica mediante obras del tipo convencional; tales como, líneas de media y baja tensión monofásicas y trifásicas, instalación de puestos de distribución, alumbrados públicos, acometidas y medidores. Y en el caso Líneas de Distribución Económicas, para estas obras ANDE suministra los conductores, transformadores, medidores, protecciones y postes de hormigón armado, quedando a cargo de los clientes la provisión de materiales menores y mano de obra, pudiendo eventualmente suministrar postes de hormigón armado construidos según normas vigentes. Son obras de carácter social. El 16% de las inversiones es para ampliar las Redes Aisladas, que ya fue mencionado anteriormente.

El Programa de Recuperación de Obras de Distribución representa el 3% de las inversiones y contempla adecuación técnica, refuerzo, aumento de capacidad y eventualmente el cambio total de las líneas de distribución construidas por el Sistema de Autoayuda e incluye también algunas Obras del Programa Ordinario, que además de reforzar las zonas atendidas por las obras del ítem anterior, sirvan para atender el crecimiento vegetativo de la demanda de energía eléctrica.

ANEXOS 3

ANEXO 3.1

RESUMEN DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION

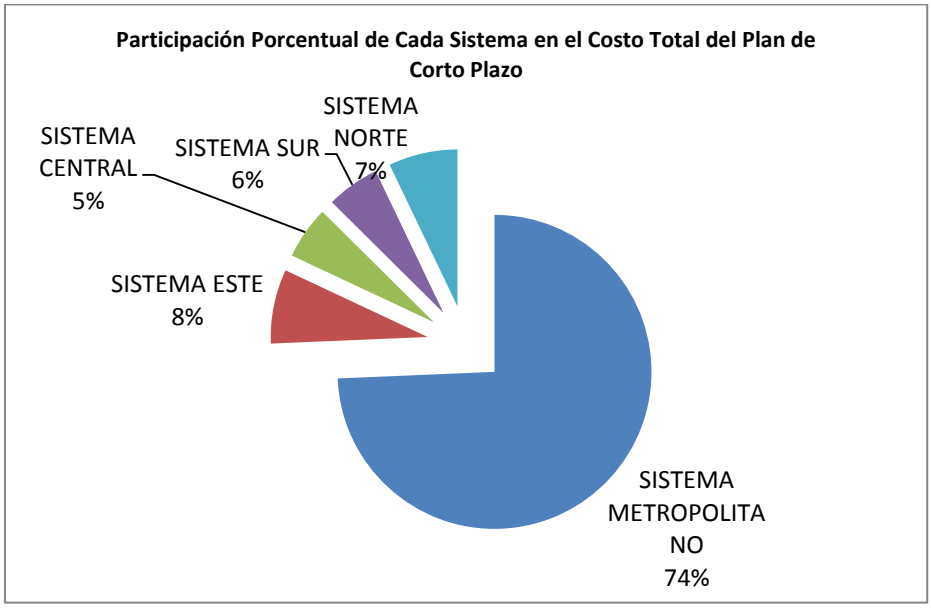
ANEXO 3.1.1

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN CORTO PLAZO AÑOS 2.016 - 2.020**								
Obra	TIPO	UNIDAD	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	1.875	1.659	1.344	1.024	1.504	**7.406**
	Subterránea	km.	29,92	84,42	40,90	14,60	18,40	**188,2**
	Aislada	km.	1.581,10	1.885,60	2.645,41	2.283,44	1.461,77	**9.857**
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	816	854	878	886	953	**4.387**
	Subterránea	km.	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	**26**
	Aislada	km.	1.906,33	2.680,36	3.962,51	3.414,56	2.438,93	**14.403**
Instalación de Transformadores:		(KVA)	301.172	319.887	352.838	348.247	380.119	**1.702.263**
Instalación de Acometidas:		(unid.)	693.958	699.424	707.167	683.340	689.447	**3.473.336**
Colocación de Medidores:		(unid.)	23.211	23.217	23.132	22.560	22.790	**114.910**
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	7.374	7.359	7.349	7.299	7.264	**36.645**
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	262	235	228	227	247	**1.197**
Cambio de Postes de MT		(unid.)	6.114	6.114	5.826	6.104	6.104	**30.262**
Cambio de Postes de BT		(unid.)	4.405	4.405	4.405	4.405	4.405	**22.025**
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**174.328**	**224.685**	**269.405**	**215.591**	**166.890**	**1.050.900**
Inversión Programa de Recuperación de Obras de Distribución en miles		**(U$S)**	**6.161**	**9.456**	**9.822**	**10.189**	**10.189**	**45.815**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**180.489**	**234.140**	**279.227**	**225.780**	**177.079**	**1.096.715**

RESUMEN FISICO - FINANCIERO DEL PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION **PLAN MEDIO PLAZO AÑOS 2021/2025**								
DEPARTAMENTOS/SISTEMA	TIPO	UNIDAD	SISTEMA METROPOLITANO	SISTEMA ESTE	SISTEMA CENTRAL	SISTEMA SUR	SISSTEMA OESTE	S.I.N.
Construcción de Red de MT.	Convencional	km.	147	1.433	1.362	906	1.538	**5.387**
	Subterránea	km.	49,8	6,7	2,0	6,9	15,0	**80,4**
	Aislada	km.	9.208	756	245	233	233	**10.675**
Construcción de Red de BT.	Convencional	km.	246	1.895	1.508	905	748	**5.302**
	Subterránea	km.	20	6	0	0	0	**26**
	Aislada	km.	13.527	644	349	215	145	**14.880**
Instalación de Transformadores:		(KVA)	1.460.947	366.246	227.227	128.293	113.284	**2.295.997**
Instalación de Acometidas:		(unid.)	1.019.340	1.270.776	625.093	435.448	428.821	**3.779.478**
Colocación de Medidores:		(unid.)	41.707	15.576	22.379	15.298	9.063	**104.023**
Instalación de Alumbrado Público:		(unid.)	9.508	4.659	9.462	6.817	3.025	**33.471**
Instalación de Equipos en Red de M.T:		(unid.)	150	126	165	108	427	**976**
Cambio de Postes de MT		(unid.)	0	9.095	8.712	7.200	3.000	**28.007**
Cambio de Postes de BT		(unid.)	8.370	2.275	7.500	6.000	0	**24.145**
Inversión Plan Ordinario en miles		**(U$S)**	**825.618**	**80.542**	**44.544**	**33.727**	**39.729**	**1.024.160**
Inversión Programa de Recuperación de Obras de Distribución en miles		**(U$S)**	**294**	**3.563**	**6.081**	**3.757**	**1.707**	**15.401**
Suma de Inversiones Totales		**(U$S)**	**825.913**	**84.104**	**50.625**	**37.484**	**41.436**	**1.039.562**

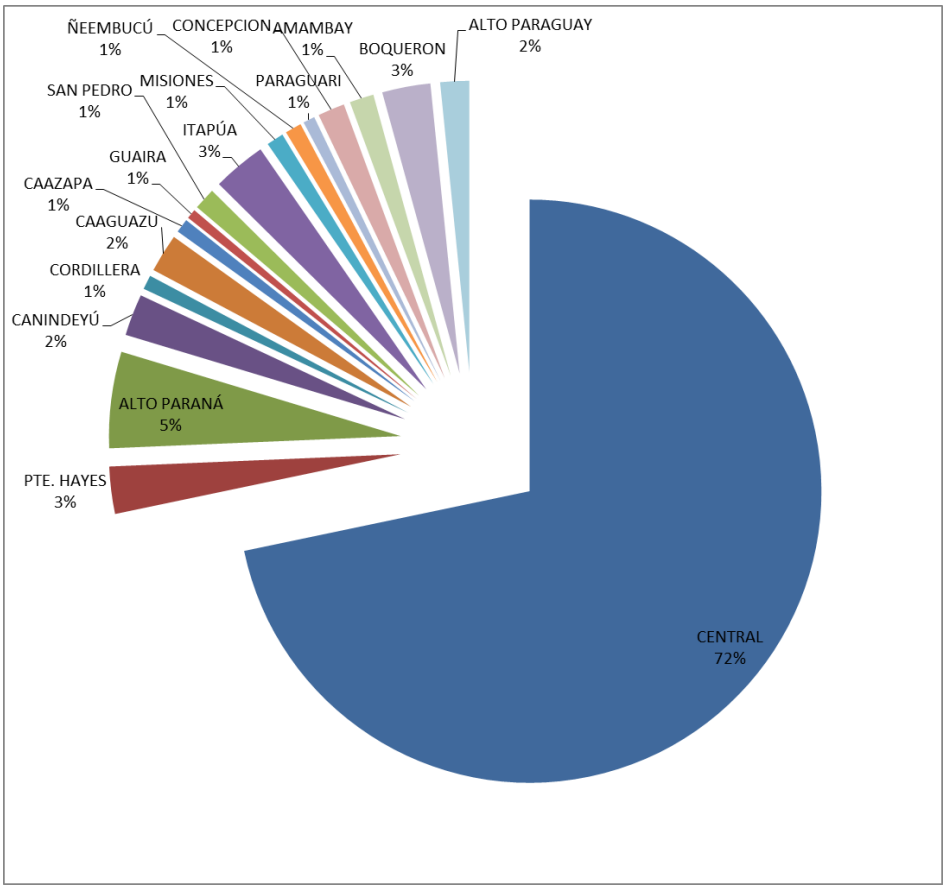
Corto Plazo (en Miles de US$) = 1.096.715
Medio Plazo (en Miles de US$) = 1.039.562
TOTAL DEL PERIODO (EN MILES DE US$) = 2.136.277

ANEXO 3.1.2

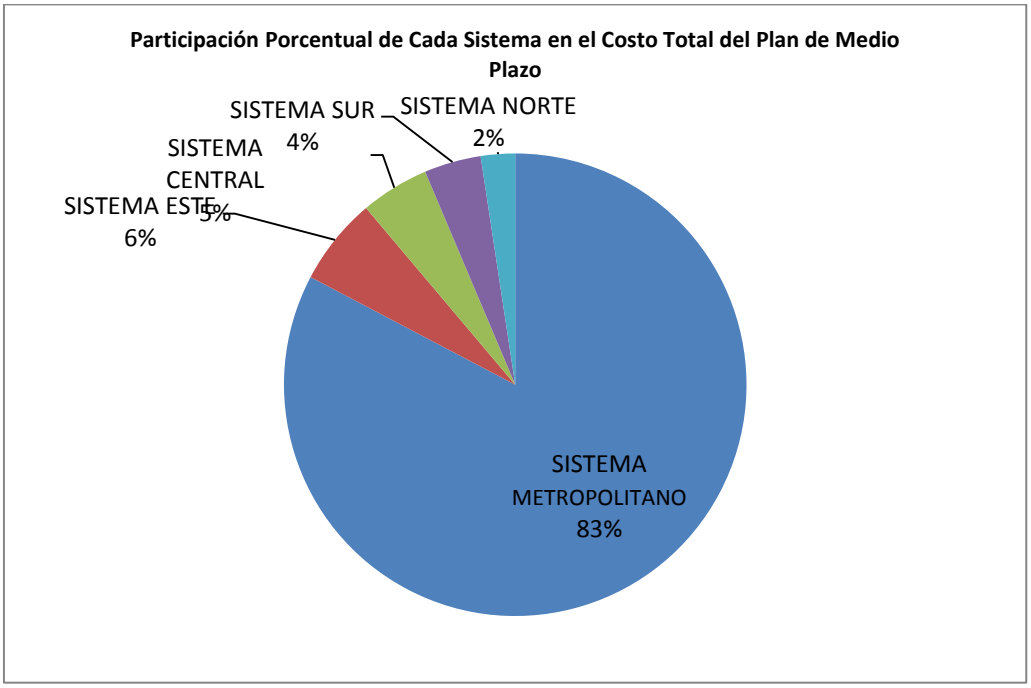


TOTAL DEL PERIODO (EN MILES DE US$) = 1.096.715

Participación Porcentual de Cada Departamento Geopolítico en el Costo Total del Plan de Corto Plazo

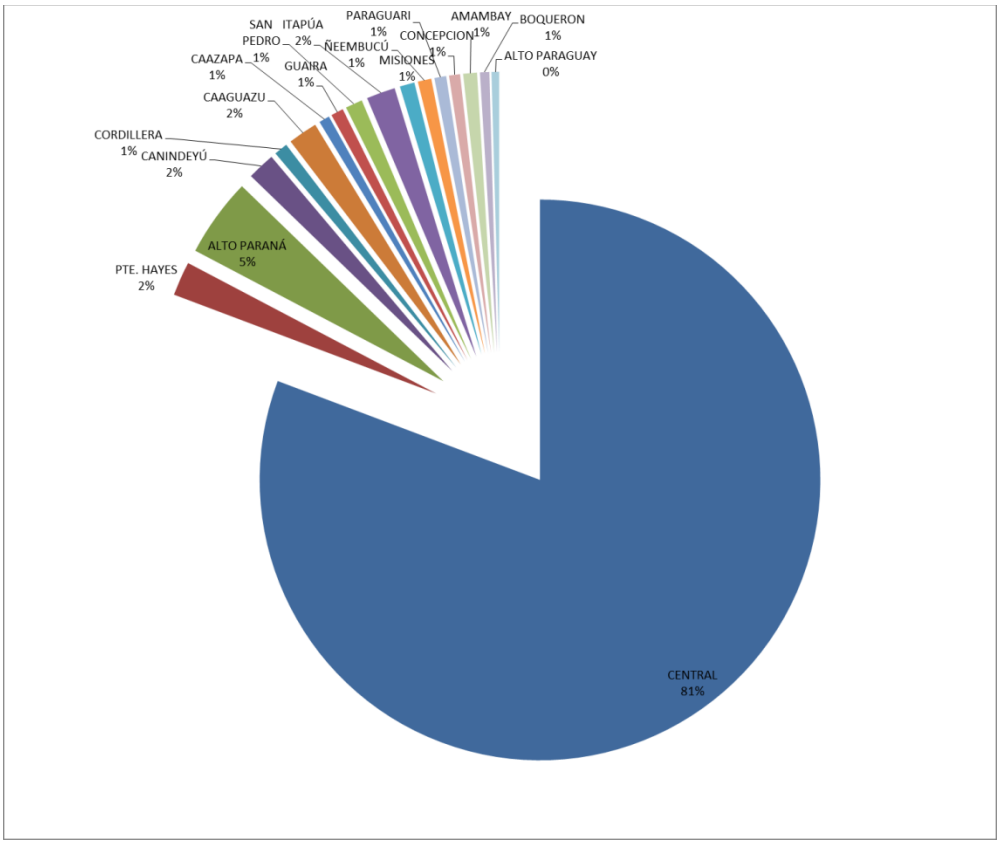


ANEXO 3.1.3



TOTAL DEL PERIODO (EN MILES DE US$) = 1.039.562

Participación Porcentual de Cada Departamento Geopolítico en el Costo Total del Plan de Corto Plazo



ANEXO 3.2

RESUMEN FISICO Y FINANCIERO DE OBRAS DE DISTRIBUCION

CORTO PLAZO
(2016-2020)

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	55	494	1.120	873	66	**2.609**
BT (aérea preensamblada) (Km)	103	761	1.760	1.259	111	**3.994**
B T (subterránea) (Km)	3	3	3	3	3	**14**
ACOMETIDAS*	19.757	25.169	34.949	25.209	25.209	**130.294**
SUBTOTAL1 FIN	**5.037**	**55.096**	**102.522**	**70.210**	**5.756**	**238.621**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	264	267	266	265	262	**1.325**
BT (Km)	197	199	198	197	195	**985**
MT (aérea protegida) (km)	128	134	141	138	147	**688**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	221	234	247	242	259	**1.203**
TRANSFORMADORES (KVA)	25.259	26.585	27.805	27.275	28.980	**135.904**
ACOMETIDAS	106.210	106.837	104.675	104.074	103.161	**524.957**
MEDIDORES	4.602	4.627	4.522	4.496	4.457	**22.705**
ALUMBRADO PUBLICO	3.254	3.259	3.244	3.225	3.196	**16.178**
SUBTOTAL2 FIN	**13.860**	**14.484**	**15.067**	**14.809**	**15.558**	**73.779**
EXPANSION **						
MT (Km)	302	322	333	337	372	**1.667**
BT (Km)	619	655	680	689	758	**3.401**
MT (aérea protegida) (km)	790	842	977	956	1.033	**4.598**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1.582	1.685	1.956	1.914	2.069	**9.206**
TRANSFORMADORES (KVA)	275.913	293.302	325.033	320.971	351.140	**1.566.359**
ACOMETIDAS	427.759	427.184	427.310	413.823	420.845	**2.116.921**
MEDIDORES	18.609	18.590	18.610	18.064	18.333	**92.206**
ALUMBRADO PUBLICO	1.856	1.856	1.851	1.820	1.824	**9.207**
RED SUBTERRANEA MT (Km)	2	2	2	2	2	**11**
RED SUBTERRANEA BT (Km)	2	2	2	2	2	**12**
SUBTOTAL4 FIN	**83.750**	**89.199**	**102.166**	**100.172**	**108.239**	**483.526**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	1.084	790	486	176	644	**3.180**
RED SUBTERRANEA (Km)	28	82	39	13	16	**178**
RED AISLADA (Km)	596	403	396	304	204	**1.903**
BANCO DE CAPACITORES	7	9	4	3	24	**47**
SUBTOTAL5 FIN	**65.133**	**59.121**	**42.950**	**23.789**	**30.817**	**221.810**
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	**63**	**63**	**63**	**63**	**63**	**315**
SUBTOTAL 6 FIN	**1.440**	**1.439**	**1.439**	**1.439**	**1.439**	**7.197**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	151	196	176	172	152	**845**
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	7	7	7	7	7	**35**
CAMBIO POSTES BT	4.405	4.405	4.405	4.405	4.405	**22.025**
CAMBIO POSTES MT	6.114	6.114	5.826	6.104	6.104	**30.262**
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	**65**
DESPLAZAR RED MT A PROTEGIDA (KM)	5	5	5	5	5	**25**
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	61	71	71	61	61	**325**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	2.129	2.109	2.119	2.119	2.109	**10.585**
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	135	135	135	135	135	**675**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	140.233	140.233	140.233	140.233	140.233	**701.165**
INST. RECONECTADORES	29	29	29	29	29	**143**
INST. SECCIONALIZADOR	120	92	90	90	90	**484**
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	32	31	31	31	30	**153**
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	11	11	11	11	11	**55**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.						
SUBTOTAL6 FIN	**11.269**	**14.801**	**15.084**	**15.360**	**15.269**	**71.784**
TOTAL FINANCIERO	**180.489**	**234.140**	**279.227**	**225.780**	**177.079**	**1.096.715**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.
** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA METROPOLITANO
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	12	440	1.060	814	12	**2.339**
BT (aérea preensamblada) (Km)	40	689	1.683	1.188	40	**3.640**
B T (subterránea) (Km)	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	**14**
SUBTOTAL1 FIN	**1.805**	**51.097**	**98.139**	**65.876**	**1.805**	**218.721**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	1	1	1	1	1	**6**
BT (Km)	2	2	3	2	3	**12**
MT (aérea protegida) (km)	100	106	113	111	119	**550**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	200	213	226	221	238	**1.099**
TRANSFORMADORES (KVA)	22.387	23.691	24.926	24.414	26.144	**121.561**
ACOMETIDAS	20.438	20.489	18.758	18.674	18.526	**96.885**
MEDIDORES	1.022	1.024	938	934	926	**4.844**
ALUMBRADO PUBLICO	627	629	628	625	621	**3.131**
SUBTOTAL2 FIN	**9.645**	**10.262**	**10.868**	**10.636**	**11.423**	**52.833**
EXPANSION **						
MT (Km)	18	19	22	22	23	**105**
BT (Km)	37	39	45	44	47	**211**
MT (aérea protegida) (km)	724	770	904	884	952	**4.234**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1.447	1.539	1.806	1.767	1.903	**8.462**
TRANSFORMADORES (KVA)	164.168	173.734	201.672	197.529	211.528	**948.630**
ACOMETIDAS	149.880	150.249	151.768	151.091	149.896	**752.885**
MEDIDORES	7.494	7.512	7.588	7.555	7.495	**37.644**
ALUMBRADO PUBLICO	1.008	1.011	1.010	1.005	997	**5.032**
RED SUBTERRANEA MT (Km)	1	1	1	1	1	**4**
RED SUBTERRANEA BT (Km)	1	1	1	1	1	**6**
SUBTOTAL4 FIN	**70.812**	**75.339**	**87.987**	**86.112**	**92.484**	**412.733**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)						
RED SUBTERRANEA (Km)	15	73	27	8	14	**136**
RED AISLADA (Km)	206	206	239	76	84	**812**
SUBTOTAL5 FIN	**17.126**	**26.693**	**21.916**	**6.095**	**7.829**	**79.658**
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	**48**	**48**	**48**	**48**	**48**	**240**
SUBTOTAL 6 FIN	**1.097**	**1.097**	**1.097**	**1.097**	**1.097**	**5.483**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	7	7	7	7	7	**35**
CAMBIO POSTES BT	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	**6.250**
CAMBIO POSTES MT	550	550	550	550	550	**2.750**
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	5	5	5	5	5	**25**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	550	550	550	550	550	**2.750**
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	55	55	55	55	55	**275**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	15.400	15.400	15.400	15.400	15.400	**77.000**
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	2	2	2	2	2	**10**
INST. RECONECTADORES	4	4	4	4	4	**20**
INST. SECCIONALIZADOR	9	9	9	9	9	**45**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**1.293**	**1.357**	**1.364**	**1.371**	**1.371**	**6.755**
TOTAL FINANCIERO	**101.777**	**165.843**	**221.370**	**171.185**	**116.007**	**776.183**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO CENTRAL
RESUMEN FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
M T (Km) - Aéreo Protegido	8	268	647	496	8	**1.427**
B T (Km) - Aéreo Preensamblado	24	420	1.027	724	24	**2.220**
B T (subterránea) (Km)	2	2	2	2	2	**9**
SUBTOTAL1 FIN	**1.101**	**31.169**	**59.865**	**40.184**	**1.101**	**133.420**
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
MT (aérea protegida) (km)	37	40	42	41	45	**205**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	75	79	85	83	89	**411**
TRANSFORMADORES (kVA)	8.272	8.754	9.210	9.021	9.660	**44.916**
ACOMETIDAS (m)	7.552	7.570	6.931	6.900	6.845	**35.798**
MEDIDORES	378	379	347	345	342	**1.790**
ALUMBRADO PUBLICO	232	232	232	231	229	**1.157**
SUBTOTAL 2 FIN	**3.564**	**3.792**	**4.015**	**3.930**	**4.221**	**19.521**
CRECIMIENTO VEGETATIVO *						
MT (aérea protegida) (km)	591	628	737	721	776	**3.453**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1.194	1.270	1.490	1.458	1.569	**6.981**
TRANSFORMADORES (kVA)	151.026	159.827	185.528	181.717	194.595	**872.692**
ACOMETIDAS (m)	133.642	133.971	135.326	134.722	133.656	**671.317**
MEDIDORES	6.682	6.699	6.766	6.736	6.683	**33.566**
ALUMBRADO PUBLICO	844	846	845	841	834	**4.210**
RED SUBTERRANEA MT (Km)	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	**4**
RED SUBTERRANEA BT (Km)	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	**6**
SUBTOTAL 4 FIN	**57.572**	**61.269**	**71.540**	**70.018**	**75.192**	**335.591**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	13,35	69	19	7	8	**116**
RED AISLADA (Km)	137,37	100	177	22	27	**464**
SUBTOTAL 5 FIN	**12.834**	**19.729**	**16.923**	**2.910**	**3.673**	**56.068**
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	**34**	34	34	34	34	**170**
SUBTOTAL 6 FIN	**777**	**777**	**777**	**777**	**777**	**3.884**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	5	5	5	5	5	**23**
CAMBIO POSTE PALMA/HºAº	900	900	900	900	900	**4.500**
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	3	2	2	2	2	**10**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	393	393	393	393	393	**1.964**
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	39	39	39	39	39	**196**
CAMBIO DE ACOMETIDAS (m)	11.550	11.550	11.550	11.550	11.550	**57.750**
INST. SECCIONALIZADOR	4,50	5	5	5	5	**23**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL 7 FIN	**656**	**481**	**481**	**481**	**481**	**2.581**
TOTAL FIN	**76.503**	**117.216**	**153.602**	**118.299**	**85.444**	**551.065**
OBS:FIN= en miles de dólares						

*** Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas**

**** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO CORDILLERA
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	2	86	207	159	2	**456**
BT (aérea preensamblada) (Km)	8	134	328	232	8	**710**
B T (subterránea) (Km)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	**3**
SUBTOTAL1 FIN	**352**	**9.964**	**19.137**	**12.846**	**352**	**42.651**
ELECTRIFICACION						
MT (aérea protegida) (km)	40	42	45	44	47	**217**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	79	84	90	88	94	**435**
TRANSFORMADORES (KVA)	8.757	9.267	9.750	9.550	10.226	**47.549**
ACOMETIDAS	7.995	8.014	7.337	7.305	7.247	**37.897**
MEDIDORES	400	401	367	365	362	**1.895**
ALUMBRADO PUBLICO	245	246	246	245	243	**1.225**
SUBTOTAL2 FIN	**3.773**	**4.014**	**4.251**	**4.160**	**4.468**	**20.666**
EXPANSION **						
MT (aérea protegida) (km)	91	96	113	111	119	**530**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	174	185	218	213	229	**1.019**
TRANSFORMADORES (KVA)	7.618	8.062	9.358	9.166	9.815	**44.018**
ACOMETIDAS	10.074	10.099	10.201	10.155	10.075	**50.603**
MEDIDORES	504	505	510	508	504	**2.530**
ALUMBRADO PUBLICO	102	102	102	102	101	**509**
SUBTOTAL4 FIN	**7.965**	**8.463**	**9.892**	**9.681**	**10.401**	**46.402**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	1		8		5	**14**
RED AISLADA (Km)	12	10	22	12	14	**71**
SUBTOTAL5 FIN	**1.115**	**761**	**2.938**	**914**	**1.795**	**7.524**
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**40**
SUBTOTAL 6 FIN	**183**	**183**	**183**	**183**	**183**	**914**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	1	2	2	2	2	**9**
CAMBIO POSTES MT	550	550	550	550	550	**2.750**
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	1	1	1	1	1	**5**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	79	79	79	79	79	**393**
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	8	8	8	8	8	**39**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.310	2.310	2.310	2.310	2.310	**11.550**
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	1	1	1	1	1	**5**
INST. RECONECTADORES	2	2	2	2	2	**10**
INST. SECCIONALIZADOR	5	5	5	5	5	**23**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**327**	**250**	**253**	**256**	**256**	**1.341**
TOTAL FINANCIERO	**13.714**	**23.635**	**36.654**	**28.039**	**17.455**	**119.497**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO PARAGUARI
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	2	81	196	151	2	**433**
BT (aérea preensamblada) (Km)	7	128	311	220	7	**673**
B T (subterránea) (Km)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	**3**
SUBTOTAL1 FIN	**334**	**9.453**	**18.156**	**12.187**	**334**	**40.463**
ELECTRIFICACION						
MT (aérea protegida) (km)	23	25	26	26	28	**127**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	46	49	52	51	55	**254**
TRANSFORMADORES (KVA)	5.105	5.403	5.686	5.571	5.969	**27.735**
ACOMETIDAS	4.661	4.673	4.279	4.262	4.230	**22.104**
MEDIDORES	233	234	214	213	211	**1.105**
ALUMBRADO PUBLICO	143	143	143	143	142	**714**
SUBTOTAL2 FIN	**2.199**	**2.340**	**2.479**	**2.427**	**2.608**	**12.054**
EXPANSION **						
MT (aérea protegida) (km)	43	46	54	53	57	**251**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	79	84	98	97	104	**462**
TRANSFORMADORES (KVA)	899	969	1.154	1.169	1.300	**5.490**
ACOMETIDAS	2.071	2.091	2.134	2.153	2.169	**10.619**
MEDIDORES	104	105	107	108	108	**531**
ALUMBRADO PUBLICO	37	37	37	37	37	**184**
SUBTOTAL4 FIN	**3.520**	**3.744**	**4.389**	**4.310**	**4.650**	**20.613**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	0,2	0,4		0,3	1	**2**
RED AISLADA (Km)	7	24		2	3	**35**
SUBTOTAL5 FIN	**544**	**1.922**	**0**	**216**	**306**	**2.989**
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	6	6	6	6	6	**30**
SUBTOTAL 6 FIN	**137**	**137**	**137**	**137**	**137**	**685**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT PROTEGIDA (KM)	1,4	0,3	0,3	0,3	0,3	**3**
CAMBIO POSTES BT	350	350	350	350	350	**1.750**
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	1	2	2	2	2	**10**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	79	79	79	79	79	**393**
SUSTITUCION DE AP (Na por Hg) (unid)	8	8	8	8	8	**39**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	1.540	1.540	1.540	1.540	1.540	**7.700**
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	1	1	1	1	1	**5**
INST. RECONECTADORES	2	2	2	2	2	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**311**	**626**	**630**	**633**	**633**	**2.833**
TOTAL FINANCIERO	**7.045**	**18.223**	**25.791**	**19.910**	**8.668**	**79.638**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO PTE. HAYES
RESUMEN FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
M T (Km) - Aéreo Protegido	0,12	4	11	8,1	0,1	**23**
B T (Km) - Aéreo Preensamblado	0,4	7	17	11,9	0,4	**36**
B T (subterránea) (Km)	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	**0,14**
SUBTOTAL1 FIN	**18**	**511**	**981**	**659**	**18**	**2.187**
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	1	1	1	1	1	**6**
B T (Km)	2	2	3	2	3	**12**
TRANSFORMADORES (kVA)	253	267	280	272	289	**1.361**
ACOMETIDAS (m)	231	231	210	208	205	**1.085**
MEDIDORES	12	12	11	10	10	**54**
ALUMBRADO PUBLICO	7	7	7	7	7	**35**
SUBTOTAL 2 FIN	**109**	**116**	**122**	**118**	**126**	**591**
CRECIMIENTO VEGETATIVO *						
MT (KM)	18	19	22	22	23	**105**
B T (Km)	37	39	45	44	47	**211**
TRANSFORMADORES (kVA)	4.625	4.877	5.631	5.478	5.818	**26.429**
ACOMETIDAS (m)	4.093	4.088	4.108	4.061	3.996	**20.346**
MEDIDORES	205	204	205	203	200	**1.017**
ALUMBRADO PUBLICO	26	26	26	25	25	**128**
SUBTOTAL 4 FIN	**1.756**	**1.863**	**2.164**	**2.104**	**2.241**	**10.128**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	0,3	4				**4**
RED AISLADA (Km)	50	72	40	40	40	**242**
SUBTOTAL 5 FIN	**2.633**	**4.280**	**2.055**	**2.055**	**2.055**	**13.078**
TOTAL FIN	**4.516**	**6.769**	**5.323**	**4.936**	**4.440**	**25.984**
OBS:FIN= en miles de dólares						

*** Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas**

**** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA ESTE
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
M T (Km)	42,76	43	43	42,76	42,76	214
B T (Km)	38,70	38,70	38,70	38,70	39	193
ACOMETIDAS*	8.150	8.150	17.930	17.930	17.930	70.090
SUBTOTAL 1 FIN	2.968	2.968	2.968	2.968	2.968	14.842
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	47	47	46	46	46	231
B T (Km)	35	35	35	34	34	173
MT (aérea protegida) (km)	5	5	5	5	5	26
BT (km) - Aéreo Preensamblado	4	4	4	4	4	19
TRANSFORMADORES (kVA)	518	517	513	511	506	2.565
ALUMBRADO PÚBLICO	453	452	449	447	443	2.244
ACOMETIDAS (m)	16.184	16.148	16.025	15.968	15.823	80.148
MEDIDORES	647	646	641	639	633	3.206
SUBTOTAL 2 FIN	782	781	775	772	765	3.874
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (KM)	118	129	132	128	148	655
B T (Km)	237	258	265	256	296	1.312
MT (aérea protegida) (km)	30	32	33	32	37	164
BT (km) - Aéreo Preensamblado	59	64	66	64	74	328
TRANSFORMADORES (kVA)	49.282	53.862	55.435	53.455	62.184	274.217
ACOMETIDAS(m)	64.736	64.592	64.304	63.871	63.290	320.793
MEDIDORES	2.589	2.584	2.572	2.555	2.532	12.832
ALUMBRADO PUBLICO	121	121	121	120	119	601
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	7
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	6
SUBTOTAL 4 FIN	5.559	6.033	6.194	5.987	6.889	30.662
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	113,0	59,0	14,4	54	7	247
RED SUBTERRANEA (Km)	6,6	3,5	9,0	1,0	0	20
RED AISLADA (Km)	148,4	67,0	78,7	137	80,8	512
SUBTOTAL 5 FIN	12.097	5.503	5.785	9.253	5.031	37.669
PLAN AUTOMAT. DEL SIST. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	15	15	15	15	15	75
SUBTOTAL 6 FIN	343	343	343	343	343	1.714
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	14	14	14	14	14	68
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	455	455	455	455	455	2.275
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	1.819	1.819	1.819	1.819	1.819	9.095
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	65
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	9	9	9	9	9	45
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	379	379	379	379	379	1.895
CAMBIO DE ACOMET. (m)	66.528	66.528	66.528	66.528	66.528	332.640
INST. DE RECONECTADORES	3	3	3	3	3	15
INST. DE SECCIONALIZADORES	2	2	2	2	2	10
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	6	5	5	5	5	26
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7 FIN	2.130	2.888	2.973	3.058	3.058	14.108
TOTAL FIN	23.880	18.515	19.038	22.381	19.054	102.868

OBS:FIN= miles de dólares

*** El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.**

**** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente**

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA ESTE - DEPARTAMENTO ALTO PARANA
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
M T (Km)	42	42	42	42	42	**211**
B T (Km)	38	38	38	38	38	**188**
ACOMETIDAS*	6.520	6.520	16.300	16.300	16.300	**61.940**
SUBTOTAL 1 FIN	2.933	2.933	2.933	2.933	2.933	14.664
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	27	27	26	26	26	**132**
B T (Km)	20	20	20	20	20	**99**
MT (aérea protegida) (km)	3	3	3	3	3	**15**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	2	2	2	2	2	**11**
TRANSFORMADORES (kVA)	295	295	293	293	291	**1.467**
ALUMBRADO PÚBLICO	258	259	256	256	254	**1.284**
ACOMETIDAS (m)	9.224	9.232	9.161	9.161	9.081	**45.859**
MEDIDORES	369	369	366	366	363	**1.834**
SUBTOTAL 2 FIN	446	446	443	443	439	2.217
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (KM)	94	102	105	101	117	**518**
B T (Km)	188	204	210	202	234	**1.037**
MT (aérea protegida) (km)	23	25	26	25	29	**129**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	47	51	52	50	58	**259**
TRANSFORMADORES (kVA)	39.433	43.015	44.243	42.434	49.374	**218.499**
ACOMETIDAS(m)	36.897	36.930	36.845	36.642	36.324	**183.638**
MEDIDORES	1.476	1.477	1.474	1.466	1.453	**7.346**
ALUMBRADO PUBLICO	69	69	69	69	68	**344**
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	**3**
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	**3**
SUBTOTAL 4 FIN	4.331	4.702	4.829	4.641	5.358	23.860
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	89,0	42,0	0,0	48	3	**182**
RED SUBTERRANEA (Km)	6,3	3,1	8,4	1,0		**19**
RED AISLADA (Km)	114,5	34,5	60,7	107	62,8	**380**
SUBTOTAL 5 FIN	9.513	3.356	4.328	7.354	3.842	28.393
PLAN AUTOMAT. DEL SIST. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	15	15	15	15	15	**75**
SUBTOTAL 6 FIN	343	343	343	343	343	1.714
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	8	8	8	8	8	**41**
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	273	273	273	273	273	**1.365**
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	1.091	1.091	1.091	1.091	1.091	**5.457**
TRIFASICAR	8	8	8	8	8	**40**
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	5	5	5	5	5	**27**
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	227	227	227	227	227	**1.137**
CAMBIO DE ACOMET. (m)	64.800	64.800	64.800	64.800	64.800	**324.000**
INST. DE RECONECTADORES	2	2	2	2	2	**9**
INST. DE SECCIONALIZADORES	1	1	1	1	1	**6**
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	4	3	3	3	3	**16**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7 FIN	1.278	1.733	1.784	1.835	1.835	8.466
TOTAL FIN	18.844	13.513	14.659	17.548	14.750	79.314
OBS:FIN= miles de dólares						

*** El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.**

**** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente**

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA ESTE - DEPARTAMENTO CANINDEYÚ
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
M T (Km)	0,50	0,5	0,5	0,5	0,5	**2,5**
B T (Km)	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	**5,7**
ACOMETIDAS*	1.630	1.630	1.630	1.630	1.630	**8.150,0**
SUBTOTAL 1 FIN	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**	**178**
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	20	20	20	20	19	**99**
B T (Km)	15	15	15	15	15	**74**
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	2	2	**11**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	2	2	2	2	2	**8**
TRANSFORMADORES (kVA)	223	221	220	218	216	**1.097**
ALUMBRADO PÚBLICO	195	194	192	191	189	**960**
ACOMETIDAS (m)	6.960	6.916	6.865	6.807	6.742	**34.289**
MEDIDORES	278	277	275	272	270	**1.372**
SUBTOTAL 2 FIN	**336**	**334**	**332**	**329**	**326**	**1.657**
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (KM)	24	27	28	27	31	**137**
B T (Km)	49	54	55	54	63	**275**
MT (aérea protegida) (km)	6	7	7	7	8	**34**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	12	13	14	14	16	**69**
TRANSFORMADORES (kVA)	9.848	10.847	11.192	11.021	12.810	**55.718**
ACOMETIDAS(m)	27.839	27.662	27.460	27.228	26.966	**137.155**
MEDIDORES	1.114	1.106	1.098	1.089	1.079	**5.486**
ALUMBRADO PUBLICO	52	52	51	51	51	**257**
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	**3**
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	**3**
SUBTOTAL 4 FIN	**1.228**	**1.331**	**1.366**	**1.347**	**1.531**	**6.802**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	24,0	17,0	14,4	6	4	**65,4**
RED SUBTERRANEA (Km)	0,3	0,4	0,6			**1,3**
RED AISLADA (Km)	34	33	18	30	18	**132,4**
SUBTOTAL 5 FIN	**2.584**	**2.147**	**1.457**	**1.899**	**1.189**	**9.276**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	5	5	5	5	5	**27**
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	182	182	182	182	182	**910**
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	728	728	728	728	728	**3.638**
TRIFASICAR	5	5	5	5	5	**25**
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	**18**
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	152	152	152	152	152	**758**
CAMBIO DE ACOMET. (m)	1728	1728	1728	1728	1728	**8.640**
INST. DE RECONECTADORES	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	**6**
INST. DE SECCIONALIZADORES	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	**4**
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2,40	2,00	2,00	2,00	2,00	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7 FIN	**852**	**1.155**	**1.189**	**1.223**	**1.223**	**5.642**
TOTAL FIN	**5.036**	**5.003**	**4.379**	**4.833**	**4.304**	**23.554**

OBS:FIN= miles de dólares

*** El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.**

**** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente**

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA CENTRAL
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	7	7	7	7	7	**34**
ACOMETIDAS*	521	521	521	521	521	**2.606**
SUBTOTAL1 FIN	**72**	**72**	**72**	**72**	**72**	**360**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	100	100	100	99	98	**498**
BT (Km)	75	75	75	74	74	**373**
MT (aérea protegida) (km)	11	11	11	11	11	**55**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	8	8	8	8	8	**41**
TRANSFORMADORES (KVA)	1.116	1.114	1.109	1.101	1.091	**5.532**
ACOMETIDAS	34.888	34.808	34.651	34.417	34.104	**172.867**
MEDIDORES	1.396	1.392	1.386	1.377	1.364	**6.915**
ALUMBRADO PUBLICO	977	975	970	964	955	**4.840**
SUBTOTAL2 FIN	**1.653**	**1.650**	**1.642**	**1.631**	**1.616**	**8.192**
EXPANSION **						
MT (Km)	77	84	85	83	95	**424**
BT (Km)	162	175	178	174	198	**887**
MT (aérea protegida) (km)	19	21	21	21	24	**106**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	40	44	45	43	50	**222**
TRANSFORMADORES (KVA)	29.738	32.615	33.270	32.390	37.620	**165.632**
ACOMETIDAS	99.157	98.967	98.546	97.894	97.008	**491.572**
MEDIDORES	3.966	3.959	3.942	3.916	3.880	**19.663**
ALUMBRADO PUBLICO	366	365	364	361	358	**1.815**
SUBTOTAL4 FIN	**3.680**	**3.977**	**4.043**	**3.947**	**4.484**	**20.132**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	172	108	70	12	54	**416**
RED SUBTERRANEA (Km)	2	1	1	1	1	**6**
RED AISLADA (Km)	39	41	16	23	28	**146**
BANCO DE CAPACITORES	0	0	0	0	0	**0**
REGULADORES DE TENSION	0	0	0	0	0	**0**
SUBTOTAL5 FIN	**6.314**	**4.706**	**2.587**	**1.750**	**2.957**	**18.313**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	50	50	50	50	50	**250**
CAMBIO POSTES BT	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	**7.500**
CAMBIO POSTES MT	1.800	1.800	1.512	1.800	1.800	**8.712**
DESPLAZAR RED MT (KM)	15	15	15	15	15	**75**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	600	600	600	600	600	**3.000**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	12.600	12.600	12.600	12.600	12.600	**63.000**
INSTAL. RECONECTADOR	10	10	10	10	10	**50**
INST. SECCIONALIZADOR	13	13	13	13	13	**65**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	10	10	10	10	10	**50**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**3.833**	**5.136**	**5.281**	**5.425**	**5.425**	**25.100**
TOTAL FINANCIERO	**15.553**	**15.541**	**13.624**	**12.825**	**14.554**	**72.098**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO CAAGUAZU
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)						
BT (aérea preensamblada) (Km)	7	7	7	7	7	**34**
ACOMETIDAS*	521	521	521	521	521	**2.606**
SUBTOTAL1 FIN	**72**	**72**	**72**	**72**	**72**	**360**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	33	33	33	33	33	**165**
BT (Km)	25	25	25	25	24	**124**
MT (aérea protegida) (km)	4	4	4	4	4	**18**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	3	3	3	3	3	**14**
TRANSFORMADORES (KVA)	368	368	367	365	362	**1.830**
ACOMETIDAS	11.515	11.508	11.469	11.399	11.297	**57.188**
MEDIDORES	461	460	459	456	452	**2.288**
ALUMBRADO PUBLICO	322	322	321	319	316	**1.601**
SUBTOTAL2 FIN	**546**	**545**	**544**	**540**	**535**	**2.710**
EXPANSION **						
MT (Km)	32	35	36	35	40	**178**
BT (Km)	67	73	74	72	82	**368**
MT (aérea protegida) (km)	8	9	9	9	10	**44**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	17	18	19	18	21	**92**
TRANSFORMADORES (KVA)	12.754	13.959	14.262	13.829	16.087	**70.891**
ACOMETIDAS	26.869	26.851	26.761	26.597	26.361	**133.439**
MEDIDORES	1.075	1.074	1.070	1.064	1.054	**5.338**
ALUMBRADO PUBLICO	121	121	120	120	119	**600**
SUBTOTAL4 FIN	**1.507**	**1.632**	**1.663**	**1.617**	**1.850**	**8.269**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	73	43				**115**
RED SUBTERRANEA (Km)	1	1				**2**
RED AISLADA (Km)	31	14	5			**49**
SUBTOTAL5 FIN	**3.587**	**1.896**	**284**			**5.767**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	20	20	20	20	20	**100**
CAMBIO POSTES BT	600	600	600	600	600	**3.000**
CAMBIO POSTES MT	720	720	432	720	720	**3.312**
DESPLAZAR RED MT (KM)	6	6	6	6	6	**30**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	240	240	240	240	240	**1.200**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	**25.200**
INSTAL. RECONECTADOR	4	4	4	4	4	**20**
INST. SECCIONALIZADOR	5	5	5	5	5	**26**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	4	4	4	4	4	**20**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**1.959**	**2.708**	**2.791**	**2.875**	**2.875**	**13.208**
TOTAL FINANCIERO	**7.672**	**6.854**	**5.354**	**5.104**	**5.331**	**30.314**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO CAAZAPA
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	11	11	11	11	11	**56**
BT (Km)	8	8	8	8	8	**42**
MT (aérea protegida) (km)	1	1	1	1	1	**6**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1	1	1	1	1	**5**
TRANSFORMADORES (KVA)	125	125	124	124	122	**620**
ACOMETIDAS	3.908	3.901	3.886	3.861	3.826	**19.382**
MEDIDORES	156	156	155	154	153	**775**
ALUMBRADO PUBLICO	109	109	109	108	107	**543**
SUBTOTAL2 FIN	**185**	**185**	**184**	**183**	**181**	**918**
EXPANSION **						
MT (Km)	8	9	9	8	9	**43**
BT (Km)	17	18	18	17	19	**90**
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	2	2	**11**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	4	4	5	4	5	**22**
TRANSFORMADORES (KVA)	3.029	3.298	3.372	3.128	3.607	**16.434**
ACOMETIDAS	26.869	26.851	26.761	26.597	26.361	**133.439**
MEDIDORES	1.075	1.074	1.070	1.064	1.054	**5.338**
ALUMBRADO PUBLICO	41	41	41	41	40	**204**
SUBTOTAL4 FIN	**413**	**441**	**448**	**423**	**471**	**2.197**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	10		53		20	**83**
RED SUBTERRANEA (Km)	0,2		0,4		0,6	**1,2**
RED AISLADA (Km)	6		11		12	**29**
SUBTOTAL5 FIN	**607**		**1.940**		**1.189**	**3.736**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	**50**
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	**1.500**
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	**1.800**
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	**15**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	**600**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	**12.600**
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	**10**
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	**13**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**784**	**1.054**	**1.084**	**1.114**	**1.114**	**5.151**
TOTAL FINANCIERO	**1.989**	**1.680**	**3.657**	**1.720**	**2.956**	**12.003**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO GUAIRA
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	16	16	16	16	16	**79**
BT (Km)	12	12	12	12	12	**59**
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	2	2	**9**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1	1	1	1	1	**7**
TRANSFORMADORES (KVA)	177	177	177	176	174	**881**
ACOMETIDAS	5.543	5.539	5.520	5.486	5.437	**27.524**
MEDIDORES	222	222	221	219	217	**1.101**
ALUMBRADO PUBLICO	155	155	155	154	152	**771**
SUBTOTAL2 FIN	**263**	**262**	**262**	**260**	**258**	**1.304**
EXPANSION **						
MT (Km)	15	16	16	17	19	**83**
BT (Km)	31	33	34	34	40	**172**
MT (aérea protegida) (km)	4	4	4	4	5	**21**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	8	8	8	9	10	**43**
TRANSFORMADORES (KVA)	5.753	6.379	6.430	6.611	7.709	**32.882**
ACOMETIDAS	12.934	12.924	12.879	12.800	12.686	**64.224**
MEDIDORES	517	517	515	512	507	**2.569**
ALUMBRADO PUBLICO	58	58	58	58	57	**289**
SUBTOTAL4 FIN	**686**	**750**	**755**	**774**	**887**	**3.852**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	17			12	10	**39**
RED SUBTERRANEA (Km)				0,6	0,2	**0,8**
RED AISLADA (Km)				15		**15**
SUBTOTAL5 FIN	**266**			**1.228**	**213**	**1.706**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	**50**
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	**1.500**
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	**1.800**
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	**15**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	**600**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	**12.600**
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	**10**
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	**13**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**468**	**569**	**580**	**591**	**591**	**2.799**
TOTAL FINANCIERO	**1.683**	**1.582**	**1.597**	**2.852**	**1.948**	**9.662**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

*** **Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO SAN PEDRO
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	40	40	40	39	39	**198**
BT (Km)	30	30	30	30	29	**149**
MT (aérea protegida) (km)	4	4	4	4	4	**22**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	3	3	3	3	3	**17**
TRANSFORMADORES (KVA)	445	444	441	437	433	**2.201**
ACOMETIDAS	13.922	13.860	13.777	13.672	13.543	**68.773**
MEDIDORES	557	554	551	547	542	**2.751**
ALUMBRADO PUBLICO	390	388	386	383	379	**1.926**
SUBTOTAL2 FIN	**660**	**657**	**653**	**648**	**642**	**3.259**
EXPANSION **						
MT (Km)	22	24	25	24	27	**121**
BT (Km)	48	51	52	50	57	**258**
MT (aérea protegida) (km)	6	6	6	6	7	**30**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	12	13	13	13	14	**64**
TRANSFORMADORES (KVA)	8.202	8.980	9.206	8.822	10.216	**45.425**
ACOMETIDAS	32.484	32.340	32.146	31.901	31.601	**160.471**
MEDIDORES	1.299	1.294	1.286	1.276	1.264	**6.419**
ALUMBRADO PUBLICO	146	146	145	144	142	**722**
SUBTOTAL4 FIN	**1.074**	**1.154**	**1.176**	**1.134**	**1.277**	**5.814**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	72	65	17	0	24	**178**
RED SUBTERRANEA (Km)	0,4	0,6	0,2	0,2	0,4	**2**
RED AISLADA (Km)	2	27	0	8	16	**53**
SUBTOTAL5 FIN	**1.854**	**2.810**	**363**	**522**	**1.555**	**7.104**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	**50**
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	**1.500**
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	**1.800**
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	**15**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	**600**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	**12.600**
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	**10**
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	**13**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**622**	**805**	**825**	**845**	**845**	**3.942**
TOTAL FINANCIERO	**4.209**	**5.425**	**3.016**	**3.149**	**4.319**	**20.119**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA SUR
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)		11	17	17	11	**56**
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	14	18	18	18	**72**
ACOMETIDAS*	261	261	261	261	261	**1.303**
SUBTOTAL1 FIN	**72**	**839**	**1.222**	**1.222**	**839**	**4.194**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	69	69	68	68	67	**341**
BT (Km)	52	51	51	51	50	**255**
MT (aérea protegida) (km)	8	8	8	8	7	**38**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	6	6	6	6	6	**28**
TRANSFORMADORES (KVA)	764	762	759	753	746	**3.785**
ACOMETIDAS	23.883	23.818	23.705	23.540	23.325	**118.271**
MEDIDORES	955	953	948	942	933	**4.731**
ALUMBRADO PUBLICO	669	667	664	659	653	**3.312**
SUBTOTAL2 FIN	**1.132**	**1.129**	**1.123**	**1.116**	**1.105**	**5.605**
EXPANSION **						
MT (Km)	46	51	50	48	55	**251**
BT (Km)	97	104	106	102	115	**524**
MT (aérea protegida) (km)	11	13	13	12	14	**63**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	24	26	27	25	29	**131**
TRANSFORMADORES (KVA)	17.336	18.905	19.373	18.464	21.415	**95.492**
ACOMETIDAS	55.726	55.576	55.311	54.928	54.425	**275.966**
MEDIDORES	2.229	2.223	2.212	2.197	2.177	**11.039**
ALUMBRADO PUBLICO	251	250	249	247	245	**1.242**
SUBTOTAL4 FIN	**2.181**	**2.368**	**2.389**	**2.292**	**2.595**	**11.826**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	231	3	75		75	**385**
RED SUBTERRANEA (Km)	2	1	1	2	1	**8**
RED AISLADA (Km)	140	70	11	40	11	**272**
SUBTOTAL5 FIN	**13.461**	**4.417**	**2.303**	**2.688**	**2.303**	**25.172**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	40	40	40	40	40	**200**
CAMBIO POSTES BT	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	**6.000**
CAMBIO POSTES MT	1.440	1.440	1.440	1.440	1.440	**7.200**
DESPLAZAR RED MT (KM)	12	12	12	12	12	**60**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	480	480	480	480	480	**2.400**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	10.080	10.080	10.080	10.080	10.080	**50.400**
INSTAL. RECONECTADOR	6	6	6	6	6	**28**
INST. SECCIONALIZADOR	10	10	10	10	10	**52**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	6	6	6	6	6	**28**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**2.580**	**3.385**	**3.474**	**3.564**	**3.564**	**16.567**
TOTAL FINANCIERO	**19.425**	**12.138**	**10.512**	**10.882**	**10.406**	**63.364**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA SUR - DEPARTAMENTO ITAPUA
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	0	11	17	17	11	**56**
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	14	18	18	18	**72**
ACOMETIDAS*	261	261	261	261	261	**1.303**
SUBTOTAL1 FIN	**72**	**839**	**1.222**	**1.222**	**839**	**4.194**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	41	41	41	40	40	**203**
BT (Km)	31	31	30	30	30	**152**
MT (aérea protegida) (km)	5	5	5	4	4	**23**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	3	3	3	3	3	**17**
TRANSFORMADORES (KVA)	455	454	452	449	445	**2.253**
ACOMETIDAS	14.207	14.178	14.117	14.022	13.895	**70.419**
MEDIDORES	568	567	565	561	556	**2.817**
ALUMBRADO PUBLICO	398	397	395	393	389	**1.972**
SUBTOTAL2 FIN	**673**	**672**	**669**	**665**	**658**	**3.337**
EXPANSION **						
MT (Km)	32	34	35	33	38	**172**
BT (Km)	66	71	73	70	80	**360**
MT (aérea protegida) (km)	8	9	9	8	10	**43**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	17	18	18	18	20	**90**
TRANSFORMADORES (KVA)	12.176	13.280	13.620	13.024	15.114	**67.213**
ACOMETIDAS	33.150	33.082	32.939	32.719	32.423	**164.312**
MEDIDORES	1.326	1.323	1.318	1.309	1.297	**6.572**
ALUMBRADO PUBLICO	149	149	148	147	146	**739**
SUBTOTAL4 FIN	**1.491**	**1.605**	**1.639**	**1.576**	**1.790**	**8.100**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	191	3	38		38	**270**
RED SUBTERRANEA (Km)	2	1	1	2	1	**6**
RED AISLADA (Km)	111	59	11	40	11	**232**
SUBTOTAL5 FIN	**10.774**	**3.766**	**1.502**	**2.688**	**1.502**	**20.233**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	20	20	20	20	20	**100**
CAMBIO POSTES BT	600	600	600	600	600	**3.000**
CAMBIO POSTES MT	720	720	720	720	720	**3.600**
DESPLAZAR RED MT (KM)	6	6	6	6	6	**30**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	240	240	240	240	240	**1.200**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	**25.200**
INSTAL. RECONECTADOR	3	3	3	3	3	**14**
INST. SECCIONALIZADOR	5	5	5	5	5	**26**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	3	3	3	3	3	**14**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**1.370**	**1.816**	**1.865**	**1.915**	**1.915**	**8.880**
TOTAL FINANCIERO	**14.380**	**8.697**	**6.898**	**8.065**	**6.705**	**44.744**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA SUR- DEPARTAMENTO MISIONES
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	14	14	14	13	13	**68**
BT (Km)	10	10	10	10	10	**51**
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	1	1	**8**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1	1	1	1	1	**6**
TRANSFORMADORES (KVA)	151	151	150	149	148	**750**
ACOMETIDAS	4.733	4.720	4.698	4.666	4.623	**23.440**
MEDIDORES	189	189	188	187	185	**938**
ALUMBRADO PUBLICO	133	132	132	131	129	**656**
SUBTOTAL2 FIN	**224**	**224**	**223**	**221**	**219**	**1.111**
EXPANSION **						
MT (Km)	9	11	9	9	10	**48**
BT (Km)	18	20	20	19	22	**98**
MT (aérea protegida) (km)	2	3	2	2	3	**12**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	5	5	5	5	5	**25**
TRANSFORMADORES (KVA)	3.211	3.509	3.604	3.431	3.977	**17.733**
ACOMETIDAS	11.043	11.014	10.962	10.887	10.787	**54.693**
MEDIDORES	442	441	438	435	431	**2.188**
ALUMBRADO PUBLICO	50	50	49	49	49	**246**
SUBTOTAL4 FIN	**409**	**465**	**449**	**431**	**487**	**2.240**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	33		38		38	**109**
RED SUBTERRANEA (Km)			0,4		0,4	**0,8**
RED AISLADA (Km)	10					**10**
SUBTOTAL5 FIN	**1.335**		**801**		**801**	**2.936**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	**50**
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	**1.500**
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	**1.800**
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	**15**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	**600**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	**12.600**
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	**7**
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	**13**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	**7**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**597**	**773**	**792**	**812**	**812**	**3.786**
TOTAL FINANCIERO	**2.565**	**1.462**	**2.265**	**1.464**	**2.318**	**10.073**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.
** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)
***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA SUR - DEPARTAMENTO ÑEEMBUCU
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	14	14	14	14	14	**70**
BT (Km)	11	11	11	10	10	**53**
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	2	2	**8**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1	1	1	1	1	**6**
TRANSFORMADORES (KVA)	158	157	156	155	154	**781**
ACOMETIDAS	4.943	4.920	4.890	4.852	4.806	**24.412**
MEDIDORES	198	197	196	194	192	**976**
ALUMBRADO PUBLICO	138	138	137	136	135	**684**
SUBTOTAL2 FIN	**234**	**233**	**232**	**230**	**228**	**1.157**
EXPANSION **						
MT (Km)	6	6	6	6	6	**30**
BT (Km)	12	13	13	13	14	**65**
MT (aérea protegida) (km)	1	2	2	1	2	**8**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	3	3	3	3	4	**16**
TRANSFORMADORES (KVA)	1.949	2.116	2.149	2.009	2.324	**10.546**
ACOMETIDAS	11.534	11.480	11.410	11.322	11.215	**56.961**
MEDIDORES	461	459	456	453	449	**2.278**
ALUMBRADO PUBLICO	52	52	51	51	50	**256**
SUBTOTAL4 FIN	**281**	**298**	**301**	**286**	**318**	**1.485**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	7					**7**
RED SUBTERRANEA (Km)	1					**1**
RED AISLADA (Km)	19	11				**30**
SUBTOTAL5 FIN	**1352**	**651**				**2.003**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	**50**
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	**1.500**
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	**1.800**
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	**15**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	**600**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	**12.600**
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	**7**
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	**13**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	**7**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**613**	**797**	**817**	**838**	**838**	**3.902**
TOTAL FINANCIERO	**2.480**	**1.979**	**1.350**	**1.354**	**1.383**	**8.547**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA NORTE
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (km) - Aéreo Preensamblado	13,0	13,0	13,0	7,8	7,8	**54,6**
ACOMETIDAS*	10.825	16.238	16.238	6.498	6.498	**56.295**
SUBTOTAL1 FIN	**120**	**120**	**120**	**72**	**72**	**504**
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	47	51	51	51	50	**249**
B T (Km)	33	35	35	34	34	**171**
MT (aérea protegida) (km)	4	4	4	4	4	**20**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	3	3	3	3	3	**15**
TRANSFORMADORES (kVA)	474	501	499	496	492	**2.462**
ACOMETIDAS	10817	11.574	11.536	11.476	11.383	**56.786**
MEDIDORES	582	612	609	606	600	**3.009**
ALUMBRADO PUBLICO	528	536	533	530	524	**2.651**
SUBTOTAL2 FIN	**649**	**663**	**660**	**655**	**649**	**3.275**
EXPANSION**						
MT (KM)	43	39	42	57	51	**232**
B T (Km)	87	79	85	114	102	**467**
MT (aérea protegida) (km)	6	6	6	7	7	**31**
BT (km) - Aéreo Preensamblado	11	12	12	14	14	**63**
TRANSFORMADORES (kVA)	15391	14186	15284	19133	18393	**82.387**
ACOMETIDAS	58260	57800	57380	46040	56225	**275.705**
MEDIDORES	2330	2312	2295	1842	2249	**11.028**
ALUMBRADO PUBLICO	109	108	108	86	105	**517**
SUBTOTAL4 FIN	**1.517**	**1.483**	**1.553**	**1.833**	**1.787**	**8.173**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	568	620	326	110	508	**2.132**
RED SUBTERRANEA (Km)	2	4	2	0,9	0	**8,6**
RED AISLADA (Km)	63	19,0	51,0	28	0	**161**
REGULADORES	7	9	4	3	24	**47**
SUBTOTAL5 FIN	**16.135**	**17.802**	**10.359**	**4.004**	**12.698**	**60.997**
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	47	92	72	68	48	**327**
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	505	505	505	495	495	**2.505**
DESPLAZ. RED MT (Km)	25	35	35	25	25	**145**
INSTALAC. DE A.P. (U)	120	100	110	110	100	**540**
SUSTITUCIÓN DE AP.- Hg x Na (UNID)	80	80	80	80	80	**400**
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	35625	35625	35625	35625	35625	**178.125**
INSTAL. RECONECTADOR	6	6	6	6	6	**30**
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	86	58	56	56	56	**312**
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	8	8	8	8	7	**39**
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	11	11	11	11	11	**55**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	**1.433**	**2036**	**1992**	**1942**	**1851**	**9.253**
TOTAL FIN	**19.854**	**22.103**	**14.683**	**8.506**	**17.057**	**82.203**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada**

**** Expansión de áreas ya servidas electricamente (crecimiento vegetativo)**

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO AMAMBAY
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (km) - Aéreo Preensamblado	6,5	6,5	6,5	3,9	3,9	27
ACOMETIDAS*	5.413	5.413	5.413	3.248	3.248	22.733
SUBTOTAL1 FIN	**60**	**60**	**60**	**36**	**36**	**252**
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	20	20	20	20	19	99
B T (Km)	15	15	15	15	15	74
MT (aérea protegida) (km)	2	2	2	2	2	11
BT (km) - Aéreo Preensamblado	2	2	2	2	2	8
TRANSFORMADORES (kVA)	223	221	220	218	216	1.097
ACOMETIDAS	4872	4.841	4.806	4.764	4.718	24.000
MEDIDORES	278	277	275	272	270	1.371
ALUMBRADO PUBLICO	278	277	275	272	270	1.371
SUBTOTAL2 FIN	**336**	**334**	**332**	**329**	**326**	**1.657**
EXPANSION**						
MT (KM)	17	19	19	18	22	96
B T (Km)	35	38	39	37	44	192
MT (aérea protegida) (km)	4	5	5	5	5	24
BT (km) - Aéreo Preensamblado	9	10	10	9	11	48
TRANSFORMADORES (kVA)	6809	7474	7622	7488	8688	38.081
ACOMETIDAS	27860	27660	27460	16400	26960	126.340
MEDIDORES	1114	1106	1098	656	1078	5.054
ALUMBRADO PUBLICO	52	52	51	31	51	237
SUBTOTAL4 FIN	**828**	**896**	**910**	**848**	**1.018**	**4.500**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	70	15	5	1	6	96
RED SUBTERRANEA (Km)	2	1		0,9		3,7
RED AISLADA (Km)	39	9,0	16,0	22		86
REGULADORES					8	8
SUBTOTAL5 FIN	**4.080**	**966**	**525**	**1.439**	**509**	**7.519**
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	10	30	20	20	10	90
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	750
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	10	10	5	5	35
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	20	30	30	20	130
SUSTITUCIÓN DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	16875	16875	16875	16875	16875	84.375
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	5
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	21	12	11	11	11	66
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	1	9
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	**396**	**654**	**617**	**597**	**549**	**2.813**
TOTAL FIN	**5.700**	**2.909**	**2.444**	**3.249**	**2.438**	**16.741**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada**

**** Expansión de áreas ya servidas electricamente (crecimiento vegetativo)**

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO CONCEPCION
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (km) - Aéreo Preensamblado	6,5	6,5	6,5	3,9	3,9	27
ACOMETIDAS*	5.413	10.825	10.825	3.250	3.250	33.563
SUBTOTAL1 FIN	**60**	**60**	**60**	**36**	**36**	**252**
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	16	16	16	16	15	78
B T (Km)	12	12	12	12	12	59
MT (aérea protegida) (km)	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	9
BT (km) - Aéreo Preensamblado	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	7
TRANSFORMADORES (kVA)	176	175	174	173	171	870
ACOMETIDAS	3.850	3.833	3.815	3.787	3.745	19.031
MEDIDORES	220	219	218	216	214	1.087
ALUMBRADO PUBLICO	220	219	218	216	214	1.087
SUBTOTAL2 FIN	**266**	**265**	**263**	**261**	**259**	**1.314**
EXPANSION**						
MT (KM)	5	5	5	9	6	29
B T (Km)	10	10	10	17	11	59
MT (aérea protegida) (km)	1,2	1,3	1,3	2,1	1,4	7
BT (km) - Aéreo Preensamblado	2	3	3	4	3	15
TRANSFORMADORES (kVA)	1505	1648	1681	1639	1901	8.374
ACOMETIDAS	22020	21920	21800	21640	21405	108.785
MEDIDORES	881	877	872	866	856	4.351
ALUMBRADO PUBLICO	41	41	41	41	40	204
SUBTOTAL4 FIN	**252**	**266**	**269**	**379**	**290**	**1.457**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	265,0	55,0	10,0	10,0		340
RED SUBTERRANEA (Km)			1,5			1,5
RED AISLADA (Km)	13,0		25,0	6,0		44
REGULADORES					11	11
SUBTOTAL5 FIN	**5.605**	**1.080**	**2.142**	**520**	**564**	**9.911**
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	10	30	20	20	10	90
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	750
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	10	10	5	5	35
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	30	30	30	30	150
SUSTITUCIÓN DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	16.875	16.875	16.875	16.875	16.875	84.375
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	5
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	21	12	11	11	11	66
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
INSTAL. DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	**520**	**845**	**815**	**802**	**759**	**3.741**
TOTAL FIN	**6.703**	**2.516**	**3.550**	**1.998**	**1.909**	**16.675**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada**

**** Expansión de áreas ya servidas electricamente (crecimiento vegetativo)**

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA CHACO - DEPARTAMENTO BOQUERON
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	7	11	11	10	10	**49**
B T (Km)	3,5	5,7	5,6	5,5	5,4	**26**
TRANSFORMADORES (kVA)	46	74	73	72	71	**336**
ACOMETIDAS	1.285	2.055	2.030	2.000	1.965	**9.335**
MEDIDORES	51	82	81	80	79	**373**
ALUMBRADO PUBLICO	18	29	28	28	28	**131**
SUBTOTAL2 FIN	**28**	**45**	**45**	**44**	**43**	**206**
EXPANSION**						
MT (KM)	4,1	0,9	3,38	5,48	4,28	**18**
B T (Km)	8,2	1,8	6,80	11,00	8,60	**36**
TRANSFORMADORES (kVA)	1322,0	231	1.088	1.809	1.397	**5.847**
ACOMETIDAS	3.100	3.100	3.120	3.140	3.140	**15.600**
MEDIDORES	124,0	124	125	126	126	**624**
ALUMBRADO PUBLICO	6	6	6	6	6	**29**
SUBTOTAL4 FIN	**87**	**24**	**73**	**115**	**91**	**390**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	200	130	291	90	177	**888**
RED SUBTERRANEA (Km)	0,2	0,2				**0,4**
RED AISLADA (Km)	4	10	10			**24**
REGULADORES	6	1	4	3	2	**16**
SUBTOTAL5 FIN	**4.949**	**3.890**	**7.238**	**1.844**	**3.878**	**21.798**
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	7	12	12	13	13	**57**
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	80	80	80	70	70	**380**
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	5	5	5	5	**25**
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	30	30	30	30	**150**
SUSTITUCIÓN DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	**100**
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	625	625	625	625	625	**3.125**
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	**10**
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	22	22	22	22	22	**110**
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	**10**
INSTAL. DESCARGADORES (Unid)	5	5	5	5	5	**25**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	**239**	**287**	**310**	**316**	**316**	**1.467**
TOTAL FIN	**5.303**	**4.245**	**7.666**	**2.319**	**4.329**	**23.862**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada**

**** Expansión de áreas ya servidas electricamente (crecimiento vegetativo)**

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA CHACO - DEPARTAMENTO ALTO PARAGUAY
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	4	4	5	5	5	**23**
B T (Km)	2	2	2	3	3	**12**
TRANSFORMADORES (kVA)	29	30	32	33	34	**159**
ACOMETIDAS	810	845	885	925	955	**4.420**
MEDIDORES	32	34	35	37	38	**177**
ALUMBRADO PUBLICO	11	12	12	13	13	**62**
SUBTOTAL2 FIN	**18**	**19**	**20**	**20**	**21**	**98**
EXPANSION**						
MT (KM)	17	14	15	24	19	**89**
B T (Km)	34	29	29	48	38	**179**
TRANSFORMADORES (kVA)	5755	4833	4893	8197	6407	**30.085**
ACOMETIDAS	5280	5120	5000	4860	4720	**24.980**
MEDIDORES	211	205	200	194	189	**999**
ALUMBRADO PUBLICO	10	10	9	9	9	**47**
SUBTOTAL4 FIN	**351**	**297**	**300**	**491**	**387**	**1.826**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	33	420	20	10	325	**808**
RED SUBTERRANEA (Km)	0,3	2,4			0,3	**3**
RED AISLADA (Km)	7					**7**
REGULADORES	1	8			3	**12**
SUBTOTAL5 FIN	**1.501**	**11.867**	**453**	**201**	**7.747**	**21.768**
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	20	20	20	15	15	**90**
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	125	125	125	125	125	**625**
DESPLAZ. RED MT (Km)	10	10	10	10	10	**50**
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	20	20	20	20	**110**
SUSTITUCIÓN DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	**100**
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	1250	1250	1250	1250	1250	**6.250**
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	**10**
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	22	12	12	12	12	**70**
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	**10**
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	**279**	**250**	**250**	**227**	**227**	**1.233**
TOTAL FIN	**2.148**	**12.433**	**1.023**	**939**	**8.381**	**24.925**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada**

**** Expansión de áreas ya servidas electricamente (crecimiento vegetativo)**

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

MEDIO PLAZO
(2021-2025)

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	47	779	779	779	47	**2.431**
BT (aérea preensamblada) (Km)	73	80	80	75	68	**376**
B T (subterránea) (Km)	3	3	3	3	3	**16**
ACOMETIDAS*	35.900	36.117	45.897	45.507	45.507	**208.929**
SUBTOTAL1 FIN	**4.061**	**51.677**	**51.677**	**51.629**	**4.013**	**163.055**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	256	255	252	250	257	**1.270**
BT (Km)	193	192	190	188	194	**958**
MT (aérea protegida) (Km)	154	162	171	167	179	**834**
BT (aérea preensamblada) (Km)	275	291	308	302	324	**1.499**
TRANSFORMADORES (KVA)	30.775	32.386	33.907	33.238	35.484	**165.790**
ACOMETIDAS	160.734	160.220	157.997	157.131	159.141	**795.224**
MEDIDORES	4.382	4.360	4.252	4.213	4.309	**21.516**
ALUMBRADO PUBLICO	3.012	2.997	2.976	2.950	3.017	**14.953**
SUBTOTAL2 FIN	**16.349**	**17.109**	**17.849**	**17.513**	**18.640**	**87.460**
EXPANSION **						
MT (Km)	354	394	442	453	493	**2.136**
BT (Km)	723	802	899	919	1.001	**4.344**
MT (aérea protegida) (Km)	1.112	1.182	1.379	1.358	1.464	**6.495**
BT (aérea preensamblada) (Km)	2.227	2.367	2.760	2.719	2.931	**13.005**
TRANSFORMADORES (KVA)	362.491	390.532	446.559	447.491	483.134	**2.130.207**
ACOMETIDAS	373.800	374.628	379.232	371.402	376.862	**1.875.924**
MEDIDORES	16.439	16.476	16.675	16.355	16.562	**82.507**
ALUMBRADO PUBLICO	1.760	1.761	1.763	1.742	1.758	**8.784**
RED SUBTERRANEA MT (Km)	2	2	2	2	2	**9**
RED SUBTERRANEA BT (Km)	2	2	2	2	2	**10**
SUBTOTAL4 FIN	**114.664**	**122.270**	**141.591**	**139.917**	**150.601**	**669.043**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	239	144	79	183	134	**778**
RED SUBTERRANEA (Km)	24	22	13	11	2	**72**
RED AISLADA (Km)	257	128	226	166	126	**903**
BANCO DE CAPACITORES	0	0	0	0	6	**6**
REGULADORES DE TENSION	0	0	0	0	0	**0**
SUBTOTAL5 FIN	**20.614**	**10.278**	**16.133**	**14.859**	**7.546**	**77.688**
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	39	39	39	39	39	**195**
SUBTOTAL 6 FIN	**891**	**891**	**891**	**891**	**891**	**4.455**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	142	197	172	172	147	**828**
SUSTIT. RED MT C/PROTEGIDA (KM)	2	2	2	2	2	**10**
CAMBIO POSTES BT	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	**24.145**
CAMBIO POSTES MT	5.659	5.659	5.371	5.659	5.659	**28.007**
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	**65**
DESPLAZAR RED MT (KM)	56	71	71	56	56	**310**
DESPLAZAR RED MT C/PROTEGIDA (KM)	1	1	1	1	1	**3**
INSTALACION ALUMBR. PUBL. (Unid)	1.879	1.859	1.869	1.869	1.859	**9.335**
SUSTITUCION DE AP (Na por Hg) (unid)	80	80	80	80	80	**400**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	179.880	179.880	179.880	179.880	179.880	**899.400**
INSTAL. RECONECTADOR	26	26	26	26	26	**128**
INST. SECCIONALIZADOR	74	56	54	54	54	**294**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	72	61	61	61	60	**313**
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	8	8	8	8	8	**40**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.						
SUBTOTAL6 FIN	**10.513**	**7.769**	**7.665**	**6.014**	**5.899**	**37.861**
TOTAL FINANCIERO	**169.815**	**212.245**	**236.768**	**231.639**	**189.094**	**1.039.562**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.
** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA METROPOLITANO
RESUMEN FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA - PROTEGIDA						
M T (Km) - Aéreo Protegido	4	736	736	736	4	**2.217**
B T (Km) - Aéreo Preensamblado	12	19	19	19	12	**82**
B T (subterránea) (Km)	3	3	3	3	3	**16**
Acometidas * (m)	27.840	27.840	27.840	27.840	27.840	**139.200**
SUBTOTAL1 FIN	**828**	**48.444**	**48.444**	**48.444**	**828**	**146.990**
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	2	2	3	3	3	**13**
B T (Km)	5	5	5	5	6	**26**
MT (aérea protegida) (Km)	127	135	144	141	152	**700**
BT (aérea preensamblada) (Km)	255	271	288	282	303	**1.399**
TRANSFORMADORES (kVA)	27.997	29.628	31.172	30.532	32.696	**152.025**
ACOMETIDAS (m)	18.380	18.425	16.869	16.794	16.661	**87.129**
MEDIDORES	919	921	843	840	833	**4.356**
ALUMBRADO PUBLICO	616	617	616	614	609	**3.071**
SUBTOTAL 2 FIN	**12.269**	**13.058**	**13.832**	**13.536**	**14.541**	**67.235**
CRECIMIENTO VEGETATIVO *						
M T (Km)	19	20	24	23	25	**110**
B T (Km)	38	40	47	46	50	**221**
MT (aérea protegida) (Km)	1.031	1.096	1.286	1.258	1.354	**6.025**
BT (aérea preensamblada) (Km)	2.061	2.191	2.571	2.515	2.708	**12.046**
TRANSFORMADORES (kVA)	226.519	239.719	278.268	272.550	291.866	**1.308.922**
ACOMETIDAS (m)	148.711	149.077	150.584	149.912	148.727	**747.012**
MEDIDORES	7.436	7.454	7.529	7.496	7.436	**37.351**
ALUMBRADO PUBLICO	989	992	991	986	978	**4.936**
RED SUBTERRANEA MT (Km)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	**2**
RED SUBTERRANEA BT (Km)	0,9	0,9	0,6	0,6	0,6	**4**
SUBTOTAL 4 FIN	**99.245**	**105.622**	**123.418**	**120.781**	**129.748**	**578.814**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	2	8	12	2	1	**24**
RED SUBTERRANEA (Km)	21	7	10	9	1	**48**
RED AISLADA (Km)	89	22	43	82	17	**253**
SUBTOTAL 5 FIN	**10.826**	**2.588**	**5.141**	**7.320**	**1.507**	**27.381**
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	24	24	24	24	24	**120**
SUBTOTAL 6 FIN	**548**	**548**	**548**	**548**	**548**	**2.741**
OTRAS OBRAS						
SUSTITUCION DE RED MT (km)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	**10**
CAMBIO POSTE PALMA/HºAº	1.674	1.674	1.674	1.674	1.674	**8.370**
DESPLAZAMIENTO RED MT (km)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	**3**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	300	300	300	300	300	**1.500**
CAMBIO DE ACOMETIDAS (m)	9.200	9.200	9.200	9.200	9.200	**46.000**
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	2	2	2	2	2	**10**
INST. RECONECTADORES	1	1	1	1	1	**5**
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	**15**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL 7 FIN	**609**	**550**	**550**	**521**	**521**	**2.751**
TOTAL FIN	**124.325**	**170.810**	**191.933**	**191.150**	**147.693**	**825.913**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

*** Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas**

**** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO CENTRAL
RESUMEN FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA - PROTEGIDA						
M T (Km) - Aéreo Protegido	3	449	449	449	3	**1.352**
B T (Km) - Aéreo Preensamblado	7	12	12	12	7	**50**
B T (subterránea) (Km)	2	2	2	2	2	**10**
Acometidas * (m)	16.982	16.982	16.982	16.982	16.982	**84.912**
SUBTOTAL1 FIN	**505**	**29.551**	**29.551**	**29.551**	**505**	**89.664**
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
MT (aérea protegida) (Km)	48	51	54	53	57	**263**
BT (aérea preensamblada) (Km)	96	102	108	106	114	**526**
TRANSFORMADORES (kVA)	10.345	10.947	11.518	11.281	12.081	**56.172**
ACOMETIDAS (m)	6.791	6.808	6.233	6.205	6.156	**32.193**
MEDIDORES	340	340	312	310	308	**1.610**
ALUMBRADO PUBLICO	227	228	228	227	225	**1.135**
SUBTOTAL 2 FIN	**4.533**	**4.825**	**5.111**	**5.002**	**5.373**	**24.843**
CRECIMIENTO VEGETATIVO *						
MT (aérea protegida) (Km)	835	888	1.042	1.019	1.097	**4.883**
BT (aérea preensamblada) (Km)	1.689	1.796	2.108	2.062	2.219	**9.874**
TRANSFORMADORES (kVA)	208.386	220.529	255.992	250.733	268.503	**1.204.143**
ACOMETIDAS (m)	132.599	132.926	134.270	133.671	132.614	**666.080**
MEDIDORES	6.630	6.646	6.714	6.684	6.631	**33.304**
ALUMBRADO PUBLICO	828	830	829	825	819	**4.131**
RED SUBTERRANEA MT (Km)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	**2**
RED SUBTERRANEA BT (Km)	1	1	1	1	1	**4**
SUBTOTAL 4 FIN	**80.227**	**85.410**	**99.787**	**97.656**	**104.901**	**467.981**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	21	3	6,8	9	1	**41**
RED AISLADA (Km)	70	8	20	68	6	**172**
SUBTOTAL 5 FIN	**9.371**	**1.157**	**2.811**	**6.085**	**668**	**20.092**
PLAN AUTOMAT. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	17	17	17	17	17	**85**
SUBTOTAL 6 FIN	**388**	**388**	**388**	**388**	**388**	**1.942**
OTRAS OBRAS						
SUSTITUCION DE RED MT (km)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	**7**
CAMBIO POSTE PALMA/HºAº	837	837	837	837	837	**4.185**
DESPLAZAMIENTO RED MT (km)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	**2**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	214	214	214	214	214	**1.071**
CAMBIO DE ACOMETIDAS (m)	6.900	6.900	6.900	6.900	6.900	**34.500**
INST. SECCIONALIZADOR	1	1	1	1	1	**5**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL 7 FIN	**293**	**273**	**273**	**264**	**264**	**1.367**
TOTAL FIN	**95.318**	**121.604**	**137.922**	**138.946**	**112.099**	**605.889**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas**

**** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO CORDILLERA
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	1	144	144	144	1	**432**
BT (aérea preensamblada) (Km)	2,3	3,8	3,8	3,8	2,3	**16**
B T (subterránea) (Km)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	**3**
ACOMETIDAS*	5.429	5.429	5.429	5.429	5.429	**27.144**
SUBTOTAL1 FIN	**162**	**9.447**	**9.447**	**9.447**	**162**	**28.663**
ELECTRIFICACION						
MT (aérea protegida) (Km)	51	54	57	56	60	**279**
BT (aérea preensamblada) (Km)	101	108	115	112	121	**557**
TRANSFORMADORES (KVA)	10.951	11.589	12.193	11.943	12.789	**59.466**
ACOMETIDAS	7.189	7.207	6.598	6.569	6.517	**34.081**
MEDIDORES	359	360	330	328	326	**1.704**
ALUMBRADO PUBLICO	241	241	241	240	238	**1.201**
SUBTOTAL2 FIN	**4.799**	**5.108**	**5.410**	**5.295**	**5.688**	**26.300**
EXPANSION **						
MT (aérea protegida) (Km)	128	136	160	156	168	**749**
BT (aérea preensamblada) (Km)	247	262	308	301	324	**1.442**
TRANSFORMADORES (KVA)	10.511	11.123	12.912	12.647	13.543	**60.736**
ACOMETIDAS	9.995	10.020	10.121	10.076	9.996	**50.208**
MEDIDORES	500	501	506	504	500	**2.510**
ALUMBRADO PUBLICO	100	100	100	100	99	**500**
SUBTOTAL4 FIN	**11.401**	**12.117**	**14.166**	**13.862**	**14.895**	**66.442**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)			1	1		**2**
RED AISLADA (Km)	4	4	8	10	3	**29**
SUBTOTAL5 FIN	**305**	**305**	**815**	**918**	**228**	**2.570**
PLAN DE LLAVES AUTOM.	4	4	4	4	4	**20**
SUBTOTAL6 FIN	**91**	**91**	**91**	**91**	**91**	**457**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	**1**
CAMBIO POSTES BT	512	512	512	512	512	**2.558**
DESPLAZAR RED MT (KM)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	**1**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	43	43	43	43	43	**214**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	1.380	1.380	1.380	1.380	1.380	**6.900**
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	**5**
INST. SECCIONALIZADOR	1	1	1	1	1	**5**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	**5**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**187**	**161**	**161**	**148**	**148**	**805**
TOTAL FINANCIERO	**16.945**	**27.228**	**30.090**	**29.761**	**21.212**	**125.236**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO PARAGUARI
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	1	144	144	144	1	**432**
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	4	4	4	2	**16**
B T (subterránea) (Km)	1	1	1	1	1	**3**
ACOMETIDAS*	5.429	5.429	5.429	5.429	5.429	**27.144**
SUBTOTAL1 FIN	**162**	**9.447**	**9.447**	**9.447**	**162**	**28.663**
ELECTRIFICACION						
MT (aérea protegida) (Km)	29	31	32	32	34	**158**
BT (aérea preensamblada) (Km)	57	61	65	64	68	**315**
TRANSFORMADORES (KVA)	6.197	6.558	6.900	6.758	7.237	**33.651**
ACOMETIDAS	4.068	4.078	3.734	3.717	3.688	**19.286**
MEDIDORES	203	204	187	186	184	**964**
ALUMBRADO PUBLICO	136	137	136	136	135	**680**
SUBTOTAL2 FIN	**2.716**	**2.890**	**3.062**	**2.996**	**3.219**	**14.883**
EXPANSION **						
MT (aérea protegida) (Km)	67	71	84	82	88	**393**
BT (aérea preensamblada) (Km)	125	133	156	153	164	**731**
TRANSFORMADORES (KVA)	3.545	3.751	4.354	4.265	4.567	**20.482**
ACOMETIDAS	3.439	3.448	3.483	3.467	3.440	**17.277**
MEDIDORES	172	172	174	173	172	**864**
ALUMBRADO PUBLICO	43	44	44	43	43	**217**
SUBTOTAL4 FIN	**5.833**	**6.197**	**7.246**	**7.091**	**7.619**	**33.986**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	2	8	12	2	1	**24**
RED SUBTERRANEA (Km)		4				**4**
RED AISLADA (Km)		5				**5**
SUBTOTAL5 FIN	**8**	**745**	**85**	**13**	**2**	**853**
PLAN DE LLAVES AUTOM.	3	3	3	3	3	**15**
SUBTOTAL6 FIN	**69**	**69**	**69**	**69**	**69**	**343**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	**2**
CAMBIO POSTES MT						**0**
DESPLAZAR RED MT (KM)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	**1**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	43	43	43	43	43	**214**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	920	920	920	920	920	**4.600**
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	**5**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	**5**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**129**	**116**	**116**	**109**	**109**	**579**
TOTAL FINANCIERO	**8.915**	**19.464**	**20.024**	**19.724**	**11.179**	**79.305**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA METROPOLITANO - DEPARTAMENTO PTE HAYES
RESUMEN FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
M T (Km)	2,3	2,5	2,6	2,6	2,8	**13**
B T (Km)	4,7	5,0	5,3	5,2	5,6	**26**
TRANSFORMADORES (kVA)	504	533	561	550	589	**2.736**
ACOMETIDAS (m)	331	332	304	302	300	**1.568**
MEDIDORES	17	17	15	15	15	**78**
ALUMBRADO PUBLICO	11	11	11	11	11	**55**
SUBTOTAL 2 FIN	**221**	**235**	**249**	**244**	**262**	**1.210**
CRECIMIENTO VEGETATIVO *						
MT (KM)	18,9	20,1	23,6	23,1	24,8	**110**
B T (Km)	37,8	40,2	47,1	46,1	49,6	**221**
TRANSFORMADORES (kVA)	4.077	4.315	5.009	4.906	5.254	**23.561**
ACOMETIDAS (m)	2.677	2.683	2.711	2.698	2.677	**13.446**
MEDIDORES	134	134	136	135	134	**672**
ALUMBRADO PUBLICO	18	18	18	18	18	**89**
SUBTOTAL 4 FIN	**1.784**	**1.899**	**2.219**	**2.171**	**2.333**	**10.406**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)			2			**2**
RED AISLADA (Km)	15	5	15	4	8	**47**
SUBTOTAL 5 FIN	**1.142**	**381**	**1.430**	**305**	**609**	**3.866**
TOTAL FIN	**3.147**	**2.514**	**3.898**	**2.720**	**3.204**	**15.482**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA ESTE
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	214
BT (aérea preensamblada) (Km)	38,7	38,7	38,7	38,7	38,7	193
ACOMETIDAS*	6.585	6.585	16.365	16.365	16.365	62.266
SUBTOTAL 1 FIN	2.968	2.968	2.968	2.968	2.968	14.842
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	45	45	45	44	46	224
B T (Km)	34	34	33	33	34	168
MT (aérea protegida) (Km)	5	5	5	5	5	25
BT (aérea preensamblada) (Km)	4	4	4	4	4	19
TRANSFORMADORES (kVA)	502	499	495	490	506	2.492
ALUMBRADO PÚBLICO	439	437	433	429	443	2.181
ACOMETIDAS (m)	71.481	71.426	71.367	71.302	71.409	356.985
MEDIDORES	628	624	618	612	633	3.115
SUBTOTAL 2 FIN	759	754	747	740	765	3.764
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (KM)	149	157	169	183	201	859
B T (Km)	299	316	340	368	403	1.727
MT (aérea protegida) (Km)	37	39	42	46	50	215
BT (aérea preensamblada) (Km)	75	79	85	92	101	432
TRANSFORMADORES (kVA)	62.687	66.443	71.677	77.733	85.213	363.754
ACOMETIDAS(m)	62.775	62.359	61.846	61.235	63.309	311.525
MEDIDORES	2.511	2.494	2.474	2.449	2.532	12.461
ALUMBRADO PUBLICO	118	117	116	115	119	584
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	1	1,30	1,30	1,30	1,30	7
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	1	1,20	1,20	1,20	1,20	6
SUBTOTAL 4 FIN						39.840
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	64,0	40,0		41	27	172
RED SUBTERRANEA (Km)		0,2				0,2
RED AISLADA (Km)	99	59	65	29	51	303
SUBTOTAL 5 FIN	4.234	4.246	3.855	2.410	2.134	16.878
PLAN AUTOMAT. DEL SIST. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	15	15	15	15	15	75
SUBTOTAL 6 FIN	343	343	343	343	343	1.714
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	14	14	14	14	14	68
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	455	455	455	455	455	2.275
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	1.819	1.819	1.819	1.819	1.819	9.095
TRIFASICAR	13	13	13	13	13	65
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	9	9	9	9	9	45
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	379	379	379	379	379	1.895
CAMBIO DE ACOMET. (m)	108.000	108.000	108.000	108.000	108.000	540.000
INST. DE RECONECTADORES	3	3	3	3	3	15
INST. DE SECCIONALIZADORES	2	2	2	2	2	10
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	6	5	5	5	5	26
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7 FIN	2.129	1.412	1.412	1.056	1.056	7.066
TOTAL FIN	17.362	17.038	17.180	15.996	16.528	84.104
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.**

**** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente**

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA ESTE - DEPARTAMENTO ALTO PARANA
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO - ESCENARIO RECOMENDADO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	42	42	42	42	42	211
BT (aérea preensamblada) (Km)	38	38	38	38	38	188
ACOMETIDAS*	6.520	6.520	16.300	16.300	16.300	61.940
SUBTOTAL 1 FIN	2.933	2.933	2.933	2.933	2.933	14.664
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	26	26	26	25	27	129
B T (Km)	19	19	19	19	20	97
MT (aérea protegida) (Km)	3	3	3	3	3	14
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	2	2	2	2	11
TRANSFORMADORES (kVA)	288	287	285	282	295	1.437
ALUMBRADO PÚBLICO	252	251	249	247	258	1.257
ACOMETIDAS (m)	64.800	64.800	64.800	64.800	64.800	324.000
MEDIDORES	361	359	356	352	369	1.796
SUBTOTAL 2 FIN	436	433	430	426	446	2.170
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (KM)	117	123	133	144	158	675
B T (Km)	235	248	267	289	317	1.357
MT (aérea protegida) (Km)	29	31	33	36	39	169
BT (aérea preensamblada) (Km)	59	62	67	72	79	339
TRANSFORMADORES (kVA)	49.686	52.527	56.642	61.340	67.193	287.387
ACOMETIDAS(m)	36.053	35.854	35.578	35.226	36.873	179.584
MEDIDORES	1.442	1.434	1.423	1.409	1.475	7.183
ALUMBRADO PUBLICO	68	67	67	66	69	337
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	3
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	3
SUBTOTAL 4 FIN	5.378	5.672	6.097	6.582	7.194	30.923
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	9,0	0,0	0,0	37	25	71
RED AISLADA (Km)	44,0	50,5	45,0	11	33,0	184
SUBTOTAL 5 FIN	2.742	2.991	2.672	1.262	1.027	10.695
PLAN AUTOMAT. DEL SIST. DISTR.						
PLAN DE LLAVES AUTOM.	15	15	15	15	15	75
SUBTOTAL 6 FIN	343	343	343	343	343	1.714
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	8	8	8	8	8	41
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	273	273	273	273	273	1.365
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	1.091	1.091	1.091	1.091	1.091	5.457
TRIFASICAR	8	8	8	8	8	40
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	5	5	5	5	5	27
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	227	227	227	227	227	1.137
CAMBIO DE ACOMET. (m)	64.800	64.800	64.800	64.800	64.800	324.000
INST. DE RECONECTADORES	2	2	2	2	2	9
INST. DE SECCIONALIZADORES	1	1	1	1	1	6
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	4	3	3	3	3	16
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7 FIN	1.519	968	968	694	694	4.843
TOTAL FIN	13.351	13.340	13.442	12.239	12.637	65.009

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

*** El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.**

**** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente**

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA ESTE - DEPARTAMENTO CANINDEYÚ
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO - ESCENARIO RECOMENDADO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
MT (aérea protegida) (Km)	0,50	0,5	0,5	0,5	0,5	**2,5**
BT (aérea preensamblada) (Km)	1,14	1,14	1,14	1	1	**5,7**
ACOMETIDAS*	65	65	65	65	65	**326,0**
SUBTOTAL 1 FIN	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**	**178**
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL						
M T (Km)	19	19	19	19	19	**95**
B T (Km)	14	14	14	14	14	**71**
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	2	2	**11**
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	2	2	2	2	**8**
TRANSFORMADORES (kVA)	214	212	210	208	211	**1.056**
ALUMBRADO PÚBLICO	187	186	184	182	185	**924**
ACOMETIDAS (m)	6.681	6.626	6.567	6.502	6.609	**32.985**
MEDIDORES	267	265	263	260	264	**1.319**
SUBTOTAL 2 FIN	**323**	**320**	**317**	**314**	**319**	**1.594**
CRECIMIENTO VEGETATIVO **						
MT (KM)	32	34	36	40	43	**185**
B T (Km)	64	68	73	79	87	**371**
MT (aérea protegida) (Km)	8	8	9	10	11	**46**
BT (aérea preensamblada) (Km)	16	17	18	20	22	**93**
TRANSFORMADORES (kVA)	13.001	13.916	15.036	16.393	18.020	**76.366**
ACOMETIDAS(m)	26.722	26.506	26.269	26.009	26.436	**131.941**
MEDIDORES	1.069	1.060	1.051	1.040	1.057	**5.278**
ALUMBRADO PUBLICO	50	50	49	49	50	**247**
RED SUBTERRANEA (MT) (Km)	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	**3**
RED SUBTERRANEA (BT) (Km)	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	**3**
SUBTOTAL 4 FIN	**1.550**	**1.643**	**1.758**	**1.898**	**2.068**	**8.917**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	55	40		4	2	**101**
RED SUBTERRANEA (Km)		0,2				**0,2**
RED AISLADA (Km)	55	8	20	18	18	**119**
SUBTOTAL 5 FIN	**1.492**	**1.254**	**1.183**	**1.147**	**1.106**	**6.184**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED DE MT (Km.)	5	5	5	5	5	**27**
CAMBIO DE POSTES BT.(U)	182	182	182	182	182	**910**
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstruc.)	728	728	728	728	728	**3.638**
TRIFASICAR	5	5	5	5	5	**25**
DESPLAZ. RED DE MT.(Km)	4	4	4	4	4	**18**
INSTALAC. DE A.P. (UNID)	152	152	152	152	152	**758**
CAMBIO DE ACOMET. (m)	43200	43200	43200	43200	43200	**216.000**
INST. DE RECONECTADORES	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	**6**
INST. DE SECCIONALIZADORES	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	**4**
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2,40	2,00	2,00	2,00	2,00	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL 7 FIN	**611**	**444**	**444**	**362**	**362**	**2.223**
TOTAL FIN	**4.011**	**3.698**	**3.739**	**3.757**	**3.891**	**19.096**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.**

**** Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente**

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA CENTRAL
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	5	5	5	5	**23**
ACOMETIDAS*	521	521	521	521	521	**2.606**
SUBTOTAL1 FIN	**72**	**72**	**72**	**72**	**72**	**360**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	97	97	96	95	98	**483**
BT (Km)	73	73	72	71	74	**363**
MT (aérea protegida) (Km)	11	11	11	11	11	**54**
BT (aérea preensamblada) (Km)	8	8	8	8	8	**40**
TRANSFORMADORES (KVA)	1.082	1.075	1.066	1.056	1.091	**5.371**
ACOMETIDAS	33.825	33.600	33.324	32.994	34.102	**167.846**
MEDIDORES	1.353	1.344	1.333	1.320	1.364	**6.714**
ALUMBRADO PUBLICO	947	941	933	924	955	**4.700**
SUBTOTAL2 FIN	**1.603**	**1.592**	**1.579**	**1.564**	**1.616**	**7.954**
EXPANSION **						
MT (Km)	96	102	109	118	129	**554**
BT (Km)	199	211	225	244	266	**1.145**
MT (aérea protegida) (Km)	24	25	27	30	32	**138**
BT (aérea preensamblada) (Km)	50	53	56	61	67	**286**
TRANSFORMADORES (KVA)	37.938	40.429	43.608	47.604	52.277	**221.856**
ACOMETIDAS	78.926	78.401	77.755	76.987	79.571	**391.641**
MEDIDORES	3.157	3.136	3.110	3.079	3.183	**15.666**
ALUMBRADO PUBLICO	355	353	350	346	358	**1.762**
SUBTOTAL4 FIN	**4.477**	**4.732**	**5.057**	**5.466**	**5.968**	**25.700**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	0,6	0,2	0,8	0,2	0,2	**2**
RED AISLADA (Km)	14	5	23	8	3	**53**
SUBTOTAL5 FIN	**943**	**335**	**1.527**	**522**	**210**	**3.538**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	50	50	50	50	50	**250**
CAMBIO POSTES BT	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	**7.500**
CAMBIO POSTES MT	1.800	1.800	1.512	1.800	1.800	**8.712**
DESPLAZAR RED MT (KM)	15	15	15	15	15	**75**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	600	600	600	600	600	**3.000**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	12.600	12.600	12.600	12.600	12.600	**63.000**
INSTAL. RECONECTADOR	10	10	10	10	10	**50**
INST. SECCIONALIZADOR	13	13	13	13	13	**65**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	10	10	10	10	10	**50**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**3.831**	**2.615**	**2.615**	**2.007**	**2.007**	**13.074**
TOTAL FINANCIERO	**10.926**	**9.346**	**10.850**	**9.630**	**9.873**	**50.625**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO CAAGUAZU
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	32	32	32	32	33	**161**
BT (Km)	24	24	24	24	25	**120**
MT (aérea protegida) (Km)	4	4	4	4	4	**18**
BT (aérea preensamblada) (Km)	3	3	3	3	3	**13**
TRANSFORMADORES (KVA)	359	357	354	350	364	**1.783**
ACOMETIDAS	11.209	11.141	11.052	10.943	11.384	**55.730**
MEDIDORES	448	446	442	438	455	**2.229**
ALUMBRADO PUBLICO	314	312	309	306	319	**1.560**
SUBTOTAL2 FIN	**531**	**528**	**524**	**519**	**540**	**2.641**
EXPANSION **						
MT (Km)	40	43	46	50	54	**233**
BT (Km)	83	88	94	102	111	**478**
MT (aérea protegida) (Km)	10	11	11	12	14	**58**
BT (aérea preensamblada) (Km)	21	22	23	25	28	**119**
TRANSFORMADORES (KVA)	16.199	17.239	18.598	20.267	22.253	**94.556**
ACOMETIDAS	26.155	25.996	25.789	25.534	26.564	**130.038**
MEDIDORES	1.046	1.040	1.032	1.021	1.063	**5.202**
ALUMBRADO PUBLICO	118	117	116	115	120	**585**
SUBTOTAL4 FIN	**1.860**	**1.966**	**2.106**	**2.277**	**2.490**	**10.700**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	1					**1**
RED AISLADA (Km)	14		8		3	**25**
SUBTOTAL5 FIN	**943**		**522**		**210**	**1.675**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	20	20	20	20	20	**100**
CAMBIO POSTES BT	600	600	600	600	600	**3.000**
CAMBIO POSTES MT	720	720	432	720	720	**3.312**
DESPLAZAR RED MT (KM)	6	6	6	6	6	**30**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	240	240	240	240	240	**1.200**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	**25.200**
INSTAL. RECONECTADOR	4	4	4	4	4	**20**
INST. SECCIONALIZADOR	5	5	5	5	5	**26**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	4	4	4	4	4	**20**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**1.959**	**1.259**	**1.259**	**909**	**909**	**6.295**
TOTAL FINANCIERO	**5.292**	**3.753**	**4.411**	**3.705**	**4.149**	**21.311**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2021/2025
SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO CAAZAPA
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	11	11	11	11	11	**54**
BT (Km)	8	8	8	8	8	**41**
MT (aérea protegida) (Km)	1	1	1	1	1	**6**
BT (aérea preensamblada) (Km)	1	1	1	1	1	**5**
TRANSFORMADORES (KVA)	121	121	120	119	123	**603**
ACOMETIDAS	3.795	3.771	3.740	3.703	3.839	**18.849**
MEDIDORES	152	151	150	148	154	**754**
ALUMBRADO PUBLICO	106	106	105	104	107	**528**
SUBTOTAL2 FIN	**180**	**179**	**177**	**176**	**182**	**893**
EXPANSION **						
MT (Km)	9	10	10	11	12	**53**
BT (Km)	20	20	22	23	25	**110**
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	3	3	3	**13**
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	5	5	6	6	**27**
TRANSFORMADORES (KVA)	3.653	3.788	4.094	4.442	4.851	**20.828**
ACOMETIDAS	8.856	8.799	8.728	8.641	8.957	**43.981**
MEDIDORES	354	352	349	346	358	**1.759**
ALUMBRADO PUBLICO	40	40	39	39	40	**198**
SUBTOTAL4 FIN	**440**	**453**	**485**	**520**	**565**	**2.462**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	**50**
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	**1.500**
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	**1.800**
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	**15**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	**600**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	**12.600**
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	**10**
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	**13**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**784**	**532**	**532**	**406**	**406**	**2.659**
TOTAL FINANCIERO	**1.403**	**1.164**	**1.193**	**1.101**	**1.152**	**6.014**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO GUAIRA
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	16	15	15	15	16	**77**
BT (Km)	12	12	11	11	12	**58**
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	2	2	**9**
BT (aérea preensamblada) (Km)	1	1	1	1	1	**6**
TRANSFORMADORES (KVA)	173	172	170	169	175	**858**
ACOMETIDAS	5.394	5.361	5.319	5.266	5.476	**26.816**
MEDIDORES	216	214	213	211	219	**1.073**
ALUMBRADO PUBLICO	151	150	149	147	153	**751**
SUBTOTAL2 FIN	**256**	**254**	**252**	**250**	**259**	**1.271**
EXPANSION **						
MT (Km)	19	21	22	25	27	**114**
BT (Km)	40	43	46	50	55	**234**
MT (aérea protegida) (Km)	5	5	6	6	7	**29**
BT (aérea preensamblada) (Km)	10	11	12	13	14	**59**
TRANSFORMADORES (KVA)	7.744	8.486	9.122	10.047	11.086	**46.484**
ACOMETIDAS	12.587	12.510	12.410	12.287	12.777	**62.570**
MEDIDORES	503	500	496	491	511	**2.503**
ALUMBRADO PUBLICO	57	56	56	55	57	**282**
SUBTOTAL4 FIN	**890**	**966**	**1.031**	**1.126**	**1.237**	**5.251**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)			1			**1**
RED AISLADA (Km)			15			**15**
SUBTOTAL5 FIN			**1.005**			**1.005**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	**50**
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	**1.500**
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	**1.800**
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	**15**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	**600**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	**12.600**
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	**10**
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	**13**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**467**	**374**	**374**	**327**	**327**	**1.868**
TOTAL FINANCIERO	**1.613**	**1.594**	**2.662**	**1.703**	**1.824**	**9.395**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA CENTRAL - DEPARTAMENTO SAN PEDRO
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	5	5	5	5	**23**
ACOMETIDAS*	521	521	521	521	521	**2.606**
SUBTOTAL1 FIN	**72**	**72**	**72**	**72**	**72**	**360**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	39	38	38	38	39	**191**
BT (Km)	29	29	29	28	29	**144**
MT (aérea protegida) (Km)	4	4	4	4	4	**21**
BT (aérea preensamblada) (Km)	3	3	3	3	3	**16**
TRANSFORMADORES (KVA)	430	426	423	419	429	**2.126**
ACOMETIDAS	13.427	13.327	13.212	13.082	13.403	**66.451**
MEDIDORES	537	533	528	523	536	**2.658**
ALUMBRADO PUBLICO	376	373	370	366	375	**1.861**
SUBTOTAL2 FIN	**636**	**632**	**626**	**620**	**635**	**3.149**
EXPANSION **						
MT (Km)	27	28	30	33	36	**154**
BT (Km)	57	60	64	69	75	**324**
MT (aérea protegida) (Km)	7	7	8	8	9	**39**
BT (aérea preensamblada) (Km)	14	15	16	17	19	**81**
TRANSFORMADORES (KVA)	10.342	10.916	11.795	12.848	14.087	**59.988**
ACOMETIDAS	31.329	31.097	30.829	30.524	31.274	**155.052**
MEDIDORES	1.253	1.244	1.233	1.221	1.251	**6.202**
ALUMBRADO PUBLICO	141	140	139	137	141	**698**
SUBTOTAL4 FIN	**1.288**	**1.346**	**1.435**	**1.542**	**1.676**	**7.287**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AISLADA (Km)		5		8		**13**
SUBTOTAL5 FIN		**335**		**522**		**857**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	**50**
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	**1.500**
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	**1.800**
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	**15**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	**600**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	**12.600**
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	**10**
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	**13**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**621**	**450**	**450**	**365**	**365**	**2.252**
TOTAL FINANCIERO	**2.617**	**2.835**	**2.584**	**3.121**	**2.748**	**13.905**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA SUR
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	5	5	5	5	**23**
ACOMETIDAS*	521	521	521	521	521	**2.606**
SUBTOTAL1 FIN	**72**	**72**	**72**	**72**	**72**	**360**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	67	66	66	65	67	**330**
BT (Km)	50	50	49	49	50	**248**
MT (aérea protegida) (Km)	7	7	7	7	7	**37**
BT (aérea preensamblada) (Km)	6	6	5	5	6	**28**
TRANSFORMADORES (KVA)	740	735	729	722	745	**3.671**
ACOMETIDAS	23.133	22.976	22.785	22.560	23.280	**114.733**
MEDIDORES	925	919	911	902	931	**4.589**
ALUMBRADO PUBLICO	648	643	638	632	652	**3.213**
SUBTOTAL2 FIN	**1.096**	**1.089**	**1.080**	**1.069**	**1.103**	**5.437**
EXPANSION **						
MT (Km)	55	58	62	67	73	**316**
BT (Km)	116	121	129	139	152	**657**
MT (aérea protegida) (Km)	14	14	16	17	18	**79**
BT (aérea preensamblada) (Km)	29	30	32	35	38	**164**
TRANSFORMADORES (KVA)	21.564	22.704	24.513	26.645	29.195	**124.622**
ACOMETIDAS	53.976	53.610	53.165	52.639	54.319	**267.710**
MEDIDORES	2.159	2.144	2.127	2.106	2.173	**10.708**
ALUMBRADO PUBLICO	243	241	239	237	244	**1.205**
SUBTOTAL4 FIN	**2.607**	**2.723**	**2.908**	**3.125**	**3.401**	**14.764**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	2,0	0,2	2,3	1,6	0,8	**7**
RED AISLADA (Km)	20	10	29	32	27	**118**
SUBTOTAL5 FIN	**1.481**	**647**	**1.688**	**2.201**	**1.776**	**7.794**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	40	40	40	40	40	**200**
CAMBIO POSTES BT	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	**6.000**
CAMBIO POSTES MT	1.440	1.440	1.440	1.440	1.440	**7.200**
DESPLAZAR RED MT (KM)	12	12	12	12	12	**60**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	480	480	480	480	480	**2.400**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	10.080	10.080	10.080	10.080	10.080	**50.400**
INSTAL. RECONECTADOR	6	6	6	6	6	**28**
INST. SECCIONALIZADOR	10	10	10	10	10	**52**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	6	6	6	6	6	**28**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**2.577**	**1.826**	**1.826**	**1.450**	**1.450**	**9.129**
TOTAL FINANCIERO	**7.834**	**6.356**	**7.574**	**7.917**	**7.803**	**37.484**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA SUR - DEPARTAMENTO ITAPUA
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	2	2	2	2	**11**
ACOMETIDAS*	261	261	261	261	261	**1.303**
SUBTOTAL1 FIN	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**	**180**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	40	39	39	39	40	**197**
BT (Km)	30	30	29	29	30	**148**
MT (aérea protegida) (Km)	4	4	4	4	4	**22**
BT (aérea preensamblada) (Km)	3	3	3	3	3	**16**
TRANSFORMADORES (KVA)	441	438	435	430	445	**2.189**
ACOMETIDAS	13.783	13.692	13.580	13.446	13.912	**68.413**
MEDIDORES	551	548	543	538	556	**2.737**
ALUMBRADO PUBLICO	386	383	380	376	390	**1.916**
SUBTOTAL2 FIN	**653**	**649**	**644**	**637**	**659**	**3.242**
EXPANSION **						
MT (Km)	38	40	43	47	51	**220**
BT (Km)	80	84	90	97	105	**456**
MT (aérea protegida) (Km)	10	10	11	12	13	**55**
BT (aérea preensamblada) (Km)	20	21	22	24	26	**114**
TRANSFORMADORES (KVA)	15.212	16.042	17.322	18.833	20.645	**88.053**
ACOMETIDAS	32.160	31.949	31.687	31.374	32.460	**159.631**
MEDIDORES	1.286	1.278	1.267	1.255	1.298	**6.385**
ALUMBRADO PUBLICO	145	144	143	141	146	**718**
SUBTOTAL4 FIN	**1.799**	**1.883**	**2.014**	**2.169**	**2.364**	**10.229**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	1,2	0,2	2,0	1,4	0,5	**5**
RED AISLADA (Km)		10	17	29	15	**71**
SUBTOTAL5 FIN	**141**	**647**	**1.263**	**1.990**	**993**	**5.035**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	20	20	20	20	20	**100**
CAMBIO POSTES BT	600	600	600	600	600	**3.000**
CAMBIO POSTES MT	720	720	720	720	720	**3.600**
DESPLAZAR RED MT (KM)	6	6	6	6	6	**30**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	240	240	240	240	240	**1.200**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	5.040	5.040	5.040	5.040	5.040	**25.200**
INSTAL. RECONECTADOR	3	3	3	3	3	**14**
INST. SECCIONALIZADOR	5	5	5	5	5	**26**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	3	3	3	3	3	**14**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**1.369**	**953**	**953**	**745**	**745**	**4.766**
TOTAL FINANCIERO	**3.998**	**4.168**	**4.910**	**5.577**	**4.798**	**23.452**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA SUR - DEPARTAMENTO MISIONES
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	2	2	2	2	**11**
ACOMETIDAS*	261	261	261	261	261	**1.303**
SUBTOTAL1 FIN	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**	**180**
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	13	13	13	13	13	**66**
BT (Km)	10	10	10	10	10	**49**
MT (aérea protegida) (Km)	1	1	1	1	1	**7**
BT (aérea preensamblada) (Km)	1	1	1	1	1	**5**
TRANSFORMADORES (KVA)	147	146	145	143	148	**728**
ACOMETIDAS	4.585	4.554	4.516	4.472	4.616	**22.744**
MEDIDORES	183	182	181	179	185	**910**
ALUMBRADO PUBLICO	128	128	126	125	129	**637**
SUBTOTAL2 FIN	**217**	**216**	**214**	**212**	**219**	**1.078**
EXPANSION **						
MT (Km)	10	11	12	13	14	**59**
BT (Km)	22	23	24	26	29	**124**
MT (aérea protegida) (Km)	3	3	3	3	3	**15**
BT (aérea preensamblada) (Km)	5	6	6	7	7	**31**
TRANSFORMADORES (KVA)	4.025	4.239	4.589	5.002	5.489	**23.343**
ACOMETIDAS	10.699	10.626	10.538	10.434	10.771	**53.068**
MEDIDORES	428	425	422	417	431	**2.123**
ALUMBRADO PUBLICO	48	48	47	47	48	**239**
SUBTOTAL4 FIN	**491**	**513**	**548**	**590**	**643**	**2.786**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)			0,3	0,2	0,3	**1**
RED AISLADA (Km)			12	3	12	**27**
SUBTOTAL5 FIN			**425**	**210**	**783**	**1.418**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	**50**
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	**1.500**
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	**1.800**
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	**15**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	**600**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	**12.600**
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	**7**
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	**13**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	**7**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**596**	**432**	**432**	**351**	**351**	**2.162**
TOTAL FINANCIERO	**1.340**	**1.197**	**1.656**	**1.399**	**2.031**	**7.624**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA SUR - DEPARTAMENTO ÑEEMBUCU
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

AÑO / OBRAS	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
MT (Km)	14	14	14	13	14	**68**
BT (Km)	10	10	10	10	10	**51**
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	1	2	**8**
BT (aérea preensamblada) (Km)	1	1	1	1	1	**6**
TRANSFORMADORES (KVA)	152	151	150	149	152	**754**
ACOMETIDAS	4.765	4.729	4.688	4.642	4.752	**23.576**
MEDIDORES	191	189	188	186	190	**943**
ALUMBRADO PUBLICO	133	132	131	130	133	**660**
SUBTOTAL2 FIN	**226**	**224**	**222**	**220**	**225**	**1.117**
EXPANSION **						
MT (Km)	6	7	7	8	8	**36**
BT (Km)	14	14	15	16	17	**77**
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	2	2	**9**
BT (aérea preensamblada) (Km)	4	4	4	4	4	**19**
TRANSFORMADORES (KVA)	2.327	2.423	2.603	2.810	3.062	**13.225**
ACOMETIDAS	11.118	11.035	10.939	10.831	11.088	**55.011**
MEDIDORES	445	441	438	433	444	**2.200**
ALUMBRADO PUBLICO	50	50	49	49	50	**248**
SUBTOTAL4 FIN	**318**	**327**	**345**	**366**	**394**	**1.750**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED SUBTERRANEA (Km)	1					**1**
RED AISLADA (Km)	20					**20**
SUBTOTAL5 FIN	**1.340**					**1.340**
OTRAS OBRAS						
SUSTIT. RED MT (KM)	10	10	10	10	10	**50**
CAMBIO POSTES BT	300	300	300	300	300	**1.500**
CAMBIO POSTES MT	360	360	360	360	360	**1.800**
DESPLAZAR RED MT (KM)	3	3	3	3	3	**15**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	120	120	120	120	120	**600**
CAMBIO ACOMETIDAS (m)	2.520	2.520	2.520	2.520	2.520	**12.600**
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	**7**
INST. SECCIONALIZADOR	3	3	3	3	3	**13**
INST. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	1	1	1	1	1	**7**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**612**	**440**	**440**	**354**	**354**	**2.201**
TOTAL FINANCIERO	**2.496**	**991**	**1.008**	**940**	**973**	**6.408**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

* El costo de las acometidas está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

** EXPANSION: Corresponde a electrificación urbana de áreas ya servidas eléctricamente (crecimiento vegetativo)

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
PLANIFICACIÓN MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA NORTE
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	13,0	13,0	13,0	7,8	7,8	55
ACOMETIDAS*	433	650	650	260	260	2.252
SUBTOTAL1 FIN	120	120	120	72	72	504
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	45	44	44	43	44	219
B T (Km)	31	31	31	30	31	154
MT (aérea protegida) (Km)	4	4	4	4	4	19
BT (aérea preensamblada) (Km)	3	3	3	3	3	14
TRANSFORMADORES (kVA)	453	449	444	439	445	2.230
ACOMETIDAS	13916	13.792	13.653	13.481	13.690	68.532
MEDIDORES	557	552	546	539	548	2.741
ALUMBRADO PUBLICO	363	360	356	352	358	1.789
SUBTOTAL2 FIN	622	617	611	604	615	3.069
EXPANSION**						
MT (KM)	36	57	78	61	65	296
B T (Km)	72	114	156	122	130	594
MT (aérea protegida) (Km)	7	7	7	8	9	38
BT (aérea preensamblada) (Km)	13	14	15	16	18	76
TRANSFORMADORES (kVA)	13783	21238	28492	22959	24582	111.054
ACOMETIDAS	29413	31180	35882	30628	30935	158.037
MEDIDORES	1177	1247	1435	1225	1237	6.321
ALUMBRADO PUBLICO	55	58	67	57	58	296
SUBTOTAL4 FIN	1.407	1.878	2.353	2.066	2.221	9.925
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	173	96	67	140	106	582
RED SUBTERRANEA (Km)		15				15
RED AISLADA (Km)	35	32	66	15	28	176
SUBTOTAL5 FIN	5.852	4.714	4.885	3.224	3.423	22.097
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	38	93	68	68	43	310
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	600	600	600	600	600	3.000
DESPLAZ. RED MT (Km)	20	35	35	20	20	130
INSTALAC. DE A.P. (U)	120	100	110	110	100	540
SUSTITUCIÓN DE AP.- Hg x Na (UNID)	80	80	80	80	80	400
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	40000	40000	40000	40000	40000	200.000
INSTAL. RECONECTADOR	6	6	6	6	6	30
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	46	28	26	26	26	152
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	48	38	38	38	37	199
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	8	8	8	8	8	40
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.**						
SUBTOTAL6 FIN	1.367	1.366	1.262	980	866	5.841
TOTAL FIN	9.368	8.695	9.231	6.946	7.196	41.436
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada**

**** Expansión de áreas ya servidas electricamente (crecimiento vegetativo)**

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
PLANIFICACIÓN MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO AMAMBAY
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	6,5	6,5	6,5	3,9	3,9	27,3
ACOMETIDAS*	217	217	217	130	130	909,3
SUBTOTAL1 FIN	**60**	**60**	**60**	**36**	**36**	**252**
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	19	19	19	19	19	95
B T (Km)	14	14	14	14	14	71
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	2	2	11
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	2	2	2	2	8
TRANSFORMADORES (kVA)	214	212	210	208	211	1.056
ACOMETIDAS	6681	6.626	6.567	6.502	6.609	32.985
MEDIDORES	267	265	263	260	264	1.319
ALUMBRADO PUBLICO	187	186	184	182	185	924
SUBTOTAL2 FIN	**323**	**320**	**317**	**314**	**319**	**1.594**
EXPANSION**						
MT (KM)	21	23	24	26	29	123
B T (Km)	43	45	49	53	58	248
MT (aérea protegida) (Km)	5	6	6	7	7	31
BT (aérea preensamblada) (Km)	11	11	12	13	14	62
TRANSFORMADORES (kVA)	8736	9332	10050	10969	12040	51.127
ACOMETIDAS	16085	15966	15829	15764	16057	79.701
MEDIDORES	643	639	633	631	642	3.188
ALUMBRADO PUBLICO	30	30	30	30	30	149
SUBTOTAL4 FIN	**976**	**1.037**	**1.111**	**1.206**	**1.318**	**5.649**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	29	12	9	23	36	109
RED AISLADA (Km)	9	14	23	3		49
REGULADORES					6	6
SUBTOTAL5 FIN	**1.022**	**1.026**	**958**	**541**	**765**	**4.312**
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	10	30	20	20	10	90
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	750
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	10	10	5	5	35
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	20	30	30	20	130
SUSTITUCIÓN DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	16875	16875	16875	16875	16875	84.375
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	5
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	21	12	11	11	11	66
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	1	9
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.*						
SUBTOTAL6 FIN	**335**	**367**	**316**	**234**	**186**	**1.438**
TOTAL FIN	**2.716**	**2.811**	**2.762**	**2.331**	**2.625**	**13.245**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

*** Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada**

**** Expansión de áreas ya servidas electricamente (crecimiento vegetativo)**

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
PLANIFICACIÓN MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO CONCEPCION
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
RED AISLADA						
BT (aérea preensamblada) (Km)	6,5	6,5	6,5	3,9	3,9	27,3
ACOMETIDAS*	217	433	433	130	130	1.343
SUBTOTAL1 FIN	**60**	**60**	**60**	**36**	**36**	**252**
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	15	15	15	15	15	76
B T (Km)	11	11	11	11	11	57
MT (aérea protegida) (Km)	2	2	2	2	2	8
BT (aérea preensamblada) (Km)	1	1	1	1	1	6
TRANSFORMADORES (kVA)	170	169	167	165	169	840
ACOMETIDAS	5.305	5.266	5.220	5.169	5.296	26.256
MEDIDORES	212	211	209	207	212	1.050
ALUMBRADO PUBLICO	149	147	146	145	148	735
SUBTOTAL2 FIN	**256**	**255**	**252**	**250**	**256**	**1.269**
EXPANSION**						
MT (KM)	5	5	5	6	6	28
B T (Km)	10	10	11	12	13	56
MT (aérea protegida) (Km)	1	1	1	1	2	7
BT (aérea preensamblada) (Km)	2	3	3	3	3	14
TRANSFORMADORES (kVA)	1907	2028	2181	2373	2599	11.088
ACOMETIDAS	7047	6994	6933	6864	7018	34.856
MEDIDORES	282	280	277	275	281	1.394
ALUMBRADO PUBLICO	13	13	13	13	13	65
SUBTOTAL4 FIN	**228**	**241**	**256**	**276**	**300**	**1.302**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	69	29	18	22		138
RED AISLADA (Km)	16	18	8	12	28	82
SUBTOTAL5 FIN	**2.370**	**1.542**	**920**	**1.072**	**1.656**	**7.562**
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	10	30	20	20	10	90
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	750
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	10	10	5	5	35
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	30	30	30	30	150
SUSTITUCIÓN DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	100
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	16.875	16.875	16.875	16.875	16.875	84.375
INSTAL. RECONECTADOR	1	1	1	1	1	5
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	21	12	11	11	11	66
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	2	2	2	2	2	10
INSTAL. DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	10
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.* **						
SUBTOTAL6 FIN	**580**	**491**	**438**	**295**	**253**	**2.057**
TOTAL FIN	**3.495**	**2.589**	**1.927**	**1.929**	**2.501**	**12.442**

OBS: FIN = MILES DE DOLARES

*** Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada**

**** Expansión de áreas ya servidas electricamente (crecimiento vegetativo)**

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
PLANIFICACIÓN MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO BOQUERON
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	5	5	4	4	4	**22**
B T (Km)	3	2	2	2	2	**11**
TRANSFORMADORES (kVA)	34	32	30	28	26	**150**
ACOMETIDAS	950	890	830	775	715	**4.160**
MEDIDORES	38	36	33	31	29	**166**
ALUMBRADO PUBLICO	13	12	12	11	10	**58**
SUBTOTAL2 FIN	**21**	**20**	**18**	**17**	**16**	**92**
EXPANSION**						
MT (KM)	5	5	26	5	5	**46**
B T (Km)	10	10	53	10	10	**93**
TRANSFORMADORES (kVA)	1570	1704	8902	1640	1654	**15.470**
ACOMETIDAS	3140	3100	8120	3140	3140	**20.640**
MEDIDORES	126	124	325	126	126	**826**
ALUMBRADO PUBLICO	6	6	15	6	6	**39**
SUBTOTAL4 FIN	**101**	**109**	**543**	**105**	**106**	**965**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	50	45	30	60	35	**220**
RED AISLADA (Km)	10		35			**45**
SUBTOTAL5 FIN	**1.894**	**1.019**	**2.780**	**1.233**	**704**	**7.629**
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	10	15	15	15	15	**70**
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	**750**
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	10	10	5	5	**35**
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	30	30	30	30	**150**
SUSTITUCIÓN DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	**100**
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	3125	3125	3125	3125	3125	**15.625**
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	**10**
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	2	2	2	2	2	**10**
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	22	22	22	22	22	**110**
INSTAL. DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**302**	**315**	**338**	**280**	**280**	**1.515**
TOTAL FIN	**2.318**	**1.462**	**3.679**	**1.635**	**1.106**	**10.201**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada**

**** Expansión de áreas ya servidas electricamente (crecimiento vegetativo)**

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN
PLANIFICACIÓN MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA NORTE - DEPARTAMENTO ALTO PARAGUAY
RESUMEN ANUAL FISICO Y FINANCIERO

A Ñ O O B R A S	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL FISICO
ELECTRIFICACION						
M T (Km)	5	5	5	5	6	**27**
B T (Km)	3	3	3	3	3	**14**
TRANSFORMADORES (kVA)	35	36	37	38	39	**185**
ACOMETIDAS	980	1.010	1.035	1.035	1.070	**5.130**
MEDIDORES	39	40	41	41	43	**205**
ALUMBRADO PUBLICO	14	14	14	14	15	**72**
SUBTOTAL2 FIN	**22**	**22**	**23**	**23**	**24**	**113**
EXPANSION**						
MT (KM)	5	24	22	24	24	**99**
B T (Km)	10	48	44	47	49	**198**
TRANSFORMADORES (kVA)	1570	8174	7359	7977	8289	**33.369**
ACOMETIDAS	3140	5120	5000	4860	4720	**22.840**
MEDIDORES	126	205	200	194	189	**914**
ALUMBRADO PUBLICO	6	10	9	9	9	**43**
SUBTOTAL4 FIN	**101**	**491**	**443**	**478**	**496**	**2.010**
PLAN DE ALIMENTADORES						
RED AEREA (Km)	25	10	10	35	35	**115**
RED SUBTERRANEA (Km)		15				**15**
SUBTOTAL5 FIN	**566**	**1.126**	**226**	**378**	**297**	**2.594**
OTRAS OBRAS						
SUST. DE RED MT (Km) (1)	8	18	13	13	8	**60**
CAMBIO DE POSTE MT/BT (U)	150	150	150	150	150	**750**
DESPLAZ. RED MT (Km)	5	5	5	5	5	**25**
INSTALAC. DE A.P. (U)	30	20	20	20	20	**110**
SUSTITUCIÓN DE AP.- Hg x Na (UNID)	20	20	20	20	20	**100**
CAMBIO DE ACOMETIDA (m)	3125	3125	3125	3125	3125	**15.625**
INSTAL. RECONECTADOR	2	2	2	2	2	**10**
INSTAL. SECCIONALIZADOR (2)	2	2	2	2	2	**10**
INSTAL. LLAVE SECC. B/CARGA (Unid)	22	12	12	12	12	**70**
INSTAL. DE DESCARGADORES (Unid)	2	2	2	2	2	**10**
PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION RESOLUCION N° P18942.***						
SUBTOTAL6 FIN	**150**	**194**	**170**	**170**	**147**	**831**
TOTAL FIN	**839**	**1.833**	**863**	**1.050**	**963**	**5.548**
OBS: FIN = MILES DE DOLARES						

*** Costos de acometidas incluidas en los de la red de BT aislada**

**** Expansión de áreas ya servidas electricamente (crecimiento vegetativo)**

(1) Incluye Trifasicación

(2) Incluye Seccionadores Fusibles y Cuchilla

***** Los valores físicos se encuentran en anexo.**

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA ANDE
RESUMEN FINANCIERO *

AÑO	2016			2017			2018			2019			2020			TOTAL DEL PERIODO		
MONEDA	MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA		
OBRAS	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
RED AISLADA	2.262	2.775	5.037	24.738	30.358	55.096	46.032	56.490	102.522	31.524	38.686	70.210	2.584	3.171	5.756	**107.141**	**131.480**	**238.621**
SUBTOTAL1 FIN	**2.262**	**2.775**	**5.037**	**24.738**	**30.358**	**55.096**	**46.032**	**56.490**	**102.522**	**31.524**	**38.686**	**70.210**	**2.584**	**3.171**	**5.756**	**107.141**	**131.480**	**238.621**
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL																		
M T	528	648	1.177	532	653	1.185	531	651	1.182	527	647	1.173	524	643	1.167	**2.642**	**3.242**	**5.884**
B T	381	468	849	384	471	855	383	470	854	380	467	847	379	465	843	**1.907**	**2.341**	**4.248**
M T (Km) - Aéreo Protegido	2.709	3.325	6.034	2.839	3.484	6.323	2.972	3.647	6.620	2.917	3.580	6.497	3.087	3.788	6.875	**14.525**	**17.824**	**32.349**
B T (Km) - Aéreo Preensamblado	2.058	2.525	4.583	2.172	2.665	4.838	2.289	2.809	5.098	2.243	2.753	4.996	2.394	2.938	5.332	**11.156**	**13.690**	**24.847**
TRANSFORMADORES	338	415	753	367	450	817	383	470	854	376	462	838	398	489	887	**1.862**	**2.285**	**4.148**
ACOMETIDAS	42	51	93	42	51	93	41	50	92	41	50	91	40	50	90	**206**	**253**	**459**
MEDIDORES	60	74	134	60	74	134	59	72	131	58	72	130	58	71	129	**295**	**362**	**657**
ALUMBRADO PUBLICO	107	131	238	107	132	239	107	131	238	106	130	237	105	129	235	**533**	**654**	**1.187**
SUBTOTAL 2 FIN	**6.223**	**7.637**	**13.860**	**6.503**	**7.980**	**14.484**	**6.765**	**8.302**	**15.067**	**6.649**	**8.160**	**14.809**	**6.986**	**8.573**	**15.558**	**33.127**	**40.652**	**73.779**
CRECIMIENTO VEGETATIVO **																		
MT	986	1.210	2196	1.044	1.281	2.325	1.130	1.387	2.517	1.128	1.384	2.512	1.228	1.508	2.736	**5.516**	**6.770**	**12.286**
B T	1.076	1.321	2397	1.136	1.394	2.531	1.217	1.494	2.711	1.217	1.493	2.710	1.323	1.624	2.947	**5.970**	**7.326**	**13.296**
M T (Km) - Aéreo Protegido	16.713	20.510	37223	17.796	21.839	39.635	20.592	25.270	45.862	20.151	24.729	44.881	21.762	26.706	48.467	**97.015**	**119.054**	**216.069**
B T (Km) - Aéreo Preensamblado	14.726	18.072	32798	15.664	19.222	34.887	18.115	22.231	40.346	17.730	21.757	39.487	19.137	23.484	42.621	**85.372**	**104.766**	**190.139**
TRANSFORMADORES	3.395	4.166	7560	3.703	4.544	8.248	4.111	5.045	9.156	4.059	4.981	9.040	4.450	5.461	9.911	**19.718**	**24.197**	**43.915**
ACOMETIDAS	137	168	305	137	168	305	137	168	305	133	163	296	135	166	301	**679**	**833**	**1.512**
MEDIDORES	292	358	649	291	357	649	292	358	649	283	347	630	287	352	640	**1.445**	**1.773**	**3.217**
ALUMBRADO PUBLICO	96	118	213	96	118	213	96	117	213	94	115	209	94	116	210	**475**	**583**	**1.059**
RED SUBTERRANEA MT	99	122	222	99	122	222	99	122	222	99	122	222	99	122	222	**497**	**610**	**1.108**
RED SUBTERRANEA BT	83	102	185	83	102	185	83	102	185	83	102	185	83	102	185	**415**	**510**	**925**
SUBTOTAL 4 FIN	**37.604**	**46.146**	**83.750**	**40.050**	**49.149**	**89.199**	**45.872**	**56.293**	**102.166**	**44.977**	**55.195**	**100.172**	**48.599**	**59.640**	**108.239**	**217.103**	**266.423**	**483.526**
PLAN DE ALIMENTADORES																		
RED AEREA	10.019	12.295	22.313	8.496	10.426	18.922	4.735	5.810	10.545	1.484	1.822	3.306	6.442	7.906	14.348	**31.176**	**38.258**	**69.435**
RED SUBTERRANEA	1.649	2.023	3.672	5.236	6.425	11.662	2.223	2.728	4.952	749	919	1.668	986	1.210	2.196	**10.843**	**13.306**	**24.149**
RED AISLADA	17.376	21.324	38.700	12.717	15.606	28.324	12.284	15.074	27.358	8.416	10.328	18.743	5.918	7.263	13.181	**56.712**	**69.595**	**126.306**
REGULADORES	201	247	448	96	117	213	43	52	95	32	39	71	491	602	1.093	**862**	**1.058**	**1.920**
SUBTOTAL 5 FIN	**29.245**	**35.888**	**65.133**	**26.545**	**32.576**	**59.121**	**19.284**	**23.665**	**42.950**	**10.681**	**13.108**	**23.789**	**13.837**	**16.980**	**30.817**	**99.593**	**122.217**	**221.810**
PLAN AUTOMAT. DISTR.	646	793	1.440	646	793	1.439	646	793	1.439	646	793	1.439	646	793	1.439	**3.231**	**3.965**	**7.197**
SUBTOTAL 6 FIN	**646**	**793**	**1.440**	**646**	**793**	**1.439**	**646**	**793**	**1.439**	**646**	**793**	**1.439**	**646**	**793**	**1.439**	**3.231**	**3.965**	**7.197**
OTRAS OBRAS																		
SUSTITUCION DE RED MT	428	525	953	515	631	1.146	476	585	1.061	469	576	1.045	431	529	960	**2.318**	**2.845**	**5.164**
CONSTRUC. RED AISLADA MT	161	198	360	161	198	360	161	198	360	161	198	360	161	198	360	**807**	**991**	**1.798**
CAMBIO POSTE PALMA/HºAº	305	374	678	305	374	678	305	374	678	305	374	678	305	374	678	**1.523**	**1.869**	**3.392**
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstrucción)	480	589	1.068	477	585	1.062	486	596	1.082	484	594	1.078	484	594	1.078	**2.411**	**2.958**	**5.369**
TRIFASICAR	9	11	20	9	11	20	9	11	20	9	11	20	9	11	20	**44**	**54**	**98**
DESPLAZAMIENTO RED MT	115	142	257	115	142	257	115	142	257	115	142	257	115	142	257	**577**	**708**	**1.284**
DESPLAZAMIENTO RED MT	200	246	447	232	285	517	232	285	517	200	246	447	200	246	447	**1.065**	**1.307**	**2.373**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	155	190	344	153	188	342	154	189	343	154	189	343	153	188	342	**769**	**944**	**1.714**
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29	13	16	29	**64**	**79**	**143**
CAMBIO DE ACOMETIDAS	12	14	26	12	14	26	12	14	26	12	14	26	12	14	26	**59**	**72**	**131**
INST. RECONECTADORES	162	198	360	162	198	360	162	198	360	162	198	360	162	198	360	**808**	**991**	**1.799**
INST. SECCIONALIZADOR	182	224	406	176	216	392	167	205	372	167	205	372	167	205	372	**860**	**1.055**	**1.914**
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	72	89	161	70	86	157	70	86	157	70	86	157	68	84	152	**352**	**432**	**784**
INSTAL. DESCARGADORES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	**3**	**4**	**7**
SUBTOTAL 7 FIN	**2.294**	**2.815**	**5.109**	**2.400**	**2.945**	**5.346**	**2.362**	**2.899**	**5.262**	**2.322**	**2.849**	**5.171**	**2.281**	**2.799**	**5.081**	**11.660**	**14.309**	**25.968**
TOTAL FIN	**78.273**	**96.055**	**174.328**	**100.883**	**123.801**	**224.685**	**120.963**	**148.442**	**269.405**	**96.801**	**118.791**	**215.591**	**74.934**	**91.956**	**166.890**	**471.854**	**579.046**	**1.050.900**
OBS:FIN= en miles de dólares																		

PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN	**19.339**	**26.476**	**45.815**
TOTAL GENERAL	**491.193**	**605.522**	**1.096.715**

El costo de las acometidas, del íten de Red Aislada Interior, está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

**** CRECIMIENTO VEGETATIVO : Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas**

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

ANDE - ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA ANDE
RESUMEN FINANCIERO *

AÑO	2021			2022			2023			2024			2025			TOTAL DEL PERIODO		
MONEDA	MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA		
OBRAS	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
RED AISLADA	1.823	2.237	4.061	23.203	28.474	51.677	23.203	28.474	51.677	23.181	28.447	51.629	1.802	2.211	4.013	**73.212**	**89.843**	**163.055**
SUBTOTAL1 FIN	**1.823**	**2.237**	**4.061**	**23.203**	**28.474**	**51.677**	**23.203**	**28.474**	**51.677**	**23.181**	**28.447**	**51.629**	**1.802**	**2.211**	**4.013**	73.212	89.843	163.055
ELECTRIFICACION CONVENCIONAL																		
M T	537	659	1.195	536	658	1.194	535	657	1.192	529	649	1.179	548	672	1.220	**2.685**	**3.295**	**5.981**
B T	391	480	871	391	480	872	391	480	871	387	474	861	401	492	892	**1.961**	**2.406**	**4.367**
MT (aérea protegida)	3.251	3.990	7.241	3.414	4.189	7.603	3.581	4.395	7.976	3.511	4.308	7.819	3.749	4.601	8.350	**17.506**	**21.482**	**38.988**
BT (aérea preensamblada)	2.540	3.117	5.657	2.684	3.293	5.977	2.831	3.474	6.305	2.773	3.402	6.175	2.971	3.646	6.617	**13.799**	**16.933**	**30.732**
TRANSFORMADORES	421	516	937	457	561	1.019	479	588	1.067	470	576	1.046	501	615	1.117	**2.328**	**2.857**	**5.186**
ACOMETIDAS	25	31	56	25	31	56	24	30	54	24	30	54	25	30	55	**124**	**152**	**276**
MEDIDORES	61	75	135	61	74	135	59	72	131	58	72	130	60	73	133	**298**	**366**	**664**
ALUMBRADO PUBLICO	115	141	255	114	140	254	113	139	252	112	137	250	115	141	256	**568**	**698**	**1.266**
SUBTOTAL 2 FIN	**7.341**	**9.008**	**16.349**	**7.682**	**9.427**	**17.109**	**8.014**	**9.835**	**17.849**	**7.863**	**9.650**	**17.513**	**8.369**	**10.271**	**18.640**	39.269	48.190	87.460
**CRECIMIENTO VEGETATIVO ** **																		
MT	1.108	1.360	2468	1.214	1.490	2.704	1.380	1.694	3.074	1.393	1.709	3.102	1.511	1.854	3.365	**6.606**	**8.106**	**14.712**
B T	1.200	1.472	2672	1.313	1.611	2.923	1.481	1.818	3.299	1.497	1.837	3.335	1.623	1.991	3.614	**7.113**	**8.729**	**15.843**
MT (aérea protegida)	23.393	28.707	52101	24.836	30.479	55.315	28.887	35.450	64.337	28.470	34.938	63.408	30.645	37.606	68.251	**136.231**	**167.179**	**303.411**
BT (aérea preensamblada)	20.573	25.246	45819	21.832	26.792	48.624	25.366	31.129	56.495	25.003	30.683	55.686	26.901	33.012	59.913	**119.675**	**146.862**	**266.537**
TRANSFORMADORES	4.598	5.642	10240	5.090	6.247	11.337	5.841	7.168	13.008	5.850	7.179	13.028	6.326	7.763	14.088	**27.704**	**33.998**	**61.701**
ACOMETIDAS	121	148	269	121	149	270	123	151	273	120	148	268	122	150	272	**607**	**745**	**1.353**
MEDIDORES	257	316	573	258	317	575	261	320	582	256	314	570	259	318	578	**1.292**	**1.586**	**2.878**
ALUMBRADO PUBLICO	91	112	202	91	112	203	91	112	203	90	110	200	91	111	202	**454**	**557**	**1.010**
RED SUBTERRANEA MT	74	90	164	74	90	164	74	90	164	74	90	164	74	90	164	**368**	**452**	**820**
RED SUBTERRANEA BT	70	86	156	70	86	156	70	86	156	70	86	156	70	86	156	**349**	**428**	**778**
SUBTOTAL 4 FIN	**51.484**	**63.180**	**114.664**	**54.899**	**67.371**	**122.270**	**63.574**	**78.017**	**141.591**	**62.823**	**77.094**	**139.917**	**67.620**	**82.981**	**150.601**	300.400	368.642	669.043
PLAN DE ALIMENTADORES																		
RED AEREA	2.094	2.570	4.664	1.275	1.565	2.840	830	1.019	1.849	1.379	1.692	3.071	882	1.083	1.965	**6.461**	**7.928**	**14.389**
RED SUBTERRANEA	1.499	1.839	3.338	758	930	1.689	817	1.003	1.820	577	708	1.285	117	144	261	**3.768**	**4.625**	**8.393**
RED AISLADA	6.885	8.449	15.335	3.592	4.408	8.000	6.029	7.398	13.427	5.083	6.237	11.320	2.926	3.591	6.516	**24.514**	**30.083**	**54.598**
REGULADORES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	138	170	308	**138**	**170**	**308**
BANCO DE CAPACITORES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	**0**	**0**
SUBTOTAL 5 FIN	**10.478**	**12.859**	**23.337**	**5.625**	**6.903**	**12.529**	**7.676**	**9.420**	**17.096**	**7.038**	**8.637**	**15.676**	**4.064**	**4.987**	**9.050**	34.882	42.806	77.688
PLAN AUTOMAT. DISTR.	400	491	891	400	491	891	400	491	891	400	491	891	400	491	891	**2.000**	**2.455**	**4.455**
SUBTOTAL 6 FIN	**400**	**491**	**891**	**400**	**491**	**891**	**400**	**491**	**891**	**400**	**491**	**891**	**400**	**491**	**891**	2.000	2.455	4.455
OTRAS OBRAS																		
SUSTITUCION DE RED MT	410	503	913	518	635	1.153	469	576	1.045	469	576	1.045	420	516	936	**2.286**	**2.805**	**5.091**
SUSTITUCION CON RED AISLADA MT (km)	46	57	103	46	57	103	46	57	103	46	57	103	46	57	103	**231**	**283**	**514**
CAMBIO POSTE PALMA/HºAº	334	410	744	334	410	744	334	410	744	334	410	744	334	410	744	**1.670**	**2.049**	**3.718**
CAMBIO POSTES MT (en líneas de autoconstrucción)	457	561	1.018	448	550	998	458	563	1.021	458	563	1.021	458	563	1.021	**2.281**	**2.799**	**5.079**
TRIFASICAR	9	11	20	9	11	20	9	11	20	9	11	20	9	11	20	**44**	**54**	**98**
DESPLAZAMIENTO RED MT	182	223	405	232	285	517	232	285	517	182	223	405	182	223	405	**1.009**	**1.239**	**2.248**
DESPLAZAMIENTO RED MT CON PROTEGIDA	14	17	31	14	17	31	14	17	31	14	17	31	14	17	31	**69**	**85**	**154**
INSTALACION ALUMBR. PUBL.	105	129	234	105	128	233	105	129	234	105	129	234	105	128	233	**524**	**643**	**1.168**
SUSTITUCION DE ALUMBRADO PUB(Hg por Na)	5	6	12	5	6	12	5	6	12	5	6	12	5	6	12	**26**	**32**	**58**
CAMBIO DE ACOMETIDAS	10	12	23	10	12	23	10	12	23	10	12	23	10	12	23	**51**	**62**	**113**
INST. RECONECTADORES	148	182	330	148	182	330	148	182	330	148	182	330	148	182	330	**740**	**908**	**1.649**
INST. SECCIONALIZADOR	156	192	348	162	199	362	153	188	342	153	188	342	153	188	342	**778**	**955**	**1.734**
INST. SECC. TRIPOLAR B/ CARGA	78	96	173	74	91	166	74	91	166	74	91	166	72	89	161	**374**	**459**	**832**
INSTAL. DESCARGADORES	0,43	0,53	0,96	0,43	0,53	0,96	0,43	0,53	0,96	0,43	0,53	0,96	0,43	0,53	0,96	**2,16**	**2,64**	**5**
SUBTOTAL 7 FIN	**1.954**	**2.398**	**4.353**	**2.105**	**2.584**	**4.689**	**2.059**	**2.526**	**4.585**	**2.009**	**2.465**	**4.474**	**1.957**	**2.402**	**4.359**	10.084	12.375	22.460
TOTAL FIN	**73.481**	**90.174**	**163.655**	**93.915**	**115.250**	**209.164**	**104.926**	**128.762**	**233.688**	**103.314**	**126.785**	**230.099**	**84.212**	**103.342**	**187.554**	459.848	564.312	1.024.160
OBS:FIN= en miles de dólares																		

PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN	**6.501**	**8.900**	**15.401**
TOTAL GENERAL	**466.349**	**573.213**	**1.039.562**

El costo de las acometidas, del íten de Red Aislada Interior, está incluído en el de las redes de BT preensambladas y subterráneas.

**** CRECIMIENTO VEGETATIVO : Corresponde a electrificación urbana de áreas eléctricamente ya servidas**

ANEXO 3.3

RESUMEN FISICO Y FINANCIERO DE PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN, INVERSIÓN PARA MEJORAR OBRAS REALIZADAS POR AUTOAYUDA

Corto Plazo

SISTEMAS METROPOLITANO - CENTRAL - SUR - ESTE - NORTE - OESTE - ESCENARIO DE MERCADO MÉDIO
RESUMEN FISICO

INVERSIÓN AUTOAYUDA MT Y BT	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL PERIODO
OBRAS MT						
Cambio de Conductor M T, 35 mm2 (km)	628	964	1.001	1.038	1.038	4.669
Trifasicación MT cond. 35 mm2 (km)	25	39	40	42	42	187
Sust, de Postes MT de Madera por Hº Aº/-12/200	7.619	11.694	12.147	12.600	12.600	56.661
Sust, de Postes MT de Madera por Hº Aº-12/300	969	1.487	1.545	1.603	1.603	7.207
Sustitución de Estructuras Monofásico	4.190	6.431	6.680	6.929	6.929	31.160
Sustitución de Estructuras Trifasico	138	212	220	229	229	1.028
Cambio de Seccionador Fusible M T. Monof.	87	133	138	144	144	646
Cambio de Seccionador Línea M T. Monof.	1	1	1	1	1	5
Instalación de descargador una fase	4	7	7	7	7	32
OBRAS BT						
Cambio de Conductor Red de BT 35 mm2 (km)	180	276	286	297	297	1.336
Sust, de Postes BT de Madera por Palma	8.059	12.370	12.850	13.329	13.329	59.937
Sust, de Postes BT de Madera por Hº Aº-9/150	6.908	10.603	11.014	11.425	11.425	51.375
Sust. de Estruc. Monof. de madera por Palma	8.059	12.370	12.850	13.329	13.329	59.937
Sust. de Estruc. Monof. de madera por Hº Aº-9/150	6.908	10.603	11.014	11.425	11.425	51.375
Seccionador Fusible Monof. de BT	200	306	318	330	330	1.484
Puesta a Tierra BT	1.796	2.757	2.864	2.970	2.970	13.357
Prensa para Acometida	46.054	70.687	73.426	76.166	76.166	342.500
Prensa 70/35	1.197	1.838	1.909	1.980	1.980	8.905
Cable Aisl. Cu - 70 mm2 (m)	599	919	955	990	990	4.452

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN, INVERSIÓN EN AUTOAYUDA EN AREAS YA ELECTRIFICADAS

SISTEMAS METROPOLITANO - CENTRAL - SUR - ESTE - NORTE - OESTE - ESCENARIO DE MERCADO MÉDIO
RESUMEN FISICO

AÑOS		2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL PERIODO
O B R A S							
Líneas Aéreas de Media Tensión	Longitud (km)	46	73	76	79	79	353
Líneas Aéreas de Baja Tensión	Longitud (km)	91	142	148	153	153	688
Aumento de la capacidad instalada en TRANSFORMADORES	KVA	12010	18805	19534	20263	20263	90874
NUEVAS ACOMETIDAS	m	7879	11598	12047	12497	12497	56518
NUEVOS MEDIDORES	N°	7879	11598	12047	12497	12497	56518
NUEVOS ALUMBRADOS PUBLICOS	N°	452	672	698	724	724	3271
RED SUBTERRANEA de Media Tensión	Longitud (km)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4
RED SUBTERRANEA de Baja Tensión	Longitud (km)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4

PROGRAMA DE RECUPERACION DE OBRAS DE DISTRIBUCION

Medio Plazo

SISTEMAS METROPOLITANO - CENTRAL - SUR - ESTE - NORTE - OESTE - ESCENARIO DE MERCADO MÉDIO
RESUMEN FISICO

INVERSIÓN AUTOAYUDA MT Y BT	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL PERIODO
OBRAS MT						
Cambio de Conductor M T, 35 mm2 (km)	628	314	314	157	157	1.570
Trifasicación MT cond. 35 mm2 (km)	25	13	13	6	6	63
Sust. de Postes MT de Madera por Hº Aº/-12/200	7.619	3.809	3.809	1.905	1.905	19.047
Sust. de Postes MT de Madera por Hº Aº-12/300	969	485	485	242	242	2.423
Sustitución de Estructuras Monofásico	4.190	2.095	2.095	1.047	1.047	10.475
Sustitución de Estructuras Trifasico	138	69	69	35	35	346
Cambio de Seccionador Fusible M T. Monof.	87	43	43	22	22	217
Cambio de Seccionador Línea M T. Monof.	1	0,36	0,36	0,18	0,18	2
Instalación de descargador una fase	4	2	2	1	1	11
OBRAS BT						
Cambio de Conductor Red de BT 35 mm2 (km)	180	90	90	45	45	449
Sust. de Postes BT de Madera por Palma	8.059	4.030	4.030	2.015	2.015	20.149
Sust. de Postes BT de Madera por Hº Aº-9/150	6.908	3.454	3.454	1.727	1.727	17.270
Sust. de Estruc. Monof. de madera por Palma	8.059	4.030	4.030	2.015	2.015	20.149
Sust. de Estruc. Monof. de madera por Hº Aº-9/150	6.908	3.454	3.454	1.727	1.727	17.270
Seccionador Fusible Monof. de BT	200	100	100	50	50	499
Puesta a Tierra BT	1.796	898	898	449	449	4.490
Prensa para Acometida	46.054	23.027	23.027	11.514	11.514	115.136
Prensa 70/35	1.197	599	599	299	299	2.994
Cable Aisl. Cu - 70 mm2 (m)	599	299	299	150	150	1.497

PLAN MAESTRO DE DISTRIBUCION, INVERSIÓN EN AUTOAYUDA EN AREAS YA ELECTRIFICADAS
SISTEMAS METROPOLITANO - CENTRAL - SUR - ESTE - NORTE - OESTE - ESCENARIO DE MERCADO MÉDIO
RESUMEN FISICO

AÑOS		2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL PERIODO
O B R A S							
Líneas Aéreas de Media Tensión	Longitud (km)	46	24	24	12	12	118
Líneas Aéreas de Baja Tensión	Longitud (km)	91	46	46	23	23	230
Aumento de la capacidad instalada en TRANSFORMADORES	kVA	12.010	6.126	6.126	3.063	3.063	30.388
NUEVAS ACOMETIDAS	m	7.879	3.778	3.778	1.889	1.889	19.214
NUEVOS MEDIDORES	N°	7.879	3.778	3.778	1.889	1.889	19.214
NUEVOS ALUMBRADOS PUBLICOS	N°	452	219	219	109	109	1.109
RED SUBTERRANEA de Media Tensión	Longitud (km)	0,05	0,03	0,03	0,01	0,01	0,13
RED SUBTERRANEA de Baja Tensión	Longitud (km)	0,05	0,03	0,03	0,01	0,01	0,13

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN, INVERSIÓN PARA MEJORAR OBRAS REALIZADAS POR AUTOAYUDA

ANDE - ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION , INVERSIÓN EN AUTOAYUDA
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA ANDE
RESUMEN FINANCIERO *
TOTAL PERIODO

AÑO	2016			2017			2018			2019			2020			TOTAL DEL PERIODO		
MONEDA	MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA		
OBRAS MT	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Cambio de Conductor M T, 35 mm2 (Km)	712	874	1.587	1.093	1.342	2.435	1.136	1.394	2.529	1.178	1.446	2.624	1.178	1.446	2.624	5.298	6.501	11.799
Trifasicación MT clnd. 35 mm^2 (Km)	31	38	69	48	59	107	50	61	111	52	63	115	52	63	115	232	285	517
Sust, de Postes MT de Madera por Hº Aº/-12/200	469	575	1.044	719	883	1.602	747	917	1.664	775	951	1.726	775	951	1.726	3.485	4.277	7.762
Sust, de Postes MT de Madera por Hº Aº-12/300	68	84	152	105	129	234	109	134	243	113	139	252	113	139	252	508	623	1.132
Sustitución de Estructuras Monofásico	35	42	77	53	65	118	55	68	123	57	70	127	57	70	127	257	315	572
Sustitución de Estructuras Trifasico	3	4	7	5	6	11	5	6	11	5	6	12	5	6	12	24	29	53
Cambio de Seccionador Fusible M T. Monof.	2	3	5	4	4	8	4	4	8	4	5	8	4	5	8	17	21	38
Cambio de Seccionador Línea M T. Monof.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Instalación de descargador una fase	16	19	35	24	30	54	25	31	56	26	32	58	26	32	58	118	145	262
Costo Material + MO	1.336	1.640	2.976	2.051	2.517	4.568	2.131	2.615	4.745	2.210	2.712	4.922	2.210	2.712	4.922	9.938	12.196	22.135
Costo Material	650	1.640	2.289	997	2.517	3.514	1.036	2.615	3.650	1.074	2.712	3.786	1.074	2.712	3.786	4.830	12.196	17.027
Costo Mano de Obra	687		687	1.054		1.054	1.095		1.095	1.136		1.136	1.136		1.136	5.108		5.108
Costo Administrativo	458		458	703		703	730		730	757		757	757		757	3.405		3.405
TOTAL PARCIAL - MT	**1.794**	**1.640**	**3.434**	**2.754**	**2.517**	**5.271**	**2.861**	**2.615**	**5.475**	**2.967**	**2.712**	**5.680**	**2.967**	**2.712**	**5.680**	**13.344**	**12.196**	**25.540**
OBRAS BT	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Cambio de Conductor Red de BT 35 mm2 (Km)		126	126		193	193		200	200		208	208		208	208		935	935
Sust, de Postes BT de Madera por Palma	61		61	94		94	98		98	102		102	102		102	457		457
Sust, de Postes BT de Madera por Hº Aº-9/150	485		485	745		745	774		774	803		803	803		803	3.610		3.610
Sust. de Estruc. Monof. de madera por Palma		34	34		52	52		54	54		56	56		56	56		250	250
Sust. de Estruc. Monof. de madera por Hº Aº-9/150		29	29		44	44		46	46		48	48		48	48		214	214
Seccionador Fusible Monof. de BT		17	17		26	26		27	27		28	28		28	28		127	127
Puesta a Tierra BT		24	24		37	37		39	39		40	40		40	40		180	180
Prensa para Acometida		9	9		14	14		15	15		15	15		15	15		68	68
Prensa 70/35		1	1		2	2		2	2		2	2		2	2		9	9,0
Cable Aisl. Cu - 70 mm2 (m)		2	2		4	4		4	4		4	4		4	4		18	17,7
Costo Material	547	242	789	839	372	1.211	872	386	1.258	905	401	1.305	905	401	1.305	4.068	1.801	5.869
Costo Mano de Obra	237		237	363		363	377		377	392		392	392		392	1.761		1.761
Costo Administrativo	158		158	242		242	252		252	261		261	261		261	1.174		1.174
TOTAL PARCIAL - BT	**942**	**242**	**1.184**	**1.445**	**372**	**1.817**	**1.501**	**386**	**1.887**	**1.557**	**401**	**1.958**	**1.557**	**401**	**1.958**	**7.002**	**1.801**	**8.803**
Costo Total Material + MO	**2.120**	**1.882**	**4.002**	**3.254**	**2.889**	**6.143**	**3.380**	**3.001**	**6.381**	**3.506**	**3.113**	**6.619**	**3.506**	**3.113**	**6.619**	**15.767**	**13.997**	**29.764**
Costo Total Material	**1.196**	**1.882**	**3.079**	**1.836**	**2.889**	**4.725**	**1.908**	**3.001**	**4.908**	**1.979**	**3.113**	**5.092**	**1.979**	**3.113**	**5.092**	**8.898**	**13.997**	**22.895**
Costo Total Mano de Obra	**924**		**924**	**1.418**		**1.418**	**1.473**		**1.473**	**1.527**		**1.527**	**1.527**		**1.527**	**6.869**		**6.869**
Costo Total Administrativo	**616**		**616**	**945**		**945**	**982**		**982**	**1.018**		**1.018**	**1.018**		**1.018**	**4.579**		**4.579**
TOTAL FIN ANDE MT Y BT	**2.736**	**1.882**	**4.618**	**4.199**	**2.889**	**7.088**	**4.362**	**3.001**	**7.363**	**4.525**	**3.113**	**7.637**	**4.525**	**3.113**	**7.637**	**20.346**	**13.997**	**34.343**

OBS:FIN= en miles de dólares

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

PROGRAMA DE RECUPERACIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN, INVERSIÓN EN AUTOAYUDA EN AREAS YA ELECTRIFICADAS

ANDE - ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION , INVERSIÓN EN AUTOAYUDA EN AREAS YA ELECTRIFICADAS
PLANIFICACION CORTO PLAZO 2016/2020
SISTEMA ANDE
RESUMEN FINANCIERO *

AÑOS		2016			2017			2018			2019			2020			TOTAL DEL PERIODO		
MONEDA		MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA		
O B R A S		LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Líneas Aéreas de Media Tensión	Longitud (km)	100	123	222	158	194	351	164	201	365	170	209	379	170	209	379	761	934	1.696
Líneas Aéreas de Baja Tensión	Longitud (km)	132	162	294	206	252	458	213	262	475	221	272	493	221	272	493	994	1.219	2.213
Aumento de la capacidad instalada en TRANSFORMADORE	KVA	3,57	353	357	5,59	553	559	5,80	574	580	6,02	596	602	6,02	596	602	27	2.672	2.699
NUEVAS ACOMETIDAS	m		130	130		191	191		198	198		206	206		206	206		931	931
NUEVOS MEDIDORES	N°		276	276		406	406		421	421		437	437		437	437		1.977	1.977
NUEVOS ALUMBRADOS PUBLICOS	N°	3	49	52	4	73	77	4	76	80	4	79	83	4	79	83	19	356	375
RED SUBTERRANEA de Media Tensión	Longitud (km)	2	2	4	3	3	6	3	4	7	3	4	7	3	4	7	14	17	30
RED SUBTERRANEA de Baja Tensión	Longitud (km)	1	2	3	2	2	4	2	2	4	2	3	5	2	3	5	9	11	21
Costo de Materiales + Mano de Obra		**241**	**1096**	**1337**	**377**	**1675**	**2052**	**392**	**1739**	**2131**	**407**	**1804**	**2211**	**407**	**1804**	**2211**	**1824**	**8119**	**9942**
Costos de materiales		**117**	**1.096**	**1.213**	**183**	**1.675**	**1.858**	**191**	**1.739**	**1.930**	**198**	**1.804**	**2.002**	**198**	**1.804**	**2.002**	**886**	**8119**	**9005**
Costo de Mano de Obra		**124**		**124**	**194**		**194**	**202**		**202**	**209**		**209**	**209**		**209**	**937**		**937**
Costos de Ingeniería y Administrativos		**206**		**206**	**316**		**316**	**328**		**328**	**340**		**340**	**340**		**340**	**1530**		**1530**
COSTO TOTAL		**447**	**1.096**	**1.543**	**693**	**1.675**	**2.368**	**720**	**1.739**	**2.459**	**747**	**1.804**	**2.551**	**747**	**1.804**	**2.551**	**3.353**	**8.119**	**11.472**

OBS:FIN= en miles de dólares

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

ANDE - ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION , INVERSIÓN EN AUTOAYUDA
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2020/2025
SISTEMA ANDE

RESUMEN FINANCIERO *
TOTAL PERIODO

AÑO	2021			2022			2023			2024			2025			TOTAL DEL PERIODO		
MONEDA	MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA		
OBRAS MT	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Cambio de Conductor M T, 35 mm2 (Km)	712	874	1.587	356	437	793	356	437	793	178	219	397	178	219	397	1.781	2.185	3.966
Trifasicación MT clnd. 35 mm^2 (Km)	31	38	69	16	19	35	16	19	35	8	10	17	8	10	17	78	96	174
Sust, de Postes MT de Madera por Hº Aº/-12/200	469	575	1.044	234	288	522	234	288	522	117	144	261	117	144	261	1.172	1.438	2.609
Sust, de Postes MT de Madera por Hº Aº-12/300	68	84	152	34	42	76	34	42	76	17	21	38	17	21	38	171	210	380
Sustitución de Estructuras Monofásico	35	42	77	17	21	38	17	21	38	9	11	19	9	11	19	86	106	192
Sustitución de Estructuras Trifasico	3	4	7	2	2	4	2	2	4	1	1	2	1	1	2	8	10	18
Cambio de Seccionador Fusible M T. Monof.	2	3	5	1	1	3	1	1	3	1	1	1	1	1	1	6	7	13
Cambio de Seccionador Línea M T. Monof.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Instalación de descargador una fase	16	19	35	8	10	18	8	10	18	4	5	9	4	5	9	40	49	88
Costo Material + MO	1.336	1.640	2.976	668	820	1.488	668	820	1.488	334	410	744	334	410	744	3.341	4.100	7.441
Costo Material	650	1.640	2.289	325	820	1.145	325	820	1.145	162	410	572	162	410	572	1.624	4.100	5.724
Costo Mano de Obra	687		687	343		343	343		343	172		172	172		172	1.717		1.717
Costo Administrativo	458		458	229		229	229		229	114		114	114		114	1.145		1.145
TOTAL PARCIAL - MT	**1.794**	**1.640**	**3.434**	**897**	**820**	**1.717**	**897**	**820**	**1.717**	**449**	**410**	**859**	**449**	**410**	**859**	**4.486**	**4.100**	**8.586**
OBRAS BT	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Cambio de Conductor Red de BT 35 mm2 (Km)		126	126		63	63		63	63		31	31		31	31		314	314
Sust, de Postes BT de Madera por Palma	61		61	31		31	31		31	15		15	15		15	154		154
Sust, de Postes BT de Madera por Hº Aº-9/150	485		485	243		243	243		243	121		121	121		121	1.214		1.214
Sust. de Estruc. Monof. de madera por Palma		34	34		17	17		17	17		8	8		8	8		84	84
Sust. de Estruc. Monof. de madera por Hº Aº-9/150		29	29		14	14		14	14		7	7		7	7		72	72
Seccionador Fusible Monof. de BT		17	17		9	9		9	9		4	4		4	4		43	43
Puesta a Tierra BT		24	24		12	12		12	12		6	6		6	6		61	61
Prensa para Acometida		9	9		5	5		5	5		2	2		2	2		23	23
Prensa 70/35		1	1		1	1		1	1		0	0		0	0		3	3,0
Cable Aisl. Cu - 70 mm2 (m)		2	2		1	1		1	1		1	1		1	1		6	6,0
Costo Material	547	242	789	273	121	395	273	121	395	137	61	197	137	61	197	1.367	606	1.973
Costo Mano de Obra	237		237	118		118	118		118	59		59	59		59	592		592
Costo Administrativo	158		158	79		79	79		79	39		39	39		39	395		395
TOTAL PARCIAL - BT	**942**	**242**	**1.184**	**471**	**121**	**592**	**471**	**121**	**592**	**235**	**61**	**296**	**235**	**61**	**296**	**2.354**	**606**	**2.959**
Costo Total Material + MO	**2.120**	**1.882**	**4.002**	**1.060**	**941**	**2.001**	**1.060**	**941**	**2.001**	**530**	**471**	**1.001**	**530**	**471**	**1.001**	**5.300**	**4.705**	**10.006**
Costo Total Material	**1.196**	**1.882**	**3.079**	**598**	**941**	**1.539**	**598**	**941**	**1.539**	**299**	**471**	**770**	**299**	**471**	**770**	**2.991**	**4.705**	**7.697**
Costo Total Mano de Obra	**924**		**924**	**462**		**462**	**462**		**462**	**231**		**231**	**231**		**231**	**2.309**		**2.309**
Costo Total Administrativo	**616**		**616**	**308**		**308**	**308**		**308**	**154**		**154**	**154**		**154**	**1.539**		**1.539**
TOTAL FIN ANDE MT Y BT	**2.736**	**1.882**	**4.618**	**1.368**	**941**	**2.309**	**1.368**	**941**	**2.309**	**684**	**471**	**1.154**	**684**	**471**	**1.154**	**6.839**	**4.705**	**11.545**

OBS:FIN= en miles de dólares

ANDE

Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

ANDE - ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE DISTRIBUCION , INVERSIÓN EN AUTOAYUDA EN AREAS YA ELECTRIFICADAS
PLANIFICACION MEDIO PLAZO 2021/2025
SISTEMA ANDE
RESUMEN FINANCIERO *

AÑOS		2021			2022			2023			2024			2025			TOTAL DEL PERIODO		
MONEDA		MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA			MONEDA		
O B R A S		LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA	LOCAL	EXTRANJERA	SUMA POR ITEM
Líneas Aéreas de Media Tensión	Longitud (km)	100	123	222	51	63	114	51	63	114	26	32	57	26	32	57	254	312	566
Líneas Aéreas de Baja Tensión	Longitud (km)	132	162	294	67	82	149	67	82	149	33	41	75	33	41	75	333	408	741
Aumento de la capacidad instalada en TRANSFORMADORE	KVA	3,57	353	357	1,82	180	182	1,82	180	182	0,91	90	91	0,91	90	91	9	894	903
NUEVAS ACOMETIDAS	m		130	130		62	62		62	62		31	31		31	31	0	316	316
NUEVOS MEDIDORES	N°		276	276		132	132		132	132		66	66		66	66	0	672	672
NUEVOS ALUMBRADOS PUBLICOS	N°	3	49	52	1	24	25	1	24	25	1	12	13	1	12	13	6	121	127
RED SUBTERRANEA de Media Tensión	Longitud (km)	2	2	4	1	1	2	1	1	2	0	1	1	0	1	1	5	6	10
RED SUBTERRANEA de Baja Tensión	Longitud (km)	1	2	3	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0	1	3	4	7
Costo de Materiales + Mano de Obra		**241**	**1096**	**1337**	**123**	**545**	**668**	**123**	**545**	**668**	**61**	**273**	**334**	**61**	**273**	**334**	**610**	**2732**	**3342**
Costos de materiales		**117**	**1.096**	**1.213**	**60**	**545**	**605**	**60**	**545**	**605**	**30**	**273**	**303**	**30**	**273**	**303**	**296**	**2732**	**3029**
Costo de Mano de Obra		**124**	**0**	**124**	**63**	**0**	**63**	**63**	**0**	**63**	**32**	**0**	**32**	**32**	**0**	**32**	**313**	**0**	**313**
Costos de Ingeniería y Administrativos		**206**	**0**	**206**	**103**	**0**	**103**	**103**	**0**	**103**	**51**	**0**	**51**	**51**	**0**	**51**	**514**	**0**	**514**
COSTO TOTAL		**447**	**1.096**	**1.543**	**226**	**545**	**771**	**226**	**545**	**771**	**113**	**273**	**386**	**113**	**273**	**386**	**1.124**	**2.732**	**3.856**

OBS:FIN= en miles de dólares

RESUMEN DE INVERSIONES DE CORTO PLAZO

Inversiones del Plan Maestro de Distribución en Miles de US$							
	Plan de obras		P.R.O.D.		Plan de Obras + P.R.O.D.		
	MONEDA		MONEDA		MONEDA		
AÑOS	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	Suma
2016	78.273	96.055	3.183	2.978	81.456	99.033	180.489
2017	100.884	123.801	4.893	4.563	105.776	128.364	234.140
2018	120.963	148.442	5.082	4.740	126.045	153.182	279.227
2019	96.800	118.791	5.272	4.917	102.072	123.708	225.780
2020	74.934	91.956	5.271	4.918	80.206	96.873	177.079
TOTAL	471.854	579.045	23.700	22.116	495.555	601.160	1.096.715

RESUMEN DE INVERSIONES DE MEDIO PLAZO

Inversiones del Plan Maestro de Distribución en Miles de US$							
AÑOS	Plan de obras		P.R.O.D.		Plan de Obras + P.R.O.D.		Suma
	MONEDA		MONEDA		MONEDA		
	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	LOCAL	EXTRANJERA	
2021	73.481	90.174	3.182	2.978	76.663	93.152	169.815
2022	93.915	115.250	1.594	1.487	95.509	116.737	212.245
2023	104.926	128.762	1.594	1.487	106.520	130.249	236.769
2024	103.314	126.785	797	743	104.111	127.528	231.639
2025	84.212	103.342	797	743	85.009	104.085	189.094
TOTAL	459.848	564.312	7.964	7.438	467.812	571.750	1.039.562

ANEXO 3.4

OBRAS DE DISTRIBUCION

CORTO PLAZO

OBRAS POR SISTEMAS

PERIODO 2016 - 2020

SISTEMA METROPOLITANO (SME)

Dptos. Central, Cordillera, Paraguarí y Sur de Pte. Hayes

DISTRIBUCION

OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2016	2017	2018	2019	2020
SME.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	101	108	114	112	121
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	202	215	229	224	241
	Instalación de Transformadores:	kVA	22.387	23.691	24.926	24.414	26.144
	Instalación de Acometidas:	m	20.438	20.489	18.758	18.674	18.526
	Colocación de Medidores:	unidades	1.022	1.024	938	934	926
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	627	629	628	625	621
SME.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	964	1.070	1.193	991	1.074
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	1.487	1.582	1.856	1.816	1.954
	Instalación de Transformadores:	kVA	164.693	174.541	202.510	198.398	212.397
	Instalación de Acometidas:	m	150.044	150.501	152.030	151.363	150.168
	Colocación de Medidores:	unidades	7.658	7.765	7.850	7.826	7.766
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	1.016	1.023	1.022	1.018	1.010
SME.MC (Mejora de confiabilidad)	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	926	2.288	1.384	40	40
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	737	1.828	1.105	60	60
	Cambio de postes:	unidades	2.160	2.352	2.373	2.395	2.395
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	605	605	605	605	605
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	15.400	15.400	15.400	15.400	15.400
	Sustitución de Estructuras MT y BT:	unidades	335	515	535	555	555
	Prensa para BT para Acometidas y de Línea:	unidades	643	988	1.026	1.064	1.064
	Puesta a tierra BT	unidades	24	38	39	40	40
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	70	74	74	75	75

OBRAS POR SISTEMAS

PERIODO 2016 - 2020

SISTEMA ESTE (SES)

Dptos. de Alto Paraná y Canindeyú

DISTRIBUCION

OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2016	2017	2018	2019	2020
SES.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	52	52	51	51	51
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	39	39	38	38	38
	Instalación de Transformadores:	kVA	518	517	513	511	506
	Instalación de Acometidas:	m	16.184	16.148	16.025	15.968	15.823
	Colocación de Medidores:	unidades	647	646	641	639	633
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	453	452	449	447	443
SES.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	510	385	362	446	490
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	335	361	370	359	409
	Instalación de Transformadores:	kVA	49.282	53.862	55.435	53.455	62.184
	Instalación de Acometidas:	m	229.366	229.222	473.434	473.001	472.420
	Colocación de Medidores:	unidades	2.589	2.584	2.572	2.555	2.532
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	121	121	121	120	119
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	15	15	15	15	15
SES.MC (Mejora de	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	36	36	36	36	36
	Cambio de postes:	unidades	2.274	2.274	2.274	2.274	2.274
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	379	379	379	379	379
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	108.000	108.000	108.000	108.000	108.000
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	11	10	10	10	10

OBRAS POR SISTEMAS

PERIODO 2016 - 2020

SISTEMA CENTRAL (SCE)

Dptos. de San Pedro, Guairá, Caaguazú y Caazapá

DISTRIBUCION

OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2016	2017	2018	2019	2020
SCE.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	112	111	111	110	109
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	84	84	83	83	82
	Instalación de Transformadores:	kVA	1.116	1.114	1.109	1.101	1.091
	Instalación de Acometidas:	m	34.888	34.808	34.651	34.417	34.104
	Colocación de Medidores:	unidades	1.396	1.392	1.386	1.377	1.364
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	977	975	970	964	955
SCE.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	268	212	123	116	149
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	202	219	223	217	248
	Instalación de Transformadores:	kVA	29.738	32.615	33.270	32.390	37.620
	Instalación de Acometidas:	m	99.157	98.967	98.546	97.894	97.008
	Colocación de Medidores:	unidades	3.966	3.959	3.942	3.916	3.880
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	366	365	364	361	358
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	0
SCE.MC (Mejora de	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	65	65	65	65	65
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	7	7	7	7	7
	Cambio de postes:	unidades	3.300	3.300	3.012	3.300	3.300
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	600	600	600	600	600
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	13.121	13.121	13.121	13.121	13.121
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	33	20	20	20	20

OBRAS POR SISTEMAS

PERIODO 2016 - 2020

SISTEMA SUR (SSU)

Dptos. de Itapúa, Misiones y Ñeembucú

DISTRIBUCION

OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2016	2017	2018	2019	2020
SSU.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	76	76	76	75	75
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	57	57	57	56	56
	Instalación de Transformadores:	kVA	764	762	759	753	746
	Instalación de Acometidas:	m	23.883	23.818	23.705	23.540	23.325
	Colocación de Medidores:	unidades	955	953	948	942	933
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	669	667	664	659	653
SSU.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	248	67	101	60	106
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	121	130	133	127	144
	Instalación de Transformadores:	kVA	17.336	18.905	19.373	18.464	21.415
	Instalación de Acometidas:	m	55.726	55.576	55.311	54.928	54.425
	Colocación de Medidores:	unidades	2.229	2.223	2.212	2.197	2.177
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	251	250	249	247	245
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	0
SSU.MC (Mejora de	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	52	52	52	52	52
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	7	7	7	7	7
	Cambio de postes:	unidades	2.640	2.640	2.640	2.640	2.640
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	480	480	480	480	480
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	10.471	10.471	10.471	10.471	10.471
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	22	11	11	11	11

OBRAS POR SISTEMAS

PERIODO 2016 - 2020

SISTEMA NORTE (SNO)

Dptos. de Amambay, Concepión, Boqueron y Alto Paraguay

DISTRIBUCION

OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2016	2017	2018	2019	2020
SNO.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	684	697	433	193	562
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	49	51	51	45	45
	Instalación de Transformadores:	kVA	474	501	499	496	492
	Instalación de Acometidas:	m	2.721	2.717	2.698	2.242	2.646
	Colocación de Medidores:	unidades	582	612	609	606	600
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	528	536	533	530	524
SNO.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	49	45	48	63	57
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	98	91	98	127	115
	Instalación de Transformadores:	kVA	15.391	14.186	15.284	19.133	18.393
	Instalación de Acometidas:	m	2.330	2.312	2.295	1.842	2.249
	Colocación de Medidores:	unidades	2.330	2.312	2.295	1.842	2.249
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	109	108	108	86	105
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	7	9	4	3	22
SNO.MC (Mejora de	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	72	127	107	93	73
	Cambio de postes:	unidades	505	505	505	495	495
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	200	180	190	190	180
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	1.425	1.425	1.425	1.425	1.425
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	111	83	81	81	80

MEDIO PLAZO

OBRAS POR SISTEMAS

PERIODO 2021 - 2025

SISTEMA METROPOLITANO (SME)

Dptos. Central, Cordillera, Paraguarí y Sur de Pte. Hayes

DISTRIBUCION

OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2021	2022	2023	2024	2025
SME.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	130	138	147	144	154
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	259	276	293	287	309
	Instalación de Transformadores:	kVA	27.997	29.628	31.172	30.532	32.696
	Instalación de Acometidas:	m	18.380	18.425	16.869	16.794	16.661
	Colocación de Medidores:	unidades	919	921	843	840	833
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	616	617	616	614	609
SME.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	1.163	1.139	1.376	1.384	1.399
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	2.102	2.233	2.620	2.563	2.758
	Instalación de Transformadores:	kVA	227.045	239.981	278.531	272.682	291.998
	Instalación de Acometidas:	m	148.875	149.159	150.667	149.953	148.768
	Colocación de Medidores:	unidades	7.600	7.536	7.611	7.537	7.477
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	997	996	994	988	980
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	0
SME.MC (Mejora de confiabilidad)	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	16	744	744	741	9
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	26	28	28	25	18
	Cambio de postes:	unidades	2.034	1.854	1.854	1.764	1.764
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	300	300	300	300	300
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	37.040	37.040	37.040	37.040	37.040
	Sustitución de Estructuras MT y BT:	unidades	335	168	168	84	84
	Prensa para BT para Acometidas y de Línea:	unidades	643	322	322	161	161
	Puesta a tierra BT	unidades	24	12	12	6	6
	Instalación de medidores Especiales	unidades	0	0	0	0	0
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	37	34	34	32	32

OBRAS POR SISTEMAS

PERIODO 2021 - 2025

SISTEMA ESTE (SES)

Dptos. de Alto Paraná y Canindeyú

DISTRIBUCION

OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2021	2022	2023	2024	2025
SES.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	50	50	49	49	51
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	38	37	37	37	38
	Instalación de Transformadores:	kVA	502	499	495	490	506
	Instalación de Acometidas:	m	15.694	15.590	15.462	15.309	15.827
	Colocación de Medidores:	unidades	628	624	618	612	633
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	439	437	433	429	443
SES.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	391	338	319	342	372
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	412	434	464	499	543
	Instalación de Transformadores:	kVA	62.687	66.443	71.677	77.733	85.213
	Instalación de Acometidas:	m	227.405	226.989	470.976	470.365	472.439
	Colocación de Medidores:	unidades	2.511	2.494	2.474	2.449	2.532
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	118	117	116	115	119
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	15	15	15	15	15
SES.MC (Mejora de	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	36	36	36	36	36
	Cambio de postes:	unidades	2.274	2.274	2.274	2.274	2.274
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	379	379	379	379	379
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	108.000	108.000	108.000	108.000	108.000
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	11	10	10	10	10

OBRAS POR SISTEMAS

PERIODO 2021 - 2025

SISTEMA CENTRAL (SCE)

Dptos. de San Pedro, Guairá, Caaguazú y Caazapá

DISTRIBUCION

OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2021	2022	2023	2024	2025
SCE.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	108	108	107	106	109
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	81	81	80	79	82
	Instalación de Transformadores:	kVA	1.082	1.075	1.066	1.056	1.091
	Instalación de Acometidas:	m	33.825	33.600	33.324	32.994	34.102
	Colocación de Medidores:	unidades	1.353	1.344	1.333	1.320	1.364
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	947	941	933	924	955
SCE.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	120	127	136	148	162
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	249	263	282	305	333
	Instalación de Transformadores:	kVA	37.938	40.429	43.608	47.604	52.277
	Instalación de Acometidas:	m	78.926	78.401	77.755	76.987	79.571
	Colocación de Medidores:	unidades	3.157	3.136	3.110	3.079	3.183
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	355	353	350	346	358
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	0
SCE.MC (Mejora de	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	65	65	65	65	65
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	5	5	5	5	5
	Cambio de postes:	unidades	3.300	3.300	3.012	3.300	3.300
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	600	600	600	600	600
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	13.121	13.121	13.121	13.121	13.121
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	33	20	20	20	20

OBRAS POR SISTEMAS

PERIODO 2021 - 2025

SISTEMA SUR (SSU)

Dptos. de Itapúa, Misiones y Ñeembucú

DISTRIBUCION

OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2021	2022	2023	2024	2025
SSU.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	74	74	73	72	74
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	56	55	55	54	56
	Instalación de Transformadores:	kVA	740	735	729	722	745
	Instalación de Acometidas:	m	23.133	22.976	22.785	22.560	23.280
	Colocación de Medidores:	unidades	925	919	911	902	931
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	648	643	638	632	652
SSU.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	69	72	78	84	91
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	145	151	162	174	189
	Instalación de Transformadores:	kVA	21.564	22.704	24.513	26.645	29.195
	Instalación de Acometidas:	m	53.976	53.610	53.165	52.639	54.319
	Colocación de Medidores:	unidades	2.159	2.144	2.127	2.106	2.173
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	243	241	239	237	244
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	0
SSU.MC (Mejora de	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	52	52	52	52	52
	Sustit. y Desplazam. de Red de B.T. de 380 V:	km	5	5	5	5	5
	Cambio de postes:	unidades	2.640	2.640	2.640	2.640	2.640
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	480	480	480	480	480
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	10.601	10.601	10.601	10.601	10.601
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	22	11	11	11	11

OBRAS POR SISTEMAS

PERIODO 2021 - 2025

SISTEMA NORTE (SNO)

Dptos. de Amambay, Concepión, Boqueron y Alto Paraguay

DISTRIBUCION

OBRAS A EJECUTAR

PROYECTOS INDISPENSABLES

Item	ACTIVIDAD		2021	2022	2023	2024	2025
SNO.EX (Expansión)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	247	196	186	208	187
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	48	50	49	44	44
	Instalación de Transformadores:	kVA	459	485	482	479	486
	Instalación de Acometidas:	m	40.950	40.954	40.590	40.260	40.729
	Colocación de Medidores:	unidades	563	592	588	584	593
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	509	516	512	508	517
SNO.CV (Crecimiento vegetativo)	Construcción de Red de M.T. de 23/13,8 kV:	km	54	50	55	70	67
	Construcción de Red de B.T. de 380/220 V:	km	108	100	111	140	135
	Instalación de Transformadores:	kVA	17.720	16.424	18.212	23.348	22.443
	Instalación de Acometidas:	m	31.513	31.180	30.882	30.628	30.935
	Colocación de Medidores:	unidades	1.261	1.247	1.235	1.225	1.237
	Instalación de Alumbrado Público:	unidades	59	58	58	57	58
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV:	unidades	0	0	0	0	6
SNO.MC (Mejora de	Sustit. y Desplazam. de Red de M.T. de 23 kV:	km	72	127	107	93	73
	Cambio de postes:	unidades	505	505	505	495	495
	Sustitución y Mejora de Alumbrado Público:	unidades	200	180	190	190	180
	Instalación y cambio de Acometidas:	m	35.625	35.625	35.625	35.625	35.625
	Instal. de Equip. en Red de M.T de 23/13,8 kV y BT 380 V:	unidades	111	83	81	81	80

ANEXO 3.5

RED AISLADA
ZONA DE INFLUENCIAS
(CORTO PLAZO)

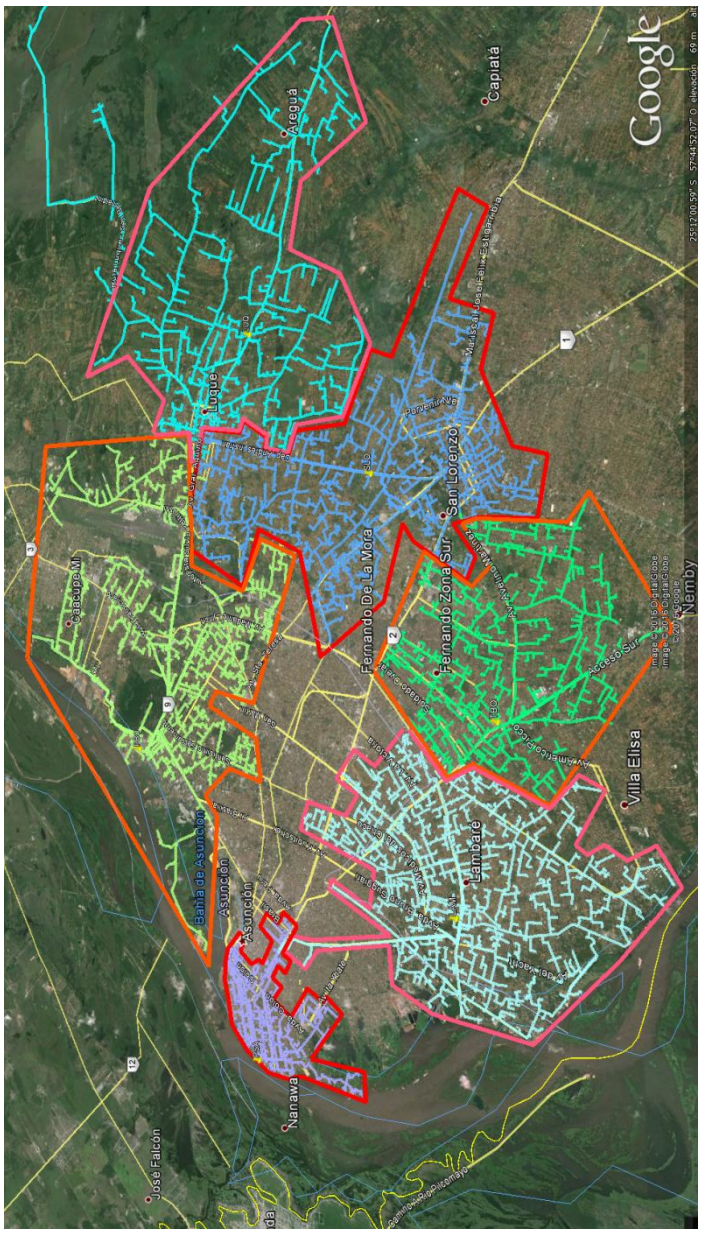
SISTEMA METOPOLITANO

Parte I

PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN (*)						
Ítem	Nombre del Proyecto	Ampliación y cambio de conductor a protegido MT (km)	Ampliación y cambio de conductor a preensamblado BT (km)	Refuerzos en PD (kVA)	Puesta en servicio	Costo Total Estimado en USD
1	**Centro de Distribución Puerto Sajonia (PSA)**	49	49	36.083	dic-17	6.721.450
2	**Centro de Distribución San Lorenzo (SLO)**	216	216	84.915	dic-18	25.128.208
3	**Centro de Distribución Puerto Botánico (PBO)**	209	209	82.968	dic-18	24.394.840
4	**Centro de Distribución Tres Bocas (TBO)**	123	123	48.292	dic-18	14.359.641
5	**Centro de Distribución Luque (LUQ)**	270	270	50.624	dic-19	28.113.450
6	**Centro de Distribución Lambaré (LAM)**	201	201	67.512	dic-19	22.666.260
TOTAL DISTRIBUCIÓN						**121.383.849**

* Todos los proyectos incluyen refuerzos en los Puestos de Distribución y la mejora de iluminación pública

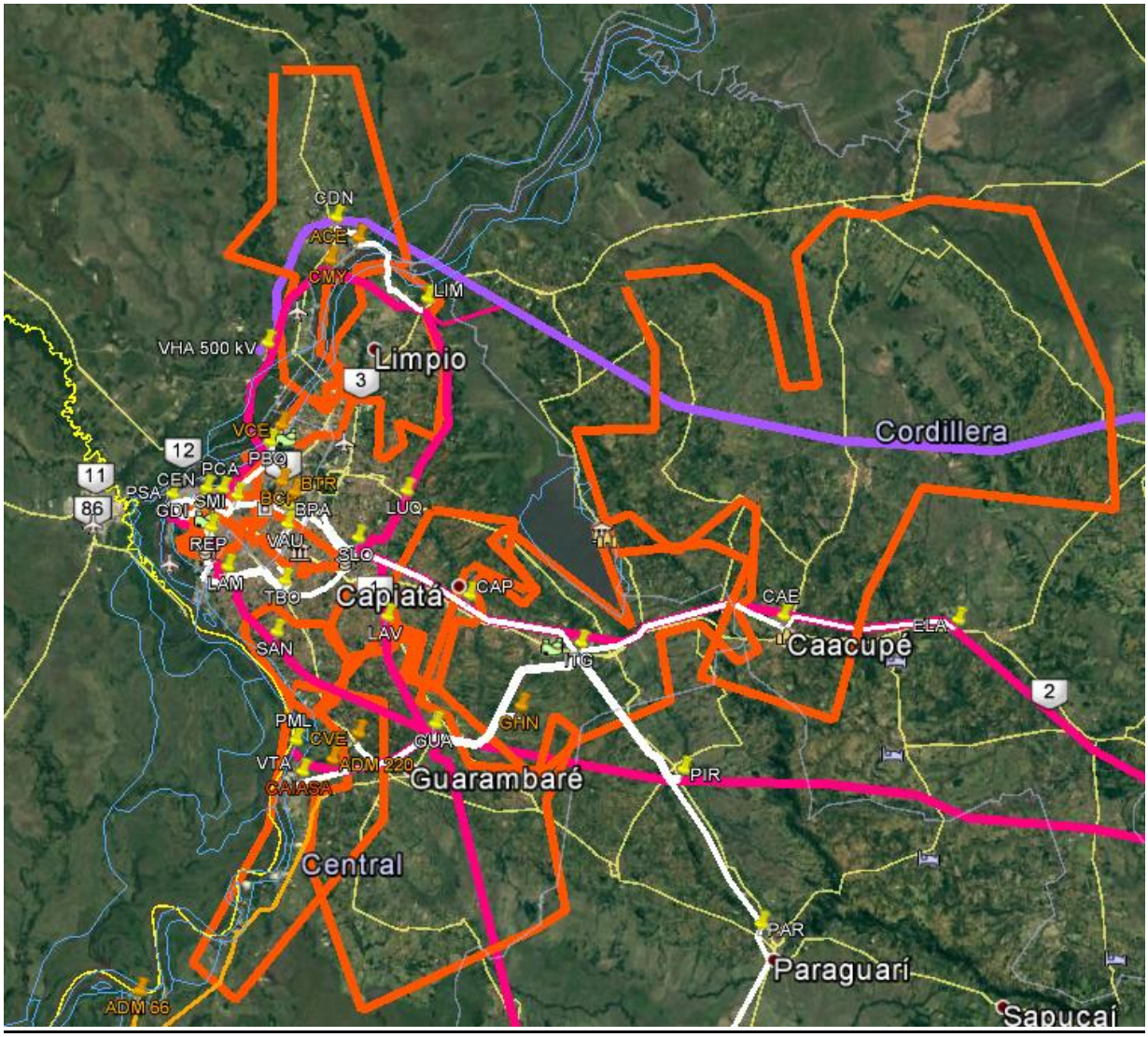
Áreas a ser afectadas por el Proyecto con financiamiento CAF III



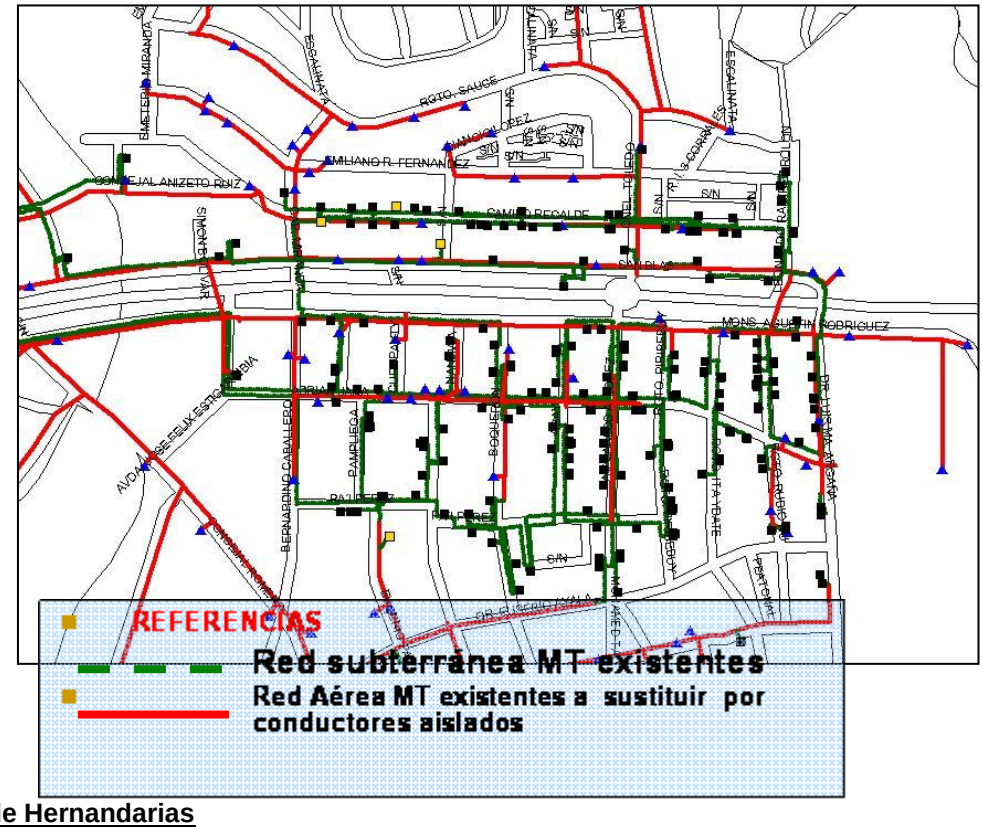
Parte II

PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN					
Ítem	Nombre del Proyecto	Ampliación y cambio de conductor a protegido MT (km)	Ampliación y cambio de conductor a preensamblado BT (km)	Puesta en servicio	Costo Total Estimado en USD
1	Centro de Distribución General Diaz (GDI)	25	75	dic-18	3.098.974
2	Centro de Distribución Parque Caballero (PCA)	23	68	dic-18	2.879.501
3	Centro de Distribución Republicano (REP)	47	141	dic-18	5.875.566
4	Centro de Distribución San Miguel (SMI)	9	27	dic-18	1.132.138
5	Centro de Distribución Villa Aurelia (VAU)	69	206	dic-18	5.966.516
6	Centro de Distribución Vinas Cue (VCE)	55	165	dic-18	4.428.438
7	Centro de Distribución Capiatá (CAP)	195	586	dic-19	15.374.632
8	Centro de Distribución Guarambaré (GUA)	322	966	dic-19	25.840.650
9	Centro de Distribución Limpio (LIM)	200	600	dic-19	15.517.212
10	Centro de Distribución San Antonio (SAN)	148	444	dic-19	11.761.608
11	Centro de Distribución La Victoria (LAV)	99	296	dic-19	7.969.701
12	Centro de Distribución Itauguá (ITG)	71	213	dic-20	5.443.355
13	Centro de Distribución Caacupé (CAE)	70	211	dic-20	5.521.355
14	Centro de Distribución Villeta (VTA)	51	153	dic-20	3.834.154
15	Centro de Distribución Ciudad Nueva (CNU)	70	210	dic-20	5.565.631
TOTAL DISTRIBUCIÓN					120.209.430

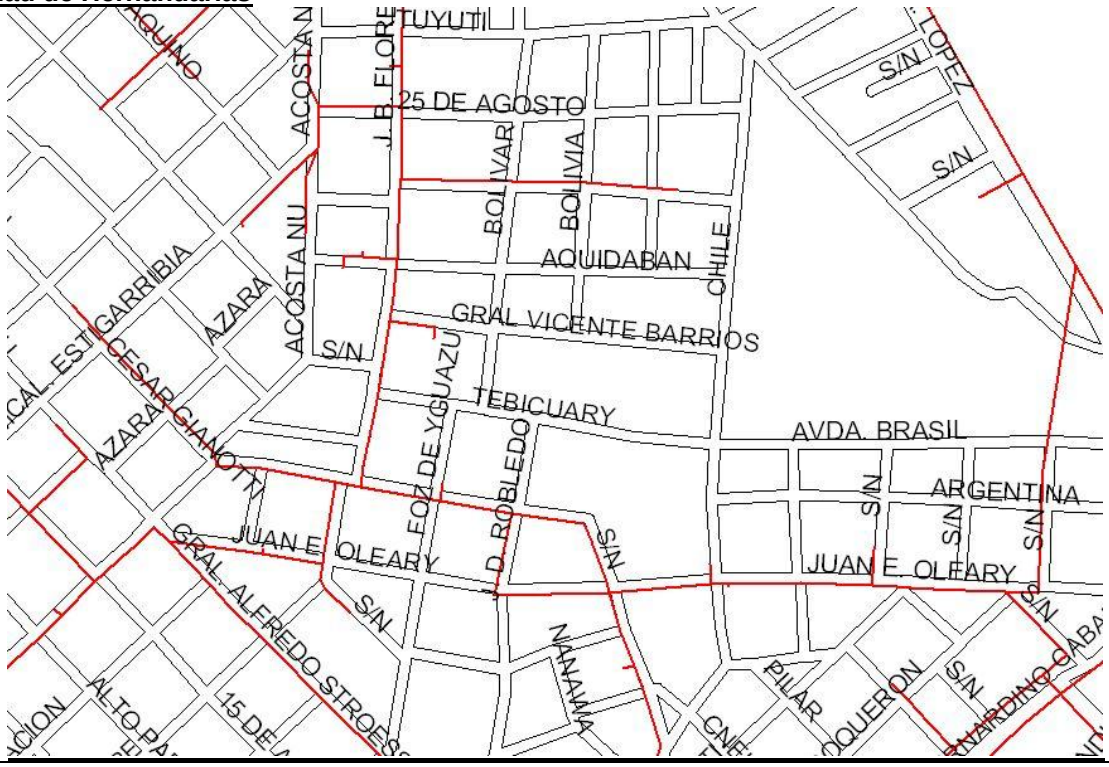
* Todos los proyectos incluyen refuerzos en los Puestos de Distribución y la mejora de iluminación pública



SISTEMA ESTE – Ciudad del Este

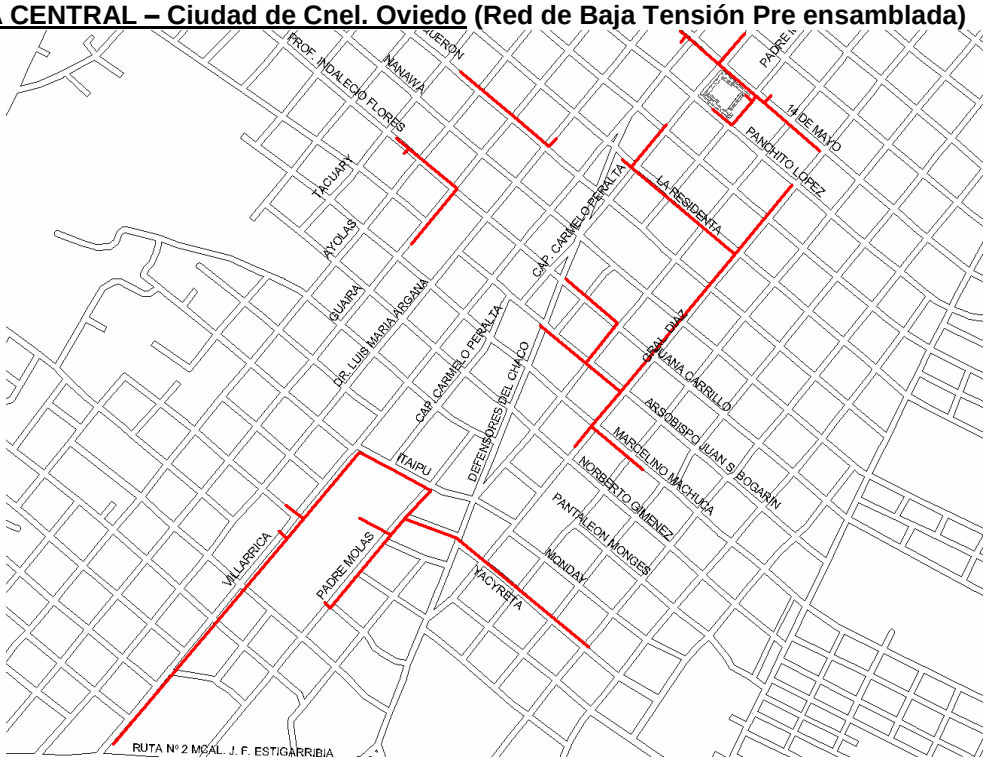


Ciudad de Hernandarias



Referencias:
Red Aérea MT existente

SISTEMA CENTRAL – Ciudad de Cnel. Oviedo (Red de Baja Tensión Pre ensamblada)



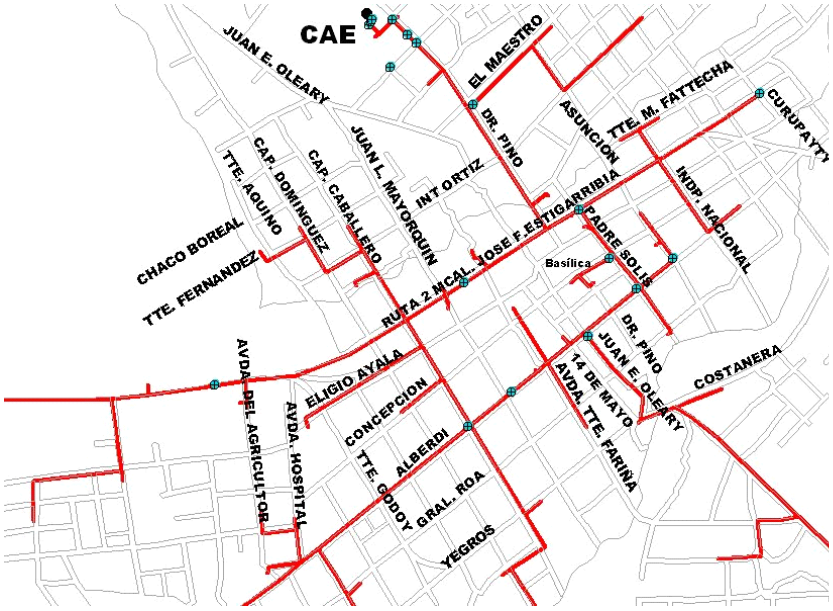
Referencias:

Red Aérea MT existente

Ciudad de Caaguazú (Red de Baja Tensión Pre ensamblada)

Referencias:
Redes Aéreas MT existentes

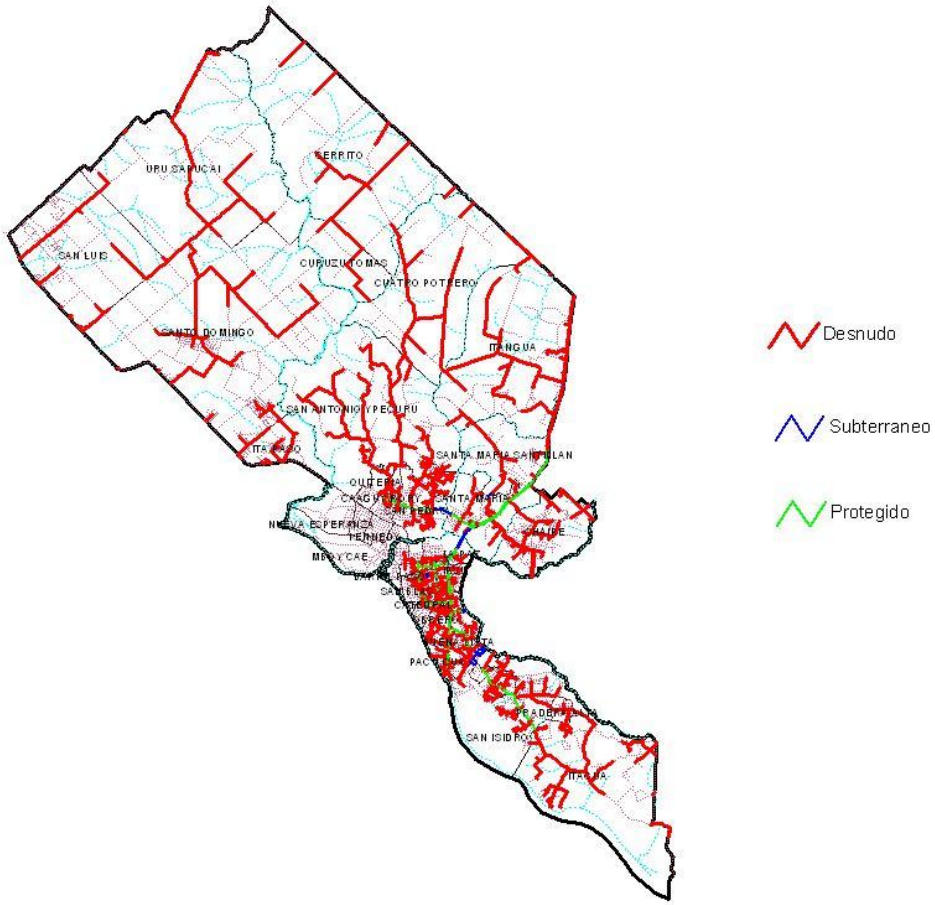
Ciudad de Caacupé



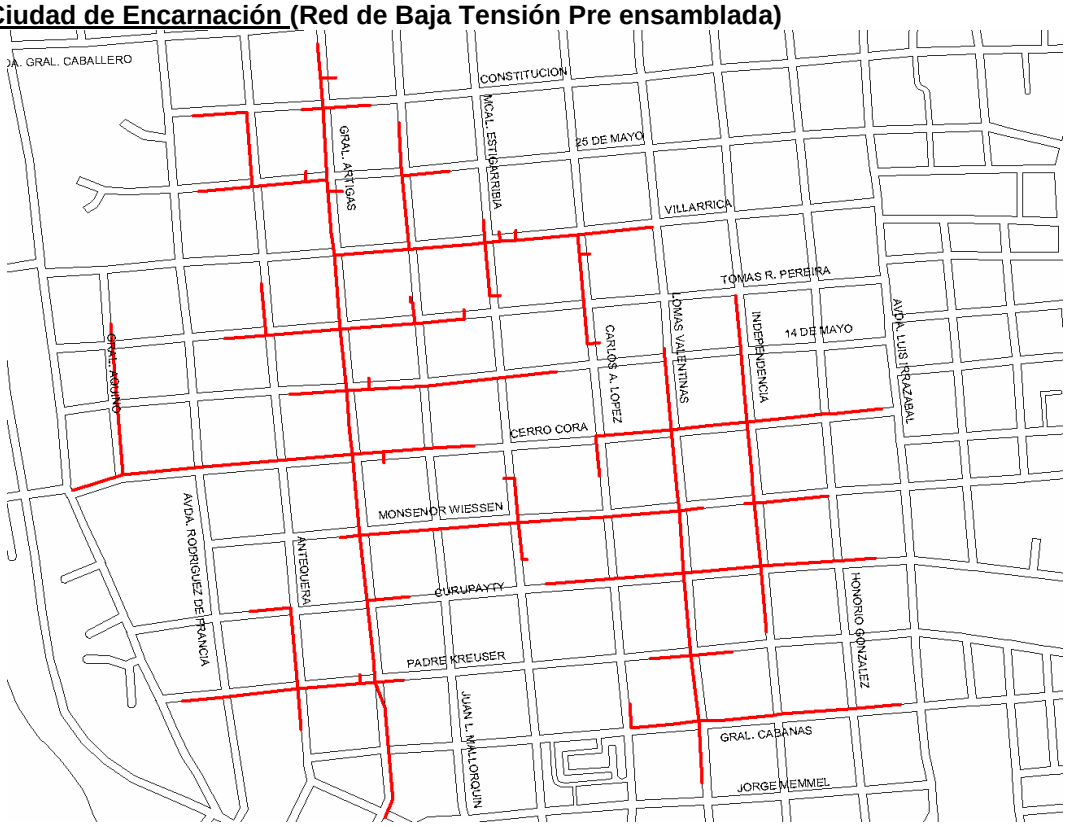
Referencias:

Red Aérea MT existente (CAE2) a sustituir por conductores aislados

SISTEMA SUR – Ciudad de Encarnación (Red de Media Tensión)



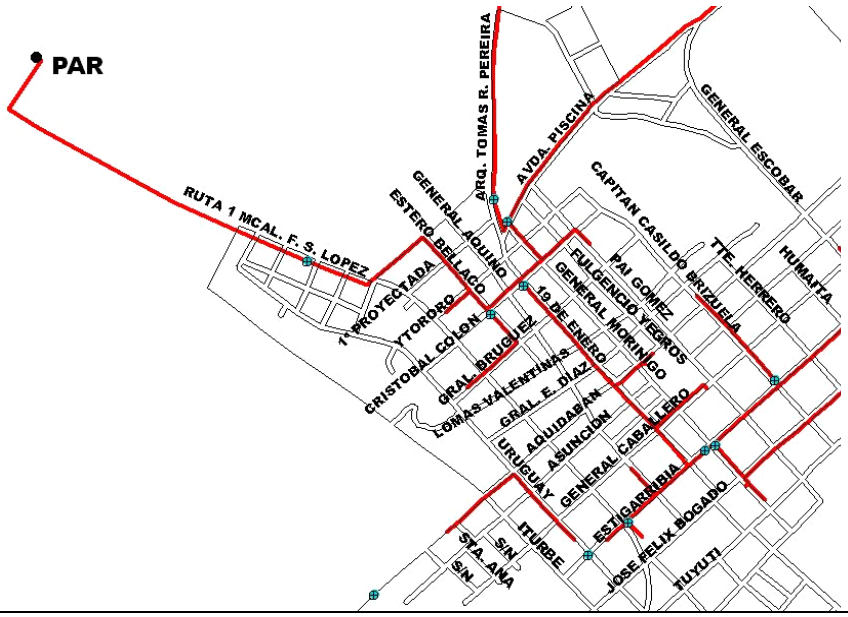
Ciudad de Encarnación (Red de Baja Tensión Pre ensamblada)



Referencias:

Red Aérea MT existente a sustituir por conductores aislados

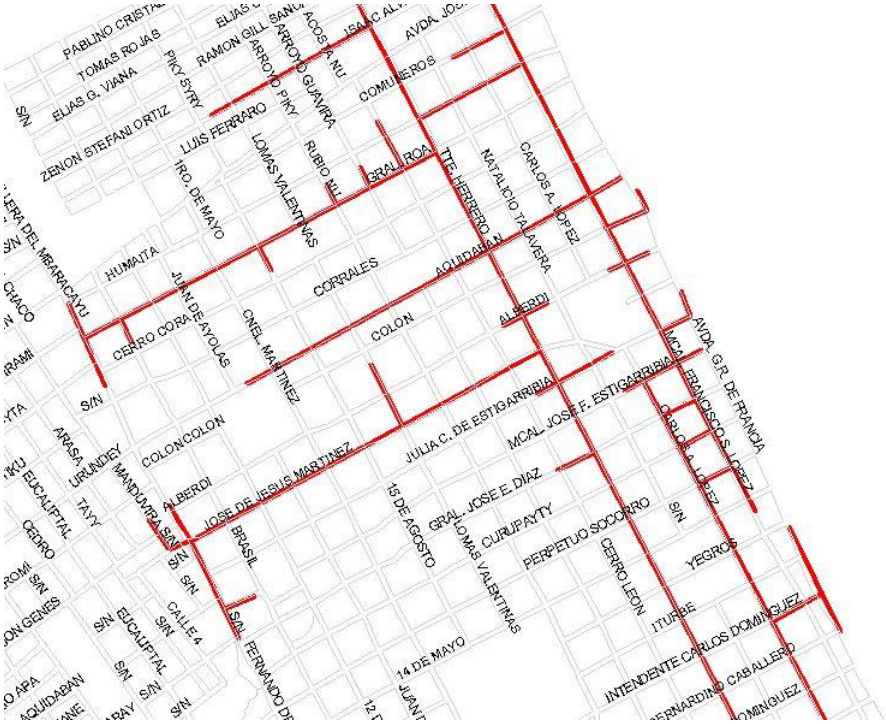
Ciudad de Paraguari



Referencias:

Red Aérea MT existente (PAR2) a sustituir por conductores aislados

SISTEMA NORTE – Ciudad de Pedro Juan Caballero (Red de Baja Tensión Pre ensamblada)



ANEXO 3.6

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

CRITERIOS DE PLANIFICACION

Los estudios de planificación requieren el establecimiento de criterios técnicos y económicos para servir de comparación (o restricción) a los resultados operativos del sistema eléctrico, o de simulaciones, de manera a garantizar la integridad de las instalaciones, y la calidad del suministro de la energía eléctrica.

Los criterios son el resultado de la experiencia operativa o de estudios técnico-económico y refleja un límite o una condición ideal.

Deben abarcar una amplia faja de indicadores técnico-económico mismo que su utilización no puede ser inmediata por falta de otras informaciones que en la empresa todavía no se tiene el control.

Los criterios de planificación son establecidos en función del compromiso de la empresa entre la calidad de suministro deseable y las inversiones necesarias para alcanzar esta calidad.

Los criterios tienen por objetivo alcanzar 3 puntos principales:

- niveles de tensión de suministro adecuados
- confiabilidad compatible con la importancia de las cargas atendidas
- utilización económica del sistema eléctrico existente y planeado

Además los criterios uniformizan las referencias técnicas y económicas a ser utilizadas en la empresa en los estudios desarrollados por los diversos órganos.

En el Anexo 3.6.1.2 se presenta la propuesta de clasificación del mercado de distribución de energía eléctrica con el objeto de fijar los niveles mínimos de calidad de servicio y los criterios de planificación.

De esta forma, en la elaboración de los estudios de planificación fueron adoptados los siguientes criterios:

1. Niveles de tensión de suministro adecuado

Las tensiones nominales padronizadas de distribución son:

- red de media tensión: 23000/13200 V
- red de baja tensión : 380/220 V transf. Trifásico
  y 440/220V transf. Monofásico

Más detalles de los niveles de tensión están presentados en el Anexo 3.6.1.3.

2. Confiabilidad

Los alimentadores de distribución deberán disponer de puntos de interconexión con otros alimentadores en las siguientes situaciones:

- áreas urbanas con subestaciones: en por lo menos 3 puntos
- áreas urbanas o rurales sin subestación: cuando la proximidad de 2 alimentadores justifique técnico-económicamente
- cuando el alimentador atiende usuarios que por la naturaleza del uso de la energía no puede sufrir interrupciones prolongadas

Los alimentadores con interconexiones deberán tener una carga máxima en la troncal de 60%, con referencia a su limitación térmica en condiciones normales.

Además, los alimentadores deberán disponer:

- de llaves de maniobra para reducir la longitud de los tramos con interrupciones sustentadas;
- de llaves fusibles para que los defectos en los ramales no afecten la troncal;
- en los ramales importantes, deberán ser utilizados reconectadores y/o seccionalizadores, para que las faltas transitorias no provoquen interrupciones prolongadas.

El Anexo 3.6.1.1 presenta un diagrama con los criterios para análisis de la situación de protección y de los recursos de maniobras de los alimentadores.

3. Utilización económica del sistema eléctrico existente y planeado

- Para la mejoría de las condiciones operativas de los alimentadores deberán ser consideradas en la secuencia indicada, las siguientes alternativas de obras:
  (i) transferencias de carga entre alimentadores;
  (ii) instalación de bancos de capacitores;
  (iii) instalación de reguladores de tensión;
  (iv) cambio de conductores;
  (v) construcción de nuevos alimentadores;

- La capacidad de las subestaciones de distribución deberán ser aprovechadas al máximo.
- Deberán ser realizados estudios integrados con la transmisión, cuando en los estudios de distribución se verifica la conveniencia de obras de ampliaciones o construcción de nuevas subestaciones de distribución.
- Deberán ser adoptadas siempre las soluciones de menor costo en los estudios económicos de alternativas comparables técnicamente.
- Es conveniente utilizar nuevas tecnologías cuando es recomendable técnica y económicamente (Ej.: sustitución de red convencional por red aislada o subterránea.).
- En la formulación de las alternativas de obras deberán ser respetadas las restricciones ambientales, bien como minimizar los impactos ambientales.

4. Alimentadores de media tensión

a) Alimentadores urbanos en áreas con subestaciones

- Demanda máxima en alimentadores urbanos inteligibles con conductores de 150 mm2: 8,5 MVA (60% de carga)
- Caída de tensión máxima : 4%
- Barra de 23 kV en la Subestación: 105% de tensión
- Tamaños de subestaciones, número de salidas en 23 kV y números de alimentadores

Tamaño (MVA) (*)	**Celdas (**)**	**Alimentadores**
20	4	3
40	8	6
60	12	9
80	15	12
120	24	18

(*) tamaño máximo de subestaciones:
en 66 kV: 60 MVA, en 220 kV: 120 MVA
(**) mayor número de celdas para posibilitar tener alimentadores exclusivos

- Considerar la distribución triangular para las cargas de los alimentadores, adoptando, para la demanda máxima, una longitud de 7 km para la troncal de los alimentadores de 150 mm2
- Para otros valores de demanda, conductores y distribución de carga, considerar las siguientes restricciones para la capacidad de transporte de la troncal.

conductor (Aa)	Capacidad de Transporte Máxima (MVA.km) tipo de distribución de carga			Demanda máxima para 60% de carga (MVA)
	concentrada	Triangular	rectangular	
35mm^2	19	21	28	3,7
70mm^2	32	36	48	5,8
95mm^2	40	45	60	7,0
150mm^2	53	60	80	8,5

- caída de tensión en la troncal: 75% del valor máximo de 4%
- distribución de carga triangular es equivalente a considerar 2/3 de la carga en el final del alimentador
- distribución de carga rectangular es equivalente a considerar 1/2 de la carga en el final del alimentador.

b) Alimentadores en áreas sin subestaciones

Para los distritos que no cuentan con subestaciones deberán ser considerados los siguientes criterios:

- Máxima capacidad de transporte en MVA.km, para las cargas en el final de los alimentadores con 1 tramo:

conductor (Aa)	Capacidad de Transporte (MVA.km)		
	sin regulación (1)	1 regul. de tensión (2)	2 regul. de tensión (3)
35mm^2	50	97	146
70mm^2	80	160	240
95mm^2	100	200	300
150mm^2	130	260	390

(1) 10% de caída de tensión
(2) 20% de caída de tensión
(3) 30% de caída de tensión

- Los transformadores de distribución deberán operar en el tap de 23 kV - 5%.
- Las barras de 23 kV en las subestaciones deberán operar con tensión de 105%.
- Para alimentadores que atienden dos o más distritos, la caída de tensión máxima entre la subestación y el distrito más distante es de 30%.
- Un mismo distrito podrá tener alimentación como máximo de dos alimentadores de una misma subestación ubicada en otro distrito, exceptuándose las situaciones de distritos contiguos, donde el número de alimentadores podrá ser mayor.
- Las obras deberán ser dimensionadas para atender la demanda por un período mínimo de 5 años, admitiéndose en este intervalo la instalación o remanejo de equipos de regulación (reguladores de tensión y/o banco de capacitores).
- En los cálculos de caída de tensión utilizar la ecuación y los coeficientes que siguen: $\Delta V\% = k.MVA.Km$

Conductor (Aa)	K
35mm^2	0,207
70mm^2	0,124
95mm^2	0,100
150mm^2	0,076

Las consideraciones técnicas básicas para el diseño, la configuración, trayectos y aspectos constructivos de los alimentadores de media tensión en el Anexo 3.6.1.4.

5. Redes Aisladas

Las redes aisladas son recomendadas para áreas:

- densidad de carga arriba de 1,6 MVA/km2 (red de baja tensión), o superior a 4 MVA/km2 (troncal de alimentadores);
- áreas densamente arborizadas con problemas constantes de interrupciones;
- áreas con problemas de esparcimiento entre los conductores y los edificios que comprometen la seguridad de terceros;
- salidas de subestaciones.

Las redes aisladas cuando es posible se pueden fijar en las bajadas de los edificios, desde que son mantenidas las condiciones de seguridad.

6. Redes subterráneas

La implantación de redes subterráneas se podrá considerar en:

- áreas comerciales con elevadas densidades de carga, tránsito intenso de vehículos y de peatones, etc; donde la atención a través de red aérea convencional o red aérea aislada sea inviable;
- mejoría del aspecto visual en áreas centro comerciales;
- ciudades museo, con el objetivo de preservar su caracterización original;
- áreas residenciales del tipo "condominio cerrado" o áreas nobles, por opción de los usuarios.

La definición del uso de red subterránea debe ser precedida de análisis técnico económico, incluyéndose el costo de la energía suministrada y costo social de las interrupciones.

Las consideraciones técnicas básicas para el diseño, protección, trayectos y aspectos constructivos de las redes subterráneas en el Anexo 3.6.1.4.

7. Redes de baja tensión

En las redes de baja tensión son analizadas la situación de carga de los transformadores de distribución o puestos de distribución (PD's), la calidad de la tensión suministrada a los usuarios y la caída de tensión.

Las consideraciones técnicas básicas para el diseño, protección, trayectos y aspectos constructivos de las redes de baja tensión en el Anexo 3.6.1.4.

8. Alumbrado público

Los criterios mínimos recomendados para dimensionar el alumbrado público están definidos a continuación:

LOCALIDAD	VIAS ESPECIALES		VIAS DE ACCESO PRINCIPALES		AREAS CENTRALES		VIAS DE ACCESO SECUNDARIAS		VIAS SECUNDARIAS			
									BARRIO A		BARRIO B	
TIPO	Emed	FD	Emed	FD	Emed	FD	Emed	FD	Emed	FD	Emed	FD
A			30	< 5	20	< 7	15	< 7	5	< 20		
B			20	< 7	15	< 7	10	< 7	5	< 20		
C	35		15	< 7	10	< 9	5	< 20	5	< 20	3	< 20
D	A	< 5	10	< 9	5	< 20	-	-	3	< 20		
E	40		5	< 20	5	< 20	-	-	3	< 20		
F			3	< 20	3	< 20	-	-	3	< 20		

Obs: Emed = LUMINANCIA MEDIA EN LUZ
Emin = LUMINANCIA MINIMA EN LUZ
Emax = LUMINANCIA MAXIMA EN LUZ
FD = FACTOR DE DESUNIFORMIDAD; FD = Emax/Emin

Los proyectos para iluminación especial (viaductos, túneles, pasos bajo nivel, plazas, monumentos, etc), deben ser flexibles, admitiendo alternativas con lámparas y equipos no estandarizados, mas apropiados al ambiente.

En los casos de pequeñas localidades en que las rutas atraviesan la ciudad se recomienda por razones de seguridad el uso de lámparas vapor de sodio, para efecto de señalizaciones, con índice mínimo de iluminación de 20 lux. (Fig. 8.1).

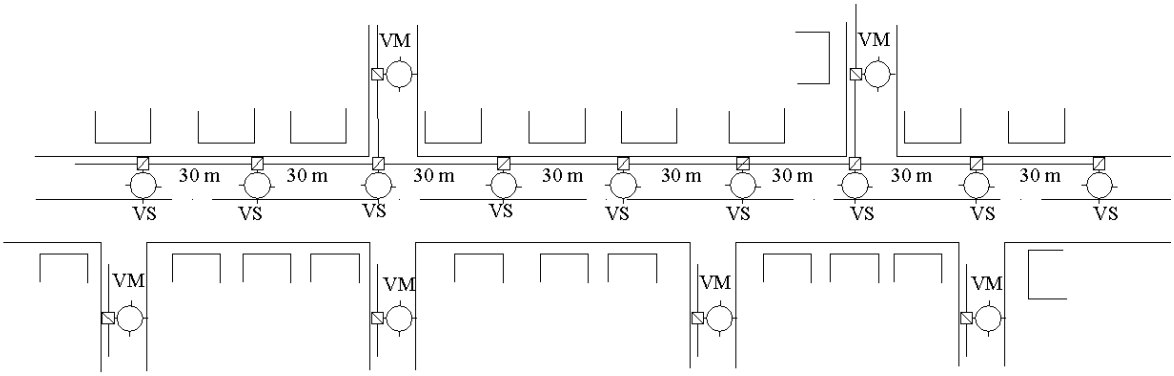


Fig. 8.1

9. Sistemas de supervisión y control (Futuro)

La implantación de sistemas de supervisión y control debe considerar:

- áreas con elevada demanda de carga (comercial e industrial) buscando la reducción de los índices de interrupción.

En estos casos, se recomienda la adopción de sistemas tipo “Broadcasting” (radiofusión) con estación central en el Centro de Operaciones de Distribución (COD) con unidades de control remoto.

- “alarma” con unidades de control remoto comandadas directamente por el COD o a través del sistema de teléfonos.

La implantación de sistemas de supervisión y control deberá basarse en estudios de factibilidad económica, llevándose en consideración:

- densidad de carga;
- costos de la interrupción;
- tipo de sistema y costos;
- costo de mantenimiento de la red y del sistema;
- tasa interna de regreso;
- seguridad de operación, etc.

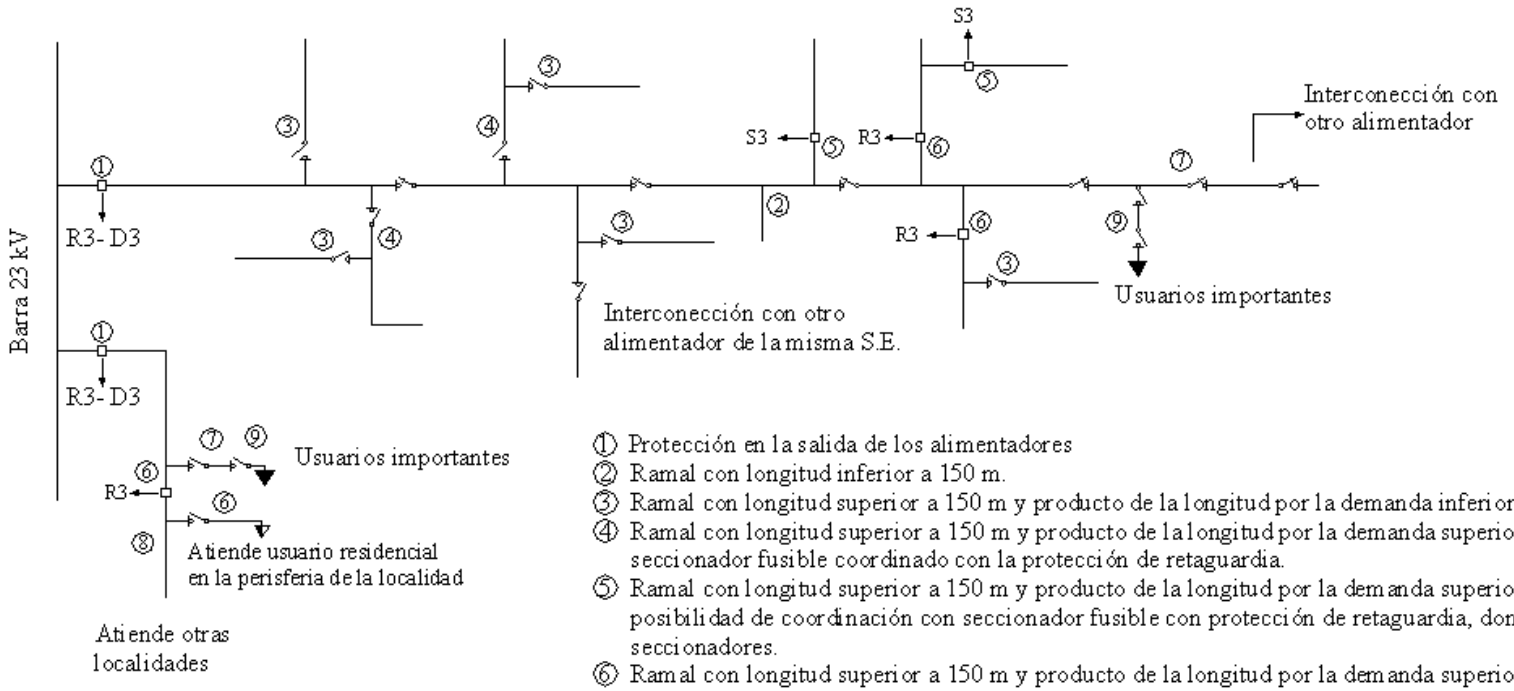
A N E X O S 3.6.1

ANDE
Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

ANEXO 3.6.1.1

CRITERIOS DE PLANIFICACION

ESQUEMAS BASICOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION



① Protección en la salida de los alimentadores
② Ramal con longitud inferior a 150 m.
③ Ramal con longitud superior a 150 m y producto de la longitud por la demanda inferior a 1600 kVA x km
④ Ramal con longitud superior a 150 m y producto de la longitud por la demanda superior a 1600 kVA x km, con seccionador fusible coordinado con la protección de retaguardia.
⑤ Ramal con longitud superior a 150 m y producto de la longitud por la demanda superior a 1600 kVA x km, sin la posibilidad de coordinación con seccionador fusible con protección de retaguardia, donde se justifica el empleo de seccionadores.
⑥ Ramal con longitud superior a 150 m y producto de la longitud por la demanda superior a 1600 kVA x km, sin la posibilidad de coordinación con seccionador fusible con protección de retaguardia, donde se justifica el empleo de reguladores.
⑦ Ramal que atiende usuario con carga importante y que exige elevada confiabilidad.
⑧ Alimentador que atiende localidad sin subestación.
⑨ Protección de transformador o de usuarios de media tensión.

ANDE
Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

ANEXO 3.6.1.2

ANEXO 3.6.1.2

CLASIFICACION DEL MERCADO

Aquí se presentan una propuesta de clasificación del mercado de distribución, con el objeto de fijar los niveles mínimos de calidad de servicio y los criterios para planificación y proyecto.

Las formas de clasificación que aquí se presentan permiten optimizar la asignación de recursos de acuerdo con el porte y con las necesidades de los diferentes tipos de distritos, localidades y usuarios.

A2.1. Clasificación de distritos y localidades

Para la clasificación de distritos y localidades se deben considerar los parámetros:

- número de usuarios;
- consumo industrial;
- consumo/usuario residencial.

A continuación se presenta las clases a considerar:

NUMERO DE USUARIOS	CONSUMO INDUSTRIAL (MWh)	CONSUMO/ USUARIOS RESINDENCIAL (kWh)	PESO
hasta 1000	hasta 1000	hasta 600	1
1 001 - 5000	1 001 - 5000	601 - 900	2
5 001 - 15000	5 000 - 25000	901 - 1200	3
15 001 - 50000	25 000 - 75000	1 201 - 1600	4
50 001 - 175000	75 000 - 225000	1 601 - 2000	5
más de 175000	más de 225000	más de 2000	6

Sumando los pesos relativos a cada uno de los parámetros considerados, se obtiene la clasificación del distrito o de la localidad, de conformidad con la tabla abajo:

TIPO	**A**	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**
PESO	16 a 18	13 a 15	10 a 12	7 a 9	4 a 6	3

A2.2. Clasificación de Usuarios

a) De acuerdo a la finalidad del uso de la energía eléctrica

Los consumidores podrán clasificarse en:

- **Residenciales**

  – de bajo consumo:
  consumo mensual comprendido entre 0 a 150 kWh;

  – típicos:
  consumo mensual superior a los 150 kWh;

  – especiales: suministro en media tensión a través de transformadores exclusivos.

- **Comerciales, industriales, poderes y servicios públicos, otros**

  – típicos:
  . suministro en baja tensión secundaria;
  . suministro en media tensión, con potencia inferior a los valores establecidos para usuarios especiales;

  – especiales:
  . suministro en media tensión
  . potencia instalada en función del porte del área considerada

- **Rurales**

  – de bajo consumo:
  . suministro en baja tensión;
  . consumo mensual de hasta 150 kWh;

  – típicos:
  . suministro en baja tensión,
  . consumo mensual superior a los 150 kWh;
  . actividades relativas a la agropecuaria con fines económicos

  – especiales:
  . suministro en media tensión;
  . actividades relativas a la agropecuaria, industrias de transformación y beneficiación de productos, servicios públicos de irrigación, etc.;

b) De acuerdo a la continuidad de suministro

En lo que se refiere a la continuidad de suministro, los usuarios se clasifican como:

– típicos: usuarios de una manera general, excluyéndose los especiales

– especiales: aquellos usuarios que no deben sufrir ningún tipo de interrupción en el suministro de energía eléctrica; en esta categoría se pueden citar: hospitales con UTI (Unidad de Terapia Intensiva), estaciones controladoras de transportes aéreos, centros de procesamiento de datos, industrias especializadas, etc.;

c) De acuerdo a las características de carga

En lo que se refiere a las características de funcionamiento de carga, los consumidores se clasifican en:

- típicos: usuarios de una manera general, excluyéndose los especiales
- especiales: aquellos usuarios que pueden provocar grandes oscilaciones en el sistema de distribución, principalmente caídas bruscas de tensión ("flicker") o la introducción de armónicos en niveles indeseables. Pueden citarse: instalaciones con laminadores, hornos de arco, grandes rectificadores a estado sólido, etc.

ANDE
Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

ANEXO 3.6.1.3

ANEXO 3.6.1.3

CALIDAD DE SERVICIO

La energía eléctrica suministrada por la empresa debe cumplir con los requisitos mínimos de:

- continuidad de suministro;
- tensión;
- frecuencia;
- forma de onda.

Los niveles mínimos de continuidad y de tensión a ser observados en los estudios de planificación y en proyectos eléctricos, consideran las disposiciones de la empresa, o de la legislación vigente.

La definición de los niveles mínimos de frecuencia y de forma de onda no hace parte del alcance de este manual.

A3.1. Niveles de continuidad de suministro

Para analizarse de forma integral la continuidad de suministro serán considerados los siguientes índices:

- **Índice de Duración Equivalente de Interrupción por Usuario**

$$\mathbf{D} = \frac{\sum\{Ca(i) \times t(i)\}}{Cs}, \text{ donde:}$$

D = duración equivalente por usuarios (horas)
Ca(i) = número de usuarios afectados en las interrupciones (horas)
t(i) = tiempo transcurrido en la interrupción (horas)
Cs = número total de usuarios del sistema y número de interrupciones variando de 1 a n.

- **Duración Media por Usuario**

$$d = \frac{\sum\{Ca(i) \times t(i)\}}{\sum Ca(i)}, \text{ donde:}$$

D = duración media por usuario (horas)

- **Duración Equivalente por Potencia**

$$Dk = \frac{\sum\{P(i) \times t(i)Ç\}}{Pt}, \text{ donde:}$$

Dk = duración equivalente de potencia interrumpida (hora)
P(i) = potencia interrompida (MVA)
Pt = potencia total del sistema

- **Duración Media de Potencia Interrumpida**

$$Dk = \frac{\sum \{P(i) \times t(i)\}}{\sum P(i)}, \text{ donde:}$$

D = duración media de potencia Interrumpida (horas)

- **Frecuencia Equivalente por Usuario**

$$f = \frac{Ca(i)}{\sum Cs}, \text{ donde:}$$

f = frecuencia equivalente por usuario

- **Frecuencia Equivalente de Potencia Interrumpida**

$$fk = \frac{\sum P(i)}{Pt}, \text{ donde:}$$

fk = frecuencia equivalente de potencia interrumpida

- **Confiabilidad por Usuario**

$$C = 1 - \left[\frac{\sum\nolimits^{\cdot\cdot} \{Ca(i) \times t(i)\}}{Cs \times T} \right], \text{ donde:}$$

C = índice de confiabilidad por usuario
T = periodo de tiempo considerado (= t(i))

- **Confiabilidad por Potencia**

$$C = 1 - \left[\frac{\sum\nolimits^{\cdot\cdot} \{P(i) \times t(i)\}}{Pt \times T} \right]$$

- **Indisponibilidad del Sistema**

IS = 1 - C

- **Tasa de Defecto**

$$\lambda = \frac{n}{l}, \text{ donde:}$$

n = número de interrupciones por alimentador
l = extensión del alimentador

- **Tiempo Medio de Restablecimiento**

$$r = \frac{\sum t(i)}{n}, \text{ donde:}$$

r = duración media de restablecimiento
t(i) = tiempo de interrupción de cada interrupción sustentada
n = número de interrupciones sustentadas

A3.2. Grados de Confiabilidad

Los niveles de continuidad de suministro corresponden, básicamente, a índices globales máximos establecidos para el mercado, considerándose las formas de clasificación presentadas en el Anexo 3.6.1.1.

Observándose una mayor eficiencia del análisis de la continuidad en la atención a las necesidades de los diversos tipos de localidades se puede adoptar en la **ANDE** el proceso de graduación a seguir:

Grado 1- Condición que dispensa obras para mejorar la continuidad de suministro, exigiendo a veces la coordinación de la protección.

Grado 2 - Condición satisfactoria, exigiendo obras de pequeño porte (cambio de conductores en determinados trechos de los alimentadores, cambio de tipo de transformadores, etc.), instalación de llaves seccionadoras y fusibles además de la coordinación de la protección.

Grado 3 - Condición inaceptable, exigiendo obras de mayor porte para el mejoramiento de los niveles de continuidad; así como, la coordinación de la protección.

A3.3. Niveles de Tensión

a) Tensiones nominales

Las tensiones nominales padronizadas de distribución son:

– red de media tensión: 23000/13200 V

– red de baja tensión : 380/220 V transf. trifásico y 440/220V transf. monofásico

b) Tensiones en régimen permanente

Las tensiones en las barras de las subestaciones de distribución que alimentan a la red de media tensión deben ser, preferentemente (tomando la tensión nominal como referencia):

- condición de carga máxima : 105,0 +/- 0,9 %;
- condición de carga mínima : 100,0 +/- 0,9 %.

Los niveles de tensión adecuados al sistema de distribución de la ANDE están presentados a continuación:

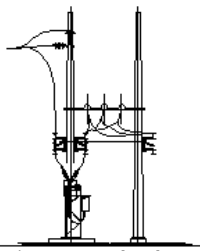
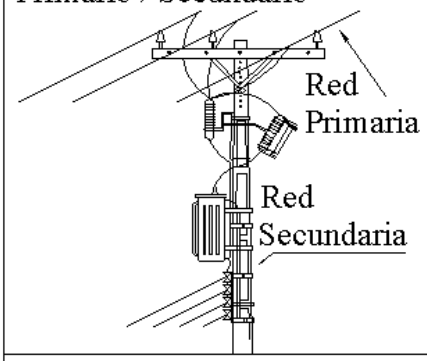
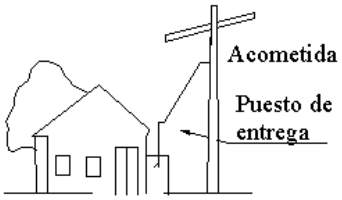
<table>
<tr><td>SISTEMA ELECTRICO</td><td colspan="2">SUMINISTRO CONJUNTO A USUARIOS DE MEDIA Y BAJA TENSION</td></tr>
<tr><td>Subestaciòn
  </td><td colspan="2">104 % a 105 %</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Primario / Secundario
 
</td><td>100 %</td><td>95 %</td></tr>
<tr><td colspan="2">97 %</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Secundario / Usuario
 
</td><td colspan="2">92 %</td></tr>
<tr><td colspan="2">91 %</td></tr>
</table>

Fig. A2.6.3.1

En la conexión de transformadores en “tap”, con tensión inferior a la nominal, la tensión de suministro en los terminales de alta tensión se debe situar dentro de los siguientes límites (tomándose la tensión del nuevo “tap” como referencia):

- rango favorable: 105,0 % y 95,1 %;
- rango tolerable: 105,0 % y 89,6 %.

Para este tipo de conexión, los niveles de tensión en el sistema de distribución deben ser los mismos representados en la figura A3.1.

Considerando la coexistencia en una misma área, de redes aéreas y subterráneas, trifásicas y monofásicas, y de usuarios de media y baja tensión, se hace necesario establecer niveles máximos y mínimos de tensión, contemplándose todos los tipos de sistemas y suministros.

c) Caídas de tensión admisibles en los componentes

Las caídas de tensión máximas admisibles en la red de distribución se presentan a continuación:

– máxima caída de tensión en la red de media tensión:

- considerando los tap de los transformadores en la tensión de 23 kV: 4%;
- considerando los tap de los transformadores en la tensión de (23 - 5%) kV: 9%.

– máxima caída de tensión en la red de baja tensión:

- transformador: 3%
- red de baja tensión: 5%
- acometida: 1%
- instalaciones de los usuarios: 1%

d) Fluctuación de tensión (“Flicker”)

Los límites para fluctuaciones transitorias de tensión en la red de distribución son determinados por las curvas A y B, de la Fig. A3.2. Las fluctuaciones transitorias deben ser inferiores a los límites definidos por la curva A (rango favorable), admitiéndose, eventualmente, valores hasta los límites definidos por la curva B (rango tolerable)

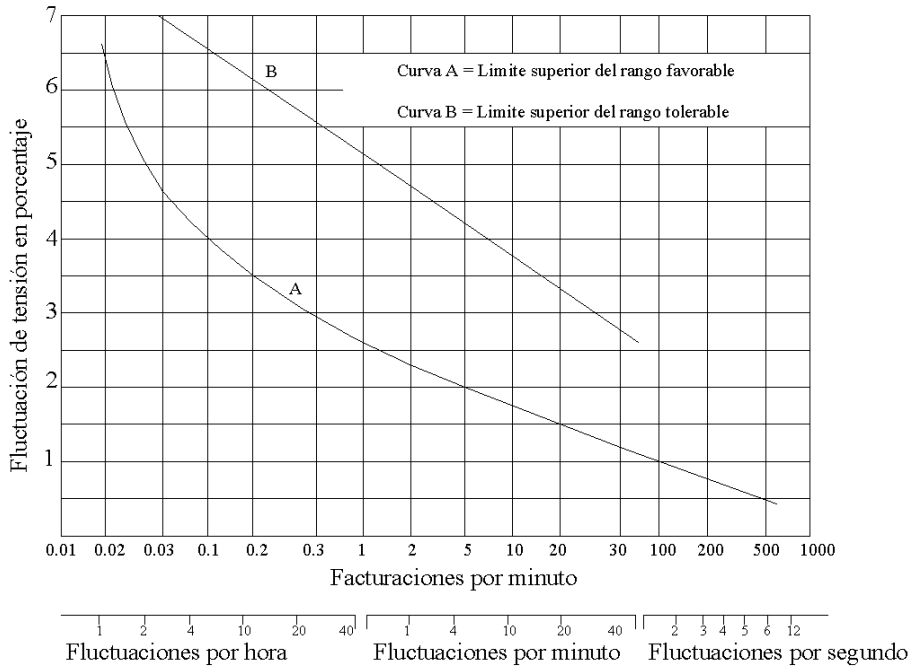

Fluctuación de tensión en porcentaje
7
6
5
4
3
2
1
B
A
Curva A = Limite superior del rango favorable
Curva B = Limite superior del rango tolerable
0.01 0.02 0.03 0.1 0.2 0.3 1 2 5 10 20 30 100 200 500 1000
Facturaciones por minuto
1 2 4 10 20 40
Fluctuaciones por hora
1 4 10 20 40
Fluctuaciones por minuto
2 3 4 5 6 12
Fluctuaciones por segundo

Fig. A2.6.3.2

ANDE
Dirección de Planificación General y Políticas Empresariales (DP)
División de Estudios Energéticos (DP/EE)
Departamento de Estudios de Distribución (DP/DED)

ANEXO 3.6.1.4

ANEXO 3.6.1.4

CONSIDERACIONES TÉCNICAS BÁSICAS

A4.1. Alimentadores de media tensión

a) Diseño

Los troncales de los alimentadores deben ser trifásicos y los ramales trifásicos o monofásicos (preferentemente en redes rurales), admitiéndose, eventualmente, ramales bifásicos.

La carga máxima admisible de los conductores se debe considerar, tomándose como base una temperatura ambiente de 40 °C: elevación de temperatura de 35 °C en condiciones normales y 60 °C en condiciones de emergencia.

El porcentual máximo de carga de alimentadores urbanos interconectables es de un 60% en relación al límite térmico, de modo a permitir transferencia de carga entre alimentadores o entre subestaciones. Este se refiere al cargamento en condiciones normales de operación.

El desequilibrio máximo admisible entre fases en las troncales de los alimentadores es de 15% en condiciones normales, admitiéndose hasta 20% en condiciones de emergencia. La expresión para el cálculo del desequilibrio es la siguiente:

$$d = \frac{3}{2} \cdot \frac{(2.IA - IB - IC)^2 + 3.(IC - IB)^2}{IA + IB + IC} \cdot 100\%$$

IA, IB y IC = módulos de las corrientes en fases A, B y C en el instante considerado.

Las caídas máximas de tensión admisibles en la red en condiciones normales y de emergencia están presentadas en el ítem A3.3 del Anexo 3.6.1.3.

b) Configuración

La configuración de los alimentadores debe ser “radial” o “radial con recurso”. En áreas urbanas la configuración preferencial es la “radial con recurso”.

Las interconexiones entre alimentadores deben ser planificadas de modo a permitir la transferencia de la carga de un alimentador hacia otros adyacentes, con un número mínimo de maniobras.

Debe preverse tratamiento diferenciado a usuarios especiales en lo referente a la continuidad del suministro, considerando, como mínimo, dos alternativas de alimentación.

Usuarios que introduzcan perturbaciones en el sistema eléctrico deben recibir tratamiento diferenciado, previéndose, caso necesario, alimentación exclusiva.

c) Trayectos y Aspectos Constructivos

Las troncales de los alimentadores deben pasar cerca de los centros de carga, evitándose siempre que sea posible, vías de tráfico intenso, densamente arborizados, con calzadas angostas o de difícil acceso.

Para los alimentadores en área rural deben utilizarse los mapas cartográficos, con el objeto de determinar el mejor trayecto; los troncos de los alimentadores deben pasar cerca a los centros de carga, evitándose, siempre que sea posible, troncales de difícil acceso, terrenos húmedos, áreas de cultivos, etc.

Pueden preverse circuitos aéreos dobles, red aérea aislada o red subterránea en pequeños tramos y en las salidas de Subestaciones;

Los ramales deben ser previstos de forma a obtener el desequilibrio mínimo entre fases del troncal, además de evitar extensiones y vueltas innecesarias.

En la atención a los usuarios de bajos ingresos se deben observar procedimientos específicos con el objetivo de reducir los costos del proyecto en relación al proceso convencional.

En estos casos debe preverse soluciones más económicas que de las redes aéreas convencionales, considerándose por ejemplo:

- postes de palma o eucalipto tratado con vida útil mínima de 10 a 15 años, altura de 7,8 o 9 m.
- conductores de acero o "alumoweld" de modo a aumentar los vanos en áreas rurales;

Las extensiones de las redes rurales observan, en lo posible, las siguientes proporciones en relación a la extensión total:

- troncales: hasta 30%
- ramales monofásicos/trifásicos:
  - conductores de aluminio o aleación hasta 70%
  - conductores de acero hasta 20%
  - conductores alumoweld hasta 30%

Al utilizarse cable de acero o "alumoweld" en áreas rurales se deben observar:

- corriente mínima de cortocircuito fase- tierra (30 A)
- caída máxima de tensión en el arranque de motores (20%)
- la utilización de conductores de acero debe ser prevista en áreas con baja densidad de carga y baja tasa de crecimiento (< 5%)

A4.2. Redes subterráneas

a) Diseño y protección

- La carga máxima admisible de los conductores en condiciones normales y de emergencia debe obtenerse a través de tablas de los fabricantes de conductores.

- El porcentual máximo de carga de los alimentadores primarios y de los transformadores depende de la configuración empleada.

- En lo que respecta la continuidad de suministro, en atención a consumidores especiales puede efectuarse en la configuración “radial con primario selectivo” o reticulado exclusivo” (“spot network”);

- En las ciudades museo, preferentemente las configuraciones empleadas deben ser radiales, pudiendo considerarse alternativas mixtas con redes secundarias subterráneas en el centro de la localidad.

- Los niveles mínimos de continuidad de suministro están presentados en el ítem A3.1 del Anexo 3.6.1.3.

- Las caídas máximas admisibles de tensión en condiciones normales y de emergencia se encuentran en el ítem A3.3 del Anexo 3.6.1.3.

- La red media tensión debe ser protegida por el interruptor o reconectador en la salida de la subestación, pudiendo también ser previstas llaves fusibles AT en la protección de cada transformador.

- La red de baja tensión debe ser protegida por fusibles o disyuntores BT instalados en las salidas de los transformadores en cajas de conexión.

- En redes de baja tensión en la configuración "reticulado", se deben usar protecciones de reticulado, de modo a evitarse la circulación de corriente de la red primaria a través de la red secundaria.

b) Trayecto y Aspectos Constructivos

- Los bancos de ductos deben pasar cerca de los centros de carga, evitándose las redes utilitarias de otras empresas, árboles con grandes raíces, desagüe de aguas pluviales, etc.

- Las cámaras transformadoras deben ser construidas con preferencia en las edificaciones, o en locales con poco movimiento, pudiendo estar cercadas con jardines, re salvadas las facilidades de acceso para la operación y el mantenimiento.

A4.3. Redes de baja tensión

a) Diseño

La red de baja tensión es dimensionada considerándose los siguientes criterios:

- la carga máxima admisible de los conductores se debe considerar, tratándose como base una temperatura ambiente de 40°C y elevación temperatura de $30C^0$;
- el porcentual máximo de carga admisible es de 100% en relación al límite térmico;
- el desequilibrio máximo es de 15%;
- las caídas máximas de tensión admisibles en la red están presentadas en el ítem A3.3 del Anexo 3.6.1.3.

b) Protección

La red de baja tensión tiene protección a través de la llave fusible del transformador, disyuntor o seccionador de BT instalado cerca de la salida del transformador.

c) Configuración

Las configuraciones de la red de baja tensión depende básicamente de las condiciones de proyecto en virtud del trazado de las calles y densidad de carga.

Las configuraciones típicas de la red deben en la medida de la posibilidad seguir las configuraciones definidas en la Fig. A4.1.

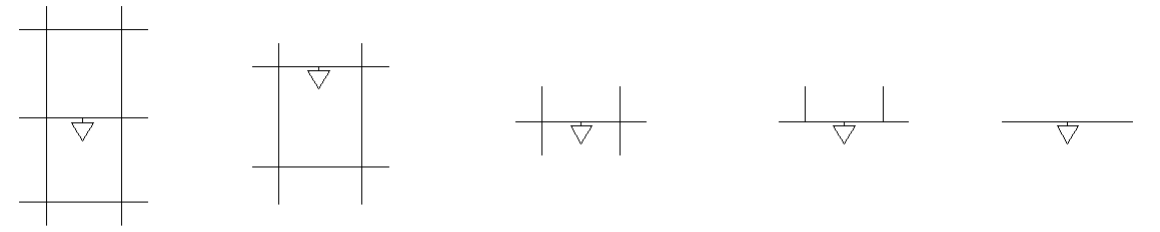


Fig. A3.6.4.1

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Dirección de Telemática (DTE)

PLAN MAESTRO DE SISTEMAS DE TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN

PERIODO: 2018 – 2024

AGOSTO 2016

PLAN MAESTRO DE SISTEMAS DE TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN (2018 - 2024)

TABLA DE CONTENIDOS

1.1 ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE DATACENTER DE CONTINGENCIA 4
1.2 ADQUISICIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE RECURSOS EMPRESARIALES (ERP) 5
1.3 ADQUISICIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE FACTURACIÓN Y LECTURA AUTOMÁTICA DE MEDIDORES (AMI) 5
1.4 AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN INALÁMBRICA 5
1.5 SISTEMA DE COMUNICACIÓN LTE PARA MEJORAMIENTO DE LA O&M DEL SISTEMA ELÉCTRICO. 5
1.6 MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE LOS SITIOS DE COMUNICACIONES. 5
1.7 AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE FIBRA ÓPTICA Y EQUIPOS ACTIVOS INSTALADOS. 6
1.8 ADQUISICIÓN DE RTUS PARA LA SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS EN OBSOLESCENCIA 6
1.9 ADQUISICIÓN DE RTU PARA LOS LOCALES QUE NO CUENTAN CON SUPERVISIÓN. 6
1.10 ADQUISICIÓN DE RTU DE POSTES E INTERRUPTOR TELECOMANDABLE PARA DISTRIBUCIÓN. 6
1.11 ADQUISICIÓN DE SISTEMA DE GESTIÓN DE RECURSOS OPERACIONALES DE TIEMPO REAL. 6
1.12 CRONOGRAMA DE OBRAS 7
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 7
1.13 INVERSIONES REQUERIDAS 8

2. INTRODUCCIÓN 9

3. **CRITERIOS TÉCNICOS 11**

3.1 OBJETIVOS GENERALES DE LOS SISTEMAS. 11
3.1.1 COBERTURA: TODOS LOS PROCESOS DE OPERACIÓN, SUPERVISIÓN Y MEDICIÓN SE ENCUENTRAN ATENDIDOS EN LA GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN EN TIEMPO REAL. DEL MISMO MODO, TODOS LOS PROCESOS CORPORATIVOS SE ENCUENTRAN ATENDIDOS CON UNA SOLUCIÓN INTEGRADA. LA PENETRACIÓN Y CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LOS SISTEMAS DE COMUNICACIÓN SON SUFICIENTES PARA ATENDER LAS NECESIDADES DE ANDE. 11
3.1.2 DISPONIBILIDAD Y CONFIABILIDAD: EN TODOS LOS SISTEMAS CRÍTICOS SE DISPONE DE UNA ALTA CONFIABILIDAD, DISPONIBILIDAD Y REDUNDANCIA. 11
3.1.3 ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA: NINGUNO DE LOS SISTEMAS SE ENCUENTRA EN OBSOLESCENCIA Y LA ACTUALIZACIÓN DE LOS SISTEMAS SE HA REALIZADO EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS. LA TECNOLOGÍA UTILIZADA ES ADECUADA PARA ATENDER LOS REQUISITOS DE LA ANDE EN FORMA EFICIENTE Y CONFIABLE, ES CONSISTENTE CON LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DISPONIBLES Y CON LA EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA A NIVEL MUNDIAL. 11
3.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS POR SISTEMA 11
3.2.1 REQUISITOS DE LOS SISTEMAS DE TIEMPO REAL: 11
3.2.2 REQUISITOS PARA LOS SISTEMAS DE GESTIÓN CORPORATIVA. 11
3.2.3 REQUISITOS PARA LOS SISTEMAS DE COMUNICACIÓN. 11

4. PREMISAS BÁSICAS 12

4.1 SISTEMAS OPERACIONALES DE TIEMPO REAL: 12
4.2 SISTEMAS CORPORATIVOS 12
4.3 SISTEMAS DE TELECOMUNICACIONES 12
4.4 PROYECCIÓN DE REQUERIMIENTOS DE TIC EN LOS SISTEMAS OPERACIONALES Y CORPORATIVOS 13

5. ANÁLISIS POR SISTEMAS 14

5.1 SISTEMAS DE TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN 14
5.1.1 CENTRO DE CÓMPUTOS (DATACENTER) 14
5.1.1.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS 14
5.1.2 SISTEMAS DE GESTIÓN DE RECURSOS EMPRESARIALES (ERP) 15
5.1.2.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS 15

5.1.3 Sistemas de Gestión Comercial. 16
5.1.3.1 Situación Actual de los Sistemas 16
5.2 Sistemas operacionales de tiempo real 18
5.2.1 Sistema SCADA/EMS de transmisión: 18
5.2.1.1 Situación Actual de los Sistemas 18
5.2.1.2 Situación a corto plazo (2016-2017) 19
5.2.2 Dispositivos y equipos de telespervisión, telemedición y telecontrol en Subestaciones 21
5.2.2.1 Situación Actual de los Sistemas 21
5.2.2.2 Situación a corto plazo (2016-2017) 24
5.2.3 Sistema SCADA/DMS de Distribución: 28
5.2.3.1 Situación Actual de los Sistemas 28
5.2.4 Dispositivos y equipos de telespervision, telemedicion y telecontrol en la Red de Distribución. 29
5.2.5 Sistema de Gestión de Distribución 30
5.2.5.1 Situación Actual de los Sistemas de Gestión de Distribución 30
5.2.6 Otros Sistemas operacionales de tiempo real 32
5.2.6.1 Situación Actual de los Sistemas 32
5.2.6.1.1 Sistema de monitoreo de transformadores de potencia en subestaciones. 32
5.2.6.1.2 Sistema de monitoreo de transformadores de distribución. 33
5.2.6.1.3 Sistema de medición de Alimentadores (feeders) en subestaciones. 34
5.3 Sistemas de Telecomunicación 34
5.3.1 Sistema de comunicación de Fibra Óptica 34
5.3.1.1 Red Troncal 35
5.3.1.1.1 Situación a corto plazo (2016-2017) 35
5.3.1.2 Red Urbana 36
5.3.2 Sistema de comunicación de Microondas 36
5.3.2.1 Red Troncal 36
5.3.2.1.1 Situación a corto plazo (2016-2017) 36
5.3.2.1.2 Red Troncal que requiere actualización 37
5.3.2.2 Red Metropolitana de Microondas 38
5.3.2.2.1 Situación a corto plazo (2016-2017) 38
5.3.3 Red de Transporte Corporativa 39
5.3.3.1 Situación actual de los sistemas 39
5.3.3.2 Situación a corto plazo (2016-2017) 40
5.3.4 Sistema de Comunicación de Radio-Móvil 42
5.3.4.1 Situación actual de los sistemas 42
5.3.4.1.1 Red Metropolitana de Comunicación Móvil 42
5.3.4.1.2 Red de Comunicación Móvil para el Interior 42
5.3.4.2 Situación a corto plazo (2016-2017) 43
5.3.5 Sistema de Comunicación de Telefonía 44
5.3.5.1 Situación actual de los sistemas 45
5.3.5.1.1 Red Troncal de Telefonía 45
5.3.5.1.2 Red de Acceso o Terminal de Telefonía 45
5.3.5.2 Situación a corto plazo (2016-2017) 46
5.3.6 Infraestructura Auxiliar de los Sistemas de Comunicación 46
5.3.6.1 Situación actual de los sistemas 46
5.3.6.1.1 Generadores 46
5.3.6.1.2 Refrigeración 47
5.3.6.1.3 Puesta a tierra 47

6. PLANES DE ACTUALIZACIÓN Y EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS 48

6.1 Planes de Tecnología de la Información. 48
6.1.1 Adquisición e Instalación de DATACENTER de Contingencia 48
6.1.2 Adquisición e Implementación de un Sistema de Gestión de Recursos Empresariales (ERP) 49
6.1.3 Adquisición e Implementación de un Sistema de Facturación y Lectura Automática de Medidores (AMI) 50
6.2 Planes para los Sistemas operacionales de tiempo real 50

6.2.1 DISPOSITIVOS Y EQUIPOS DE TELESUPERVISIÓN, TELEMEDICIÓN Y TELECONTROL EN SUBESTACIONES 50
6.2.1.1 ADQUISICIÓN DE RTUS PARA LA SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS EN OBSOLESCENCIA (PANELES CONVENCIONALES) 50
6.2.1.2 ADQUISICIÓN DE RTU/GATEWAY PARA LOS LOCALES QUE NO CUENTAN CON SUPERVISIÓN...53
6.2.2 SISTEMA SCADA/DMS/OMS DE DISTRIBUCIÓN Y SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA (SGIDE):....54
6.2.2.1 OBJETIVO GENERAL 54
6.2.2.2 BENEFICIOS DEL PROYECTO....54
6.2.2.3 COMPONENTES DEL PROYECTO SGIDE....55
6.2.2.4 SCADA/DMS/OMS....55
6.2.2.5 CREACIÓN DE LA BASE DE DATOS GEORREFERENCIADA DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN....55
6.2.2.6 SUMINISTRO DE SOFTWARE PARA GESTIÓN TÉCNICA 56
6.2.2.7 SERVICIOS DE CONSULTORÍA DE SOPORTE A LA IMPLEMENTACIÓN DEL SGIDE....57
6.2.3 DISPOSITIVOS Y EQUIPOS DE TELESPERVISION, TELEMEDICION Y TELECONTROL EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN. 58
6.2.4 ADQUISICIÓN E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE RECURSOS OPERACIONALES DE TIEMPO REAL 58
6.3 PLANES DE SISTEMAS DE COMUNICACIÓN.....60
6.3.1 SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE MICROONDAS 60
6.3.1.1 AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN INALÁMBRICA 60
6.3.2 SISTEMA DE COMUNICACIÓN LTE PARA MEJORAMIENTO DE LA O&M DEL SISTEMA ELÉCTRICO 62
6.3.3 MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE LOS SITIOS DE COMUNICACIONES.....65
6.3.4 AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE FIBRA ÓPTICA Y EQUIPOS ACTIVOS INSTALADOS.....67

7. CRONOGRAMA DE OBRAS DE TELEMATICA....69

7.1 CRONOGRAMA DE OBRAS DE TELEMÁTICA. (OBRAS PRINCIPALES – DETALLADAS EN UN ANEXO) 70

Resumen Ejecutivo

El Plan Maestro de Telemática de Corto y Medio Plazo para el periodo 2018-2024 presenta una síntesis de las adquisiciones y tareas a ser realizadas para lograr el mejoramiento en el funcionamiento de los Sistemas de Tecnología de la Información y Comunicaciones de ANDE los cuales sirven como soporte todos los servicios y sistemas para la gestión empresarial y operacional de la ANDE.

Fueron contempladas todas las necesidades detectadas y con este plan se pretende mejorar la gestión, confiabilidad y eficiencia de la ANDE.

El Plan Maestro de Telemática de Corto y Medio Plazo para el periodo 2018-2024 presenta una síntesis de los estudios técnicos de planificación realizados con vistas a determinar el conjunto de adquisiciones necesarias en los Sistemas de Tecnología de la Información y Comunicaciones de ANDE, de manera a acompañar el crecimiento de infraestructura del Sistema Eléctrico, el área Corporativa y el avance tecnológico para proveer un servicio en condiciones técnicamente aceptables de acuerdo a los criterios y premisas de planificación adoptados.

Como resultado de los estudios técnicos, se obtiene el Plan de Inversiones de Telemática para el periodo mencionado, en el cual se plasman las necesidades de los Sistemas.

Debido a la coyuntura nacional, el Plan se centra fundamentalmente en las inversiones para la ampliación de la infraestructura y actualización tecnológica y que permiten atender el crecimiento de la demanda en esta materia y mejora en la confiabilidad.

Si bien la definición de un Plan de Inversiones se ve influenciado por diversos factores, como ser: configuraciones topológicas consideradas, requerimientos de confiabilidad, calidad y disponibilidad de los sistemas, entre otros, el factor de mayor preponderancia es la necesidad de actualización tecnológica y la integración de los Sistemas.

Cabe acotar que la necesidad de contar con herramientas tecnológicas de punta para lograr el mejoramiento de la operación y eficiencia de la ANDE se ve fuertemente influenciado por la utilización masiva del uso de la tecnología en clientes internos y externos a la ANDE.

Dichos escenarios han sido adoptados considerando el crecimiento del sistema eléctrico en la ANDE y la demanda insatisfecha en materia tecnológica de los usuarios internos y clientes de la ANDE por restricciones presupuestarias en los pasados años.

1.1 Adquisición e Instalación de DATACENTER de Contingencia

Se prevé la adquisición e instalación de un nuevo DATACENTER para Contingencia en caso de que ocurran Desastres. Con esto se garantizará la alta disponibilidad de los servicios de TI, la continuidad del negocio y la rápida recuperación de los recursos de Tecnología de la Información (TI) en casos extremos. Este proyecto incluye el equipamiento de TI como ser los equipos de uso centralizados: Servidores, Storage y los equipos de comunicación: router, switches core, etc.

1.2 Adquisición e Implementación de un Sistema de Gestión de Recursos Empresariales (ERP)

Se prevé la adquisición de un sistema informático para integrar los procesos empresariales de la Empresa que actualmente están siendo gestionado en forma aislada a través de aplicativos específicos para algunos procesos de negocio y por consiguiente eso hace que no exista confiabilidad en la información que debe ser relevante para la toma de decisiones y además para prestar un servicio con calidad para el cliente. La integración de los aplicativos para gestionar los procesos de negocio posibilitará que la empresa preste un servicio con calidad y confiable.

1.3 Adquisición e Implementación de un Sistema de Facturación y Lectura Automática de Medidores (AMI)

El sistema de Facturación con que cuenta la ANDE se encuentra en obsolescencia y para su mejoramiento requiere de desarrolladores especialistas que no cuenta la Institución. Por tanto, es necesaria la actualización de dicho sistema a su versión más actual a fin de incorporar todos los módulos que automatizaran procesos comerciales que la ANDE requiere implementar para satisfacer a sus clientes. Debido a la cantidad y complejidad de las mejoras planteadas, tanto a nivel funcional como tecnológico, no se dispone de los recursos necesarios para atender en un tiempo razonable esta cantidad de mejoras y cambios en Sistema Open-SGC

1.4 Ampliación del Sistema de Comunicación Inalámbrica

Los Sistemas de Comunicaciones Inalámbricas punto a punto a través de enlaces con equipos de Radios Microondas de Gran Capacidad y Alta Disponibilidad contemplados en este proyecto redundaran principalmente en el mejoramiento de la disponibilidad del Sistema de Comunicaciones ya que estos estarán funcionando en forma paralela, como un respaldo, de los sistemas de Fibra Óptica ya implementados. Además se logrará la renovación total del Sistema de Comunicaciones por Microondas de todas las derivaciones del Sistema Tronco SUR y del Sistema Tronco NORTE y sus derivaciones.

1.5 Sistema de Comunicación LTE para mejoramiento de la O&M del Sistema Eléctrico

Los Sistemas de Comunicaciones a través de la Tecnología LTE optimizarán los trabajos de Operación y Mantenimiento (O&M) del sistema de Distribución, del Sistema de Transmisión, la lectura automática de los medidores de consumo de energía eléctrica, las comunicaciones de los datos del SCADA, los datos corporativos y de gestión de las oficinas y agencias regionales de toda la región oriental.

Se prevé además contar con sistemas repetidores LTE móviles y de rápida instalación para casos críticos y de emergencia nacional, como ser ante embates de la naturaleza, incendios o emergencias nacionales y con esta solución se tendría reestablecido el Sistema de Comunicación Local para los primeros trabajos de recomposición prácticamente de manera instantánea y podrían ser utilizados de manera continua hasta que sean restituidos todos los sistemas averiados.

1.6 Mejoramiento de la Infraestructura de los sitios de Comunicaciones.

Serán adquiridos habitáculos tipo Shelter’s para el servicio en intemperie, por su tamaño y estructura, será fácil de transportar, rápido de montar y eficiente ante los requerimientos estructurales, energéticos y ambientales. Será tipo contenedor, que podrá alojar y proteger en un ambiente controlado para el funcionamiento contra

diversos agentes del medio ambiente corrosivos tales como: polvo, agua, condensaciones externas, vientos, aire húmedo, lluvia, etc. distintos equipos electrónicos o de telecomunicaciones altamente sensibles. Dotados con sistemas de climatización con aires acondicionados, sistema de seguridad y acceso, video vigilancia entre otros adicionales según el caso.

1.7 Ampliación del Sistema de Fibra Óptica y Equipos Activos Instalados.

Con la adquisición de estos equipos y enlaces de Fibra Óptica, como complemento a los existentes para garantizar la alta disponibilidad y la confiabilidad de los sistemas de comunicaciones corporativos de todas las Agencias Regionales de Distribución, oficinas comerciales, y sistemas de telesupervisión y telecontrol de todas las Subestaciones de ANDE en todo el país, atendiendo el crecimiento de locales de ANDE. Se contará con una capacidad aumentada para el ancho de banda de transmisión de los datos de todos los sistemas corporativos y operacionales incluyendo video vigilancia.

1.8 Adquisición de RTUs para la sustitución de equipos en obsolescencia

Para lograr una integración efectiva de las Subestaciones al Sistema de Supervisión y Control SCADA/EMS, es necesaria la sustitución de 37 (treinta y siete) Unidades Terminales Remotas (RTU) en obsolescencia de las marcas Eliop Elitel 4000, Telvent Saitel 2000, Harris D20, INDACTIC y ABB modelo RTU200, con más de 10 años de utilización. Las nuevas RTUs soportarán los nuevos estándares de protocolos de comunicación (61850) y permitirán comunicar a la vez los paneles de protección y control existentes con cableado convencionales (I/O convencional). De esta manera, podrán supervisarse y controlarse todos los dispositivos y equipos instalados en las Subestaciones, favoreciendo a la mejora en la eficiencia en la operación y el mantenimiento.

1.9 Adquisición de RTU para los locales que no cuentan con supervisión.

Del mismo modo, para lograr una incorporación efectiva de las Subestaciones al Sistema de Supervisión y Control SCADA/EMS, será necesario adquirir 14 (catorce) RTU nuevas que soporten los nuevos estándares de protocolos de comunicación (61850) y permitan comunicar a la vez con los paneles de protección y control con cableado convencionales, para los locales que no cuentan con sistemas de telecontrol y telesupervisión y son parte esencial del esquema de operación del Sistema Interconectado Nacional.

1.10 Adquisición de RTU de postes e Interruptor Telecomandable para Distribución.

A los efectos de reducir la duración de las interrupciones, lograr la detección temprana de fallas y otros posibles inconvenientes en el sistema de distribución de energía eléctrica, es necesario el remplazo del conjunto de Unidades Terminales Remotas (RTU), interruptores telecomandables y accesorios en 400 (cuatrocientos) postes de distribución en las zonas metropolitana, centro, este y sur del país. Esto es, debido a la obsolescencia de los mismos con más de 10 años de funcionamiento, la falta de stock de repuestos y gran cantidad de equipos averiados que no pueden ser repuestos.

1.11 Adquisición de Sistema de Gestión de Recursos Operacionales de Tiempo Real.

ANDE cuenta con sistemas de recursos operacionales de tiempo real, como el sistema SCADA, sistema de monitoreo de transformadores, sistema de monitoreo de alimentadores, sistema de mantenimiento de equipos de transmisión entre otros, los cuales funcionan de manera separada. Para lograr una total integración de todos esos recursos en una sola plataforma que permita consolidar y procesar la información, será

adquirido e implementado un Sistema de Gestión de Recursos Operacionales de Tiempo Real para la adquisición, análisis y visualización de Datos de los procesos del Sistema Eléctrico.

Este sistema realizará la integración de las Base de Datos de las Aplicaciones que recolectan la información de las distintas actividades o eventos dentro del Sistema Eléctrico, tanto los de tiempo real (SCADA, Monitoreo de Transformadores), como los de intervención humana (Sistema de Mantenimiento MANTEC), de esta manera brindar una interfaz única para la visualización de los datos o servir de fuente de información para otros sistemas de la Empresa (ERPs).

1.12 Cronograma de obras

Se resume más abajo los plazos de finalización de las obras previstas atendiendo las prioridades y duración de cada una de ellas. Se ha tenido en consideración que los llamados a Licitación serán publicados en la segunda mitad del año 2017, a efectos de iniciar las obras a principios del año 2018.

Ítem	Descripción del Proyecto	Puesta en Servicio
SISTEMAS DE TECNOLOGIA DE LA INFORMACION:		
1	Adquisición e instalación de un DataCenter de Contingencia	dic-18
2	Adquisición e implementación de un Sistema de Gestión de Recursos Empresariales (ERP)	jun-20
3	Adquisición e Implementación de un Sistema de Gestión Comercial y Lectura Automática de Medición (AMI)	jun-20
SISTEMAS DE COMUNICACIÓN:		
4	Ampliación del Sistema de Comunicación Inalámbrica.	jul-19
5	Ampliación e implementación del Sistema de Comunicación LTE.	nov-19
6	Ampliación de la Red de Fibra Óptica y Equipos Activos asociados.	oct-19
7	Mejoramiento de la Infraestructura en Sitios de Comunicaciones.	ago-19
SISTEMAS DE CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN:		
8	Adquisición e Instalación de Sistema de Información SGIDE	nov-21
9	Adquisición de Unidades Terminales Remotas (RTU) para Subestaciones.	ene-20
10	Adquisición de Unidades Terminales Remotas (RTU) e Interruptores Telecomandables para la operación de la Red Distribución Eléctrica.	jul-19
11	Adquisición e Implementación del Sistema de Gestión de Recursos Operacionales de Tiempo Real.	dic-18

1.13 Inversiones requeridas

Las inversiones que serían requeridas para llevar adelante dichas obras se resumen en la siguiente tabla, en moneda extranjera (materiales y equipos) y los totales, tanto para las obras de Tecnologías de la Información, Sistemas de Comunicaciones y Sistemas de Telesupervision y Control. Los costos indicados corresponden a costos directos, calculados a partir de valores típicos referenciales (costos modulares), propios de un nivel de planificación, incluyéndose los impuestos.

INVERSIONES DE MEDIANO PLAZO 2018-2024 (EN DOLARES AMERICANOS)									
Ítem	**Descripción del Proyecto**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**TOTALES**
SISTEMAS DE TECNOLOGIA DE LA INFORMACION:									
1	Adquisición e instalación de un DataCenter de Contingencia	6.000.000	-	-	-	-	-	-	6.000.000
2	Adquisición e implementación de un Sistema de Gestión de Recursos Empresariales (ERP)	8.125.000	5.250.000	2.625.000	-	-	-	-	16.000.000
3	Adquisición e Implementación de un Sistema de Gestión Comercial y Lectura Automática de Medición (AMI)	7.750.000	5.500.000	1.750.000	-	-	-	-	15.000.000
SISTEMAS DE COMUNICACIÓN:									
4	Ampliación del Sistema de Comunicación Inalámbrica.	1.800.000	1.000.000	-	-	-	-	-	2.800.000
5	Ampliación e implementación del Sistema de Comunicación LTE.	15.000.000	10.000.000	-	-	-	-	-	25.000.000
6	Ampliación de la Red de Fibra Óptica y Equipos Activos asociados.	3.000.000	2.000.000	-	-	-	-	-	5.000.000
7	Mejoramiento de la Infraestructura en Sitios de Comunicaciones.	1.000.000	500.000	-	-	-	-	-	1.500.000
SISTEMAS DE CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN:									
8	Adquisición e Instalación de Sistema de Información SGIDE	13.103.735	14.804.453	4.694.383	2.370.212	797.301	2.578.326	652.470	39.000.880
9	Adquisición de Unidades Terminales Remotas (RTU) para Subestaciones.	5.000.000	3.000.000	-	-	-	-	-	8.000.000
10	Adquisición de Unidades Terminales Remotas (RTU) e Interruptores Telecomandables para la operación de la Red Distribución Eléctrica.	7.000.000	2.000.000	-	-	-	-	-	9.000.000
11	Adquisición e Implementación del Sistema de Gestión de Recursos Operacionales de Tiempo Real.	3.000.000	-	-	-	-	-	-	3.000.000
TOTALES POR AÑO (USD)		70.778.735	44.054.453	9.069.383	2.370.212	797.301	2.578.326	652.470	
TOTAL GENERAL									130.300.880

2. INTRODUCCIÓN

El uso de las TIC en las empresas del sector de la generación, transmisión y de distribución de la energía es exhaustivo e imprescindible, su utilización cubre todos los procesos de producción, transmisión y distribución de estas empresas, un fallo en cualquiera de los sistemas TIC que dan soporte a estos procesos pueden provocar que se interrumpa la cadena de producción y suministro con consecuencias críticas para el resto del tejido productivo del país.

Debido a que la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. Por ello, en todo momento, su producción debe igualarse a su consumo de forma precisa e instantánea lo que requiere un equilibrio constante. Los operadores del sistema eléctrico deben garantizar ese equilibrio y, para ello, se debe prever el consumo y operar y supervisar en tiempo real las instalaciones de generación, transporte y distribución, logrando que la producción programada en las centrales coincida en todo momento con la demanda real de los consumidores. Para poder lograr este ajuste entre la producción y la demanda, en tiempo real, es necesario el uso exhaustivo de las TIC, para permitir la conexión de todos los sistemas de información que operan en el sistema eléctrico nacional.

Por lo tanto, la ANDE establece como uno de sus principales objetivos utilizar las tecnologías de la información y comunicación para apoyar y mejorar la eficiencia de las actividades de supervisión y operación del SIN en tiempo real, esto conlleva a desarrollar una serie de proyectos tecnológicos para permitir incrementar la eficiencia de su misión de supervisión y de operación en tiempo real.

En cuanto a la comercialización, se tiene como objetivo, con un gran impacto económico, el uso de las TIC, para la lectura automática (AMI) de los medidores de consumo de energía eléctrica. Existen hoy en día soluciones para automatizar este proceso y permitir su lectura automática (AMI), pasando desde equipos de medida con capacidades propias de comunicación o por sistemas hardware-software de lectura automática de medidores. **En tal sentido, las TIC deben desempeñar un papel importante no sólo en la reducción de las pérdidas y el aumento de la eficiencia, sino también en la gestión y el control de una red eléctrica cada vez más distribuida, a fin de garantizar la estabilidad y reforzar la seguridad.**

Por otro lado, en cuanto a la en la actualidad las empresas se ven influenciadas por el ambiente global en el que se desempeñan, el cual es altamente cambiante y exige una constante toma de decisiones estratégicas para llevar correctamente el rumbo de la organización hacia la consecución de sus objetivos. Esta situación lleva a las organizaciones a enfrentar los desafíos con cautela al optimizar sus recursos.

Al hablar de una eficiente gestión de los procesos corporativos en la organización es imprescindible tomar en cuenta un factor clave que es la toma de decisiones. Éste proceso puede considerarse como la base del éxito del buen desempeño de las empresas.

La importancia de la información para las organizaciones radica en que es un recurso esencial, éstas la utilizan al desempeñar sus operaciones diarias y de manera estratégica para la búsqueda de un alto nivel de desempeño y crecimiento. En este sentido una opción muy válida para hacer crecer el valor de este recurso tan importante es integrarla y tenerla disponible en el momento adecuado para que pueda ser analizada por los tomadores de decisiones. Es en este momento

que las herramientas tecnológicas juegan un papel muy importante al integrar los datos y aumentar el valor que aportan los mismos para la empresa.

El conocimiento es un factor esencial para una empresa tanto para alcanzar los objetivos y metas estratégicas como para elevar en nivel de productividad y rentabilidad. La información confiable es crucial para el proceso de toma de decisiones tanto operativas como estratégicas, siendo éstas más certeras cuando están basadas en fuentes de información que ayudan a la empresa a reducir la incertidumbre y el riesgo. **Para este efecto, se establece como objetivo de la ANDE, incorporar las TIC a través de una herramienta que permita recolectar, procesar, trasmitir y almacenar datos que son generados de la misma operación corporativa de la empresa en una sola plataforma integral.**

En este proceso ANDE como una empresa que brinda un servicio básico imprescindible pretende contar con un sistema de comunicaciones redundante, por una lado un sistema alámbrico (compuesto por una imponente red de Fibra Óptica) y además como un sistema de soporte a este sistema alámbrico, contar con una red inalámbrica (Sistemas de Enlaces de Microondas Digital de Alta Capacidad) los cuales garantizan la alta disponibilidad y confiabilidad de todos los sistemas de comunicación. Además se prevé una alta penetración en el alcance de estos sistemas ya que se apunta al 100% de los sitios de ANDE principalmente de la región oriental donde se cuenta con la mayor demanda de consumo de energía eléctrica del país.

Finalmente, se resalta que las TIC en empresas de energía deben considerarse como infraestructuras críticas, por lo que se requiere contar con infraestructura propia y actualizada, alineadas a las recomendaciones de las organizaciones más importantes en el mundo en esta materia, como Utilities Telecom Council de los Estados Unidos de América y European Utilities Telecom Council de la Unión Europea.

3. CRITERIOS TÉCNICOS

Los principales componentes del Plan Maestro de Telemática son:

3.1 Objetivos generales de los Sistemas.

El análisis y los planes a desarrollar están basados en los siguientes objetivos generales de los Sistemas a ser considerados:

3.1.1 Cobertura: todos los procesos de operación, supervisión y medición se encuentran atendidos en la generación, transmisión, distribución y comercialización en tiempo real. Del mismo modo, todos los procesos corporativos se encuentran atendidos con una solución integrada. La penetración y capacidad de transporte de los sistemas de comunicación son suficientes para atender las necesidades de ANDE.

3.1.2 Disponibilidad y Confiabilidad: en todos los sistemas críticos se dispone de una alta confiabilidad, disponibilidad y redundancia.

3.1.3 Actualización Tecnológica: ninguno de los Sistemas se encuentra en obsolescencia y la actualización de los sistemas se ha realizado en los últimos 10 años. La tecnología utilizada es adecuada para atender los requisitos de la ANDE en forma eficiente y confiable, es consistente con las nuevas tecnologías disponibles y con la evolución tecnológica a nivel mundial.

3.2 Caracterización de los requerimientos por Sistema

Cada uno de los Sistemas, por su naturaleza y utilización presentan diferentes características y demandas que deben ser atendidos teniendo en cuenta los siguientes:

3.2.1 Requisitos de los sistemas de tiempo real:

- Alta disponibilidad.
- Necesidad de redundancia entre los sistemas alámbricos e inalámbricos.
- Funcionamiento y utilización 24x7.
- Cantidad de usuarios limitado y restringido.
- Orientado a la continuidad el servicio.

3.2.2 Requisitos para los sistemas de gestión corporativa.

- Requerimientos de gran ancho de banda.
- Grandes volúmenes de datos a ser procesados.
- Gran cantidad de usuarios.
- Orientado a la optimización de los recursos y procesos, control, gestión, etc.

3.2.3 Requisitos para los sistemas de comunicación.

- Redundancia en las redes de comunicaciones para los Sistemas críticos.
- Capacidad de transporte ampliable según el crecimiento de la demanda.
- Infraestructura con suficiente penetración para atender los requerimientos de la empresa.
- Integración de los diferentes sistemas para ofrecer robustez y optimización de los recursos.
- Escalabilidad y flexibilidad con la intención de poder hacer frente a futuros cambios o ampliaciones con facilidad

4. PREMISAS BÁSICAS

En esta sección se definen los escenarios básicos bajo los cuales se realiza el análisis del desempeño de los sistemas actuales en vista a los criterios técnicos preestablecidos.

4.1 Sistemas operacionales de tiempo real:

Estos sistemas son los responsables del monitoreo, supervisión, medición y control de los elementos de la red eléctrica con componen el SIN. Consisten en un conjunto de sistemas informáticos que acopian y procesan la información proveniente de los equipos, dispositivos, conductores que componen la red eléctrica.

Los elementos de la red eléctrica requieren ser supervisados, medidos y controlados desde los sistemas informáticos mencionados, a los efectos de optimizar la operación y mantenimiento de los mismos.

Estos sistemas deben incluir un porcentaje suficiente de elementos de la red eléctrica para hacer eficiente y confiable la operación del sistema eléctrico. Así también, es necesario que los diferentes sistemas se encuentren integrados a los efectos de optimizar la información y hacer útil y provechoso. Realizar análisis en tiempo real lo suficientemente rápidos para la toma de decisiones.

4.2 Sistemas corporativos

Los procesos corporativos y recursos empresariales cuentan con procesos estandarizados, informatizados e integrados en una sola plataforma integrada. Se dispone de un inventario actualizado de todos los recursos y permite evaluar y predecir el comportamiento y eficiencia.

4.3 Sistemas de Telecomunicaciones

Están conformados por equipos multiservicios con distintos métodos de conexión; con capacidad suficiente de transporte, redundancia, alta disponibilidad y confiabilidad con cobertura completa a nivel nacional. Conforman en su conjunto interconexiones físicas ópticas y aéreas (radioeléctricas) con el fin de sostener la demanda de disponibilidad y seguridad necesarios para la operación y supervisión de infraestructuras de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica.
Las conexiones que no requieran de alta disponibilidad contaran con uno u otro método de acceso (óptico o radioeléctrico).
Para la Operación y Mantenimiento de los Procesos de Generación, Transmisión y Distribución, el medio de comunicación adecuado son los Sistemas de Comunicación de dos vías digitales troncalizados de cuarta generación (LTE).
Para lograr la alta eficiencia en los esquemas de comercialización y facturación del servicio de energía eléctrica, se deben disponer de infraestructura de telecomunicaciones adecuados para la lectura automática de medidores de energía eléctrica (AMI). Ante esta demanda, estarán previstos tecnologías de Telecomunicación Ópticas y Radioeléctricas combinadas.

4.4 Proyección de requerimientos de TIC en los sistemas operacionales y corporativos

Los requerimientos de los sistemas operacionales demuestran una tendencia a incorporar una cantidad cada vez mayor de dispositivos telecontrolables, telesupervisados y telemedidos en la red eléctrica. En tal sentido, los sistemas de telecomunicaciones deben ser lo suficientemente ampliables y adaptables para incorporar una gran cantidad de dispositivos con requerimientos de transmisión pequeños.
Para los sitios o locales de ANDE se encuentra una tendencia de disponibilizar un requerimiento de ancho de banda cada vez más exigente, por lo que los sistemas deben tener la suficiente flexibilidad para ampliar la capacidad de transmisión.

5. ANÁLISIS POR SISTEMAS

A continuación se realiza una análisis de cada uno de los Sistemas con objetivo determinar la situación, fortalezas y debilidades de cada uno de ellos a la luz de los criterios técnicos y las premisas indicadas anteriormente.

Se tuvieron en cuenta el estado actual de todos los sistemas actuales de ANDE, los cuales presentan una notoria obsolescencia de los equipos, una baja o casi nula taza de mantenimiento predictivo y preventivo y una baja inversión en las TIC en la última década ocasionando un desfasaje y obsolescencia en los Sistemas.

Fueron además tenidos en cuenta los problemas ocasionales de índole de emergencia como los desastres naturales, ante los cuales se vio la necesidad de contar con sistemas móviles para el rápido restablecimiento de los sistemas como así también la necesidad de contar con sistemas de detección y diagnóstico temprano para evitar inconvenientes y además con estos poder lograr el desarrollo de las tareas coordinadas de los sectores de transmisión y distribución de ANDE.

Se detecta una limitada infraestructura existente para alojar y mantener los sistemas TIC en cuento a energía, refrigeración, protección, monitoreo y la facilidad de su traslado ante eventuales circunstancias.

5.1 Sistemas de Tecnología de la Información

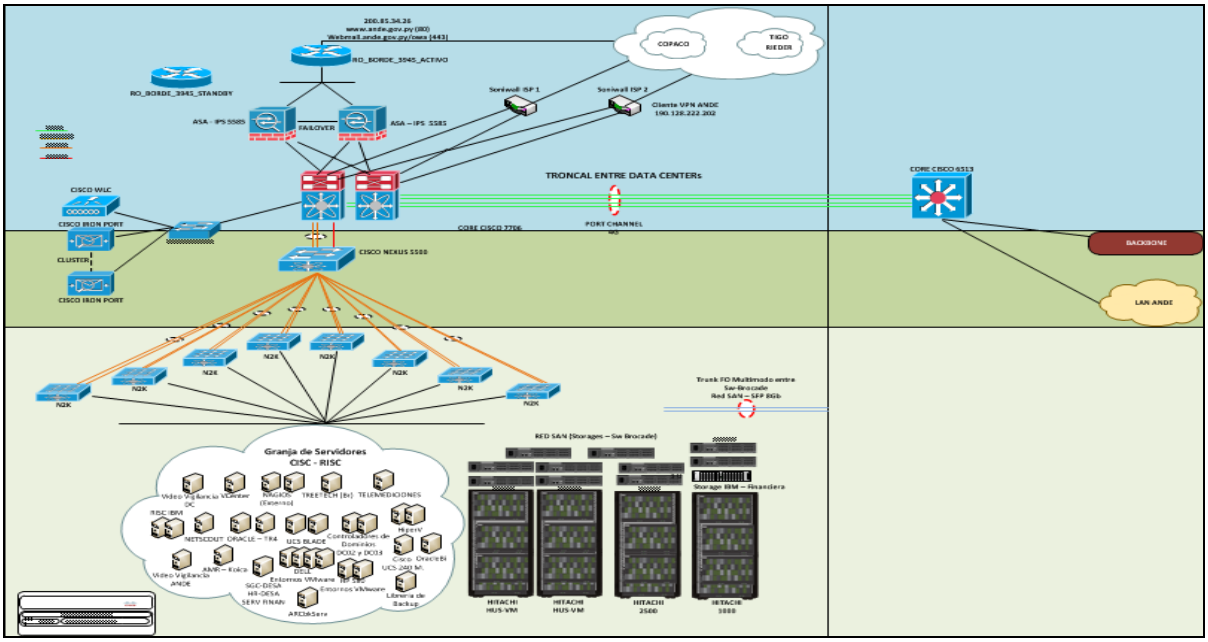
5.1.1 Centro de Cómputos (DataCenter)

5.1.1.1 Situación Actual de los Sistemas

Actualmente se cuenta con un DATA CENTER cuyas características técnicas cumplen con las categorías Tier III y Tier IV del estándar ANSI/TIA-942. Nuestro centro de datos se encuentra albergado dentro de un Ambiente de Máxima Seguridad para equipamiento informático crítico (AMS).

Con relación a nuestra red de datos nos basamos en la arquitectura Cisco Borderless Network, estructurada en un diseño jerárquico de tres capas: núcleo, distribución y acceso. En la actualidad todas las capas se encuentran en redundancia a excepción la capa de distribución que por limitaciones presupuestarias aun no se pudo adquirir un equipo Switch de Distribución de las mismas características técnicas con el que ya contamos.

Más abajo se muestra la topología actual de la red corporativa desde el DATACENTER:



5.1.2 Sistemas de Gestión de Recursos Empresariales (ERP)

5.1.2.1 Situación Actual de los Sistemas

Algunos problemas con los Sistemas del Área Financiera.

- Excesiva cantidad de Sistemas (27) lo cual dificulta un mantenimiento adecuado por la poca cantidad de recurso humano.
- Uso de Lenguajes obsoletos (Clipper, FoxPro para DOS y Windows), los cuales ya no poseen soporte técnico.
- Poca integración de los sistemas lo cual crea duplicidad e inconsistencia en la Base de Datos.
- Áreas de la empresa (**GT**, Proyectos, planificaciones, gestión de contratos) sin cobertura con Sistemas Informáticos adecuados e integrados.
- Imposibilidad de generar Informes Gerenciales en tiempo real, de procesos tales como: estado financiera, estado de ejecución de obras, estado de ejecución de contratos, disponibilidad de materiales en almacén, etc.).
- Inconveniente para la actualización de versiones en los sistemas de escritorios, lo que ocasiona que el usuario no siempre cuente con la última versión.

Problemas con el **Consist GEM** y **HR**

- No está implementada la última versión del **Consist GEM**.
- Alta dependencia de la empresa **CONSIST**.
- Falta de capacitación técnica en el lenguaje utilizado y el diccionario de Base de Datos.
- Alto costo por consultoría del **CONSIST**, debido a que pequeñas modificaciones que podrían ser efectuados por personal de **ANDE** son enviados al exterior.
- No se cuenta con los programas fuentes, lo que impide generar los programas específicos.
- Poca atención y solución de problemas menores, debido a que no se cuenta con técnico local capacitado.
- Excesiva lentitud de los tiempos de respuestas a los pedidos de mantenimientos y/o mejoras solicitados a la **CONSIST**.

Los Sistemas del Área Financiera, Sistemas del Área Técnica y Sistemas de uso Corporativo son:

Sección	Sistemas	Cantidad
Financiera	**STR** (Sistema de Tributación), **SPA** (Sistema de Patrimonio), **REV** (Sistema de Cálculo de Revaluó y Depreciación impositiva), **ING** (Sistema de Ingreso de Presupuesto), **SPR** (Sistema de Presupuesto), **CNV** (Sistema Convertidor de Archivos de datos para Consist (Caja y Banco), **SAC** (Sistema de Asientos Contables - interfase con el **SICO** y **GEM**), **CARCYB** (Sistema de carga de Legajos de Ingresos y Egresos), **SCJ** (Sistema de Caja y Banco), **SCB** (Sistema de Conciliación Bancaria), **SCI** (Sistema de Control de Ingresos), **SFE** (Sistema de Control de Egresos - Consulta), **APR** (Anteproyecto del Presupuesto), **FPR** (Sistema de Facturas de Proveedores de Caja Chica), **CCH** (Sistema de Caja Chica - Fondo Fijo, Fondo Especial), **VIA** (Sistema de Viatico al Interior), **FAC** (Sistema de Facturas Copaco - Servicios Generales), **SSD** (Sistema de Seguimiento de Documentos), **SGE** (Sistema de Gestión de Encomiendas), **CUA** (Sistema de mantenimientos de Unidades Administrativas).	**27**
Técnica	**SMOD** (Sistema de Mantenimiento y Obras de Distribución), **SARA** (Sistema de Atención de Reclamos), **SARA-Seguridad** (Sistema de Gestión de Seguridad del **SARA**), **GCP** (Sistema de Gestión de Contrataciones Públicas).	**3**
Corporativo	**Consist HR**, Intranet, **HRCAP** (RRHH), **GFV** (Gestión de Flota de Vehículos), **POA-BSC** (Plan Operativo Anual), **SMPA** (Sistema de Gestión de Pasivos Ambientales), **PCC** (Actualización de Encuadramiento), **POS** (Sistema de Postulantes), **ATF** (Sist. de Levantamiento de Procesos)	**16**
	TOTAL	**47**

5.1.3 Sistemas de Gestión Comercial.

5.1.3.1 Situación Actual de los Sistemas

En la actualidad tenemos varios puntos críticos y vulnerables en el mantenimiento y operación del Sistema Comercial **Open-SGC**. Se presentan a continuación los algunos de los problemas detectados:

- Vulnerabilidad en la integración con otros sistemas y en el intercambio de información.
- Tiempos de respuesta del sistema que genera saturación en las oficinas de atención al cliente.
- Escasez de recursos humanos para el mantenimiento del sistema en **COBOL** y **C**.
- Reducida flexibilidad del sistema para los cambios masivos.
- Poca flexibilidad en la parametrización del sistema.
- Elevado tiempo invertido en la conciliación datos.
- Baja integración con otros sistemas.
- Escasa funcionalidades en internet para clientes.
- Necesidad de tener los pagos realizados en bocas externas de forma on-line
- Procesos manuales en la gestión de **OS** y control de medidores.

- Identificar pérdidas eléctricas (no técnicas).
- Cobros a través de tarjetas de crédito.

Es por todo ello que el sistema comercial **Open SGC** necesita una serie de mejoras, tanto funcionales como tecnológicas, que hacen imperiosa la necesidad de encarar una renovación del mismo para poder acompañar los avances tecnológicos y las nuevas necesidades del mercado que los tiempos actuales exigen.

Se identifican tres alternativas de solución al problema:

1. Que el equipo del Departamento de Sistemas Informáticos de la **ANDE** realice las mejoras en el sistema.
2. Que se actualice el sistema open **SGC** a su versión más reciente.
3. Que se adquiera un nuevo sistema comercial.

Dichas alternativas de solución tienen sus ventajas y desventajas, entre las cuales podemos citar:

1. Esta alternativa tiene la ventaja de tener menor costo para la empresa, deberá contratarse RRHH humanos sumado a los **RRHH** propios para llevar adelante el proyecto, mayor tiempo de finalización, poca innovación tecnológica.
2. Esta alternativa tiene la ventaja de la facilidad de la implementación, poco impacto en el usuario final por tratarse de un aplicativo ya conocido.
3. Esta alternativa podría ofrecer la ventaja de implementar una nueva plataforma como software comercial que podría ofrecer otras funcionalidades. La desventaja una mayor inversión económica, mayor tiempo de implementación, alto impacto en el usuario final por el desconocimiento del software.

En este cuadro se muestra los diferentes módulos con que actualmente cuenta el Open-SGC, así como otros módulos que le fueron agregados.

Siglas	***Sistemas***	**Usuario/s**	***Descripción***
Open-SGC	***Sistema de Gestión Comercial - OPEN***	Dpto. Atención al Cliente / Ag. Regionales	Sistema que abarca la operativa Comercial de la ANDE- Gerencia Comercial
	Atención al Cliente (On Line)		
	Lectura (On Line / Batch)		
	Cobros-Actualización (On Line / Batch)		
	Facturación (On Line / Batch)		
	Puesta al Cobro (On Line / Batch)		
	Gestión de Impagados (Batch)		
	Ordenes de Trabajo (On Line / Batch)		
	Interfase Contable (Batch)		
	Medidores (On Line / Batch)		
	Hechauka (Batch)		
	Saldos para Inventario- Extracción (Batch)		
	Depuradores (Batch)		
	O3 - Base de datos de Gestión Comercial		
	Apex - informes On-Line		
	Medición de Lecturas		

OPEN-GED	Gestión de Equipos de Distribución	Div. Gestión Comercial	Sistema que abarca la operativa de Distribución de la ANDE- Gerencia Técnica
MPCC	Modulo Proceso y Consultas de Consumo	Div. Gestión Comercial	Sistema que abarca la operativa Comercial de la ANDE- Gerencia Comercial
ALC	Aplicación Local de Cobros	Dpto. Cobranzas / Ag. Regs / Dpto. Ingresos	
ALL	Aplicación Local de Lecturas	Dpto. Lecturas / Ag. Regionales	
APLEM	Aplicación de Lec. para Equipos Móviles	Dpto. Lecturas / Ag. Regionales	
ANP	Aplicación Generación de Nro. de Postes	Dpto. Gestión Comercial	Sistema que abarca la operativa de Distribución de la ANDE- Gerencia Técnica
REMOT	Resolución de Ordenes de Trabajo	Dpto. Gestión Comercial	Resolución de Ordenes de trabajo (OT), por medio de equipos móviles.
GEO	Geo referenciamiento de suministros		Las funcionalidades desarrolladas se encuentran a prueba en la zona sur. Trabajo conjunto FPUNA-ANDE
SEGURIDAD	Seguridad del Open (Acceso-Perfil)	Dpto. Gestión Comercial	Sistema que abarca la operativa Comercial de la ANDE- Gerencia Comercial
PIPELINE	Aplicación Pipeline s/Fact./Consumo	Dpto. Gestión Comercial	
Servicios WEB	Servicios Web para el OPEN, consulta de deuda de clientes para realizar cobros de los entes centralizados (Cobros)	Dpto. Gestión Comercial	
	Servicios Web desde la pagina de ANDE, consulta de estado de cuenta de clientes suscriptos		
Auto Consulta	Aplicación que permite la consulta de saldos e impresión de facturas	Dpto. Gestión Comercial	Aplicación que permite la consulta de saldos e impresión de facturas de parte del cliente de ANDE.

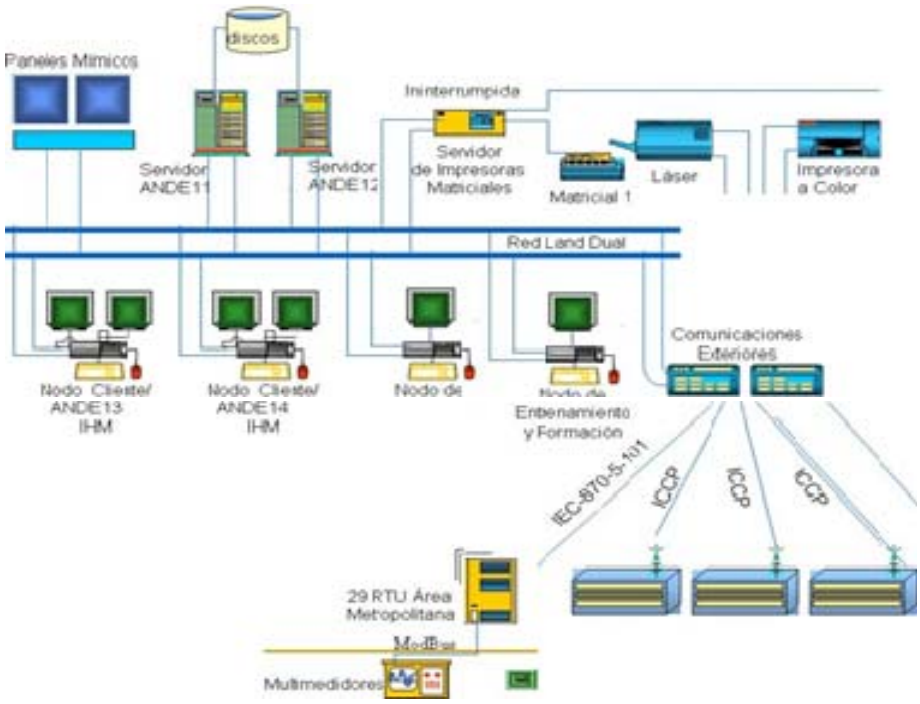
5.2 Sistemas operacionales de tiempo real

5.2.1 Sistema SCADA/EMS de transmisión:

5.2.1.1 Situación Actual de los Sistemas

Actualmente se cuenta con un Sistema SCADA en obsolescencia que se encuentra en funcionamiento desde el año 2002, con limitaciones en cuanto a sus funcionalidades, capacidad de incorporar nuevas subestaciones, puntos de telesupervision y control y posibilidad de integrar a otros sistemas.

Más abajo se muestra un gráfico de la arquitectura del mismo.



El Sistema SCADA actual, funciona con protocolos de comunicaciones desactualizados que no permiten aprovechar las nuevas redes de telecomunicaciones y los nuevos estándares de la industria con todos sus beneficios.

5.2.1.2 Situación a corto plazo (2016-2017)

Debido a todos estos inconvenientes y limitaciones ANDE se encuentra en proceso de implementación de un nuevo Sistema SCADA/EMS con flexibilidad, nuevas prestaciones, protocolos de comunicación abiertos y actuales, cuyo fabricante GE-ALSTOM es uno de los líderes mundiales en esta materia.

El nuevo SCADA con EMS se podrá instalar para todo el sistema interconectado Nacional de transmisio, con alta disponibilidad, robusto y resistente al ambiente industrial, completamente redundante, con arquitectura abierta, flexible y con capacidad de expansión de acuerdo a las necesidades operativas y a los cambios en los estándares tecnológicos vigentes a la fecha de la puesta en servicio total del sistema.

Las principales nuevas funcionalidades que incorpora son:

- Modernizar la operación del sistema de Transmisión, con un sistema de control y Adquisición de Datos moderno, apoyado con aplicaciones informáticas adecuadas para una administración segura y eficiente del Sistema de Transmisión como ser:
    - Modelado de la Red
    - Pronosticador de Carga
    - Procesador de Carga
    - Procesador del estado y topología de la Red
    - Estimador de Estados
    - Flujo de Potencia
    - Análisis de Contingencia
    - Flujo de Potencia Optimo
    - Análisis de Corto Circuito

  - Programación de Interrupciones
  - Base de Datos EMS
- Reducción de las pérdidas económicas por mejoras de la gestión operativa del sistema.
- Incorporación de herramientas tecnológicas que brinde mayor disponibilidad de informaciones en tiempo real, operación en tiempo real, estudio análisis y simulación del comportamiento del sistema eléctrico tanto en contingencia como en operación normal.
- Mejorar la resolución y administración de las incidencias que derivan en interrupciones del servicio eléctrico, apoyado en herramientas modernas para la localización y despacho de las mismas.
- Podrá tener procesamiento distribuido en varios servidores de datos y aplicaciones.
- Tendrá una arquitectura completamente redundante, sin punto de falla simple para las funciones críticas.
- Mejorar la cultura de gestión, contando con indicadores que permitirán auditar, en tiempo y forma, las actividades desarrolladas en la Operación del Sistema de Transmisión.
- Mejorar la productividad del personal, mediante el uso de herramientas informáticas que permitirán el procesamiento automático de datos.
- Podrá intercambiar la información con los Centros de Control de las Centrales de Generación ACARAY, ITAIPU y YACYRETA.

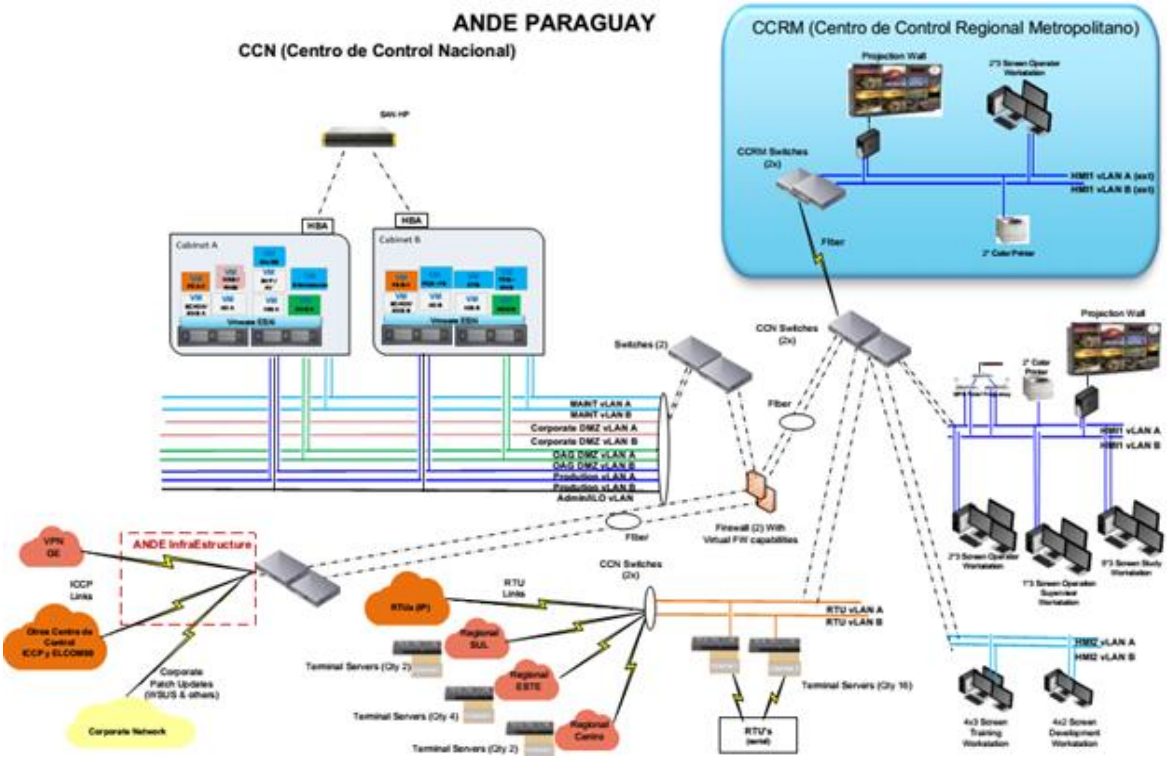
- **Ventajas Servidores Virtuales**

  - Permite consolidar servidores y operar con mayor eficiencia
  - Es más sencillo controlar varios servidores virtuales que varios físicos
  - Posibilidad de reducir el tiempo de recuperación ante un fallo, y el tiempo para la copia de seguridad
  - Probar las configuraciones de un software es más sencillo
  - Se pueden utilizar aplicaciones antiguas que no son compatibles con los nuevos sistemas operativos mediante la creación de un servidor virtual sólo para ellos
  - Se pueden ejecutar aplicaciones multiplataforma de una manera más sencilla y eficiente
  - Flexibilidad
  - Combinan las características de alojamiento compartido y dedicado
  - Se adapta tanto a medias como a grandes empresas

- **Ventajas Servidores Centralizados**
  - Alta disponibilidad.
  - Manejo Centralizado de la Base de Datos
  - Minimiza inconsistencia de Base de Datos

- **Requerimientos**
  - Alta disponibilidad de los Sistemas de Comunicación

Se indica, más abajo un gráfico de la arquitectura del mismo.



5.2.2 Dispositivos y equipos de telespervisión, telemedición y telecontrol en Subestaciones

Para realizar tan importantes funciones son utilizados Unidades Terminales Remotas (RTU) y Concentradores (Gateways) que se conectan los paneles de protección y medición en las subestaciones antiguos (convencionales de manija de giro y empuje), mediante cableado de cobre se realiza la instalación de bornes concentradores de señales dentro de cada Bahía, que a su vez se conectan a las tarjetas de adquisición de datos de las RTUs de Subestación, esta filosofía antigua de supervisión de control hacia que las RTUs sean diseñadas y fabricadas de acuerdo a la situación o configuración actual de la Subestación, esto representa en la actualidad la imposibilidad de que estas RTUs puedan interconectarse con las ampliaciones que sufren la mayoría de las Subestaciones.

Como parte del proceso de mejoramiento del sistema eléctrico nacional las distintas áreas involucradas en el mantenimiento de las Subestaciones incorporan o actualizan los equipamientos encargados de la protección de los activos (Transformadores, Interruptores, Bancos de Capacitores) e instrumentos de medición cada vez más precisos y con mayores funciones que no pueden ser integradas a las RTUs por que estas no cuentan con los protocolos de comunicación actuales.

5.2.2.1 Situación Actual de los Sistemas

Del análisis se detecta que existe una cantidad (56) de subestaciones que no tienen suficientemente los requerimientos, según se indica más abajo:

Actualmente en las subestaciones convergen 3 situaciones que no permiten la una correcta integración con el sistema SCADA Nacional.

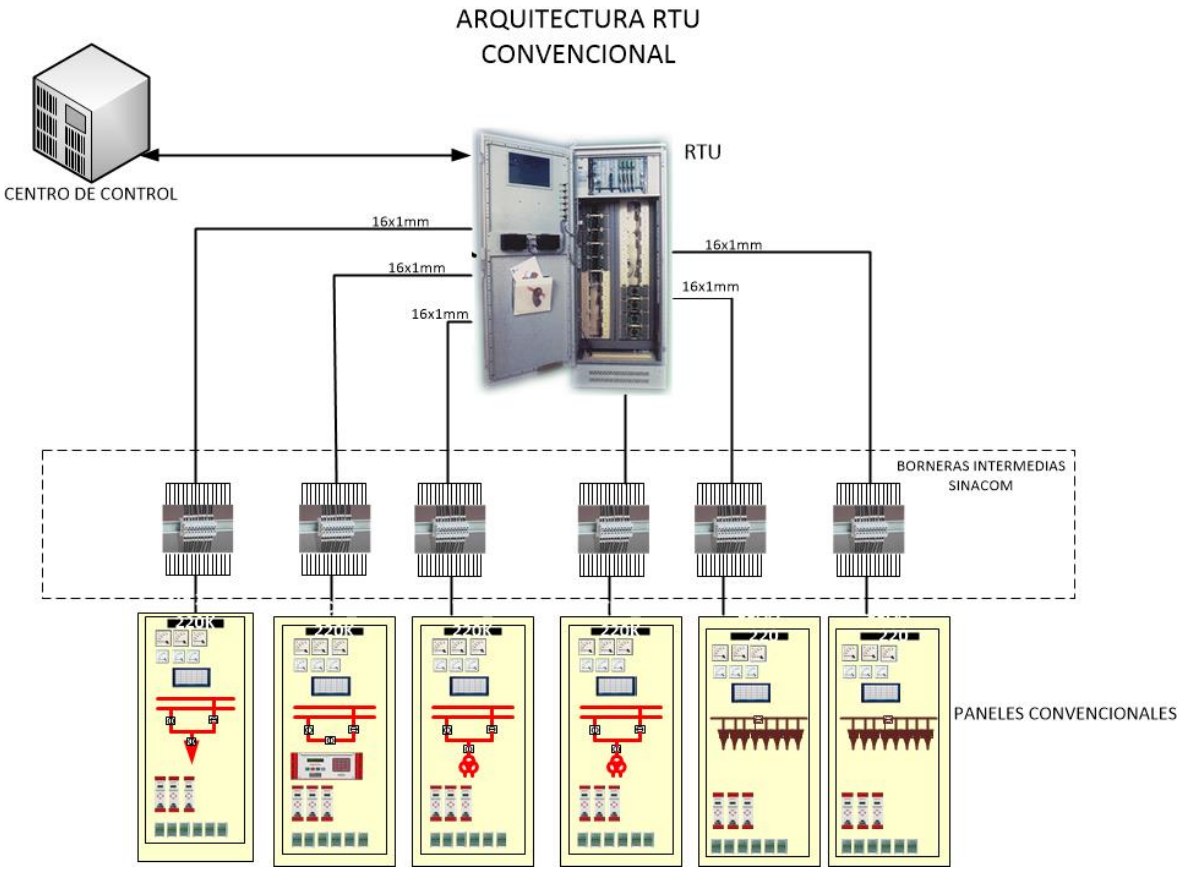
1- Subestaciones donde se cuenta solamente con RTUs y paneles convencionales.

2- Subestaciones que no cuentan con ningún sistema integrado de protección y control, pero con paneles de última generación.

3- Subestaciones que cuentan con ambos tipos de paneles, convencionales y de última generación.

– **Subestaciones donde todos los Paneles se conectan directamente a la RTU con cableado convencional (cables de cobre).**

- Esta solución tiene la Limitación en cuanto a la cantidad de señales que se pueden telsupervisar y controlar (*aprox. 30% de las señales requeridas por Operación*) debido a las limitaciones físicas.
- Protocolos e interfaces de comunicación antiguos que no permiten la integración con los nuevos dispositivos de última generación, como tampoco con equipamientos de otros fabricantes que no se hayan definido en el proyecto original.
- Todas las RTUs se encuentran en Obsolescencia (2002 y 2004). Sin repuestos disponibles debido a que los fabricantes descontinuaron los modelos.

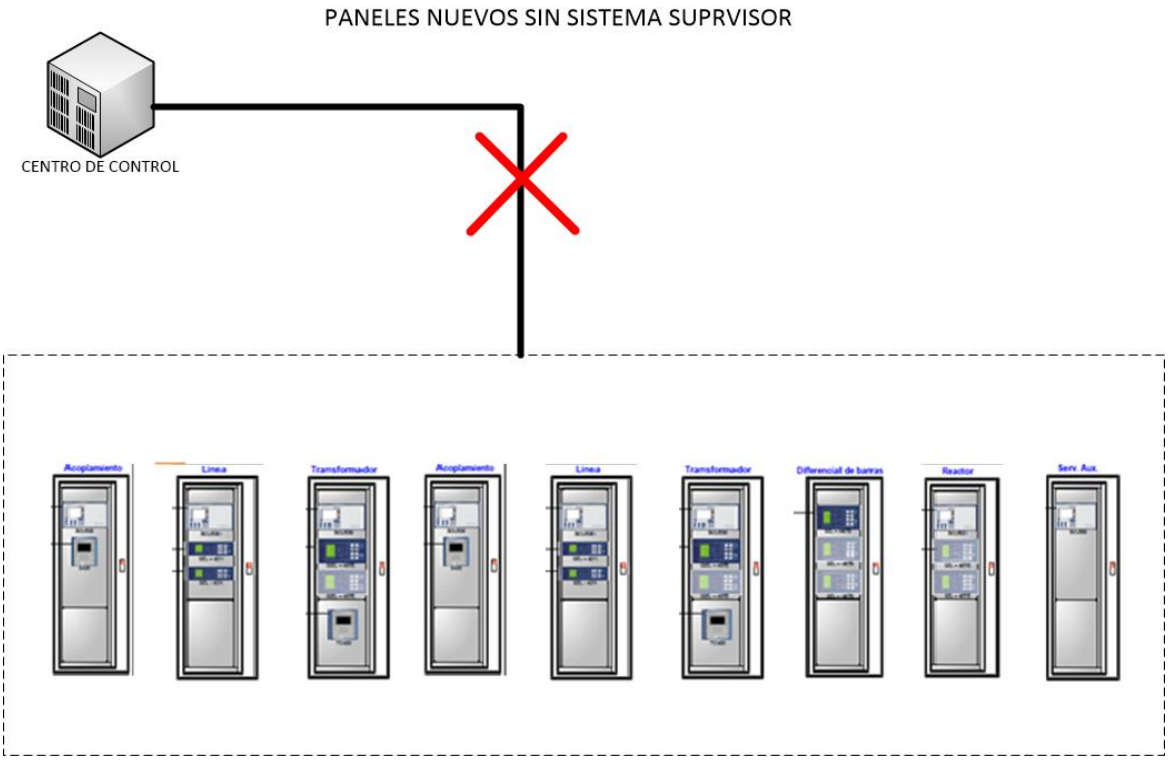


– **Subestaciones donde todos los Paneles son de última generación pero sin sistema supervisor o Gateway.**

Un problema que presenta el área de supervisión y control es la adquisición de Paneles que cuentan con Equipos de Control, Protección y Medición de última generación que no pueden ser integrados a las RTUs convencionales.

No cuentan con infraestructura de red que permita la interconexión (Fibra Óptica) de todos los equipos con un sistema supervisor.

En la mayoría de los equipamientos no fueron configurados para comunicar con un sistema supervisor.

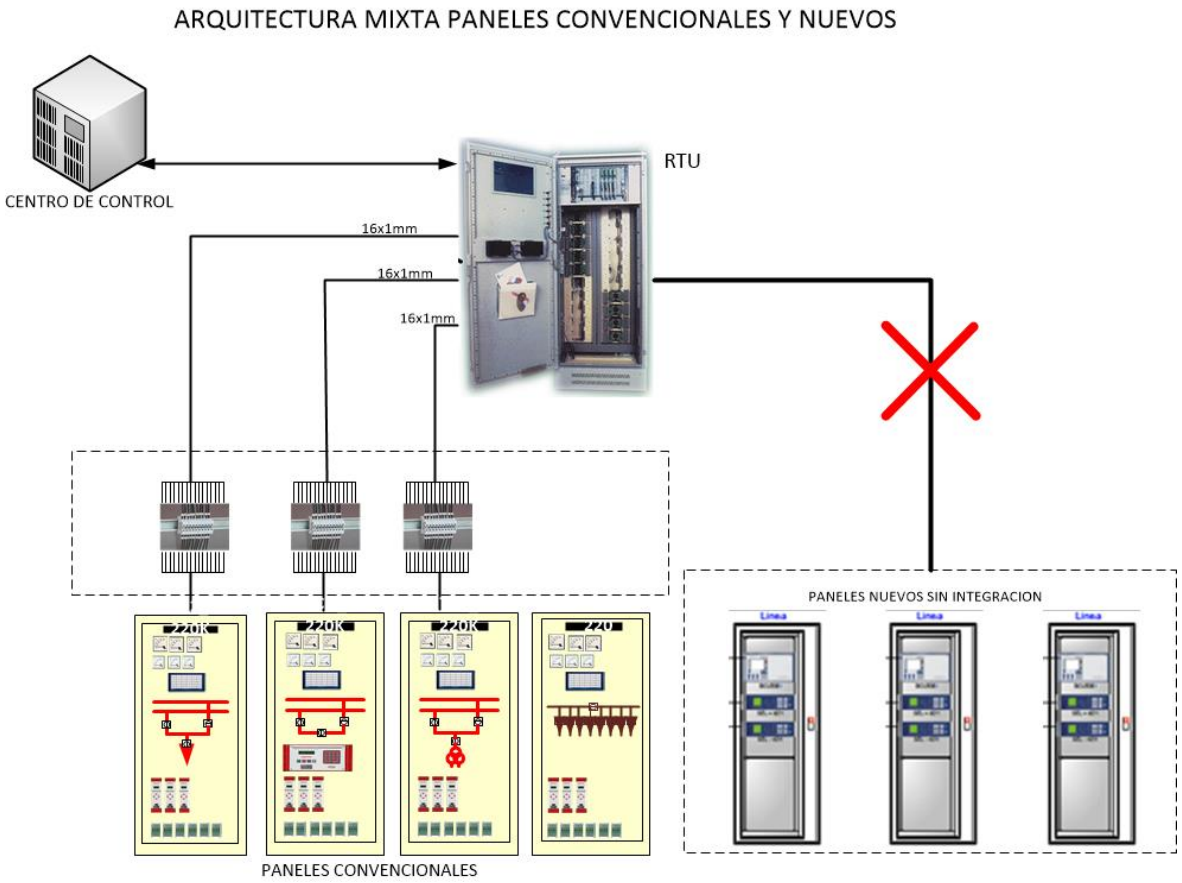


– **Subestaciones donde existen paneles convencionales y paneles de última generación.**

Otra situación que se presenta es la actualización parcial de las subestaciones (ampliaciones o Bahias nuevas), en donde conviven paneles convencionales (cableado de Cobre), con paneles que cuentan con equipos de última generación, en consecuencia solo se puede supervisar los paneles convencionales, quedando aislado los paneles nuevos.

No cuentan con infraestructura de red que permita la interconexión (Fibra Óptica) de todos los equipos con un sistema supervisor.

En la mayoría de los equipamientos no fueron configurados para comunicar con un sistema supervisor.



5.2.2.2 Situación a corto plazo (2016-2017)

Actualmente existe una parte importante, 73%, de las subestaciones que requieren una actualización (retrofit) de equipamientos. Se resume más abajo la situación actual:

Descripción	Año 2016	Año 2017	Año 2018
Subestaciones donde todos los Paneles se conectan directamente a la RTU con cableado convencional	41	31	25
Subestaciones donde todos los Paneles son de última generación, pero sin sistema supervisor o Gateway	11	10	6
Subestaciones donde existen paneles convencionales y paneles de última generación	4	1	0
Totales	**56**	**42**	**31**

Año 2016 - 41 Subestaciones donde todos los Paneles se conectan directamente a la RTU con cableado convencional

	Sistema Metropolitano
1	Subestacion San Miguel
2	Subestacion Villeta
3	Subestacion Caacupe
4	Subestacion Central
5	Subestacion General Diaz
6	Subestacion Republicano
7	Estacion Puerto Botanico
8	Estacion Barrio Parque
9	Estacion La Victoria
10	Subestacion Banco Central del Paraguay
11	Estacion Guarambare
12	Subestacion Tres Bocas
13	Subestacion Parque Caballero
14	Subestacion Villa Aurelia
15	Subestacion Ciudad Nueva
16	Subestacion Pirayú

	Sistema Norte
21	Subestacion Yby Yau
22	Cruce Bella Vista
23	Subestacion Concepcion
24	Subestacion Cerro Cora

	Sistema Centro
25	Subestacion Caazapa
26	Subestacion Caaguazu
27	Subestacion Villarrica
28	Subestacion San Pedro Norte
29	Estacion Santa Rosa

	Sistema Este
30	Subestacion Alto Parana
31	Estacion Carlos Antonio López
32	Estacion Campo Dos
33	Subestacion Curuguty

Año 2017 - 31 Subestaciones donde todos los Paneles se conectan directamente a la RTU con cableado convencional

	Sistema Metropolitano
1	Subestacion San Miguel
2	Subestacion Villeta
3	Subestacion Caacupe
4	Subestacion General Diaz
5	Estacion Barrio Parque
6	Estacion La Victoria
7	Subestacion Parque Caballero
8	Subestacion Villa Aurelia
9	Subestacion Ciudad Nueva
10	Subestacion Pirayú
11	Subestacion Viñas Cue
12	Subestacion Paraguari
13	Subestacion Caapucu

	Sistema Norte
16	Subestacion Yby Yau
17	Cruce Bella Vista
18	Subestacion Concepcion

	Sistema Centro
19	Subestacion Caazapa
20	Subestacion Caaguazu
21	Subestacion Villarrica
22	Subestacion San Pedro Norte
23	Estacion Santa Rosa

	Sistema Este
20	Subestacion Alto Parana
21	Estacion Carlos Antonio López
22	Estacion Campo Dos
23	Subestacion Curuguty

Año 2018 - 25 Subestaciones donde todos los Paneles se conectan directamente a la RTU con cableado convencional

	Sistema Metropolitano
1	Subestacion San Miguel
2	Estacion Barrio Parque
3	Estacion La Victoria
4	Subestacion Parque Caballero
5	Subestacion Villa Aurelia
6	Subestacion Ciudad Nueva
7	Subestacion Pirayú
8	Subestacion Viñas Cue
9	Subestacion Paraguari
10	Subestacion Caapucu

	Sistema Norte
11	Subestacion Yby Yau
12	Cruce Bella Vista
13	Subestacion Concepcion

	Sistema Centro
14	Subestacion Caazapa
15	Subestacion Caaguazu
16	Subestacion San Pedro Norte

	Sistema Este
17	Estacion Campo Dos
18	Subestacion Curuguty
19	Subestacion Naranjal
20	Subestacion Minga Porã
21	Estacion Itaquyry

17	Subestacion Viñas Cue
18	Subestacion Paraguari
19	Subestacion Caapucu
20	Subestacion Quiindy

34	Subestacion Naranjal
35	Subestacion Minga Porã
36	Estacion Itaquyry

Sistema Sur

37	Estacion Natalio
38	Estacion Trinidad
39	Subestacion San Pedro del Parana
40	Estacion Villalbin
41	Subestacion Pilar

24	Subestacion Naranjal
25	Subestacion Minga Porã
26	Estacion Itaquyry

Sistema Sur

27	Estacion Natalio
28	Estacion Trinidad
29	Subestacion San Pedro del Parana
30	Estacion Villalbin
31	Subestacion Pilar

Sistema Sur

22	Estacion Natalio
23	Estacion Trinidad
24	Estacion Villalbin
25	Subestacion Pilar

Año 2016 - 11 Subestaciones donde todos los Paneles son de última generación, pero sin sistema supervisor o Gateway

Sistema Metropolitano

1	Subestacion Capiatá.
2	Estación San Antonio
3	Estación Valle Apuá
4	Estación Eusebio Ayala
5	Subestacion ADM

Sistema Norte

6	Estacion Curuguaty 1

Sistema Centro

7	Subestacion Itacurubi del Rosario
8	Subestacion San Juan Neponuceno

Sistema Este

Año 2017 - 10 Subestaciones donde todos los Paneles son de última generación, pero sin sistema supervisor o Gateway

Sistema Metropolitano

1	Estación San Antonio
2	Estación Valle Apuá
3	Estación Eusebio Ayala
4	Subestacion ADM

Sistema Norte

5	Estacion Curuguaty 1

Sistema Centro

6	Subestacion Itacurubi del Rosario
7	Subestacion San Juan Neponuceno

Sistema Este

Año 2018 - 6 Subestaciones donde todos los Paneles son de última generación, pero sin sistema supervisor o Gateway

Sistema Metropolitano

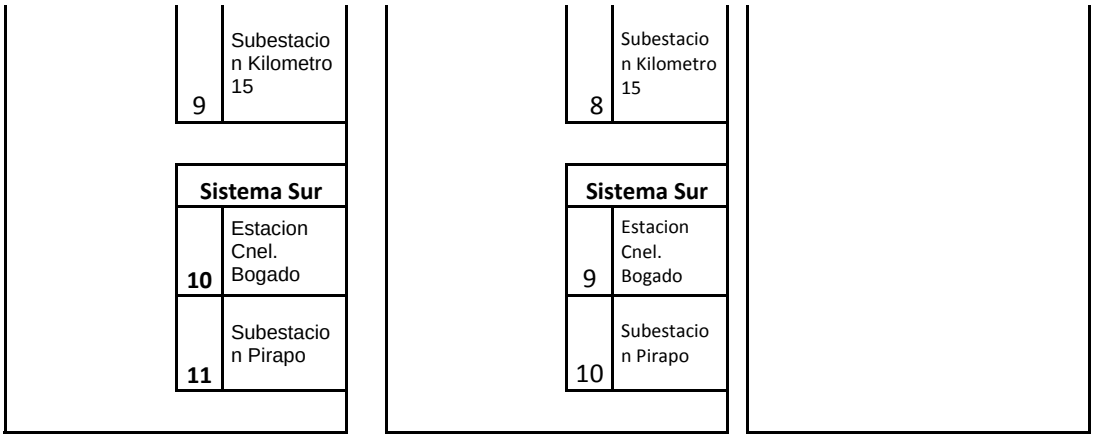
1	Estación Valle Apuá
2	Estación Eusebio Ayala
3	Subestacion ADM

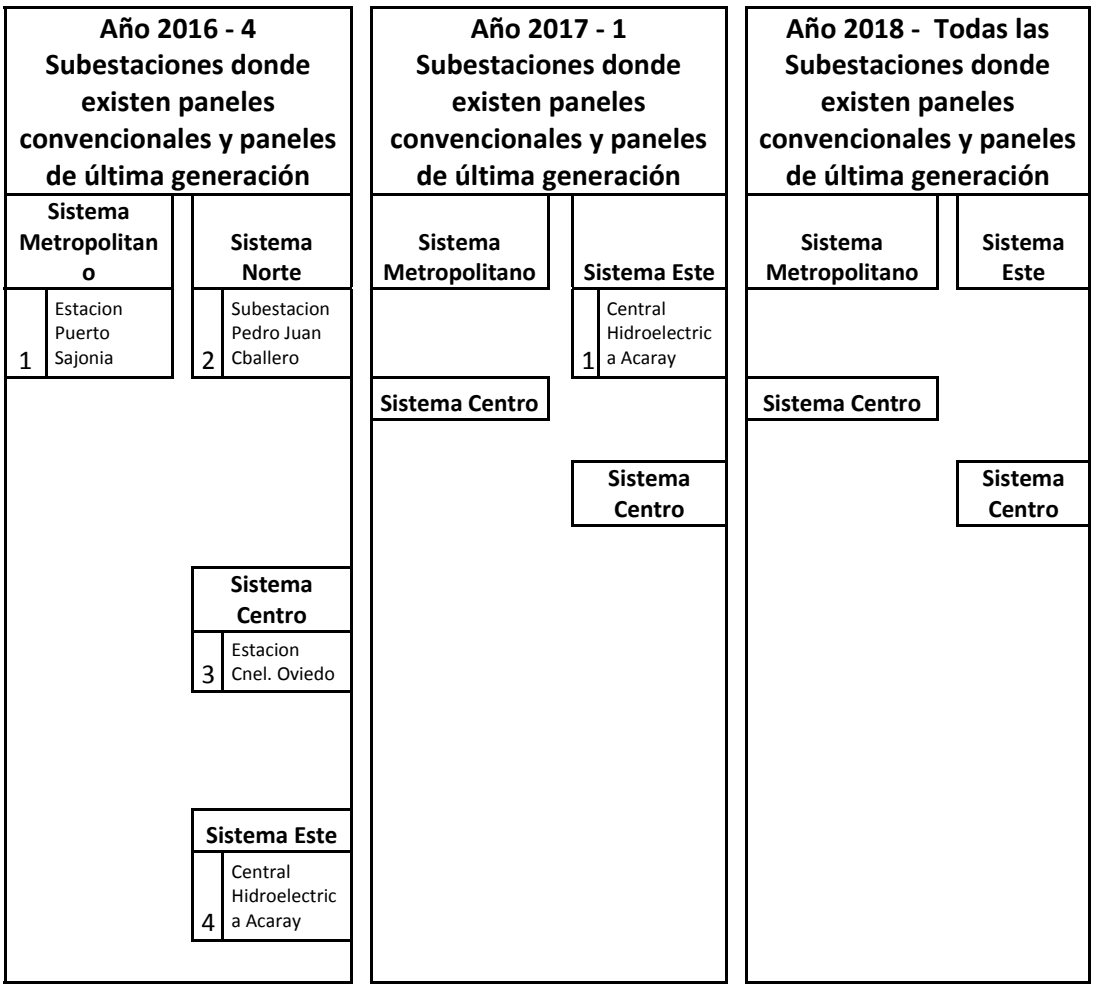
Sistema Centro

4	Subestacion Itacurubi del Rosario
5	Subestacion San Juan Neponuceno

Sistema Sur

6	Subestacion Pirapo


9
Subestacion Kilometro 15
Sistema Sur
10
Estacion Cnel. Bogado
11
Subestacion Pirapo
8
Subestacion Kilometro 15
Sistema Sur
9
Estacion Cnel. Bogado
10
Subestacion Pirapo


Año 2016 - 4 Subestaciones donde existen paneles convencionales y paneles de última generación
Sistema Metropolitano
1
Estacion Puerto Sajonia
Sistema Norte
2
Subestacion Pedro Juan Cballero
Sistema Centro
3
Estacion Cnel. Oviedo
Sistema Este
4
Central Hidroelectrica Acaray
Año 2017 - 1 Subestaciones donde existen paneles convencionales y paneles de última generación
Sistema Metropolitano
Sistema Este
1
Central Hidroelectrica Acaray
Sistema Centro
Sistema Centro
Año 2018 - Todas las Subestaciones donde existen paneles convencionales y paneles de última generación
Sistema Metropolitano
Sistema Este
Sistema Centro
Sistema Centro

5.2.3 Sistema SCADA/DMS de Distribución:

5.2.3.1 Situación Actual de los Sistemas

Actualmente se cuenta con un Sistema SCADA Metropolitano (Sistema SCADA OASyS – Telvent) que se encuentra con muchas limitaciones debido a:

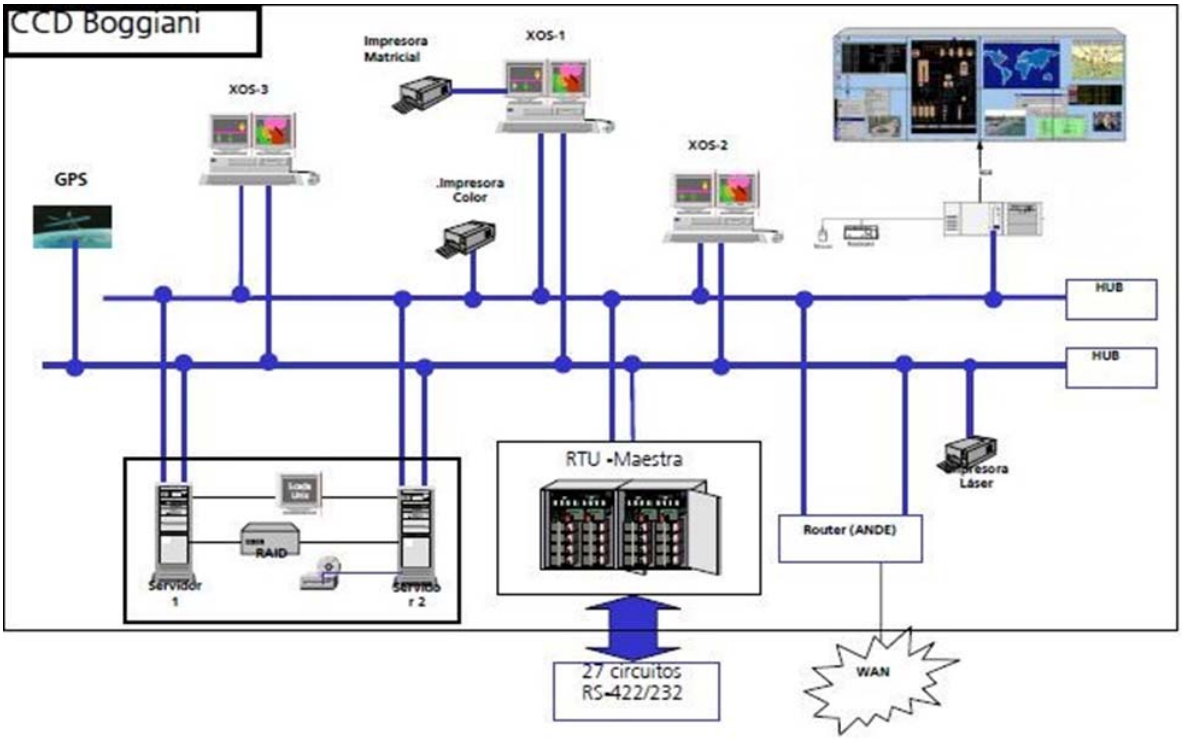
a- El sistema operativo sobre el cual se ejecutan los servicios de tiempo real y los de almacenamientos de históricos se encuentra descontinuado.
b- Toda la infraestructura de equipos (servidores y puestos de operación), se encuentra en total decadencia en capacidad de almacenamiento, procesamiento y falta de repuestos.
c- Protocolos de comunicación cerrados y desactualizados.
d- Interfaces de comunicación obsoletas que no permiten aprovechar las nuevas bondades que ofrecen las redes de telecomunicaciones y los nuevos estándares de protocolos de la industria con todos sus beneficios.
e- La arquitectura del sistema no permite su actualización, El fabricante ha descontinuado el Sistema SCADA, con lo cual no se tiene actualizaciones.

Los puntos mencionados más arriba hacen evidente, la incapacidad del sistema de adecuarse a los requerimientos actuales. Cabe aclarar que el Sistema se encuentra en funcionamiento desde el año 2005.

En el interior se cuenta con un Sistema SCADA (SCADA Sherpa – Eliop), los cuales tienen limitaciones en cuanto a sus funcionalidades (capacidad de procesamiento y almacenamiento), se debe mencionar que debido a lo antiguo del Sistema no es posible incorporar nuevas RTUs de Poste, tampoco otros equipos que permiten dinamizar el sistema eléctricos de distribución como ser Elevadores de Tensión y Reconectadores, hoy en día los equipos mencionados que son instalados con la capacidad de integrarse a un sistema SCADA, por lo tanto brindar más información del comportamiento de red eléctrica y posibilidad de intervenir a distancia desde el Centro de Control, estas limitaciones ocasiona que el sistema no pueda evolucionar de acuerdo a los requerimientos de los Usuarios de Operación .

Una problemática que se acentúa cada vez más son las fallas de las RTUs que se encuentran en funcionamiento en localidades del interior del país en su mayoría con más de 10 años de funcionamiento continuo sometidos a las duras condiciones climáticas lo que contribuye al mal desempeño y a su deterioro, esta situación ocasiona que las RTUs de Poste no ofrezcan las garantías necesarias de disponibilidad y fiabilidad requeridas hoy en día por los Usuarios del Sistema SCADA.

Más abajo se muestra un gráfico de la arquitectura de los mismos.



5.2.4 Dispositivos y equipos de telespervision, telemedicion y telecontrol en la Red de Distribución.

En el área Metropolitana se tiene instaladas 300 RTUs de Poste (conjuntos Interruptor Telecomandable – RTU) de la marca Mesa-Schneider en donde Telvent ha instalado una tarjeta de comunicaciones llamada CPT-Talus 200-p con protocolo IEC 101 (que cuenta con 1 solo canal de comunicación serial) lo que imposibilita implementar una redundancia de comunicación de manera a aumentar la disponibilidad de la RTUs ante fallas de Comunicación.

Las RTUs de Poste utilizan una radio módem UHF para comunicarse con el Centro de Control, este sistema de comunicación deja de ser eficiente debido a que en el área metropolitana se experimenta un crecimiento vertiginoso de construcciones de altura y esto constituye obstáculos que disminuyen o en el peor de los casos imposibilitan la comunicación de las RTUs de poste con el Centro de Control de Distribución.

Lo interruptores no cuentan con sistema de BY-PASS, lo que constituye un verdadero problema en el momento de realizar trabajos de mantenimiento debido a que se debe proceder a realizar corte en el segmento de la línea donde se encuentra instalado el Interruptor Telecomandable.

En los sistemas Regionales Este, Sur y Centro se tienen instalados en total 100 RTUs de Postes (conjuntos interruptor – rtu - Bypass) de la marca Elipos-5 de Eliop comunicado vía radio-módem M250 Teltronic a los Centro de Control Regionales con sistema SCADA Sherpa de Eliop, Estas RTUs de Poste tampoco cuentan con una interfaz secundaria de comunicación que permita la implementación de redundancia de vías de comunicación.

Todos estos Equipos si bien continúan operativos en un número importante, debido en gran manera al ambiente donde se encuentran instalados y el tiempo de funcionamiento continuo, están llegando al fin de su vida útil y no ofrecen las garantías exigidas por los usuarios, sin contar que ya no se cuentan con repuestos ya que los fabricantes actualmente han descontinuado la fabricación de estos modelos. Por los que urge la Cambio de dichos equipos.

5.2.5 Sistema de Gestión de Distribución

5.2.5.1 Situación Actual de los Sistemas de Gestión de Distribución

Las actividades del macroproceso correspondiente a la Distribución de energía eléctrica de la ANDE, con escaso grado de informatización corporativa, adolecen de un sin número de inconvenientes que se traducen en una deficiente calidad de la gestión del servicio de suministro de energía eléctrica. Esta situación tiene un directo impacto en la prestación de dicho servicio por parte de la ANDE, lo cual se traduce en la insatisfacción percibida por sus usuarios del servicio.

A continuación se describe la situación problemática en la que se encuentran los procesos y actividades del macroproceso correspondiente a la Distribución de energía eléctrica de la ANDE:

- **Datos de las Instalaciones del Sistema de Distribución**
  - La base de datos no es corporativa.
  - El sistema no es multiusuario.
  - Las consultas no son ágiles.
  - El tiempo de respuesta es lento.
  - Las capas de: planificación, diseño, proyectos, obras, explotación no están desarrolladas.
  - El módulo de elaboración de proyectos no está implementado.

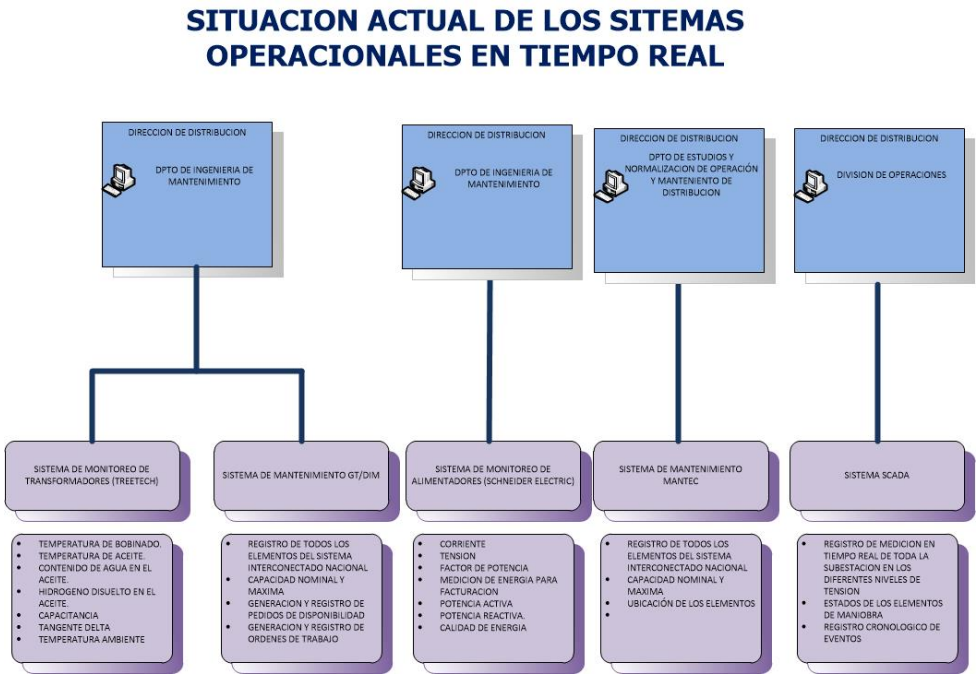
  - Carece de una organización para la actualización de los datos, por lo que la información está siempre desactualizado.
  - Hasta la fecha no ha sido posible exportar los datos almacenados al software de ingeniería disponibles.

- **Expansión de la Red de Distribución**. Esta función actualmente está distribuida tanto en Asunción como en las Agencias Regionales, aplicándose en la mayoría de los casos, criterios diferentes. Esto ha provocado diferentes tipos de red, materiales, criterios de operación, etc. En resumen, el crecimiento de la red ha estado sujeto a criterios dispares, normalmente centrados en el muy corto plazo, y sin considerar el crecimiento futuro de la demanda.
- **Construcción de la Red de Distribución**. Como consecuencia del punto anterior, no se aplican criterios y normas constructivas únicas para la ANDE, sino que en cada zona se aplican criterios diferentes. Igualmente, en los últimos años, se ha avanzado poco en la estandarización de unidades constructivas (materiales y mano de obra). Las unidades constructivas constituyen también un elemento de mejora técnica de la red. Los procesos actuales de planificación anual de estos trabajos, muchos de ellos subcontratados a empresas contratistas, no facilitan el seguimiento y control real de los mismos, tanto en materiales como en mano de obra.
- **Mantenimiento de la Red de Distribución**. El mantenimiento está sujeto a la misma problemática que la construcción, en cuanto a control y seguimiento de los trabajos ejecutados por empresas contratistas, agregándose que los trabajos realizados por personal de la ANDE tampoco pueden ser gestionados debidamente. Adicionalmente, algunos de los materiales empleados en la construcción son pensados para soluciones a corto plazo, lo que obliga a incurrir en mayores costos de mantenimiento. No existe una vinculación efectiva y ágil con el área de Operación de la red Distribución, lo cual dificulta optimizar la atención de los reclamos de usuarios por falta de energía eléctrica o en caso de averías de las instalaciones.
- **Operación de la Red de Distribución**. La operación de la red se realiza por medios manuales, y está descentralizada en Asunción y las Agencias Regionales.
  - El operador no dispone de información actualizada de la red. Esta falta de información se suple con la experiencia y el conocimiento de los operadores de la red de la zona.
  - Los diferentes criterios de construcción implican diferentes criterios de operación de la red, dificultando la centralización y estandarización de la operación.
  - Existen obsolescencias de las herramientas para el telemando de la red y para la informatización de las operaciones. Esto incide en un tiempo de respuesta elevado en la reposición del servicio, y por consiguiente en la calidad de atención al cliente.
  - La atención de reclamos se realiza de forma descentralizada, lo que impide tener información completa sobre las incidencias, y hace difícil cuantificar la calidad de servicio y el impacto de las incidencias de la red.
  - No existe vinculación efectiva y ágil con el Call Center.

En resumen, se percibe la necesidad de que los procesos de Distribución de energía eléctrica de la ANDE deberá orientarse a la preservación del equilibrio de la empresa, a la calidad del servicio prestado, y a la adecuada atención a los clientes y a la sociedad en general.

5.2.6 Otros Sistemas operacionales de tiempo real

5.2.6.1 Situación Actual de los Sistemas



5.2.6.1.1 Sistema de monitoreo de transformadores de potencia en subestaciones.

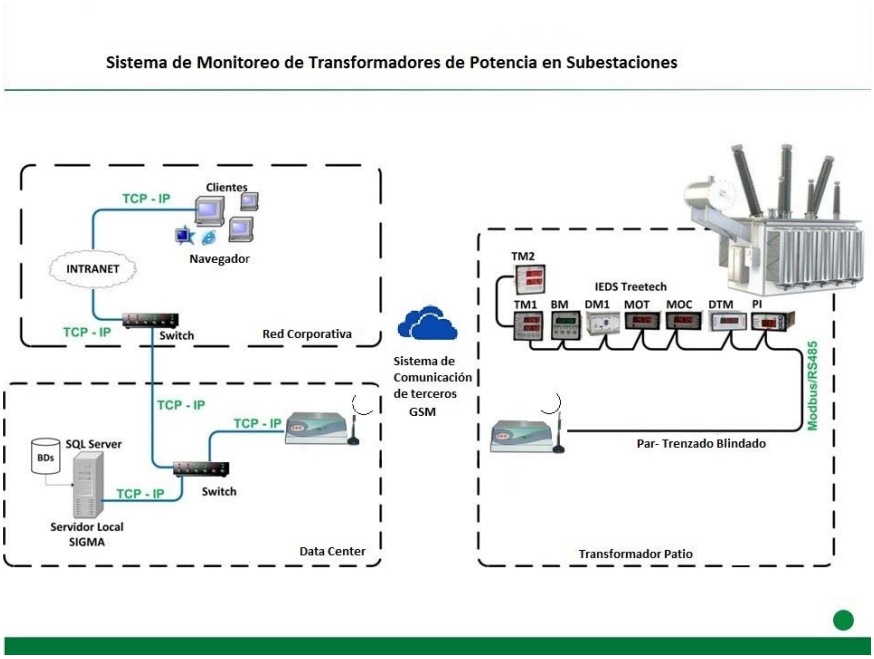
Principales Funciones:

- Visión General de la condición de los Transformadores.
- Informes referentes a necesidades de mantenimiento de los componentes de un transformador (Aceite, bobinados, Bushings, Conmutador, etc.).
- Acceso simultaneo sin límites de usuario.

Facilidades que ofrece el sistema.

- La plataforma sobre la cual funciona las aplicaciones permiten la integración a un sistema del mismo nivel o superior.
- Modularidad que permitirá el cambio del sistema de comunicación a uno propio.

Descripción grafica del sistema.

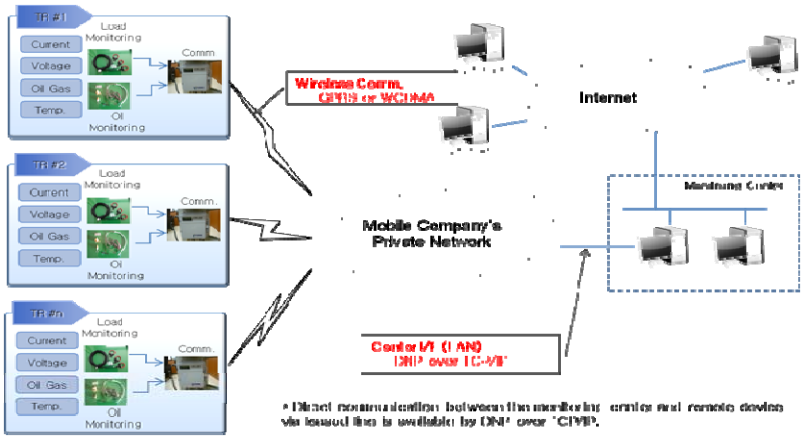


Dificultades que se presentan para el crecimiento del sistema

- La inclusión de Transformadores nuevos implica ampliación de licencias.
- Los inconvenientes que se con el sistema de monitoreo de transformadores, se presentan en el sistema de comunicación (Modem GSM) que es muy susceptible a interferencias electromagnéticas, además el servicio de transporte es arrendado.

5.2.6.1.2 Sistema de monitoreo de transformadores de distribución.

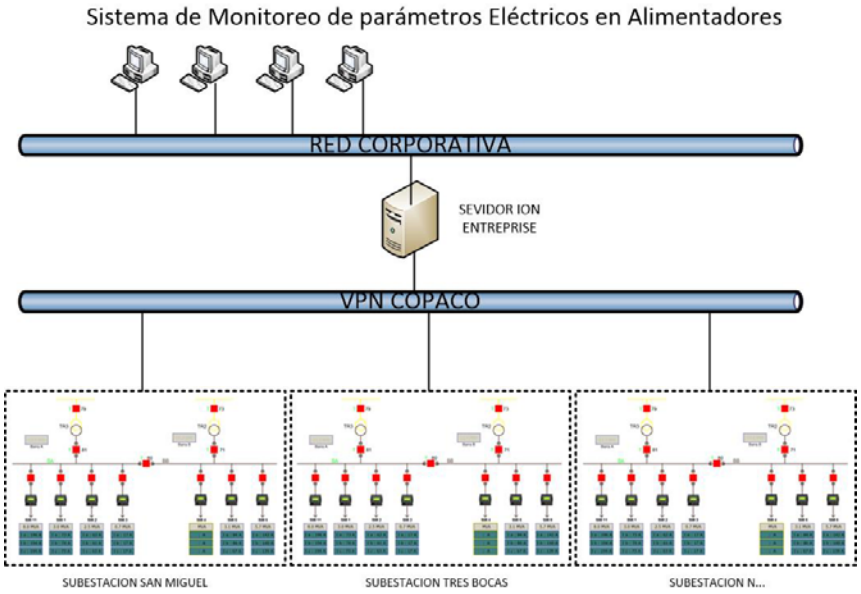
Mediante este proyecto, actualmente se reciben en tiempo real datos de corriente, tensión, temperatura y de gases presentes en el aceite refrigerante, de más de 90 transformadores de distribución instalados en el área metropolitana. Los datos obtenidos a través de la medición son enviados vía telefonía celular, a un servidor WEB, desde donde pueden ser visualizados mediante un Navegador Web.
La disponibilidad en tiempo real de los datos sobre las condiciones eléctricas de los transformadores facilitan las tareas de prevención de averías ya que con la identificación temprana de potenciales problemas y se pueden adelantar la elaboración de Ordenes de Trabajo.
Mediante este sistema se busca la reducción de las averías en los transformadores de distribución.



5.2.6.1.3 Sistema de medición de Alimentadores (feeders) en subestaciones.

El sistema de monitoreo de Alimentadores se encarga de recolectar todas las magnitudes ofrecidas por los Multimedidores de la Marca ION, son almacenados en un servidor virtual alojado en el DATACENTER de ANDE y se encuentra integrado a la red corporativa (INTRANET) lo que posibilita el acceso a la información de medición desde cualquier PC conectada a la red corporativa.

El sistema se encuentra limitado en su evolución debido a que inclusión de nuevos medidores implican la adquisición de nuevas licencias actualmente se encuentran conectados al sistema 51 (cincuenta y un) medidores de diferentes subestaciones, a esto también se suma que el protocolo de comunicaciones del sistema es propietario (ION), lo que imposibilita la inclusión de otros medidores que no cuenten con este protocolo.



5.3 Sistemas de Telecomunicación

Este Sistema actualmente esta compuesto por sistemas digitales con conexiones físicas (fibra óptica) y aéreas (radio eléctricas), compuestas por redes de Microondas Digital de Alta capacidad; una pequeña red de Microondas de Baja capacidad (ya en obsolescencia), conexiones Troncales de Fibra Óptica del tipo OPGW, enlaces en derivación de Microondas de Baja capacidad y enlaces cortos de Fibra Óptica del Tipo ADSS

5.3.1 Sistema de comunicación de Fibra Óptica

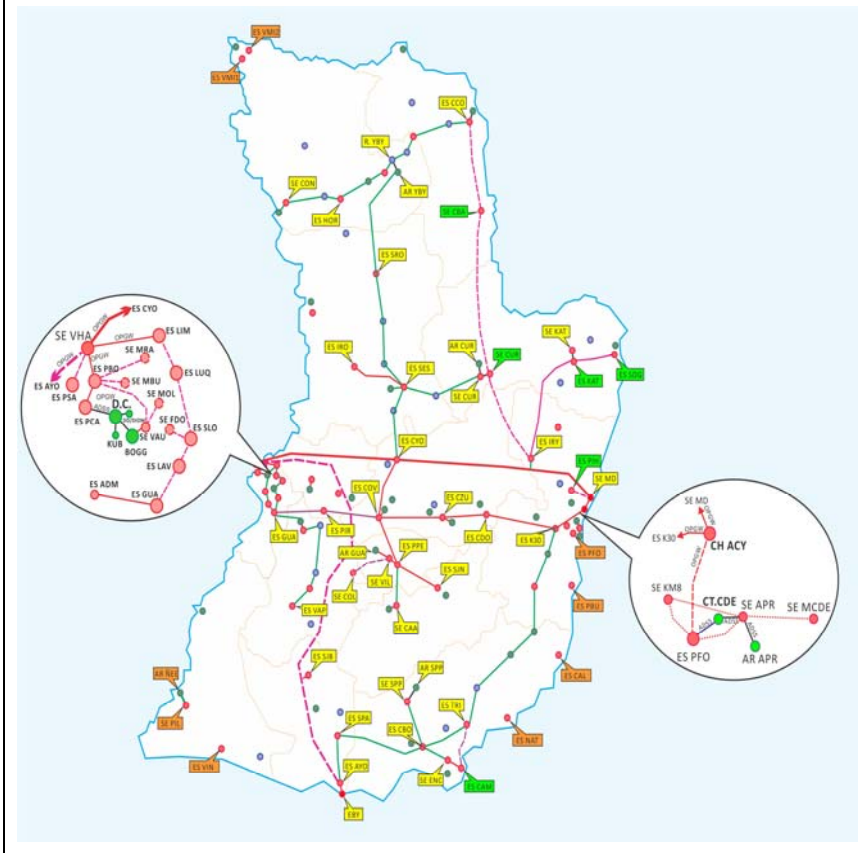
Actualmente se cuenta con un importante tramo en fibra óptica tipo OPGW (hilo de guarda para líneas de transmisión eléctrica), el cual es utilizada para conexiones punto a punto y en algunos casos multipunto según el servicio suministrado, el cual está diferenciado en: Canales de Teleprotección a Distancia y Diferencial, Acceso a la Red SCADA vía IP y canales seriales, servicios de telefonía para operaciones convencionales. Esta red de fibra óptica cuenta con reservas adecuadas para formar redes paralelas al Sistema de Comunicación para servicios eléctricos el cual brinda una alta confiabilidad, seguridad y disponibilidad.

5.3.1.1 Red Troncal

La Red Troncal une los principales Centros de Control en el Sistema ESTE, donde los tramos utilizados son Líneas de Transmisión 220 KV y 500 KV para unir las Sedes Técnicas de Ciudad del Este, Coronel Oviedo y Sede Central, con los servicios conexos. Actualmente la red de transmisión troncal está basada en tecnologías SDH bajo jerarquías STM1 a SMT4 y en un tramo parcial la transmisión es full Ethernet a 1 Gpbs.

5.3.1.1.1 Situación a corto plazo (2016-2017)

La Red Troncal abarcará a nivel geográfico, toda la región Oriental reemplazando la tecnología de transmisión SDH por técnicas de trasmisión ópticas DWDM (*multiplexado compacto por división en longitudes de onda)* el cual reemplaza el uso extensivo de pelos de fibra óptica para enlaces de baja capacidad simplificando a un par de fibras con servicios multiplexados con capacidad de transmisión previstos entre 40 y 80 Gbps como mínimo, y ampliable en el marco de proyectos actualmente en ejecución.
Por otro lado a corto plazo se tiene previsto poner en servicio los sistemas de F.O. tipo OPGW que ya están "lanzados" los cuales van desde la ES-IRY hasta la nueva Estación en Saltos del Guairá y también desde la ES-IRY hasta la ES-CCO. Se tiene previsto además una nueva red de F.O. del tipo ADSS que está siendo implementado. El mismo proveerá de enlaces a través de F.O. para todos los locales de ANDE tanto Estaciones y Sub Estaciones como así también los centros de atención de reclamos y agencias regionales. También con este proceso se pretende interconectar a través de F.O. a todas las RTU de postes del área metropolitana y de las ciudades de Coronel Oviedo, Ciudad del Este y Encarnación. En la gráfica siguiente se representa un resumen del alcance del proyecto.

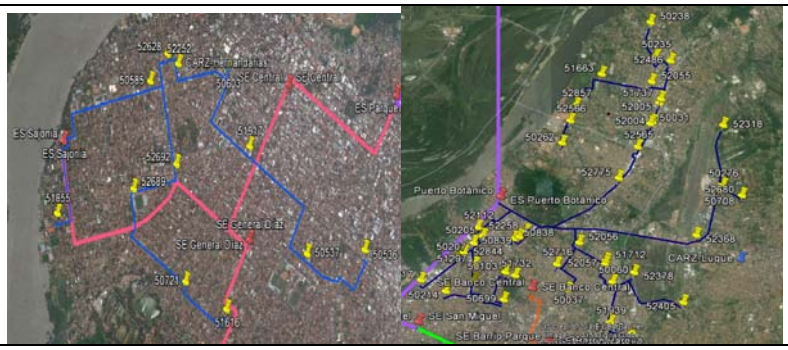


Item	Descripción	Cantidad (Km)	
1	Fibra Optica OPGW Existente	1.807	Km
2	Red de Fibra Optica ADSS Existente	50	Km
3	**Red de Fibra Optica ADSS Nacional-Proyecto BIRF**	**1.860**	**Km**
4	**Red de Fibra Optica ADSS Urbana - Proyecto BIRF**	**1.100**	**Km**
5	**Incremento 20 % Trazado Red de Fibra Optoca Proyecto BIRF**	**592**	**Km**
Red de FIBRA OPTICA ANDE NACIONAL		**5.409**	**Km**

Item	Descripción	Cantidad (Km)	
1	OPGW - LT 500 KV SE MD - SE VHA	349	Km
2	OPGW - LT 220 KV CH ACY - ES GUA	292	Km
3	OPGW - LT 220 KV SE VHA - ES PBO	11	Km
4	OPGW - LT 220 KV SE VHA - ES LIM	19	Km
5	OPGW - LT 220 KV ES PBO - ES PCA	7	Km
6	OPGW - LT 220 KV ES CYO - ES COV	39	Km
7	OPGW - LT 220 KV ES COV - ES PPE	43	Km
8	OPGW - LT 220 KV ES PPE - ES SJN	60	Km
9	OPGW - LT 220 KV EBY - ES AYO	16	Km
10	OPGW - LT 220 KV SE MD - CH ACY	5	Km
11	OPGW - LT 66 KV SE HER - ES PIH	16	Km
12	OPGW - LT 66 KV ES SLO - SE BPA	10	Km
13	SUBTE - SE MD - SE HER	6	Km
14	OPGW - LT 220 KV ES PFO - CH ACY	9	Km
15	OPGW - LT 220 KV ES IRY - ES SDG	141	Km
16	OPGW - LT 220 KV ES IRY - ES CUR	88	Km
17	OPGW - LT 220 KV ES CUR - ES CCO	221	Km
18	OPGW - LT 500 KV SE AYO - SE VHA	283	Km
19	OPGW - LT 220 KV ES AYO - ES SPA	50	Km
20	OPGW - LT 220 KV ES SES - ES IRO	50	Km
21	OPGW - LT 220 KV ES CAM - ES TRI	32	Km
22	OPGW - LT 66 KV ES CAM - SE SMA	7	Km
23	OPGW - LT 66 KV ES PPE - SE LCO	42	Km
24	**OPGW - LT 220 KV CH ACY - COPEL**	11	Km
Total Fibra Optica OPGW (Km)		**1807 Km**	

5.3.1.2 Red Urbana

En la actualidad se cuenta con algunos enlaces de F.O. que unen los siguientes sitios: Estación Parque Caballero con Estación Central, Estación Central, con el Centro de Atención de Clientes de Hernandarias, El Centro de Atención Hernandarias con la Estación General Díaz, La Estación General Díaz con el centro de cobranza de ANDE sito sobre la calle Carlos Antonio López y este último con la Estación Sajonia. Además de estos se cuenta con un enlace a través de F.O. tipo ADSS entre el Centro Técnico de Coronel Oviedo y la Agencia Regional de Coronel Oviedo.

	Se tiene prevista la implementación de la Red URBANA de Fibra Óptica en las Ciudades de Gran Asunción, Cnel. Oviedo, Ciudad del Este y Encarnación (aprox. 1.050 Km + 20%)
	Conectará TODAS las Subestaciones, Agencias Regionales, Oficinas, CARZ y RTUs de Poste de la Zona mencionada.

5.3.2 Sistema de comunicación de Microondas

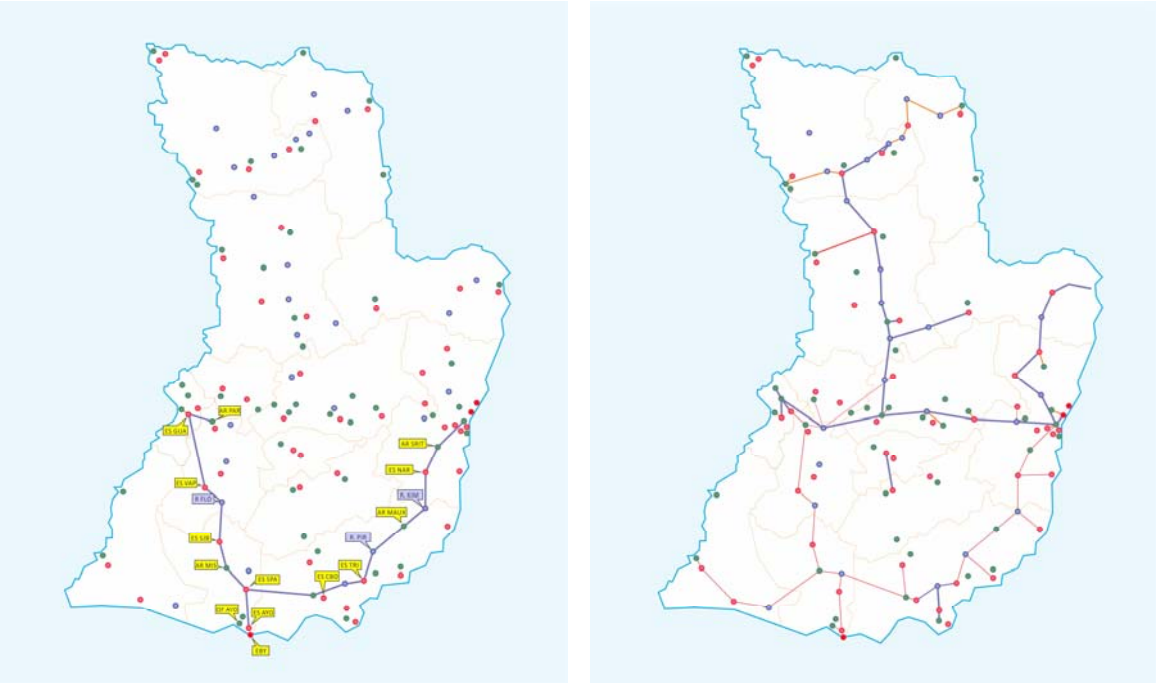
Actualmente la ANDE cuenta con un importante sistema de comunicación el cual se compone de redes de Microondas Digital de Alta capacidad en las Zonas ESTE, CENTRO NORTE y NORESTE del país con una capacidad de transmisión instalada de unos 100Mbps. En la Zona SUR se cuenta con una red ya obsoleta de enlaces de baja capacidad de 8Mbps (4xE1 sin canales Ethernet puros disponibles). Además existen derivaciones en las Zonas SUR y ESTE de la región oriental pero estos también de muy baja capacidad (4xE1). Estos sistemas mencionados son utilizados para el transporte de los datos de las redes CORPORATIVA y SCADA.

5.3.2.1 Red Troncal

Básicamente ANDE cuenta con 3 sistemas TRONCALES de ALTA CAPACIDAD, los mismos son: El Tronco ESTE compuesto por equipos de radio de la MARCA ALCATEL con una capacidad de 100Mbps+8E1s; El Tronco CENTRO-NORTE compuesto por equipos de la marca NEC con una capacidad de 100Mbps+8E1s y El Tronco NOR-ESTE con una capacidad de 100Mbps+8E1s. Estos equipos fueron adquiridos en los últimos 5 años. Además se cuenta con el TRONCO SUR pero el mismo está constituido por enlaces de BAJA CAPACIDAD y ya en obsolescencia, estos fueron adquiridos aproximadamente hace 15 años.

5.3.2.1.1 Situación a corto plazo (2016-2017)

En el corto plazo se tiene previsto reemplazar el TRONCO SUR por enlaces de ALTA CAPACIDAD de 100Mbps+8E1s, los mismos deberían de empezar a instalarse en el transcurso de este año 2016 y tenerlos en servicio para la primera mitad del 2017.



En la gráfica de arriba se observa el estado actual de los enlaces de Microondas de Alta Capacidad con que cuenta ANDE en toda la región oriental. Básicamente en la misma se observan los enlaces pertenecientes al Tronco Este (Sede Central, Sede Boggiani, Repetidora de Chololó, Centro Técnico de Coronel Oviedo, Repetidora de Caaguazú, Estación Campo 2, Repetidora de Colonia Yguazú y el Centro Técnico de Ciudad del Este. Se observa también el enlace del Centro Norte (Centro Técnico de Coronel Oviedo, Repetidora de Carayao, Repetidora de Unión, Agencia San Estanislado, Repetidora de Guayaibí, Repetidora Choré, Estación Santa Rosa, Repetidora Tacuatí y Estación Horqueta. Por último en la actualidad tenemos el Tronco NorEste (Centro Técnico de CDE, Central Acaray, Repetidora de Verbo Divino, Estación Itakyry, Estación Minga Pora, Repetidora de Nueva Esperanza, Estación Katueté, Repetidora de La Paloma y Agencia Regional Saltos del Guairá).

5.3.2.1.2 Red Troncal que requiere actualización

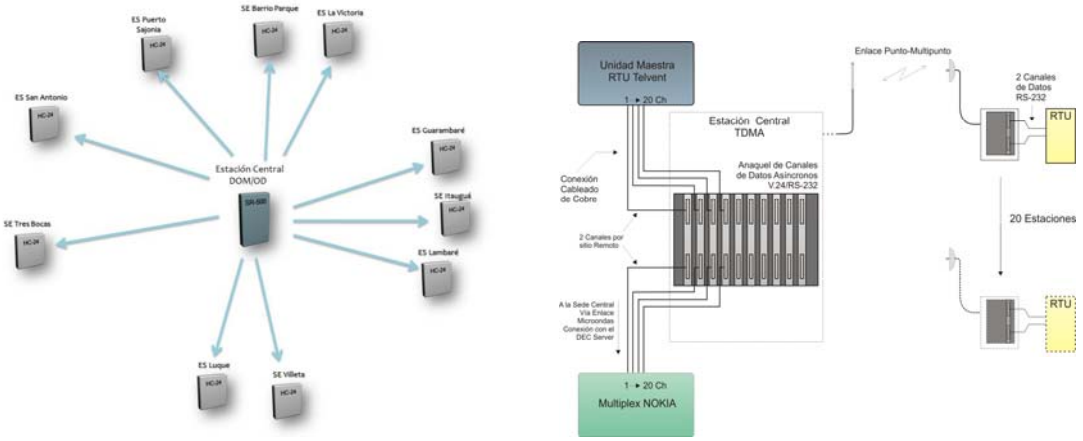
Existen enlaces dentro de la Red Troncal que requieren de una actualización urgente debido a que los mismos se encuentran en obsolescencia, con más de 10 años de funcionamiento (adquiridos en el año 2012), una capacidad de transmisión muy limitada (4 x 2 Mbps), falta de repuestos, etc. En la siguiente gráfica se observa la situación a corto plazo de los enlaces que serán implementados en el trascurso del año 2016 y con estimación de culminación para mediados del 2017. Los mismos pertenecen al Sistema Troncal SUR y son equipos de alta capacidad y disponibilidad los cuales cubrirán los sitios que se observan en el mapa a continuación:

Vale la pena acotar que con estos enlaces se estaría cerrando el anillo de microondas de alta capacidad que unirían el “triángulo” Asunción-Ciudad del Este- Encarnación.

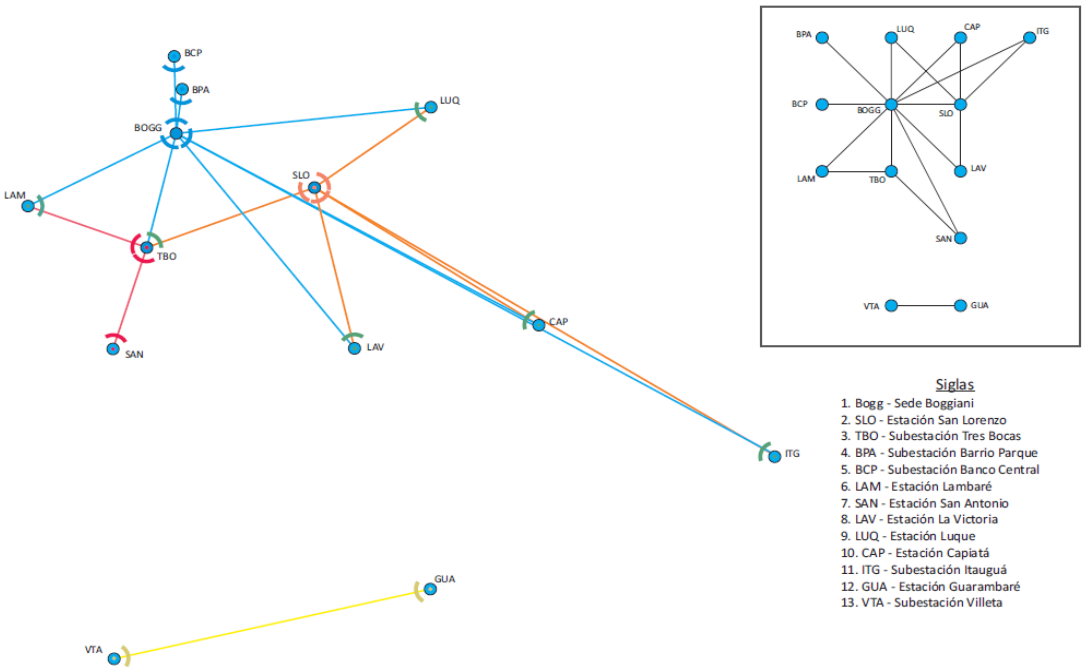
5.3.2.2 Red Metropolitana de Microondas

5.3.2.2.1 Situación a corto plazo (2016-2017)

En proceso de implementación de un Sistema Punto-Multipunto (PMP) para la conexión de respaldo de las Subestaciones del Sistema Metropolitano. Este sistema será implementado para remplazar el Sistema Inalámbrico Metropolitano (TDMA) que fue adquirido en el año 2005. Este último, cuenta con una muy limitada capacidad de transporte (512 kbps), se encuentra en obsolescencia y no se dispone de repuestos, etc.
El sistema TDMA en uso pero ya en obsolescencia mencionado en el párrafo anterior se observa en la siguiente figura:



Además, en la figura de abajo se observa la red en proceso de implementación y con fecha tope para puesta en funcionamiento para mediados del año 2017.

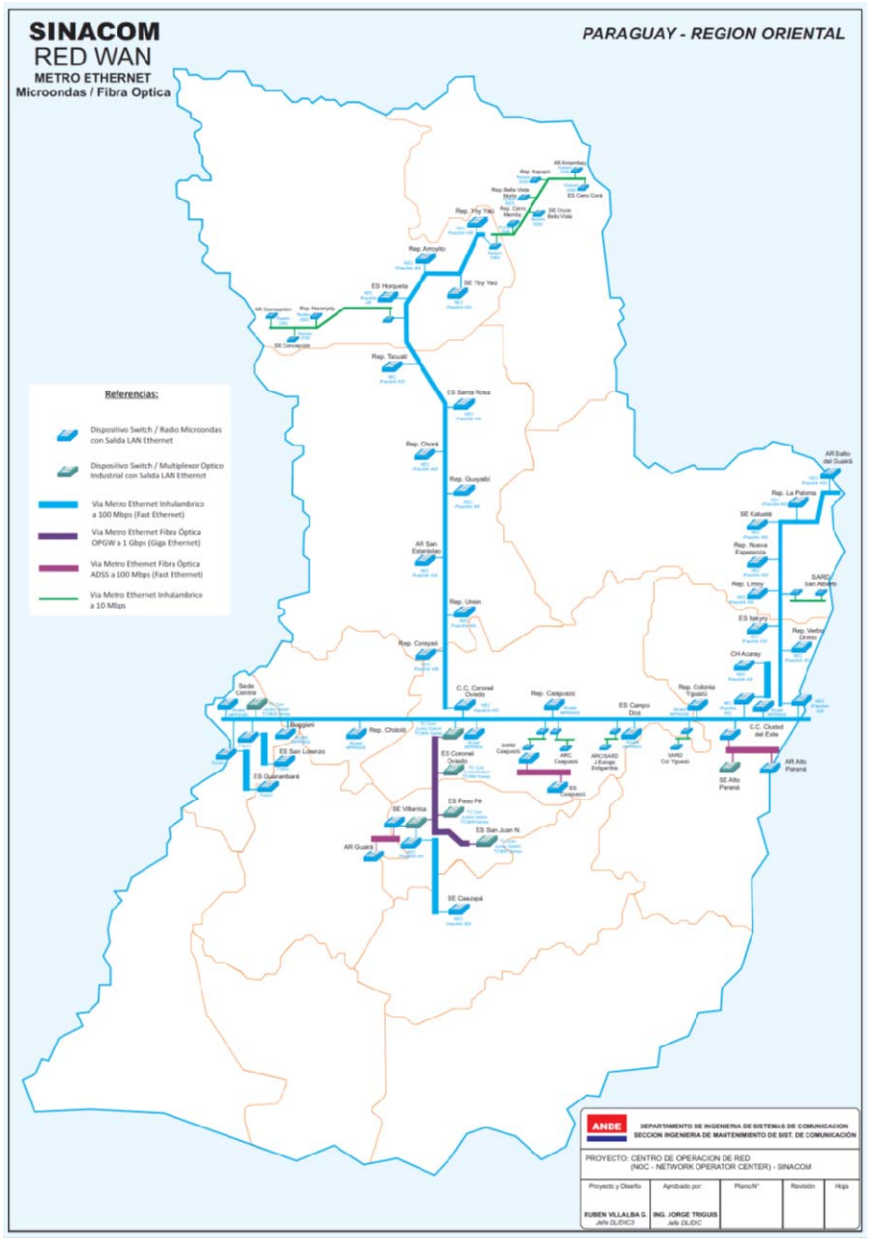


5.3.3 Red de Transporte Corporativa

5.3.3.1 Situación actual de los sistemas

Actualmente se cuenta con una Red de Transporte Corporativa, con el objetivo de proveer del equipamiento necesario para el transporte de datos de los Sistemas Corporativos y Operacionales de Tiempo Real. Esta red está construida esencialmente por Routers marca CISCO que se encuentran en funcionamiento desde el año 2008, con capacidades muy limitadas en cuanto a prestaciones y ancho de banda.

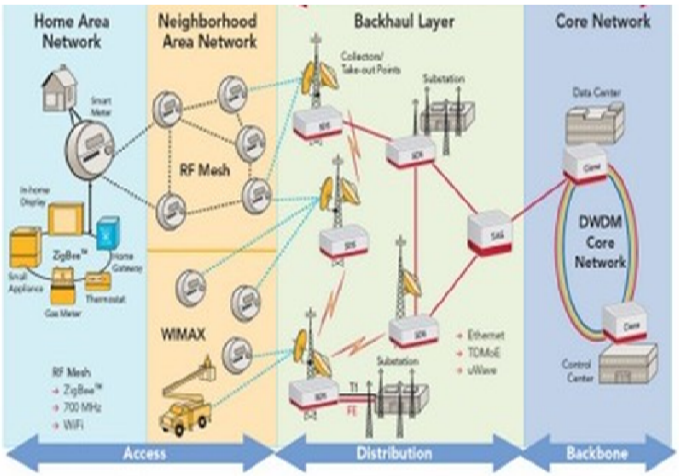
Además, este sistema ofrece un área de cobertura limitado considerando la cantidad de locales y necesidades actuales de la ANDE, puede verse en la gráfica de más abajo un diagrama esquemático orientativo:



5.3.3.2 Situación a corto plazo (2016-2017)

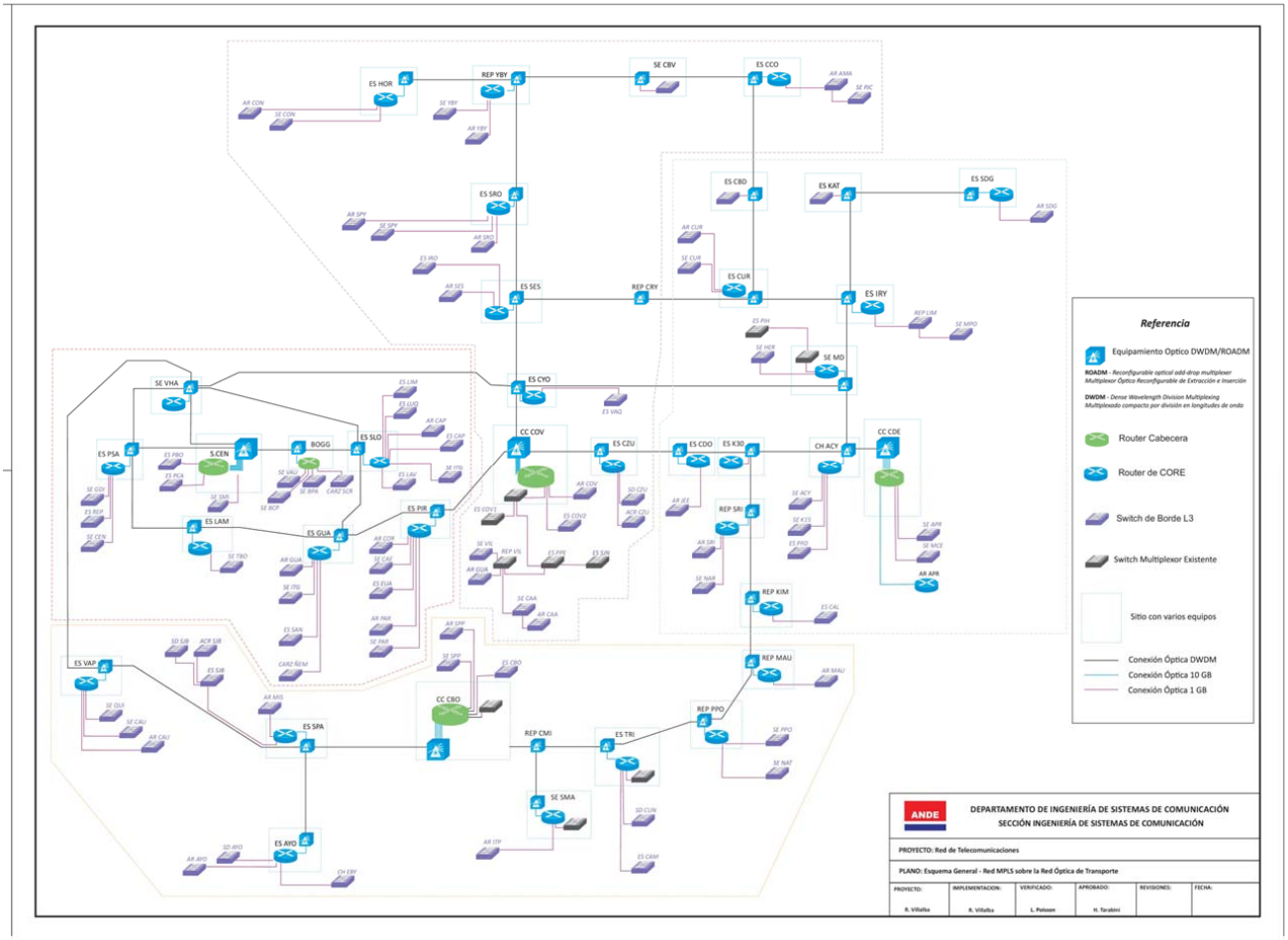
Con el objetivo de poder atender las actuales necesidades de transporte, separar el tráfico de los diferentes sistemas y aplicaciones, proveer de una infraestructura con alta seguridad, disponibilidad nuevas funcionalidades y ancho de banda suficiente, se tiene prevista la implementación de una red de transporte DWDM/OTN y MPLS, cuyo diagrama esquemático se indica más abajo

Se tiene prevista la implementación de una Red de Comunicación Óptica (DWDM) y de Acceso (MPLS) para conectar los Locales y Equipamientos de ANDE con una capacidad casi ilimitada (100/40/10/1 Gbps)



- **El Sistema tendrá una alta Disponibilidad, integrando TODOS los Sistemas de Comunicación de la ANDE *(Fibra Óptica, Microondas, Onda Portadora, Redes Inalámbricas, Telefonía, etc)***
- **La ANDE tendrá la capacidad de arrendar canales de comunicación con las más altas capacidades, prestaciones y confiabilidad.**

.



5.3.4 Sistema de Comunicación de Radio-Móvil

5.3.4.1 Situación actual de los sistemas

5.3.4.1.1 Red Metropolitana de Comunicación Móvil

Para la operación de la red de distribución, con el objetivo de proveer de un medio de comunicación entre el centro de control de operación y las cuadrillas de campo se dispone para el área metropolitana de un Sistema de Radio que funciona en la Banda de VHF.

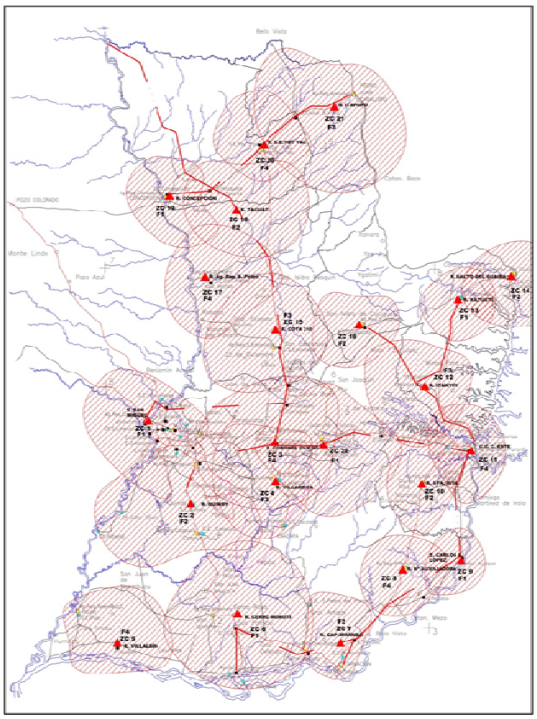
Este sistema ofrece un área de cobertura limitado como puede verse en la gráfica de más abajo:

Este sistema no atiende las actuales necesidades de comunicación debido a que no cuenta con la zona de cobertura requerida y no dispone de todas las prestaciones como ser GPS, transmisión de datos, imágenes, video, etc.

5.3.4.1.2 Red de Comunicación Móvil para el Interior

Para la operación de la red de distribución, con el objetivo de proveer de un medio de comunicación entre el centro de control de operación y las cuadrillas de campo se dispone para el Interior de un Sistema de Radio que funciona en la Banda de VHF.

Este sistema ofrece un área de cobertura limitado como puede verse en la gráfica de más abajo:



Sistema Voting VHF

Implementado en el 2002

El sistema opera sin encriptación
Ni codificación, siendo vulnerable y accesible por terceros (especialmente en la frontera)

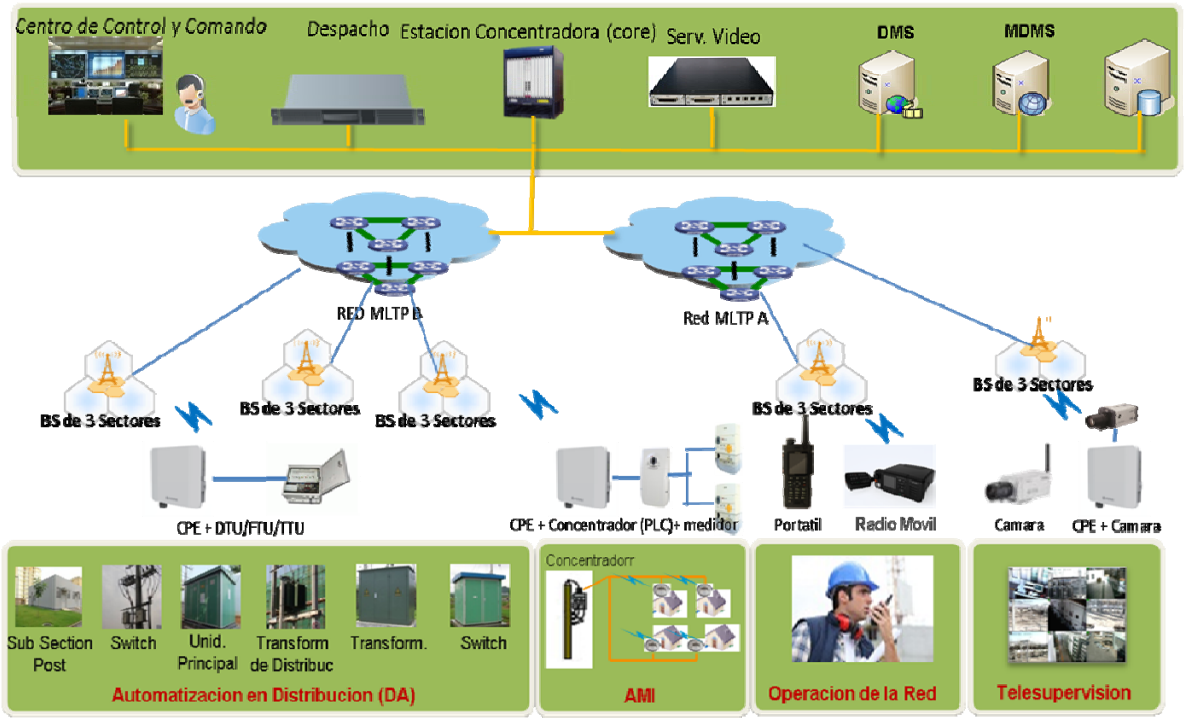
Este sistema no atiende las actuales necesidades de comunicación debido a que no cuenta con la zona de cobertura requerida y no dispone de todas las prestaciones como ser GPS, transmisión de datos, imágenes, video, etc.

5.3.4.2 Situación a corto plazo (2016-2017)

Con el objetivo de poder atender las actuales necesidades de comunicación de todos las operaciones móviles, la lectura automática de medidores (AMI), se tiene prevista la implementación de una red de transporte LTE en un área limitada de la región metropolitana, cuyo diagrama esquemático se indica más abajo

- La Zona de Cobertura abarca aproximadamente 200 Km^2.
- La Zona de Cobertura concentra aproximadamente el 40% de toda la Carga del SIN.
- Dentro de la Zona de Cobertura se encuentran aproximadamente 260 RTU de Poste, 74 medidores de Transformadores de Distribución, 2.900 medidores de MT.
- El Sistema dará cobertura para que cualquier *dispositivo (medidor, RTU, reconectador, portátil, etc*) pueda conectarse utilizando un módem inalámbrico *(similar a un módem USB utilizado para conectar una computadora a Internet*).

Más abajo se describe la Arquitectura Funcional del Sistema a ser implementado.

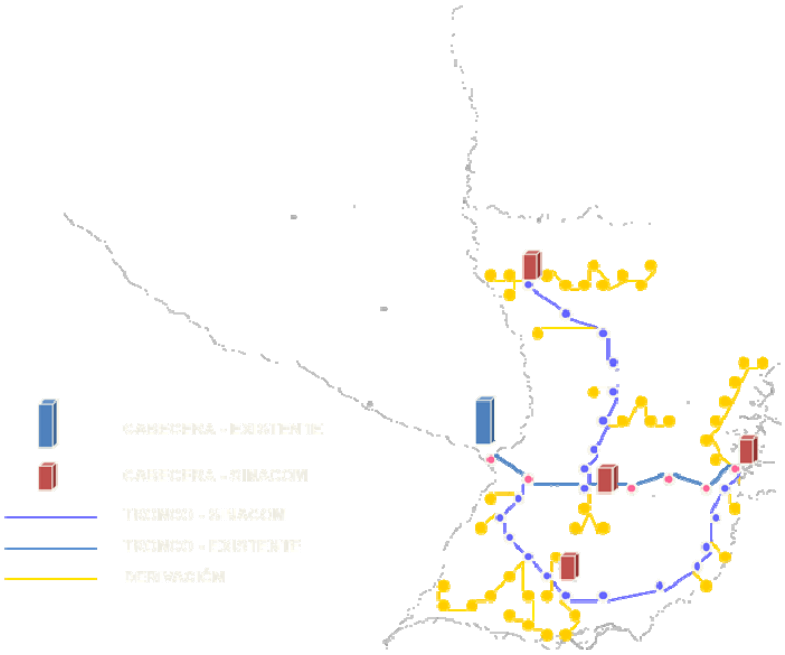


5.3.5 Sistema de Comunicación de Telefonía

5.3.5.1 Situación actual de los sistemas

5.3.5.1.1 Red Troncal de Telefonía

Actualmente la ANDE cuenta con Sistema de Telefonía Corporativo integrado con el objetivo de brindar comunicación por voz a todas las unidades operativas de la institución, como así también al área Administraba; entre la sede central y las distintas Sub estaciones, Agencias Regionales y oficinas de Atención al usuario diseminadas por todas las localidades de la región oriental y algunas de la región occidental.
Este sistema de comunicación por voz ofrece una calidad en el servicio relativamente estable pero limitada debido a la degradación en su disponibilidad por la antigüedad de los mismos (más de 10 años de funcionamiento) originando estos, mantenimientos correctivos con mayor frecuencia, en la gráfica de más abajo se muestra la red actual:

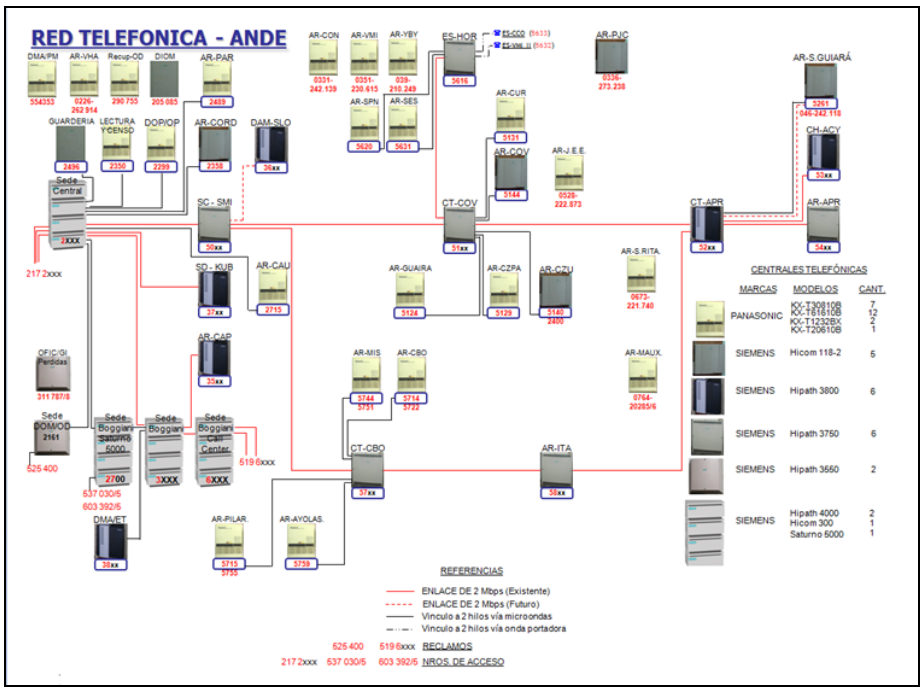


5.3.5.1.2 Red de Acceso o Terminal de Telefonía

La red de acceso o terminal de telefonía está basada en los equipamientos de cabecera brindando el servicio a una gran cantidad de usuarios internos pero en algunos casos limitado por la capacidad de equipamientos de transporte como por ejemplo indisponibilidad de cantidad de abonados en equipos multiplexores

5.3.5.2 Situación a corto plazo (2016-2017)

Con el objetivo de poder atender las actuales necesidades de comunicación, cuyo diagrama esquemático se indica más abajo



Se dispondrá esta configuración a la red de comunicación de transporte de última generación proyectada y cuya finalización se tiene prevista para el año 2017 con lo que se obtendrá una confiabilidad alta para estos servicios de comunicación por voz.

5.3.6 Infraestructura Auxiliar de los Sistemas de Comunicación

5.3.6.1 Situación actual de los sistemas

5.3.6.1.1 Generadores

De manera a dar confiabilidad al sistema de comunicación se cuenta con grupos generadores en algunos puntos estratégicos de la red inalámbrica, con el objetivo de dar soporte de energía a los equipamientos en caso de corte de energía prolongado.
Si bien se cuenta con estos equipos, los mismos no cubren la totalidad del sistema, obligando esto a que en la mayoría de los casos el servicio quede interrumpido por algún evento en el sistema eléctrico.

Locales del sistema de comunicación que cuentan con estos equipamientos

Nro.	Local	Sistema
1	Repetidora Chololo	Metropolitano
2	Repetidora Cerro Moroti	Sur
3	Repetidora Caaguazu	Centro
4	Repetidora Carayao	Centro
5	Repetidora Union	Centro

6	Repetidora Guayaibi	Centro
7	A.R. Santani	Centro
8	Repetidora Chore	Centro
9	Repetidora Tacuati	Centro
10	Repetidora Naranjaty	Norte
11	Repetidora Yby yaú	Norte
12	Repetidora Bella Vista Norte	Norte
13	Repetidora Maria Auxiliadora	Sur

5.3.6.1.2 Refrigeración

Los sistemas de refrigeración están abocados para mantener una temperatura de operación óptima a los equipos de comunicación, ayudando esto a una mayor estabilidad y confiabilidad del sistema. Actualmente en todos los sitios con que se cuenta con equipos de comunicación se tienen disponibles Acondicionares de Aire para el efecto, pero, en la mayoría de los casos son electrodomésticos que no soportan el uso continuo de 24x7. Dada esta situación, obligan a un mantenimiento correctivo con mucha mayor frecuencia aumentando de esa manera los gastos en repuestos y horas hombre para la asistencia de estos equipos

De manera a dar una solución a este inconveniente, y de acuerdo a la disponibilidad presupuestaria se realizaran las gestiones para la adquisición de equipos acondicionadores de aire industriales de mayor robustez y que permita la operación a tiempo completo para la correcta climatización de los locales con equipos de comunicación y a si brindar una mayor estabilidad al sistema.

5.3.6.1.3 Puesta a tierra

Un punto muy importante en la operación de los sistemas de comunicación es el correcto estado del sistema de puesta a tierra para la protección ante sobrepicos de tensión y corriente de los equipos operativos. Todos los locales de comunicación cuentan con un sistema de puesta a tierra diseñado para brindar la protección necesaria en caso de eventos fortuitos ya sean estos climatológicos o por averías del sistema eléctrico. La malla interconecta todo el equipamiento de comunicación desde las torres de comunicación, incluyendo los equipos activos y de alimentación eléctrica a través de conductores y jabalinas unidos mediante soldaduras exotérmicas.

Dadas las condiciones y de manera a mantener el correcto funcionamiento de la malla de puesta a tierra se dispondrán de cuadrillas para el control periódico del estado de las mismas atendiendo a las normas internacionales actuales y de esa forma proteger los equipos electrónicos y evitas posibles averías.

6. PLANES DE ACTUALIZACIÓN Y EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS

Con relación a la expansión futura de los Sistemas de Tecnologías de la Información, Comunicación, Telesupervision, Telemedición y Telecontrol de la ANDE, dentro una visión estratégica en lo referente a la actualización e integración de los Sistemas buscando un mejor aprovechamiento de los recursos tecnológicos, podemos mencionar los principales planes de actualización y ampliación de otros existentes.

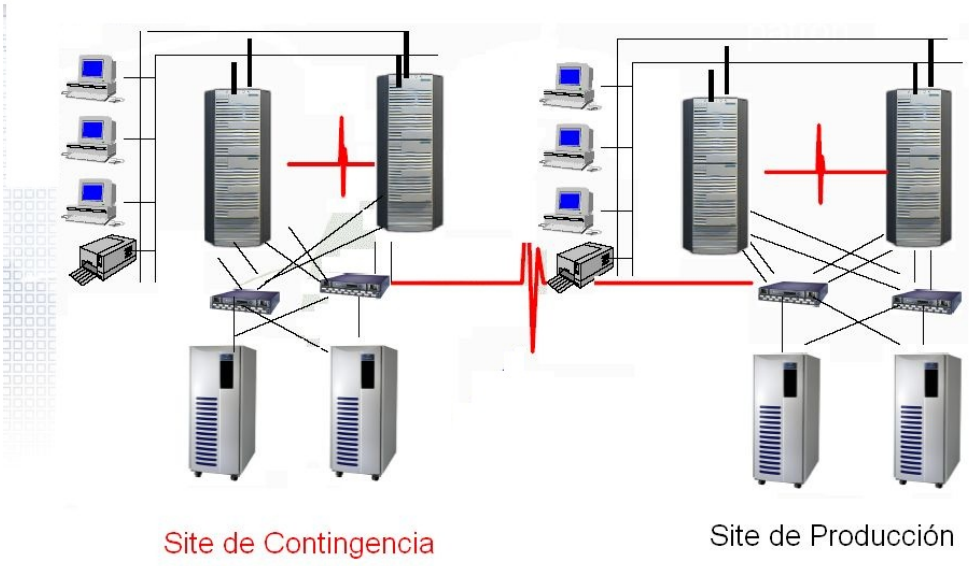
6.1 Planes de Tecnología de la Información.

6.1.1 Adquisición e Instalación de DATACENTER de Contingencia

Se prevé la adquisición e instalación de un nuevo DATACENTER para Contingencia en caso de que ocurran Desastres. Con esto se garantizará la alta disponibilidad de los servicios de TI, la continuidad del negocio y la rápida recuperación de los recursos de Tecnología de la Información (TI) en casos extremos. Este proyecto incluye el equipamiento de TI como ser los equipos de uso centralizados: Servidores, Storage y los equipos de comunicación: router, switches core, etc.

De manera garantizar la continuidad del negocio de la ANDE a través de la alta disponibilidad y seguridad de nuestra infraestructura de TI, en el periodo de referencia tenemos previsto iniciar el proyecto de adquisición e instalación de un nuevo DATACENTER para Contingencia que consistirá replicar nuestra arquitectura Enterprise en otro sitio alternativo, de manera tener redundantes los dispositivos de red de uso centralizado dentro de un Ambiente de Máxima Seguridad para equipamiento informático crítico (AMS). El proyecto incluye el equipamiento de TI necesario para lograr la redundancia con los equipos del sitio primario.

Arquitectura Genérica de DATACENTER con sitio de contingencia

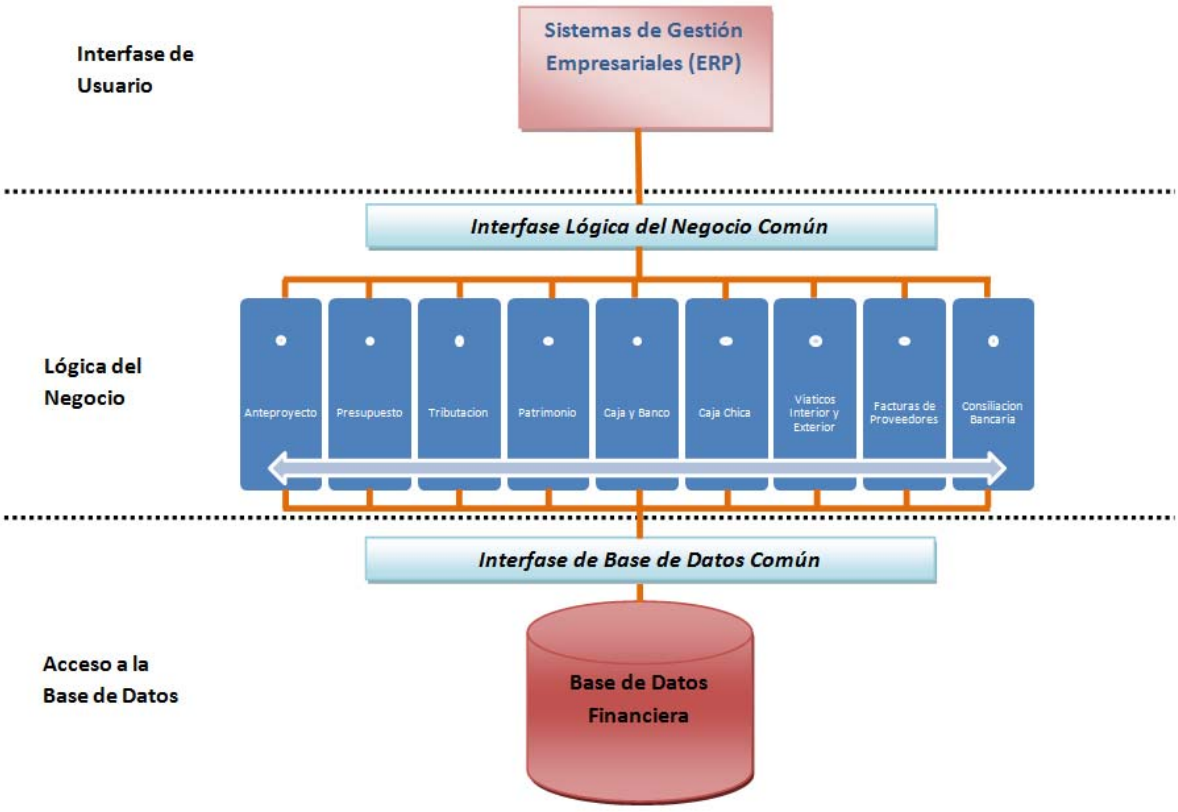


6.1.2 Adquisición e Implementación de un Sistema de Gestión de Recursos Empresariales (ERP)

Se prevé la adquisición de un sistema informático para integrar los procesos empresariales de la Empresa que actualmente están siendo gestionado en forma aislada a través de aplicativos específicos para algunos procesos de negocio y por consiguiente eso hace que no exista confiabilidad en la información que debe ser relevante para la toma de decisiones y además para prestar un servicio con calidad para el cliente. La integración de los aplicativos para gestionar los procesos de negocio posibilitará que la empresa preste un servicio con calidad y confiable.

Por la excesiva cantidad y variedad de sistemas que se utilizan en forma independiente, por el uso de herramientas de desarrollo obsoletos y la nula integración y flexibilidad es necesario contar con una herramienta moderna, flexible, integrable y que abarque todas las aéreas operativas de la empresa, tales como: GF, GT, DD entre otros.

Por lo cual la DTE sugiere la adquisición de un Sistema de Gestión Empresarial más conocido como ERP, que reemplace los sistemas independientes y que permita una integración completa con el Sistema de Gestión Comercial, Sistema SCADA, Sistema SGIDE.



También la de adquirir e implementar un nuevo software de recepción, monitoreo y atención de reclamos de la ANDE, que involucre a las áreas de Distribución, Comercial (Atención a Distancia y Perdidas).

6.1.3 Adquisición e Implementación de un Sistema de Facturación y Lectura Automática de Medidores (AMI)

El sistema de Facturación con que cuenta la ANDE se encuentra en obsolescencia y para su mejoramiento requiere de desarrolladores especialistas que no cuenta la Institución. Por tanto, es necesaria la actualización de dicho sistema a su versión más actual a fin de incorporar todos los módulos que automatizaran procesos comerciales que la ANDE requiere implementar para satisfacer a sus clientes. Debido a la cantidad y complejidad de las mejoras planteadas, tanto a nivel funcional como tecnológico, no se dispone de los recursos necesarios para atender en un tiempo razonable esta cantidad de mejoras y cambios en Sistema Open-SGC

Teniendo en cuenta la situación actual del Sistema del Área de Gestión Comercial, se deberá actualizar el sistema Open-SGC (incluido un servicio de mantenimiento), debido que implica menores riesgos e impacto para la organización, así como una menor inversión económica comparando con el cambio por otro Sistema de Gestión Comercial.

En esta actualización deberá contemplar mínimamente los siguientes módulos:

- Gestión de lecturas.
- Facturación.
- Cobros y Gestión de cobros.
- Interfaz financiera.
- Control de Fraude.
- Gestión de equipos.
- Gestión de Ordenes.
- Gestión de contratos y contratistas.
- Gestión de Atención al cliente.
- Oficina virtual.

Además de estas necesidades también es importante contar con los siguientes software:

- Herramientas de software que permitan realizar el análisis, diseño del software.
- Herramientas que permitan analizar la calidad en la construcción del software
- Herramienta para elaborar WBS (Work Breakdown Structure, es decir, estructura desglosada del trabajo) (Esta herramienta puede ser utilizada para la elaboración gráfica del nivel jerárquico de las tareas involucradas, debería poder relacionarse con Project, ya que tenemos la licencia de este último.)
- Herramientas para el análisis estático de software, este software es con el fin de realizar revisiones a los programas de antes de su paso a producción.
- Herramientas para el análisis dinámico del software.

6.2 Planes para los Sistemas operacionales de tiempo real

6.2.1 Dispositivos y equipos de telesupervisión, telemedición y telecontrol en Subestaciones

6.2.1.1 Adquisición de RTUs para la sustitución de equipos en obsolescencia (Paneles Convencionales)

Para lograr una integración efectiva de las Subestaciones al Sistema de Supervisión y Control SCADA/EMS, es necesaria la sustitución de 41 (cuarenta y uno) Unidades Terminales Remotas (RTU) en obsolescencia de las marcas Eliop Elitel 4000, Telvent Saitel 2000, Harris D20, INDACTIC y ABB modelo RTU200, con más de 10 años de utilización. Las nuevas RTUs soportarán los nuevos estándares de protocolos de comunicación (61850) y permitirán comunicar a la vez los paneles de protección y control existentes con cableado convencionales (I/O convencional). De esta manera, podrán supervisarse y controlarse todos los dispositivos y equipos instalados en las Subestaciones, favoreciendo a la mejora en la eficiencia en la operación y el mantenimiento.

Para lograr una incorporación efectiva de las SSEE al SCADA, será necesario la ***sustitución de 41 (cuarenta y uno) RTUs*** de la marca Eliop Elitel 4000, Telvent Saitel 2000, Harris D20 que soporten los nuevos estándares de protocolos de comunicación (61850) y permitan comunicar a la vez con los paneles con cableado convencionales (I/O convencional).

También, se encuentra otra alternativa que permite resolver las necesidades de interconexión en subestaciones en donde una parte de las instalaciones cuentan con Bahias convencionales (Perillas de Giro y empuje) y otra Bahías con dispositivos digitales.
Los Paneles antiguos se conectan directamente a la RTU con cableado convencional (cables de cobre).
Los Paneles nuevos se conectan al Concentrador (Gateway) a través de Fibra Óptica y se comunican mediante el protocolo IEC-61850.
Esta solución tiene la ventaja de poder integrar todos los Paneles así también estar listo para cualquier futura ampliación en la Subestación. Además, se pueden Telecontrolar TODAS las señales en la Subestación, sin ninguna limitación.
Es necesario de la adquisición de RTU+Gateway para atender estos requerimientos.

A continuación, se presenta los datos de las RTU a actualizar correspondientes a las 39 SSEE mencionadas.

Sistema Metropolitano		
ITEM	ES-SE	RTU/SCADA local
1	Subestacion San Miguel	Telvent
2	Subestacion Villeta	Telvent
3	Subestacion Caacupe	Telvent
4	Subestacion Central	Eliop (E4000)
5	Subestacion General Diaz	Telvent
6	Subestacion Republicano	Telvent
7	Estacion Puerto Botanico	Telvent
8	Estacion Barrio Parque	Telvent
9	Estacion La Victoria	Telvent
10	Subestacion Banco Central del Paraguay	Telvent
11	Estacion Guarambare	Telvent
12	Subestacion Tres Bocas	Telvent
13	Subestacion Parque Caballero	Telvent
14	Subestacion Villa Aurelia	Telvent
15	Subestacion Ciudad Nueva	Eliop (E4000)

16	Subestacion Pirayú	Eliop (E4000)
17	Subestacion Viñas Cue	Eliop (E4000)
18	Subestacion Paraguari	Telvent
19	Subestacion Caapucu	Telvent
20	Subestacion Quiindy	Harris GE
Sistema Norte		
ITEM	ES-SE	RTU/SCADA local
21	Subestacion Yby Yau	Harris GE
22	Cruce Bella Vista	Harris GE
23	Subestacion Concepcion	Eliop (E4000)
24	Subestacion Cerro Cora	Harris GE
Sistema Centro		
ITEM	ES-SE	RTU/SCADA local
25	Subestacion Caazapa	Eliop (E4000)
26	Subestacion Caaguazu	Eliop (E4000)
27	Subestacion Villarrica	Eliop (E4000)
28	Subestacion San Pedro Norte	Eliop (E4000)
29	Estacion Santa Rosa	Eliop (E4000)
Sistema Este		
ITEM	ES-SE	RTU/SCADA local
30	Subestacion Alto Parana	Eliop (E4000)
31	Estacion Carlos Antonio López	Eliop (E4000)
32	Estacion Campo Dos	Eliop (E4000)
33	Subestacion Curuguty	Eliop (E4000)
34	Subestacion Naranjal	Eliop (E4000)
35	Subestacion Minga Porã	Eliop (E4000)
36	Estacion Itaquyry	Eliop (E4000)
Sistema Sur		
ITEM	ES-SE	RTU/SCADA local
37	Estacion Natalio	Eliop (E4000)
38	Estacion Trinidad	Eliop (E4000)

39	Subestacion San Pedro del Parana	Eliop (E4000)
40	Estacion Villalbin	Eliop (E4000)
41	Subestacion Pilar	Eliop (E4000)

6.2.1.2 Adquisición de RTU/Gateway para los locales que no cuentan con supervisión.

Del mismo modo, para lograr una incorporación efectiva de las Subestaciones al Sistema de Supervisión y Control SCADA/EMS, será necesario adquirir 41 (cuarenta y uno) RTU nuevas que soporten los nuevos estándares de protocolos de comunicación (61850) y permitan comunicar a la vez con los paneles de protección y control con cableado convencionales, para los locales que no cuentan con sistemas de telecontrol y telesupervisión y son parte esencial del esquema de operación del Sistema Interconectado Nacional.

Una medida de solución parcial a la problemática descripta más arriba consiste en la instalación de 11 (20%) concentradores (Gateway), de manera a mejorar las funciones de telesupervisión, telemedición y telecontrol, más abajo se realiza una descripción de la solución:

- Todos los Paneles se conectan al Concentrador *(Gateway)* a través de Fibra Óptica (61850)
- Esta solución tiene la ventaja de poder tener Telecontrol/supervisión de TODAS las señales en la Subestación, sin ninguna limitación.
- En algunas EESS y SSEE no se cuenta con el Gateway por lo que deberá ser adquirido para integrarlo al Centro de Control.
- Actualmente contamos con 11 SSEE y EESS que no poseen Gateway que posibilite la operación y Supervisión desde el Despacho de Carga ni desde los Centros de Control Regionales.

A continuación, se presenta los datos correspondientes a las 11 SSEE mencionadas.

Sistema Metropolitano		
ITEM	ES-SE	Gateway
1	Subestacion Capiatá.	Ninguno
2	Estación San Antonio	Ninguno
3	Estación Valle Apuá	Ninguno
4	Estación Eusebio Ayala	Ninguno
5	Subestacion ADM	Ninguno
Sistema Norte		
ITEM	ES-SE	Gateway
6	Estacion Curuguaty 1	Ninguno
Sistema Centro		
ITEM	ES-SE	Gateway
7	Subestacion Itacurubi del Rosario	Ninguno

8	Subestacion San Juan Neponuceno	Ninguno
Sistema Este		
ITEM	ES-SE	Gateway
9	Subestacion Kilometro 15	Ninguno
Sistema Sur		
ITEM	ES-SE	Gateway
10	Estacion Cnel. Bogado	Ninguno
11	Subestacion Pirapo	Ninguno

6.2.2 Sistema SCADA/DMS/OMS de Distribución y Sistema de Gestión Integral de Distribución Eléctrica (SGIDE):

6.2.2.1 Objetivo General

El objetivo general del proyecto es modernizar la gestión del Sistema Eléctrico de Distribución de la ANDE, a través de la adquisición e instalación de Sistemas de Información para la automatización, optimización e integración de todos los procesos técnicos, operativos y administrativos que se desarrollan en la distribución de energía eléctrica, a fin de mejorar la calidad del servicio de una manera efectiva, y que apoye tanto al sistema de distribución, como al sector de transmisión.

6.2.2.2 Beneficios del Proyecto

La utilización de modernas tecnologías disponibles en el mercado a nivel mundial, permitirá el fortalecimiento institucional de la ANDE contribuyendo a su desarrollo para ser una empresa moderna y eficiente.

En tal sentido, el Proyecto SGIDE busca la modernización en la gestión de la distribución de energía eléctrica de la ANDE, a través de la adquisición de Sistemas Informáticos que funcionen en forma armónica e integrada y que permitan optimizar los procesos técnicos y comerciales relacionados al sistema de distribución eléctrica.

Con el SGIDE, la ANDE contará con herramientas necesarias para la adecuada toma de decisiones que posibiliten el cumplimiento de sus metas, promoviendo la excelencia en la administración de los recursos y en la prestación de sus servicios.
El Proyecto de SGIDE conlleva los siguientes beneficios:

- Modernizar la operación del sistema de Distribución, con un sistema de Control y Adquisición de Datos moderno, apoyado con aplicaciones informáticas adecuadas para una administración segura y eficiente del Sistema de Distribución.
- Mejorar la resolución y administración de las incidencias que derivan en reclamos por falta de energía, apoyado en herramientas modernas para localización y despacho de las mismas.
- Mejorar la atención al cliente, disminuyendo los tiempos de atención y aumentando la eficacia de la resolución de reclamos a través de la disponibilidad de información completa y oportuna.

- Contar con el inventario de los activos en explotación en una única base de datos, que servirá como insumo principal para la planificación, operación y mantenimiento del sistema eléctrico de distribución.
- Contar con un único Sistema de Información Geográfica relacionados a la distribución de energía eléctrica, permitiendo la unificación de procedimientos y la actualización de la base de datos.
- Creación de un modelo propio de gestión de distribución de energía eléctrica, adaptándose a la realidad de la empresa y del país.
- Reducción de los costos de la planificación, operación, mantenimiento, proyectos y obras mediante la utilización eficiente de los recursos.
- Mejorar la operación y mantenimiento, reduciendo con ellos la duración y frecuencia de las interrupciones del suministro de energía.
- Mejorar la cultura de gestión, contando con indicadores que permitirán auditar, en tiempo y forma, las actividades desarrolladas en la distribución de energía eléctrica.
- Mejorar la productividad del personal, mediante el uso de herramientas informáticas que permitirán el procesamiento automático de datos.
- Incremento de la rentabilidad de los activos.
- Contribuir al desarrollo y bienestar del País, ofreciendo energía de calidad a un precio competitivo.

6.2.2.3 Componentes del Proyecto SGIDE

El Proyecto comprende la implementación de los siguientes componentes:

6.2.2.4 SCADA/DMS/OMS

El **SCADA**, proyecto que consiste en la adquisición de sistemas SCADA, Gerenciamiento de Distribución (DMS) y Gestión de reclamos por corte de energía (OMS), para (6) seis Centros de Operación Regionales.

Los Centros de Operación previstos en proyecto son:

- Centro de Operación Regional Metropolitano de Distribución-(SCADA/DMS/OMS).
- Centro de Operación Regional Este-(SCADA/DMS/OMS).
- Centro de Operación Regional Sur-(SCADA/DMS/OMS).
- Centro de Operación Regional Centro-(SCADA/DMS/OMS).
- Centro de Operación Regional Norte-(SCADA/DMS/OMS).

6.2.2.5 Creación de la base de datos georreferenciada de la red eléctrica de distribución

El contratista deberá crear la base de datos del SED que permita la representación gráfica y georreferenciada de todos los elementos de la red eléctrica, incluir en ella los datos referentes a la cartografía a ser suministrada por ANDE, y realizar la identificación y caracterización de la redes eléctrica, incluidas la iluminación pública, equipos de MT y BT, datos de la vinculación eléctrica de los clientes y datos de uso compartido de postes. A continuación, se mencionan, de forma resumida, los principales componentes que se solicitan para la creación de la base de datos corporativa del SED:

- **Base de Datos Corporativa del SED:** El contratista deberá proveer todo el hardware y software de la base de datos, y encargarse de su definición detallada, su desarrollo y su mantenimiento (hasta la finalización del periodo de garantía). Esta Base de Datos deberá contener toda la información relevante para el óptimo desarrollo de todos los procesos del sistema eléctrico de distribución.

- **Servicios de Captura y Carga de datos:** El contratista deberá capturar y cargar los datos requeridos para la base de datos del SGIDE, a través de campañas de levantamientos en campo, asegurando la consistencia de los datos capturados. También deberá efectuar la migración, conversión y carga de datos de los elementos de la red de distribución contenidos en otros sistemas vigentes en ANDE. La implementación de los mecanismos que garanticen la actualización de los datos capturados será responsabilidad del contratista. Toda la infraestructura y logística necesarias para el levantamiento de los datos, la migración y carga de datos en la BD será suministrada y de exclusiva responsabilidad del contratista.

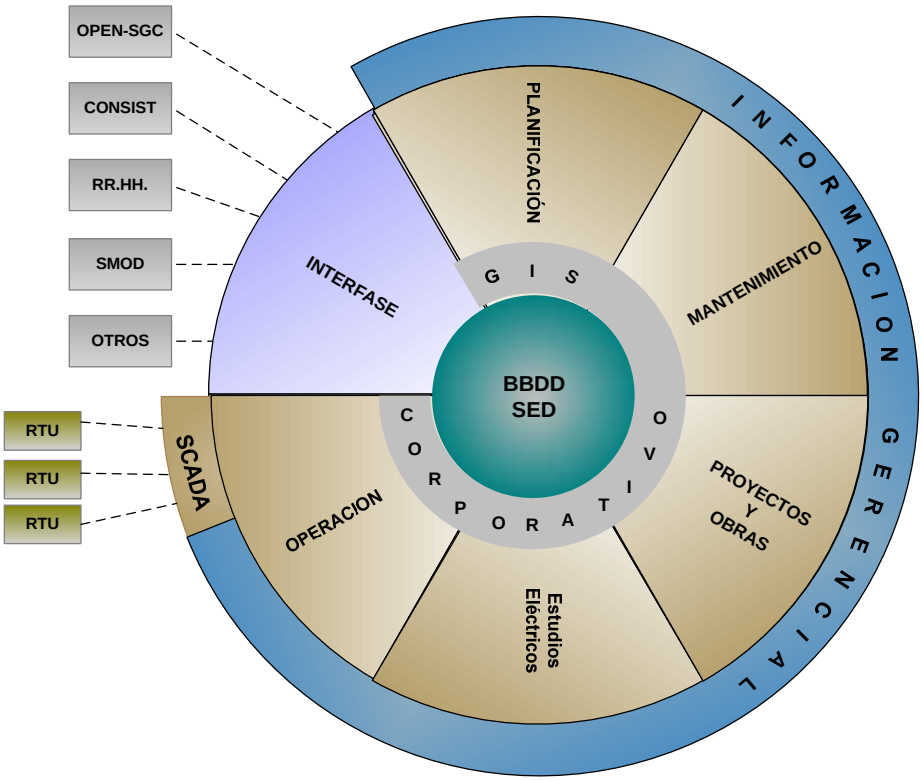
- **Sistema de Información Geográfica:** El contratista deberá proveer e instalar un Sistema de Información Geográfica (GIS) con sus correspondientes licencias, y representar sobre este GIS todo el SED y sus procesos correspondientes, para la administración de cada una de los componentes del SED y de sus distintos conjuntos de datos, tanto en MT como en BT. El GIS deberá ser la base sobre la cual deberá ser implementado las aplicaciones técnicas especializadas del SGIDE. El GIS deberá tener como base la cartografía digital (manzanas, calles, avenidas, accidentes geográficos, etc.) tanto urbana como rural, sobre la cual se deberá representar y modelar todos y cada uno de los componentes del sistema eléctrico de distribución.

6.2.2.6 Suministro de Software para Gestión Técnica

El contratista deberá suministrar, instalar y parametrizar aplicativos organizados por módulos, que conformaran el Sistema de Gestión Integral de Distribución Eléctrica (SGIDE) de la ANDE y que deberá comprender, de forma resumida los siguientes módulos:

- **Módulo de Catastro:** Conjunto de funcionalidades para catastrar, actualizar y acceder a la base de datos del SGIDE, que contendrá las informaciones sobre los activos de la red de distribución de MT y BT.
- **Módulo de Planificación:** Conjunto de funcionalidades para ejecutar todos los procesos relacionados a la planificación de corto, mediano y largo plazo de la red eléctrica de MT y BT. En este módulo se deberá simular el comportamiento del sistema eléctrico, estimar la previsión de carga y realizar la evaluación técnica y económica de los distintos escenarios de planificación.
- **Módulo de Estudios Eléctricos:** Conjunto de funcionalidades para la realización de estudios eléctricos, con capacidad para simulaciones, cálculos de parámetros eléctricos con base a cargas y elementos de red real o simulados.
- **Módulo de Proyectos y Obras:** Conjunto de funcionalidades para efectuar todas las actividades relacionadas con los proyectos y la gestión de obras en instalaciones de distribución de la ANDE, desde la elaboración del proyecto hasta la finalización de la obra (incluyendo su catastro, diseño, estudios de alternativas, cálculos electromecánicos de esfuerzos resultantes, presupuesto, fiscalización, certificación, etc.) y la actualización correspondiente en la Base de Datos.
- **Módulo de Mantenimiento:** Conjunto de funcionalidades para realizar la gestión integral de todos los procesos y recursos relacionados al mantenimiento del sistema eléctrico de distribución. Deberá poseer funcionalidades para realizar la inspección y evaluación de los activos del SED, así como la programación, ejecución y control de los mantenimientos.
- **Módulo de Gestión de Incidencias:** Conjunto de funcionalidades para realizar las actividades de registro, despacho, atención y acompañamiento de los reclamos e incidencias ocurridas en el SED de la ANDE.

- **Módulo de Información Gerencial:** Conjunto de funcionalidades que permitan obtener en un tablero de mando la información integral correspondiente a la gestión del SED de la ANDE, para cada uno de los niveles estratégico, táctico y operacional. Se requiere un sistema completo de análisis de indicadores, que faciliten la toma de decisiones y el control de las actividades realizadas por ANDE para la distribución de energía eléctrica.



6.2.2.7 Servicios de Consultoría de Soporte a la implementación del SGIDE

Durante la implementación y el periodo de garantía, el contratista deberá brindar servicios de consultoría y soporte, que deberá contener al menos las siguientes actividades:

- Mapeamiento y definición de flujos de datos y actividades de los procesos existentes y los necesarios, con la evaluación y propuesta de modificaciones e implementación de las modificaciones de los nuevos procedimientos para el eficiente funcionamiento del SGIDE.
- Consultoría de implementación de los procesos y modificaciones propuestas por el estudio y aprobados por ANDE, con la debida documentación basada en el sistema propuesto.
- Se deberá incluir los servicios de consultoría necesario para la definición, desarrollo e implementación de las integraciones con los sistemas SCADA, Contact Center, Gestión Comercial, Gestión de Equipos de Distribución y ERP, lo cual deberá incluir la definición de los datos a ser intercambiados y los mecanismos de conectividad entre los sistemas. Para el desarrollo de las interfases deberá ser implementada una capa de conectividad basada en el Modelo de Información Común (CIM) creado por la EPRI (Electric Power Research Institute), normalizado por la IEC (International Electrotechnical Comission), de manera que los sistemas corporativos puedan comunicarse de forma padronizada a través de tecnologías integradoras. La principal responsabilidad de ANDE con respecto a las interfases, será proporcionar la información de los Sistemas Corporativos existentes y suministrar acceso adecuado a estos sistemas al contratista para las pruebas de estas interfases.

6.2.3 Dispositivos y equipos de telespervision, telemedicion y telecontrol en la Red de Distribución.

A los efectos de reducir la duración de las interrupciones, lograr la detección temprana de fallas y otros posibles inconvenientes en el sistema de distribución de energía eléctrica, es necesario el remplazo del conjunto de Unidades Terminales Remotas (RTU), interruptores telecomandables y accesorios en 400 (cuatrocientos) postes de distribución en las zonas metropolitana, centro, este y sur del país. Esto es, debido a la obsolescencia de los mismos con más de 10 años de funcionamiento, la falta de stock de repuestos y gran cantidad de equipos averiados que no pueden ser repuestos.

Adquirir e implementar un Sistema de Comunicación y Control para las líneas de Distribución de 23kV, altamente disponible, robusto y resistente al ambiente industrial, completamente redundante, con arquitectura abierta, flexible y con capacidad de expansión de acuerdo a las necesidades operativas y a los cambios en los estándares tecnológicos vigentes a la fecha de la puesta en servicio total del sistema.

Se solicita el cambio de los siguientes equipos:

ITEM	Zona	Equipo Actual	Cantidad
1	Metropolitana	Mesa-Schneider	300
2	Centro	Elipos-5	30
3	Este	Elipos-5	50
4	Sur	Elipos-5	20
Total			**400**

6.2.4 Adquisición e Implementación del Sistema de Gestión de Recursos Operacionales de Tiempo Real

A efectos de poder integrar, optimizar, procesar los datos y generar información relevante, y a su vez, contar con herramientas para la seguridad y predicción de los Recursos Operacionales de Tiempo Real, se tiene prevista la adquisición e implementación de un Sistema Operacional de Tiempo Real y un Sistema de Minería de Datos basado en herramientas de Inteligencia Artificial.

Estos Sistemas consistirán principalmente en al menos los siguientes:

- **Gestión del Hardware de los Sistemas de Tiempo Real:** que ayude a comprobar la disponibilidad y el uso de los recursos, posibilita tener un registro de la actividad de la red y realizar el monitoreo del consumo de los distintos servicios brindados por la infraestructura de tecnología de la empresa.

  Este sistema permitirá a través del registro de actividades y eventos dentro de la Infraestructura Tecnológica, medir y analizar el desempeño de los componentes (Servidores, puestos de operador, equipos de comunicación, etc.), de esta brindar la información necesaria para la planificación de las tareas de mantenimiento y elaboración de proyectos de expansión de la Infraestructura de Tecnología, además el Sistema permitirá establecer parámetros de control que generaran eventos o alertas que permitan identificar de manera rápida los focos de inconvenientes y realizar las acciones correctivas en menor tiempo y de manera eficaz.

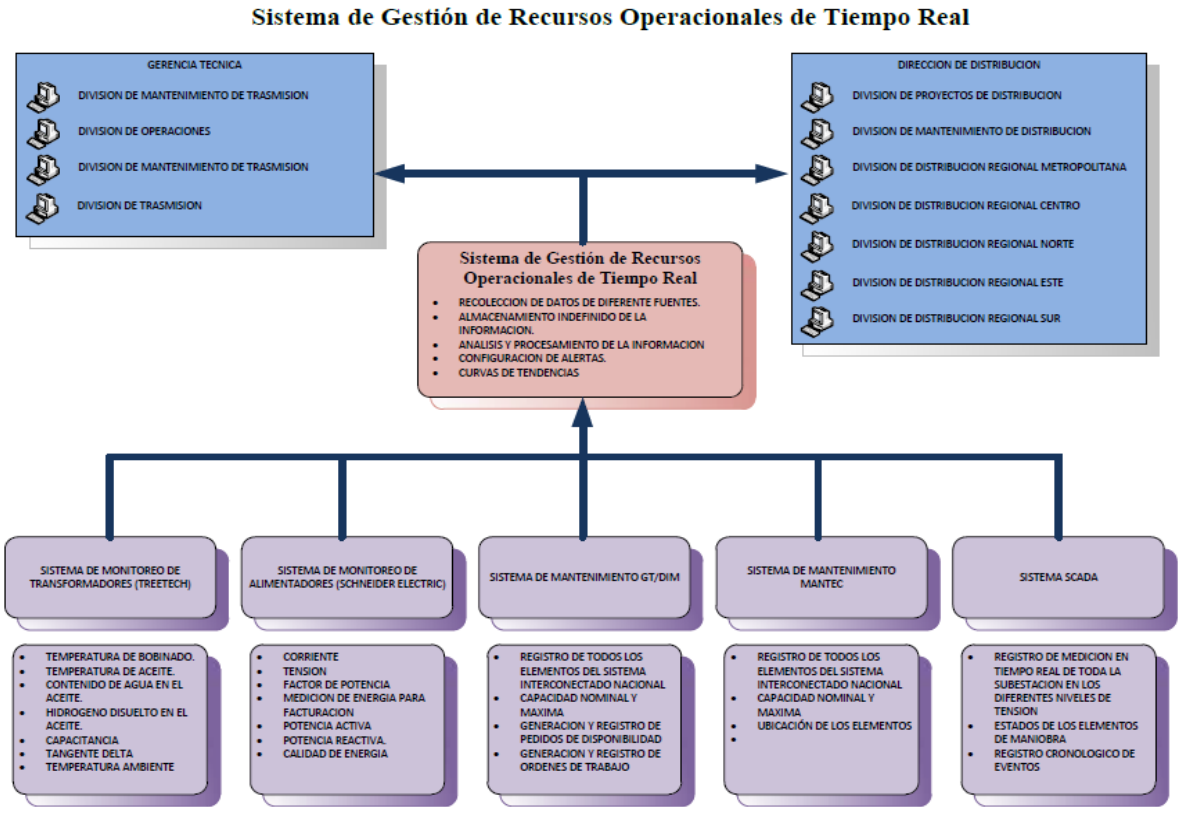
- **Gestión de Información de la Red Eléctrica:** implementación de un sistema para Adquisición, análisis y visualización de Datos de los procesos del Sistema Eléctrico. Este

sistema realizara la integración de las Base de Datos de las Aplicaciones que recolectan la información de las distintas actividades o eventos dentro del Sistema Eléctrico, tanto los de tiempo real (SCADA, Monitoreo de Transformadores), como los de intervención humana (Sistema de Mantenimiento MANTEC), de esta mera brindar una interfaz única para la visualización de los datos o servir de fuente de información para otros sistemas de la Empresa (ERPs). Esto permitirá:

- Recolectar, organizar, distribuir y almacenar grandes volúmenes de información de diversas fuentes.
- Convertir los datos valiosos de tiempo real en información para la acción, notificación de eventos significativos a usuarios o sistemas.
- Desplegar la información, identificar problemas y ejecutar acciones correctivas con la ayuda de herramientas analíticas y gráficas.

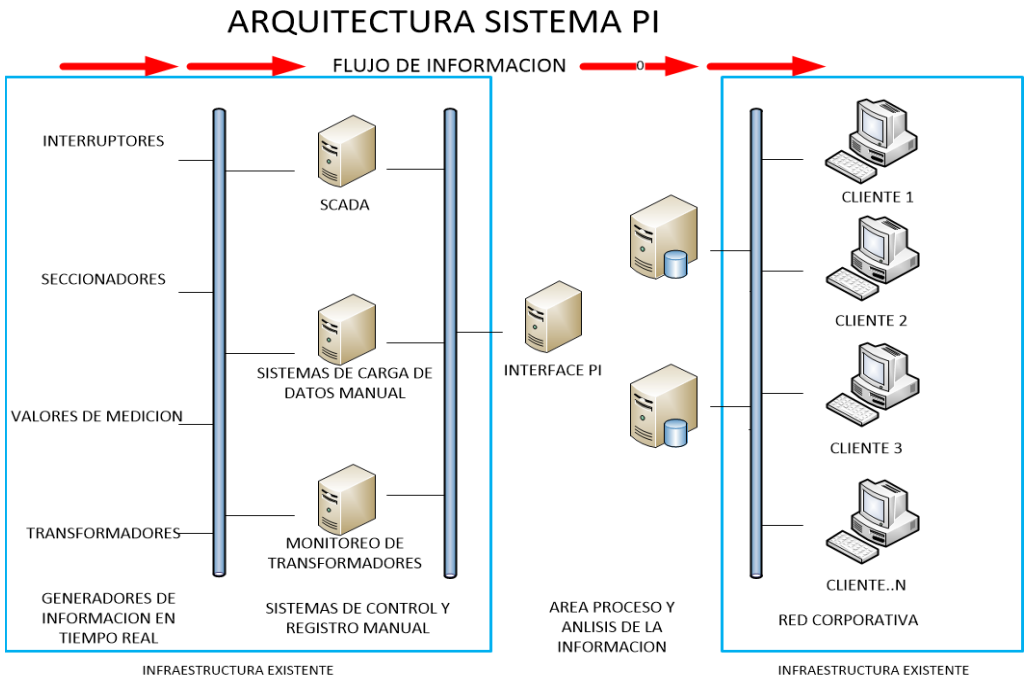
- **Gestión de la Seguridad:** añadirá una capa cognitiva para las soluciones de seguridad tradicionales, el aumento de la eficiencia operativa y la retención del conocimiento de su respuesta a incidentes y equipos de analistas de seguridad. Esencialmente, la herramienta desarrollará las funciones de los analistas de seguridad, pero a la velocidad de la máquina y a una escala de grandes volúmenes de datos.

- **Gestión predictiva:** a través de herramientas predictivas permitirá mejoras de eficiencia operativa a partir de la aprehensión de los datos de los puntos telemedidos, identificación de fallas inminentes mucho antes de que ocurran y alerta a los responsables del mantenimiento antes de que puedan causar algún daño significativo.



.

Figura1



6.3 Planes de Sistemas de Comunicación.

6.3.1 Sistema de comunicación de Microondas

Se prevé ampliar hasta cubrir el total del 100% de las Estaciones, Subestaciones, Agencias de ANDE y Centros de Control de toda la región Oriental.

6.3.1.1 Ampliación del Sistema de Comunicación Inalámbrica

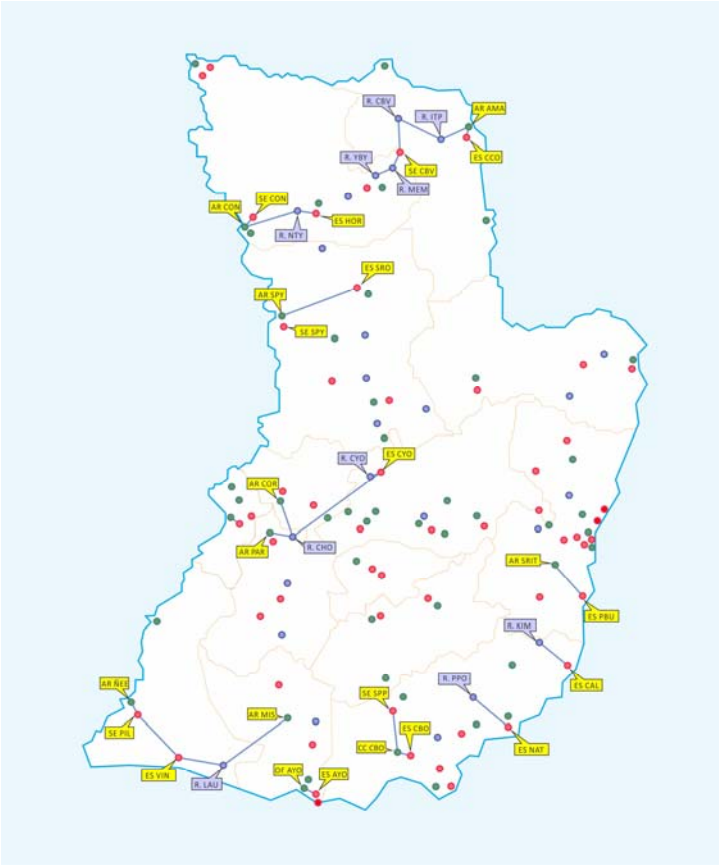
Los Sistemas de Comunicaciones Inalámbricas punto a punto a través de enlaces con equipos de Radios Microondas de Gran Capacidad y Alta Disponibilidad contemplados en este proyecto redundaran principalmente en el mejoramiento de la disponibilidad del Sistema de Comunicaciones ya que estos estarán funcionando en forma paralela, como un respaldo, de los sistemas de Fibra Óptica ya implementados. Además se logrará la renovación total del Sistema de Comunicaciones por Microondas de todas las derivaciones del Sistema Tronco SUR y del Sistema Tronco NORTE y sus derivaciones.

En la siguiente tabla se resumen los enlaces faltantes para tener totalmente actualizado los sistemas de comunicación inalámbrica de la Zona Sur con todas sus derivaciones y la Zona Norte de la región oriental:

ITEM	Enlaces Existentes a Reemplazar			
	SITIO A	SIGLA	SITIO B	SIGLA
1	Presa Yguazú	PR YGZ	Central Acaray	CH ACY
2	Estación Paranambú	ES PBU	Repetidora Santa Rita	REP SRI
3	Subestación Cruce Bella Vista	SE CBV	Repetidora Cruce Bella Vista	REP CBV
4	Subestación Cruce Bella Vista	SE CBV	Repetidora Cerro Memby	REP CME
5	Repetidora Cerro Memby	REP CME	Repetidora YbyYaú	REP YBY
6	Estación Horqueta	ES HOR	Repetidora Naranjaty	REP NAR
7	Repetidora Naranjaty	REP NAR	AR Concepción	AR CON
8	AR Concepción	AR CON	Subestación Concepción	SE CON
9	Estación Santa Rosa	ES SRO	Subestación San Pedro del Ycuamandijú	SE SPY
10	Estación Carlos A. López	ES CAL	Repetidora Kimex	REP KIM
11	Estación Natalio	ES NAT	Repetidora María Auxiliadora	REP MAU
12	Estación Coronel Bogado	ES CBO	Subestación San Pedro del Paraná	SE SPP
13	Estación Carayaó	ES CYO	Repetidora Carayaó	REP CYO
14	Subestación Pilar	SE PIL	AR Ñeembucú	AR ÑEE
15	Agencia Regional Cordillera	AR COR	Repetidora Chololó	REP CHO
16	Agencia Regional Capiatá	AR CAP	Complejo Boggiani	BOGG
17	Agencia Regional Amambay	AR AMA	Repetidora Itapopó	REP ITA
18	Estación Villalbín	ES VIN	Subestación Pilar	SE PIL
19	Agencia Regional Misiones	AR MIS	Repetidora Laureles	REP LAU
20	Repetidora Laureles	REP LAU	Estación Villalbín	ES VIN

Los 20 (veinte) enlaces descritos en la tabla de arriba estarían actualizando los enlaces ya en obsolescencia mencionados anteriormente, y con los cuales el sistema de comunicaciones tanto para los datos del SCADA, como para todos los servicios corporativos tendrían una mayor velocidad en ancho de banda, mayor confiabilidad y podrían dar paso a nuevos servicios como ser los de vigilancia por citar una aplicabilidad.

Las ampliaciones mencionadas se detallan en la siguiente figura:



En la misma se observa la total renovación de los sistemas repetidores de las derivaciones y troncales del sistema de microondas de la red de comunicaciones de ANDE. Con esto hacemos énfasis en la total penetración a hacia todos los sitios remotos y distantes a más de redundar en confiabilidad y disponibilidad de los servicios de información y comunicación de todos los sistemas de ANDE (sistemas corporativos, SCADA, telesupervisación, televigilancia, etc.)

6.3.2 Sistema de Comunicación LTE para mejoramiento de la O&M del Sistema Eléctrico

Los Sistemas de Comunicaciones a través de la Tecnología LTE optimizarán los trabajos de Operación y Mantenimiento (O&M) del sistema de Distribución, del Sistema de Transmisión, la lectura automática de los medidores de consumo de energía eléctrica, las comunicaciones de los datos del SCADA, los datos corporativos y de gestión de las oficinas y agencias regionales de toda la región oriental.

Se prevé además contar con sistemas repetidores LTE móviles y de rápida instalación para casos críticos y de emergencia nacional, como ser ante embates de la naturaleza, incendios o emergencias nacionales y con esta solución se tendría restablecido el Sistema de Comunicación Local para los primeros trabajos de recomposición prácticamente de manera instantánea y podrían ser utilizados de manera continua hasta que sean restituidos todos los sistemas averiados.

El Sistema de Comunicación LTE reemplazará al Sistema de Comunicación Móvil actual de la ANDE; esta tecnología de última generación permitirá proveer servicios de voz, video y paquetes de datos a nivel nacional (Región Oriental).

La clave de este sistema es el control total de los usuarios, en forma centralizada, el cual podrá visualizar el estatus del equipo y del usuario bajo ciertas condiciones vinculantes a la seguridad.

Contará con un sistema de Gestión de Usuarios, centralizado y regional el cual podrá dividir flotas y agrupar equipos de trabajo; contará con sistema de ubicación GPS para todos los usuarios, pudiéndose establecer estrategias de trabajo con mayor rapidez en cualquier estado de crisis, reagrupando flotas, estableciendo prioridades y generando integraciones con otros sistemas de comunicación en forma transparente, ya que sus sistema es nativo en la tecnología IP.

Este Sistema tendrá todas las prestaciones de un sistema celular pero con las robustez de un sistema de Radio Convencional, dando la seguridad, confiabilidad y disponibilidad necesarias para cubrir las necesidades del personal técnico en campo.

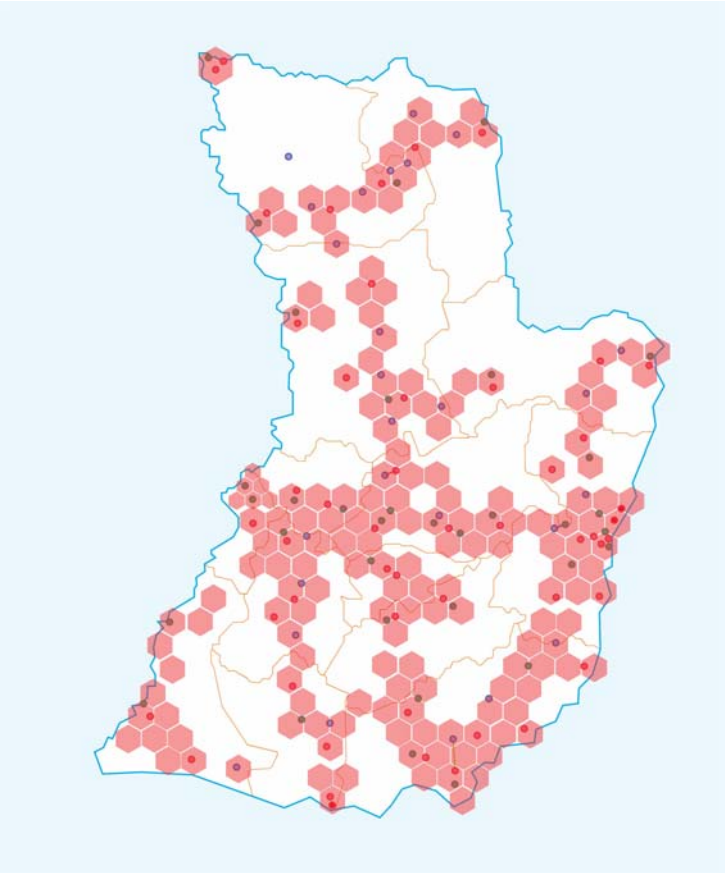
Se ha estimado el dimensionamiento de usuarios conforme a la siguiente tabla:

Item	Dependencia	Zona de Trabajo	Repetidoras Móviles	Bases	Móviles	Portátiles	Tipo de Servicios		
							Audio	Video	Datos
	GERENCIA TECNICA								
1	Dpto. Central Acaray	Alto Paraná		3	5	30	x	x	x
2	Dpto. de Gestión de Cuencas Hídricas	Alto Paraná			2	10	x	x	x
3	Dpto. de Proyectos Electromecánicos	Nacional			2	5	x	x	x
4	Dpto. de Topografía	Nacional		1	10	20	x	x	x
5	Dpto. de Gestión de Tierras para Electroductos	Nacional		1	2	4	x	x	x
6	Dpto. de Operación del Sistema	Central		1		2	x	x	
7	Oficina de Despacho de Carga	Central		2		4	x	x	
8	Dpto. de Mantenimiento de Lineas de Transmisión	Nacional	2	6	20	50	x	x	
9	Dpto. de Mantenimiento de Equipos de Transmisión	Nacional		4	20	50	x		
10	Dpto. de Protecciones y Mediciones	Nacional		2	10	20	x		
11	Dpto. de Transmisión Metropolitana y Bajo Chaco	Central / Bajo Chaco /Cordillera/Paraguarí		24	10	48	x		
12	Dpto. de Transmisión Sur	Misiones / Itapúa / Ñeembucú	1	10	5	20	x		
13	Dpto. de Transmisión Centro	Caaguazú / Guairá / Caazapá	1	10	5	20	x		
14	Dpto. de Transmisión Este	Alto Paraná / Canindejú	1	20	10	40	x		
15	Dpto. de Transmisión Norte y Alto Chaco	San Pedro / Amambay / Concepción / Alto Paraguay / Boquerón	2	20	20	40	x		
16	Dpto. de Supervisión de Estaciones	Nacional		2	20	20	x	x	x
17	Dpto. de Supervisión de Líneas de Transmisión	Nacional		2	20	20	x	x	x
18	Dpto. de Control de Suministros de Ingeniería	Nacional		1	5	5	x	x	x
19	Dpto. de Obras Civiles de Transmisión e Infraestructura	Nacional		1	5	5	x	x	x
	DIRECCION DE DISTRIBUCIÓN								
20	Dpto. de Distribución Regional Capital	Central		5	10	10	x		
21	Dpto. de Distribución Regional Central	Central		20	20	20	x		
22	Dpto. de Distribución Regional Paraguarí	Paraguarí		10	20	20	x		
23	Dpto. de Distribución Regional Cordillera	Cordillera		10	20	20	x		
24	Dpto. de Operación de Distribución Zona Metropolitana	Central / Cordillera / Paraguarí		2	10	20	x		
25	Dpto. de Distribución Regional Alto Paraná	Alto Paraná		10	20	20	x		

26	Dpto. de Distribución Regional Canindejú	Canindejú		10	20	20	x		
27	Dpto. de Operación de Distribución Zona Este	Alto Paraná / Canindejú		2	10	20	x		
28	Dpto. de Distribución Regional Itapúa	Itapúa		10	20	20	x		
29	Dpto. de Distribución Regional Misiones	Misiones		10	20	20	x		
30	Dpto. de Distribución Regional Ñeembucú	Ñeembucú		10	20	20	x		
31	Dpto. de Operación de Distribución Zona Sur	Itapúa / Misiones / Ñeembucú		2	10	10	x		
32	Dpto. de Distribución Regional San Pedro	San Pedro		10	20	20	x		
33	Dpto. de Distribución Regional Guairá	Guairá		10	20	20	x		
34	Dpto. de Distribución Regional Caaguazú	Caaguazú		10	20	20	x		
35	Dpto. de Distribución Regional Caazapá	Caazapá		10	20	20	x		
36	Dpto. de Operación de Distribución Zona Centro	San Pedro / Guairá / Caaguazú / Caazapá		2	5	10	x		
37	Dpto. de Distribución Regional Concepción	Concepción		10	20	20	x		
38	Dpto. de Distribución Regional Amambay	Amambay		10	20	20	x		
39	Dpto. de Operación de Distribución Zona Norte	Concepción / Amambay		2	5	10	x		
40	Dpto. de Mantenimiento de Lineas de Distribución	Nacional		2	20	20	x		
41	Dpto. de Mantenimiento de Equipos de Distribución	Nacional		2	20	20	x		
42	Dpto. Forestal	Nacional		2	20	20	x		
43	Dpto. de Mantenimiento de Alumbrado Público	Nacional		20	60	60	x		
44	Oficinas y Agencias Regionales	Nacional		20	50	50	x		x
45	Uso Técnico para Mantenimiento	Nacional	4	10	40	60	x	x	x
46	Unidades Gerenciales y Presidencia	Nacional	1	5	10	30	x	x	x

Total Usuarios por tipo de equipo	12	336	721	1033
Total de Usuarios		2090		

En la siguiente gráfica se observa el alcance a nivel de cobertura de todas estas nuevas implementaciones:



En la gráfica se observa una marcada cobertura sobre el total de los sitios de ANDE de la región oriental, incluidas aquí las Estaciones, Sub Estaciones y Agencias de ANDE. A través de esta red inalámbrica de alta capacidad y disponibilidad se espera mejorar la Operación y Mantenimiento del Sistema Eléctrico, redundar los canales de comunicación entre las Estaciones y Subestaciones con sus respectivos Centros de Control y por sobre todo acompañar el crecimiento para los nuevos Centros de Atención a los usuarios, ya que a través de esta red cuando se habilite un nuevo centro de atención de reclamos u oficinas de ANDE con la simple instalación de un equipo terminal de comunicaciones ya se tendrá acceso a todos los sistemas corporativos lo cual además de todo lo que ya ha sido mencionado demuestra en cierta forma la escalabilidad del Sistema propuesto.

6.3.3 Mejoramiento de la Infraestructura de los sitios de Comunicaciones.

Serán adquiridos habitáculos tipo Shelter's para el servicio en intemperie, por su tamaño y estructura, será fácil de transportar, rápido de montar y eficiente ante los requerimientos estructurales, energéticos y ambientales. Será tipo contenedor, que podrá alojar y proteger en un ambiente controlado para el funcionamiento contra diversos agentes del medio ambiente corrosivos tales como: polvo, agua, condensaciones externas, vientos, aire húmedo, lluvia, etc. distintos equipos electrónicos o de telecomunicaciones altamente sensibles. Dotados con sistemas de climatización con aires acondicionados, sistema de seguridad y acceso, video vigilancia entre otros adicionales según el caso.

Por su posibilidad de transporte, podrá instalarse en sitios temporales o permanentes, en el interior del país que requieran de los servicios de telecomunicaciones tanto corporativo como a nivel de estaciones de energía con requerimientos de teleprotección.

Reemplazará a las construcciones existentes de mampostería de las repetidoras de comunicaciones distribuidas en todo el país, que ya cuentan con más de 10 años de uso llegando a su tope de vida útil. Los Shelter's tendrán una vida útil mayor a 20 años sin ningún tipo de mantenimiento estructural, lo cual a mediano plazo implicará la disminución del costo de mantenimiento preventivo.

Contará con todos los sistemas de Alimentación posible y con respaldo ante fallos de alimentación alterna, pudiendo contar con generadores, paneles solares y bancos de baterías.

Serán dedicados exclusivamente para equipos de telecomunicación el cual traerá beneficios en la confiabilidad y disponibilidad del Sistema de Comunicación.

Los Habitáculos Shelters, reemplazaran a las Casetas de Comunicación en todas las Repetidoras de la Región Oriental (Microondas/Radio Móvil), el cual contarán con todos los elementos necesarios para su funcionamiento con alto nivel de autonomía y larga vida util. Sin importar la ubicación de despliegue, los Shelter's tendrán todas las características de seguridad necesarios para el resguardo de los equipos de Comunicación allí instalados.

Dependiendo de las necesidades, los Shelter's serán dimensionados para cubrir sea en forma temporal o permanente los servicios de comunicación en el interior del país.

Se prevé la adquisición de Shelter's conforme a la siguiente tabla:

Ítem	Ubicación	Cantidad	Tipo
1	Sedes con Nodos de Comunicación	8	A
2	Repetidoras de Comunicación / Subestaciones	40	B
3	Agencias Regionales y/u Oficinas Corporativas / Dependencias de Distribución	20	C

N°	TIPO	Dimensiones
1	A	L: 7 m / A: 2,7 m
2	B	L: 5 m / A: 2,7 m
3	C	L: 3 m / A: 2,7 m

Los Shelter's serán adquiridos completamente equipados con los siguientes equipos y materiales:

- Estructura Metálica reforzada contra vandalismo o hurto, con aislación térmica, acústica, con soporte o anclaje que soporte vibraciones.
- Sistema de Acceso Electrónico Comandado a Distancia
- Monitoreo Climático
- Monitoreo del sistema eléctrico
- Aire Acondicionado Industrial duplicado con sistema de control.
- Video Vigilancia
- Generador Auxiliar (Grupo Electrógeno)
- Panel Solar
- Banco de Baterías para 48 VDC / Inversor 220 VAC
- Rectificador 48 VDC
- Inversor 220 VAC

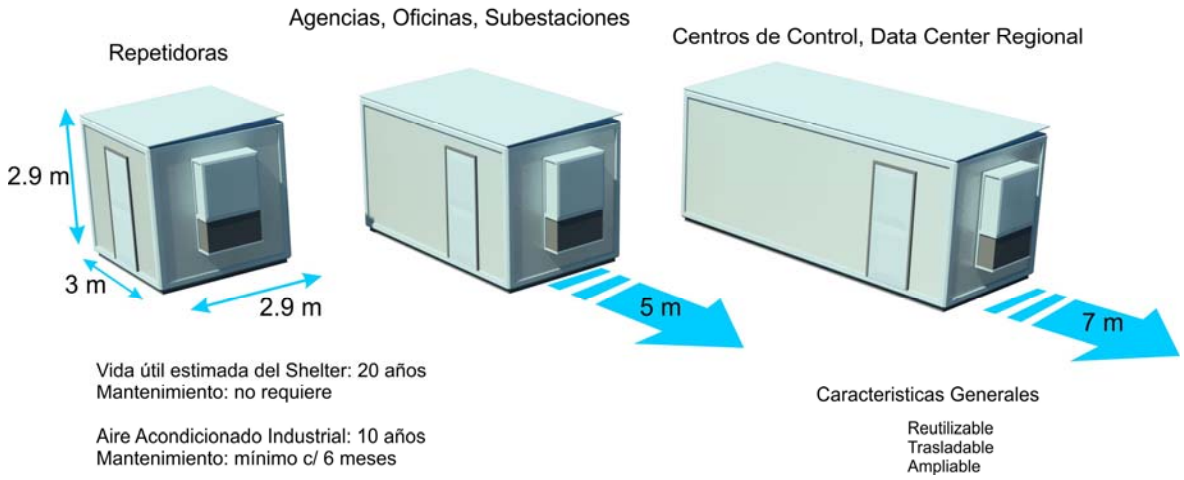
Por su posibilidad de transporte, podrá instalarse en sitios temporales o permanentes, en el interior del país que requieran de los servicios de telecomunicaciones tanto corporativo como a nivel de estaciones de energía con requerimientos de teleprotección.

Reemplazará a las construcciones existentes de mampostería de las repetidoras de comunicaciones distribuidas en todo el país, que ya cuentan con más de 10 años de uso llegando a su tope de vida útil. Los Shelter's tendrán una vida útil mayor a 20 años sin ningún tipo de mantenimiento estructural, lo cual a mediano plazo implicará la disminución del costo de mantenimiento preventivo.

Contará con todos los sistemas de Alimentación posible y con respaldo ante fallos de alimentación alterna, pudiendo contar con generadores, paneles solares y bancos de baterías.

Serán dedicados exclusivamente para equipos de telecomunicación el cual traerá beneficios en la confiabilidad y disponibilidad del Sistema de Comunicación.

Modelo Propuesto para Habitaculos de Equipos de Comunicación



6.3.4 Ampliación del Sistema de Fibra Óptica y Equipos Activos Instalados.

Con la adquisición de estos equipos y enlaces de Fibra Óptica, como complemento a los existentes para garantizar la alta disponibilidad y la confiabilidad de los sistemas de comunicaciones corporativos de todas las Agencias Regionales de Distribución, oficinas comerciales, y sistemas de telesupervisión y telecontrol de todas las Subestaciones de ANDE en todo el país, atendiendo el crecimiento de locales de ANDE. Se contará con una capacidad aumentada para el ancho de banda de transmisión de los datos de todos los sistemas corporativos y operacionales incluyendo video vigilancia.

La estructura de la ANDE tiene un comportamiento constante en cuanto a crecimiento y movilidad sobre todo lo que respecta a las Agencias Comerciales. Este dinamismo representa una gran dificultad al momento de incluir estos sitios en el sistema de ANDE sobre todo cuando estos sitios son alquilados lo cual dificulta mucho la instalación de torres para enlaces de Radio Microondas que es la mejor opción en cuanto a tiempo de puesta en servicio. Primordialmente por este inconveniente es que se opta por la interconexión a través de Fibra Óptica Aérea (ADSS). Esta solución también presenta inconvenientes ya que es necesario que la Red de fibra óptica de la ANDE este relativamente cerca del punto al cual se pretende proveer del servicio, esto es válido tanto para las Agencias como para las Estaciones.

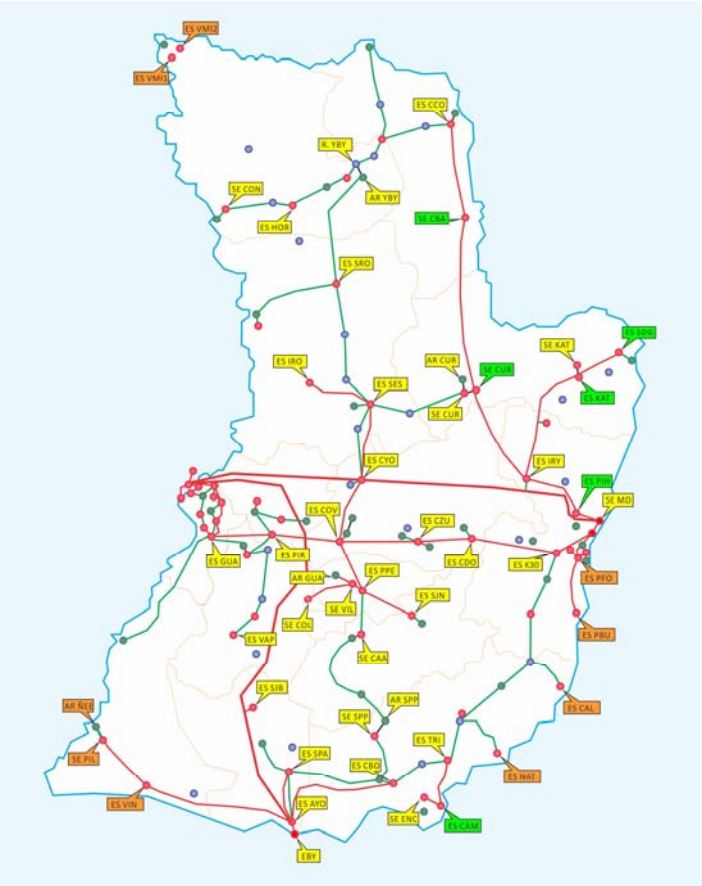
Para la ampliación del sistema de fibra óptica se presentan dos soluciones, la primera es la adjudicación de un servicio de provisión, instalación y puesta en servicio de enlaces de fibra óptica con una empresa contratista por un determinado periodo de tiempo que abarque al menos la región Oriental para atender los pedidos de conexión. Y la segunda opción es la inclusión de personas con experiencias y exclusivas para el tendido de fibra óptica y que presten el servicio mantenimiento y corrección de averías ya que la mayor parte del trabajo se realiza fuera de los predios de la ANDE, actualmente la División de Comunicaciones no cuenta con unidad destinada a trabajos indicados.

Los equipos utilizados en los extremos del sistema de comunicaciones de ANDE forman parte de este dinamismo del sistema ya que cada enlace de Radios, fibra u cualquier otro medio es indispensable contar con el equipos encargado de proveer al cliente final la información necesaria por lo tanto es necesaria la adquisición de los equipos activos con la misma exigencia que las fibras ópticas aéreas.

El crecimiento de la ANDE implica inherentemente el aumento de todas las partes que conforman el sistema de comunicaciones para poder brindar en primer término una conexión a todos los locales a través del sistema propio de la ANDE. Como segundo punto se obtendrá mayor disponibilidad de medios de comunicaciones y esto implica un alto grado de confiabilidad de todos sistemas de comunicaciones de la ANDE, sean corporativos para las Agencias Regionales de Distribución y Agencias Regionales Comercial, aumentara el medio de comunicación para líneas telefónicas y dotara al sistema SCADA con redundancia de caminos de tal manera a reducir las probabilidades de que una Estación quede aislada del Sistema de la ANDE.

Si la ANDE cuenta con un sistema de red de fibra óptica y equipos activos en la gran mayoría de sus locales tendrá una capacidad de trafico ilimitada para la transmisión de datos requeridos en cada uno de las locales de la ANDE de todo el País.

En la siguiente figura se observa un mapa con el alcance a nivel nacional esperado:



Las líneas de color rojo representan los tendidos de F.O. tipo OPWG sobre las líneas 220KV y 500KV. Las líneas de color verde son los tendidos a ser implementados para lograr el alcance y penetración deseado del 100% de la región oriental.

7. CRONOGRAMA DE OBRAS DE TELEMATICA

Como resultado de los distintos estudios que hacen al Plan Maestro de Telemática de Corto y Medio Plazo, se tiene el Plan de Obras para el periodo 2018 – 2024, en donde se listan las obras requeridas por la red para atender el crecimiento de la demanda del SIN.

El Plan de Obras se presenta como un listado cronológico de las obras necesarias, indicándose las principales características tales como: capacidad de los transformadores, líneas de transmisión y longitudes de éstas, así como una breve descripción del proyecto. Además de estas informaciones, se incluyen la fecha recomendada de puesta en servicio y sus respectivos costos directos estimados, los cuales se basan en la metodología de costos modulares, cuyos valores son actualizados en función a los costos promedios de licitaciones recientemente realizadas, y los cuales son apropiados para una estimación inicial a nivel de planificación de los fondos requeridos para el financiamiento del Plan de Obras.

En el Anexo 1.2, se presenta el Cronograma del Plan de Obras para el periodo 2014–2023, por Sistema y por tipo de obra.

Dado el periodo de análisis, para la determinación de las obras requeridas por el sistema se asume que las obras en curso y previstas para el año 2013 son todas finalizadas y disponibles para su operación en el año 2014.

7.1 Cronograma de obras DE TELEMÁTICA. (Obras principales – detalladas en un anexo)

Ítem	Proyecto	Diseño estructura PBC / EETT (días)	Proceso Licitatorio hasta Adjudicación (días)	Importación de Bienes / Fabricación (días)	Entrenamiento para O&M (días)	Implementación: Montaje e Instalación (días)	Puesta en Servicio (días)	TOTAL (Días)
1	Ampliación del Sistema de Comunicación Inalámbrica	30	60	90	10	150	60	400
2	Sistema de Comunicación LTE	150	60	120	60	525	120	1035
3	Mejoramiento de la Infraestructura de Comunicación	90	60	120	10	120	30	430
5	Ampliación de la Red de Fibra Óptica y Equipos Activos	90	60	90	30	180	60	510
6	Actualización y sustitución de RTUs en obsolescencia	90	60	180	30	481	296	1137
7	Adquisición de RTU para los locales que no cuentan con supervisión	90	60	120	30	182	112	594
8	Actualización y sustitución de RTU de postes en obsolescencia con su Interruptor para Distribución	90	60	360	30	400	100	1040
9	Softwares especializados para Sistemas de Control	90	60	90	30	60	10	340