

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

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



PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

PERIODO: 2014 – 2023

ENERO 2014

PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN (2014 - 2023)**TABLA DE CONTENIDOS**

1. RESUMEN EJECUTIVO	4
1.1 OBRAS DE GENERACIÓN.....	6
1.2 OBRAS DE TRANSMISIÓN.....	6
1.3 OBRAS DE AMPLIACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES	9
1.4 OBRAS DE COMPENSACIÓN	11
1.5 RESUMEN DE CAPACIDAD INSTALADA Y EXTENSIÓN DE LÍNEAS PREVISTAS	11
1.6 INVERSIONES REQUERIDAS	12
2. INTRODUCCIÓN	14
3. CRITERIOS TÉCNICOS	15
3.1 MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	15
3.2 PERFIL DE TENSIONES	16
3.3 CARGA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	16
3.4 CARGA EN TRANSFORMADORES.....	17
3.5 MARGEN DE CARGA Y ESTABILIDAD DE TENSIÓN.....	17
4. PREMISAS BÁSICAS	19
4.1 GENERACIÓN	19
4.2 DEMANDA NACIONAL	19
4.3 PROYECCIÓN DE CARGAS Y FACTOR DE POTENCIA POR SUBESTACIONES	21
4.4 EXPORTACIÓN	21
5. CONFIGURACIONES TOPOLÓGICAS.....	23
5.1 CONFIGURACIÓN DE CORTO PLAZO.....	23
5.2 CONFIGURACIÓN DE MEDIO PLAZO	23
6. CRONOGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.....	24
7. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO	25
7.1 ANÁLISIS DEL SIN EN CONDICIONES NORMALES	25
7.2 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DEL SIN	34
7.3 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	39
7.4 INTERCONEXIÓN CON LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS BINACIONALES.....	40
8. ANÁLISIS POR SISTEMAS.....	42
8.1 SISTEMA CENTRAL	42
8.2 SISTEMA SUR.....	44
8.3 SISTEMA ÉSTE	46
8.4 SISTEMA METROPOLITANO.....	49
8.5 SISTEMA NORTE	52
8.6 SISTEMA OESTE.....	54
9. OTROS PLANES DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	56
9.1 PLANES DE GENERACIÓN.....	56
9.2 PLAN DE INVERSIÓN EN REDES DE TRANSMISIÓN DE 500kV	58

ANDE

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

10. ANEXOS 61

- A.1 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES Y SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
- A.2 LISTADO DE OBRAS SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
- A.3 MAPAS ELÉCTRICOS
- A.4 PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRA PARA EL PERIODO 2012 – 2021
- A.5 BALANCE DE GENERACIÓN Y DEMANDA DEL SISTEMA
- A.6 LONGITUD DE LÍNEA Y CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES
- A.7 DIAGRAMAS DE FLUJOS DE POTENCIA Y TENSIONES DE BARRAS POR AÑO
- A.8 DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SIN

1. RESUMEN EJECUTIVO

El Plan Maestro de Generación y Transmisión de Corto y Medio Plazo para el periodo 2014-2023 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 Generación y 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 **9,1 %** en el periodo, conforme a la recomendación del “**ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2013-2023**”, elaborado por el Departamento de Estudios de Tarifas y Mercado, y aprobado por Resolución P/Nº 33.429 de la ANDE, en fecha 01/08/2013.

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 9,84 %, el cual fue finalmente utilizado para el dimensionamiento del SIN.

Dichos escenarios han sido adoptados considerando el crecimiento tendencial de 9,4% de los últimos 5 años y 7,1 % 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.

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.

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 (en total alrededor de 250 MW; 2.200 GWh, conforme al Decreto N° 7406) 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 12% 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 como: Hernandarias, Villa Hayes, Villeta, Itapúa, Pedro Juan Caballero, 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 a seguir se presentan y el cronograma de implementación de la demanda total de las industrias Electrointensivas, conforme al Decreto 7406.

ANDE

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

Demanda de IEI	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda de potencia (MW)	0	122	174	213	239	263	263	263	263	263
Energía (GWh)	0	1.120	1.603	1.961	2.202	2.414	2.414	2.414	2.414	2.414

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 2014-2023 se requerirían un total de 236 obras, discriminadas en la tabla abajo de la siguiente manera:

Obras de Generación	
Repotenciación de generación existente	4
Construcción de nuevas centrales	1

Obras en Líneas de Transmisión	
Recapacitación de líneas existentes	27
Nuevas líneas de transmisión:	
500 kV	6
220 kV	26
66 kV	15

Obras en Subestaciones	
Ampliaciones de capacidad de transformación existentes	118
Nuevas subestaciones:	
500 kV	3
220 kV	26
66 kV	9

Obras de Compensación Reactiva	
Compensación en 220 kV	2
Compensación en 23 kV	113

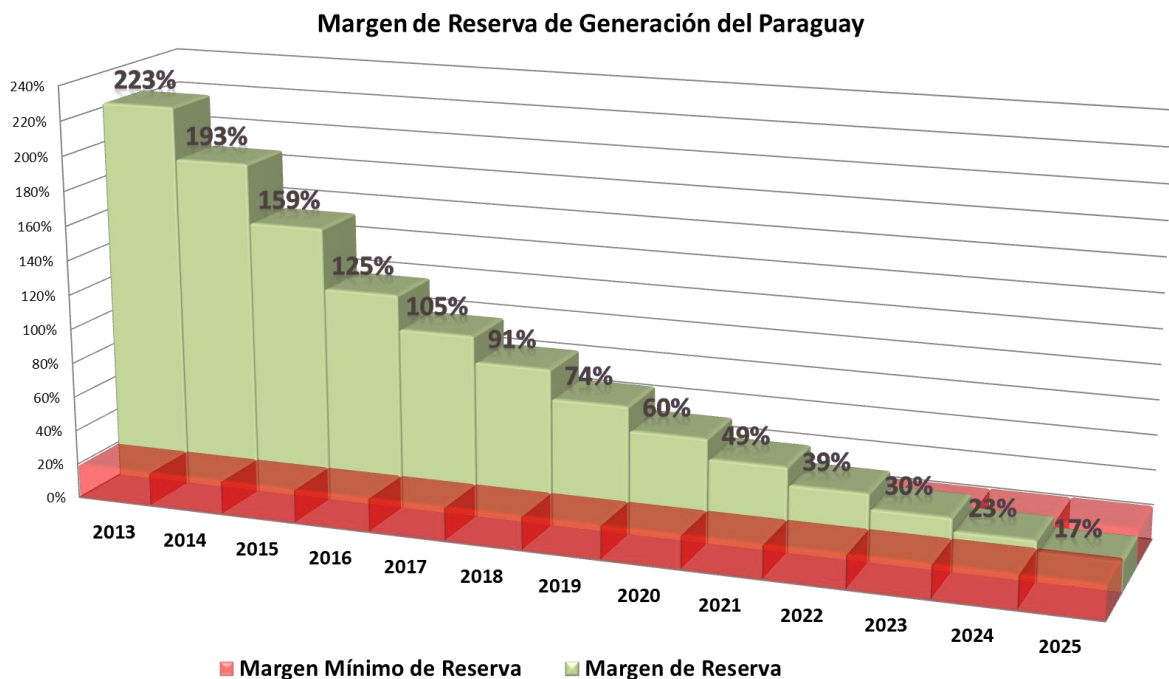
1.1 Obras de generación

Las obras de generación contempladas incluyen la finalización de los trabajos de adecuación, modernización y repotenciación de los Grupos 3 y 4 de la Central Hidroeléctrica de Acaray para el año 2014. Para el año 2015, se prevé la culminación de trabajos similares en los Grupos 1 y 2 de dicha Central.

La obra de generación más importante contemplada en el periodo es la maquinización de la presa Yguazú, con puesta en servicio prevista para el año 2018, con dos unidades generadoras de 100 MW cada una, para la generación en horario de punta, con una energía anual de 184 GWh.

Los trabajos previstos en ambas centrales son de suma importancia ya que los mismos permiten optimizar la contratación de energía de las Centrales Binacionales y los costos de generación de la ANDE, asegurando el Margen de Reserva de Generación hasta el año 2023.

No obstante a partir del año 2025 se estaría teniendo déficit en el Margen de Reserva de Generación, por lo que las construcciones de obras adicionales de Generación deberían ser iniciadas durante el periodo del Plan Maestro actual, esto se puede apreciar en el siguiente gráfico.



1.2 Obras de transmisión

1.2.1 Red de 500 kV

El Plan de Obras incluye 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 Yacretá – Ayolas, segunda línea (16 km), con una capacidad de 2000 MVA, (año 2016).
- LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes (347 km) con una capacidad de 2000 MVA, y ampliación de la Subestación Villa Hayes con la instalación de un banco de transformadores de 500/220 kV - 600 MVA adicional (año 2016).

- LT 500 kV Margen Derecha – Los Cedrales (25 km) con una capacidad de 2000 MVA, y Subestación Los Cedrales 500 kV con una capacidad de transformación 500/220 kV inicial de 2 x 600MVA, totalizando 1200 MVA (año 2017).
- LT 500 kV Ayolas – Trinidad II (129 km) con una capacidad de 2000 MVA, y la Subestación Trinidad II 500 kV con una capacidad de transformación 500/220 kV inicial de 600 MVA (año 2017)
- Seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes y construcción de la Subestación Eusebio Ayala 500 kV con una capacidad de transformación 500/220 kV inicial de 600 MVA (año 2018). Seccionamiento de la LT 220 kV doble terna Coronel Oviedo – Guarambaré.
- LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, segunda línea (348 km) con una capacidad de 2000 MVA. (año 2019).
- Subestación Villa Hayes, montaje del cuarto banco de autotransformadores 500/220 kV - 600 MVA adicional (año 2020).
- Subestación Eusebio Ayala, montaje del segundo banco de autotransformadores 500/220 kV - 600 MVA adicional (año 2020).
- Subestación Ayolas, montaje del tercer banco de autotransformadores 500/220 kV - 375 MVA (año 2020).
- LT 500 kV Ayolas – Eusebio Ayala, segunda línea (225 km) con una capacidad de 2000 MVA. (año 2022).
- Subestación Carayao, construcción de patio en 500 kV y montaje de dos bancos de autotransformadores con una capacidad de transformación 500/220 kV inicial de (2 x 600) MVA, totalizando 1200 MVA (año 2023).
- Línea 500 kV Margen Derecha –Carayao (210 km), con una capacidad de 2000 MVA, y posición correspondiente. Además, seccionamiento de la segunda línea de 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes en la Subestación Carayao (año 2023).

1.2.2 Red de 220 kV

El Plan de Obras incluye 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 Carayaó – San Estanislao (47 km) (año 2022).*

Sistema Sur

- *LT 220 kV alimentación a Cambyretá doble terna a partir del seccionamiento de la LT 220 kV Coronel Bogado – Trinidad (25 km) (año 2014).*
- *LT 220 kV simple terna Ayolas – Coronel Bogado (65 km) (año 2015).*
- *LT 220 kV simple terna Coronel Bogado – Trinidad (53 km) (año 2015).*
- *LT 220 kV simple terna Santa Rita – María Auxiliadora (110 km) (año 2017).*
- *LT 220 kV simple terna Villalbín – Villeta II (200 km) (año 2020).*

Sistema Este

- *LT 220 kV simple terna Itakyry – Catueté – Salto del Guairá (145 km) (año 2014).*
- *LT 220 kV Acaray – Microcentro (5,4 km doble terna (aérea) y 1,3 km simple terna subterránea) (año 2015).*
- *LT 220 kV doble terna Acaray – Pte. Franco (10 km) (año 2015).*
- *LT 220 kV simple terna Kilómetro 30 – Santa Rita (45 km) (año 2016).*
- *LT 220 kV doble terna Margen Derecha – Itakyry (71 km) (año 2017).*
- *LT 220 kV doble terna Los Cedrales – Pte. Franco (10 km) (año 2017).*
- *LT 220 kV doble terna Pte. Franco – Paranambú (39 km) (año 2017).*

Sistema Metropolitano

- *LT 220 kV doble terna Villa Hayes – Puerto Sajonia (25 km) (año 2014).*
- *LT 220 kV simple terna San Lorenzo – Barrio Molino (10 km) (año 2015).*
- *LT 220 kV doble terna Limpio – Luque – San Lorenzo (25 km) (año 2016).*
- *LT 220 kV doble terna Villa Hayes – Puerto Botánico (18 km) – e instalación de conductores desde la subestación Puerto Botánico hasta la subestación Parque Caballero (7,5km) (año 2016).*
- *LT 220 kV simple terna Guarambaré – Villeta II (12 km) (año 2017).*
- *LT 220 kV simple terna San Lorenzo – Villa Aurelia (8,5 km) tramo aéreo y (2,3 km) tramo subterráneo (año 2017).*

Sistema Norte

- *LT 220 kV simple terna Itakyry – Curuguaty – Capitán Bado – Cerro Corá (330 km) (año 2014).*
- *LT 220 kV simple terna Horqueta – Concepción II (45 km) (año 2016).*
- *LT 220 kV simple terna Cruce Bella Vista – Bella Vista Norte (80 km) (año 2016)*
- *LT 220 kV simple terna Villa Hayes – Concepción II (200 km) (año 2019).*

Sistema Oeste

- *LT 220 kV simple terna Concepción II – Pozo Colorado – Loma Plata (280 km) (año 2021).*
- *LT 220 kV simple terna Vallemí II – Toro Pampa (130 km) (año 2021).*

Repotenciación

Sistema Central

- *LT 220 kV Carayaó - San Estanislao repotenciación de 47 km de 210 para 270 MVA. (año 2014).*
- *LT 220 kV San Estanislao – Santa Rosa repotenciación de 96 km de 210 para 270 MVA. (año 2014).*
- *LT 220 kV Cnel. Oviedo – Cnel. Oviedo II repotenciación de 48 km de 210 para 350 MVA. (año 2022).*

Sistema Sur

- *LT 220 kV San Patricio - Cnel. Bogado repotenciación de 64 km de 165 para 250 MVA. (año 2014)*
- *LT 220 kV Ayolas - San Patricio repotenciación de 43 km de 250 para 375 MVA. (año 2017)*
- *LT 220 kV Ayolas - Villalbín repotenciación de 121 km de 210 para 350 MVA. (año 2020)*

1.3 Obras de ampliación y construcción de subestaciones

El Plan de Obras incluye 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 2015).*
- *Vaquería: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2015).*
- *Coronel Oviedo II: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2019).*

Sistema Sur

- *Cambyretá: subestación 220/66/23 kV, con capacidades de transformación 220/66 kV- 60 MVA y 220/23 kV - 41,67 MVA (año 2014).*
- *Fram: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 30 MVA (año 2016).*
- *María Auxiliadora: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).*
- *Costanera: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 60 MVA (año 2019).*
- *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

- *Ciudad del Este: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 60 MVA (año 2014).*
- *Catueté: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2014).*
- *Salto del Guairá: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2014).*
- *Curuguay: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2014).*
- *Parque Industrial: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de transformación 220/66 kV 60 MVA y 220/23 kV de 41,67 MVA (año 2014).*
- *Microcentro: subestación 220/66/23 kV, con una capacidad de transformación 220/66 kV 60 MVA y 220/23 kV de 80 MVA (año 2015).*
- *Mallorquín: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2015).*
- *Santa Rita: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2016).*
- *Kilómetro 7: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2017).*

Sistema Metropolitano

- *Fernando de la Mora: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 90 MVA (año 2014).*
- *Barrio Mburucuyá: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 90 MVA (año 2014).*
- *Mariano Roque Alonso: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 100 MVA (año 2014).*

- *La Colmena*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2015).
- *Barrio Molino*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2015).
- *Instituto de Previsión Social*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 60 MVA (año 2017).
- *Villa Aurelia*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2017).
- *Villeta II*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Villa Elisa*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2016).
- *Altos*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2022).

Sistema Norte

- *Capitán Bado*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2014).
- *Concepción II*: subestación 220/66 kV, con una capacidad de 60 MVA (año 2016).
- *Bella Vista Norte*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2016).

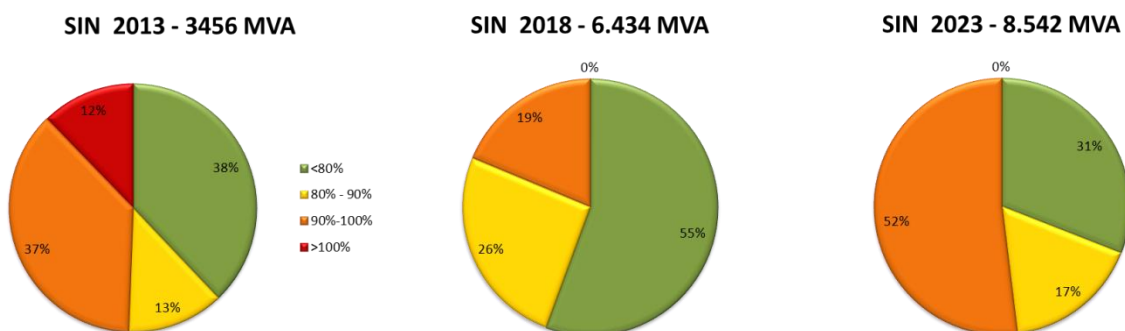
Sistema Oeste

- *Acueducto*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 10 MVA (año 2016).
- *Toro Pampa*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 10 MVA (año 2021).
- *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 duplicación de la capacidad de transformación en subestaciones de gran porte del Sistema Metropolitano, como son las subestaciones Puerto Botánico, Lambaré, Parque Caballero y Puerto Sajonia.

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 2014-2023.

Estado de Carga de los Transformadores del SIN, Periodo 2014 – 2023



Puede observarse que de 3.456 MVA instalados en 23 kV en subestaciones en el 2013, se requerirá contar con una capacidad instalada de 6.434 MVA para el 2018 y de 8.542 MVA para el 2023, lo cual implica un 147% de aumento en la capacidad instalada para todo el periodo. Puede apreciarse también, que para el 2013 se tendría aproximadamente el 38% de la capacidad instalada operando con un factor de utilización de 80% o menor.

La capacidad instalada para el 2018 permite mejorar ligeramente el estado de carga de los transformadores, teniéndose estimativamente un 55% del parque de transformadores operando con un factor de utilización de 80% o menor. 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 2023 el 52% del parque de transformadores estaría con una carga entre 90 y 100% de su capacidad nominal.

1.4 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 Sistema Estático de Compensación Reactiva (SVS por sus siglas en inglés) en el nivel de tensión de 220 kV en la Subestación Guarambaré. Dicho sistema de compensación estaría compuesto por una rama dinámica (compensador estático de reactivo del tipo TCR/TSC) con una capacidad de -120/+140 MVAR, y dos ramas estáticas (bancos de capacitores maniobrados mecánicamente) de +80 MVAR cada una. Con esto, el rango total de compensación del SVS sería de -120/+300 MVAR, el cual estaría operativo para el año 2015.

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 San Lorenzo (-80/+150 MVAR en 66 kV), de la Subestación Limpio (-150/+250 MVAR en 220 kV), y el reciente 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.

Con relación al compensador actual de San Lorenzo (-80/+150 MVAR en 66 kV), cuya vida útil se encuentra muy próxima a su culminación, en el presente plan se encuentra previsto un retrofit del mismo (cambio de los equipos existentes y obsoletos por otros nuevos y modernos), con la misma potencia que la actual.

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.

1.5 Resumen de capacidad instalada y extensión de líneas previstas

La Tabla a continuación resume la evolución del SIN en el Corto Plazo (2014-2018), y Medio Plazo (2019-2023), respectivamente, indicándose la capacidad instalada en generación, longitudes de las líneas de transmisión por nivel de tensión, capacidad instalada por niveles de transformación y tensión, compensación reactiva por nivel de tensión, y el número de subestaciones del Sistema en los mencionados periodos.

Resumen de la evolución de los equipos del SIN, Periodo 2014 – 2023

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Interconectado Nacional

Concepto	Unid.	Existente 2013	Aumento Previsto										Previsto 2023		
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		Total	
Generación	MW	200		52				200						252	452
Líneas en 500 kV	km	363			363	154			348			225	210	1.300	1.662
Líneas en 220 kV	km	3.877													5.972
Construcción	km		575	32	379	143	110	200	200	410	47			2.095	
Recapacitación	km		258			165			121		48	188		780	
Líneas en 66 kV	km	1.181													1.326
Construcción	km		55	40	12	3		10	26					145	
Recapacitación	km		87	4	17	5	8	72	38			24		230	
Transformadores															
500/220 kV	MVA	3.445	850		600	1.800	600		1.575			1.200		6.625	10.070
220/66 kV	MVA	2.005	743	120	240	120	107	143	60	40	120	120		1.812	3.816
220/23 kV	MVA	1.812	771	410	258	282	410	80	275	778	320	87		3.671	5.484
66/23 kV	MVA	1.768	596	66	120	108	140	158	80	60	75	80		1.483	3.250
Compensación															
CER 220 kV	MVAr	-230/400		-120/140										-120/140	-350/540
CER 66 kV	MVAr	-80/150													-80/150
Reac. 500 kV	MVAr														
Reac. 220 kV	MVAr	240		40										40	280
B.C. 220 kV	MVAr	180					160							160	340
B.C. 23 kV	MVAr	816	300	117	18	102	57	36	99	132	99	6		966	1.782
Subestaciones	Un.	70	10	6	3	5	3	2	1	2	1	2		35	105

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

1.6 Inversiones requeridas

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

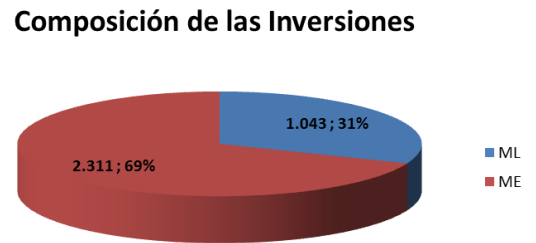
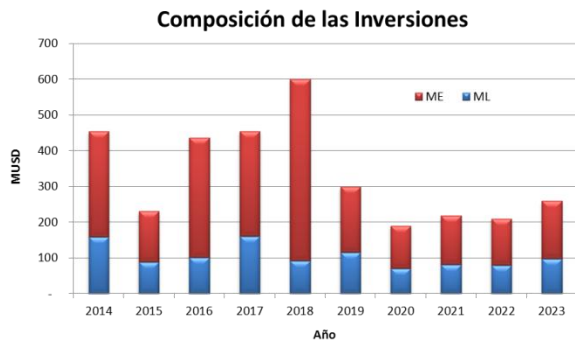
Inversiones de Corto Plazo 2014 – 2023 (En Millones de USD)

Año	Generación			Transmisión			Total Anual		
	ML	ME	Total	ML	ME	Total	ML	ME	Total
2014	-	-	-	159	295	454	159	295	454
2015	5	12	17	83	131	214	88	143	231
2016	-	-	-	102	335	437	102	335	437
2017	7	35	42	153	260	413	160	295	455
2018	52	426	479	39	83	122	91	509	600
2019	-	-	-	115	184	299	115	184	299
2020	-	-	-	71	120	190	71	120	190
2021	-	-	-	81	137	218	81	137	218
2022	-	-	-	79	131	210	79	131	210
2023	-	-	-	97	162	259	97	162	259
Totales	64	473	537	979	1.838	2.816	1.043	2.311	3.354

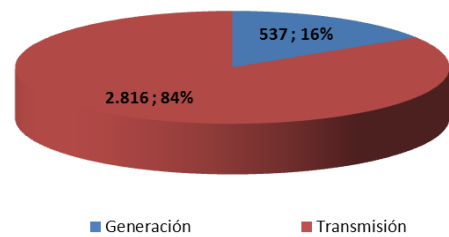
ANDE

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

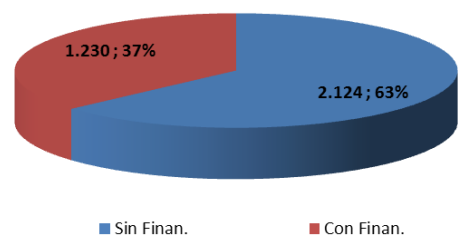
A continuación se presentan unos gráficos ilustrativos de la composición de las inversiones requeridas en generación y transmisión, así como la composición de las mismas en moneda local y extranjera y la cobertura del financiamiento obtenido para las mismas.



Generación vs Transmisión



Financiamiento



2. INTRODUCCIÓN

Este trabajo presenta una síntesis de los estudios técnicos relacionados con la planificación del Sistema de Generación y Transmisión de la ANDE de Corto y Medio Plazo para el periodo comprendido entre los años 2014 y 2023.

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 Generación y 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 2014 – 2023;
- 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.

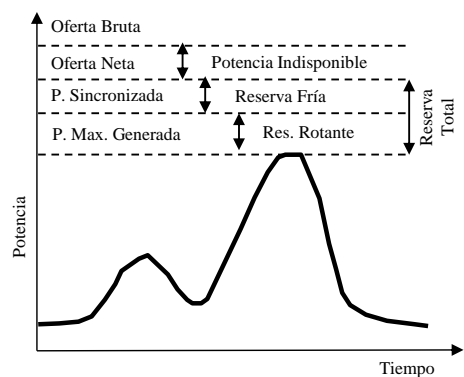
En cuanto a los equipos de transformación, la carga de los mismos es evaluada considerando las demandas máximas en los respectivos locales, la cual no necesariamente coincide con la carga máxima simultánea del SIN. Con esto, se determinan los refuerzos de transformación requeridos en los distintos centros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

3.1 Margen de reserva de generación de energía eléctrica

La División de Operación de la ANDE, como responsable de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), cuenta con un sistema de control e información en tiempo real, de vital importancia para atender la demanda diaria de potencia y energía eléctrica, pues a diferencia de otros sectores, la energía eléctrica no puede almacenarse, sino que debe consumirse al mismo tiempo que se la genera; por tanto la coordinación entre demanda (consumo) y generación es dinámica y permanente.

Como la demanda varía diariamente, además de estacionalmente, y va incrementándose producto del desarrollo económico y el crecimiento poblacional, el sistema eléctrico debe tener un margen de reserva de generación para atender esas variaciones y ese crecimiento. Así, el margen de reserva de generación de energía eléctrica se define como la diferencia que existe entre la demanda máxima que se puede alcanzar, producto de la simultaneidad de consumos que se den y, la capacidad de generación que aún tiene el parque generador. Un valor razonable es que este margen sea del 10% de la demanda máxima para la reserva rotante y del 20% para la reserva total (fría y rotante).



El significado de estos conceptos, de manera simplificada, se encuentran reflejado en el gráfico.

La Oferta Bruta, es la capacidad instalada de generación a la temperatura horaria (en el caso de la generación térmica la temperatura tiene un efecto importante sobre la producción de energía, por el rendimiento de los motores, a mayor temperatura ambiente, menor rendimiento). Actualmente, esta oferta bruta para el SIN se encuentra alrededor de los 8.908 MW. Sin embargo no toda ella es aprovechable.

La Oferta Neta, es el resultado de descontar de la Oferta Bruta, la Potencia Indisponible y la Potencia no Disponible por hidrología. Es decir se resta la potencia de generadores que por diferentes razones no pueden entregar energía en ese momento (generadores en mantenimiento, o fallas mecánicas) y también las reducciones de la generación hidroeléctrica debido a los regímenes hidrológicos.

$$\text{Oferta Neta} = \text{Oferta Bruta} - \text{Potencia Indisponible} - \text{Potencia Indisponible por Hidrología}$$

Entonces, la Oferta Neta representa la capacidad realmente disponible de generación que tiene el sistema.

3.2 Perfil de tensiones

Los rangos de tensión admisibles en el sistema, ante condiciones normales y de emergencia se indican en la Tabla 1.

Tabla 1. 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-I)	1,00 – 1,05	0,90 – 1,10	0,90 – 1,10

3.3 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 2 siguiente muestra los valores de las capacidades adoptadas conformes las especificaciones de Proyecto.

Tabla 2. Capacidad de Líneas de Transmisión en 66 kV

Tipos de Líneas	Capacidad de Líneas (MVA)	
	Condiciones del Sistema	
	Normales	Contingencia (N-I)
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 3 siguiente muestra los valores de las capacidades adoptadas conforme a Instrucciones Operativas vigentes en la ANDE.

Tabla 3. Capacidad de Líneas de Transmisión 500 y 220 kV

Tipos de Líneas	Capacidad de LTs (MVA)
	Condiciones Normales
Subterránea 220 kV	250
General 220 kV (Típico)	210
GUA – LAM 220 kV	195
ACY – COV 220 kV (Ctos. II y III)	191
ACY – PFO	200 / 550* (*a partir del 2015)
ACY – K30 (Ctos. I y II)	550
K30 – COV (Cto. I)	191
K30 – COV (Ctos. VIII y IX)	300
MD – CYO 220 kV (Ctos. IV y V)	259
COV – SLO 220 kV (Cto. I) COV – GUA 220 kV (Ctos. II y III)	272
CYO – LIM 220 kV (Ctos. IV y V)	230
AYO – SPA- 220 kV	253
SPA – GUA- 220 kV (Ctos. VI y VII)	240
MD – ACY (Ctos. I y II)	667
MD – LCD 500 kV	2000
AYO – ESA 500 kV	2000
YAC – AYO 500 kV	2000
AYO – VHA 500 kV	2000
MD – VHA 500 kV	2000

- Especificadas a 1 pu de tensión

3.4 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.

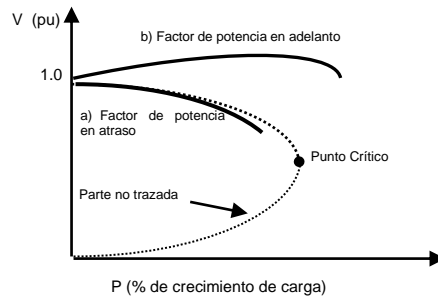
Para los transformadores que alimentan la red de distribución en 23 kV, se consideró una ampliación o cambio de los mismos una vez alcanzada su capacidad nominal en condiciones de carga máxima de la subestación, y generalmente no coincidente con la punta del sistema.

3.5 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

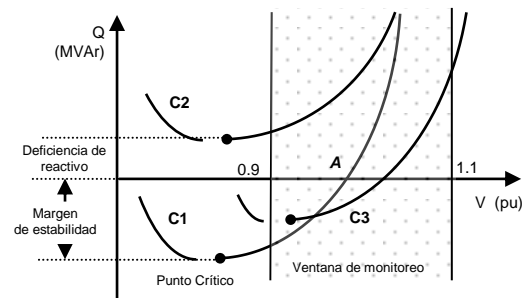
calculados de manera a tener una noción cualitativa del desempeño del sistema en lo que se refiere a estabilidad de tensión.

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 33.429, en fecha 01/08/2013, del “**ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL, PROYECCIÓN 2013-2023**”, 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 3 escenarios referenciales indicados por el mencionado estudio de la demanda, los cuales corresponden a:

- Escenario de crecimiento económico alto I, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 9,11%.
- Escenario de crecimiento económico alto II, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 7,04%.
- Escenario de crecimiento económico medio, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 5,66%.
- Escenario de crecimiento económico bajo, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 4,03%.

Demanda Máxima del SIN

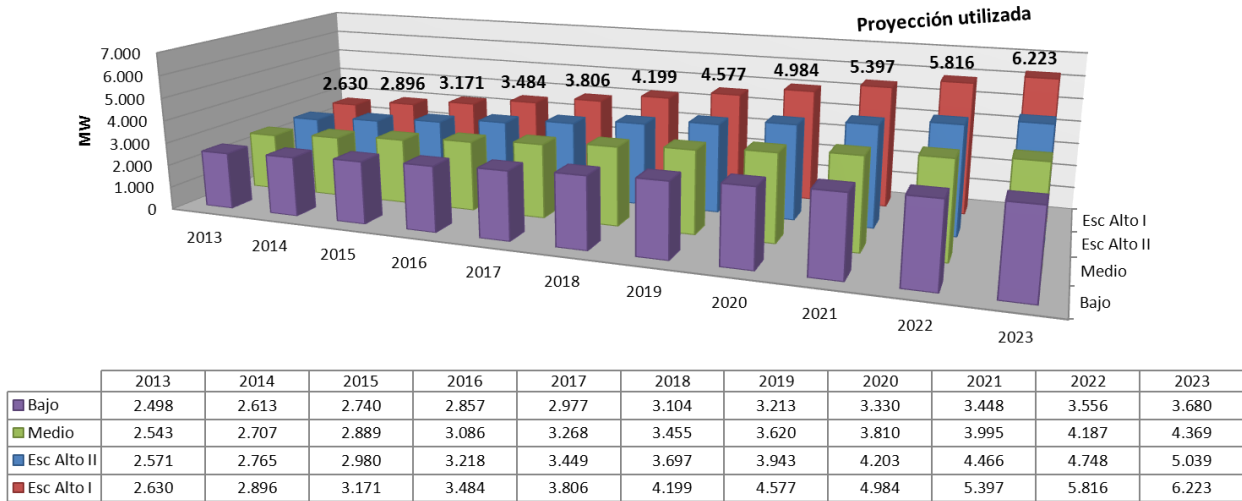


Figura 1. Demanda proyectada del SIN utilizada en el Plan Maestro.

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 2013-2023, que presenta un crecimiento promedio de 9,11% en la demanda máxima del Sistema, conforme a la figura 1.

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 9,84 %, el cual fue finalmente utilizado para el dimensionamiento del SIN.

Dichos escenarios han sido adoptados considerando el crecimiento tendencial de 9,4% de los últimos 5 años y 7,1 % 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.

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.

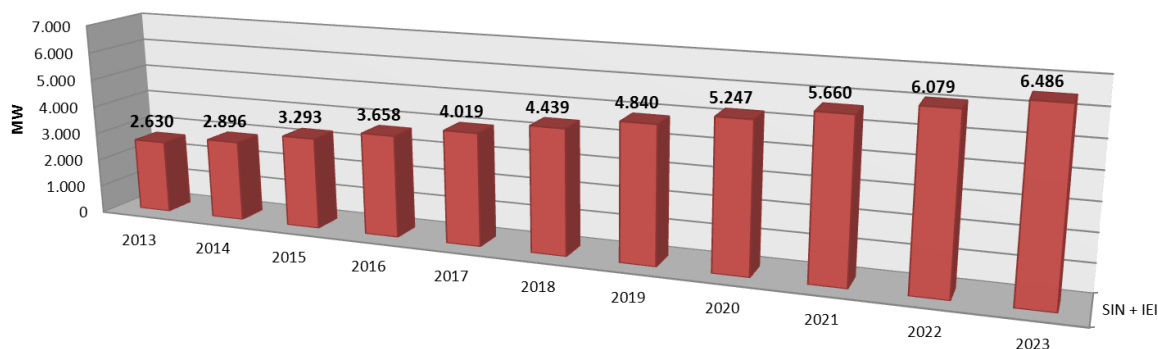
Asimismo, al crecimiento sostenido de la inversión bruta de capital en los últimos años se debe sumar el impacto económico de la incorporación de pequeñas industrias electrointensivas (en total alrededor de 250 MW; 2.200 GWh, conforme al Decreto N° 7406) que se están instalando en el país.

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 12% 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 como: Hernandarias, Villa Hayes, Villeta, Itapúa, Pedro Juan caballero, Concepción, entre otros.

Debido a lo expuesto, el crecimiento promedio en la demanda máxima se incrementa de 9,11% a 9,84%, tal como se puede apreciar en la figura 2.

Demanda Máxima del SIN + IEI



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
■ SIN + IEI	2.630	2.896	3.293	3.658	4.019	4.439	4.840	5.247	5.660	6.079	6.486

Figura 2. Demanda del SIN agregada con la demanda de las Industrias Electrointensivas.

Se indica en la tabla 4 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 4. Resumen de Industria Electrointensivas instaladas en el SIN y otras en consulta previa

Demanda de IEI	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda de potencia (MW)	0	122	174	213	239	263	263	263	263	263
Energía (GWh)	0	1.120	1.603	1.961	2.202	2.414	2.414	2.414	2.414	2.414

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 2, 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:

ANDE

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

- **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 hace un par de años debido a los problemas técnicos que presenta 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 requerimientos del SADI, eventualmente, ANDE aun realiza 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 2014 hasta el año 2015 (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 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), 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

En el medio plazo, y 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 2014 – 2023, se adopta la 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 2016, 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 GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Como resultado de los distintos estudios que hacen al Plan Maestro de Generación y Transmisión de Corto y Medio Plazo, se tiene el Plan de Obras para el periodo 2014 – 2023, 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 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. 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 hasta el año 2015, 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 Carlos Antonio López.

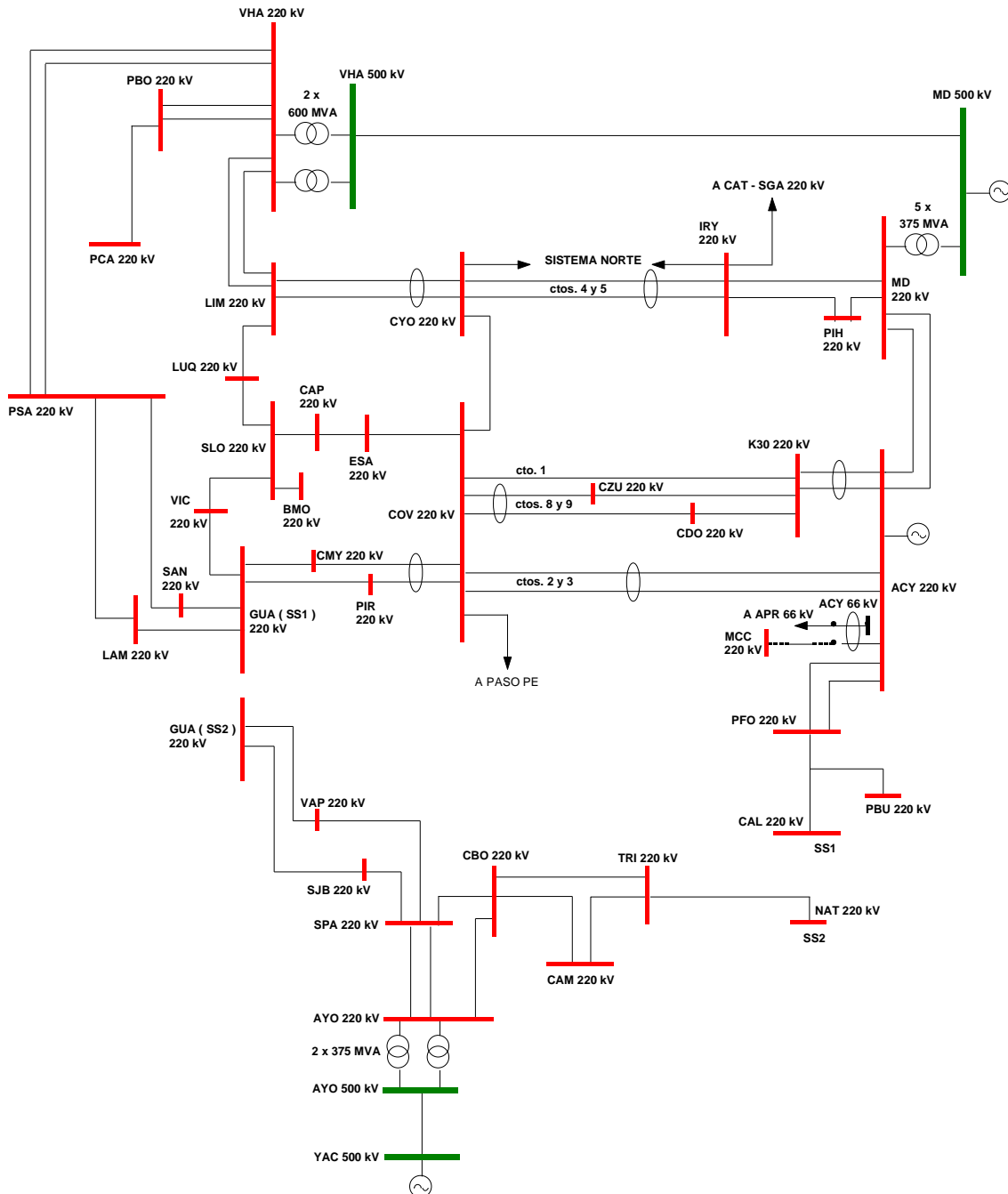


Figura 3. Configuración Separada del Sistema de Transmisión del SIN, Periodo 2014-2015

Según se observa en la Figura 3, el Subsistema 1 a partir del 2014 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 Carlos Antonio López.

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 auto-transformadores 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, quedando de esta manera la Subestación Trinidad dentro del Subsistema SS2.

Esta configuración puede ser alterada dependiendo de las disponibilidades eléctricas y energéticas de ambos subsistemas. En los primeros años, en condiciones normales el Subsistema 2 puede ser minimizado, quedando el suministro desde la CH Yacyretá limitado a las subestaciones del Sur del país. Sin embargo, con el correr de los años y consecuente aumento de la demanda, la participación de la CH Yacyretá nuevamente cobra mayor preponderancia, principalmente en situaciones de contingencia en el SS1, así como ante la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes.

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 5. Carga en líneas del Sistema de Transmisión en condiciones normales – Periodo Corto Plazo.

	LT (por circuito) y TR (por transformador)	Potencia Nominal	Carga (MVA)				
			2014	2015	2016	2017	2018
Este	MD - ACY	667	424	488	455	219	263
	ACY-K30	550	235	269	234	284	316
	MD-IRY (4° y 5°)	267/550	246	263	244	302	255
	ACY-COV (2° y 3°)	191	139	159	132	152	154
	K30-COV (8° y 9°)	300	152	170	144	169	172
	K30-COV (1°)	191	133	162	135	153	155
	ACY-PFO	200/550	195	86	109	198	194
Central	IRY-CAT-SGA	250	34	35	36	38	40
	COV-SLO (1°)	272	158	173	121	148	186
	COV-GUA (2° y 3°)	272	143	160	106	122	179
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	65	73	35	54	87
Sur	COV-VIL	240	77	92	104	128	140
	AYO-SPA	253	193	147	183	164	154
	SPA-GUA (6° y 7°)	240	110	119	167	190	175
	SPA-CBO	210	167	52	36	52	52
	AYO-CBO	350		127	133	55	61
Norte	CBO-TRI	350		75	62	64	73
	CYO-SES	270	156	173	209	227	254
500 kV	IRY-CUR-CCO	300	111	124	132	149	169
	MD-VHA 500 kV	2000	896	1019	782	827	947
	MD-LCD 500 kV	2000				628	629
	AYO-VHA 500 kV	2000			580	609	665
	AYO-TRI 500 kV	2000				252	234
	Transf. MD 500/220 kV	395	271	314	294	211	215
	Transf. AYO 500/220 kV	375/450	223	240	288	228	226
	Transf. VHA 500/220 kV	600	485	544	503	515	457
	Transf. ESA 500/220 kV	600					370
	Transf. LCD 500/220 kV	600				315	313
	Transf. TRI 500/220 kV	600				224	201

La incorporación de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes permite tener una condición operativa segura y con las líneas y transformadores del tronco de transmisión con márgenes de carga adecuados. En ese sentido, se aclara que la efectiva incorporación al SIN de la LT 220 kV doble terna Villa Hayes – Puerto Sajonia prevista para finales del 2014 como obra complementaria al proyecto de 500 kV será de fundamental importancia, debido a que la misma permitirá evacuar la inyección de potencia proveniente

En el sistema de transmisión en 500 kV, en el año 2016, 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 la subestación. En la siguiente figura se muestra esquemáticamente el sistema de transmisión previsto para el año 2016.

En la siguiente figura se muestra esquemáticamente el sistema de transmisión previsto para el año 2023. En el mismo se incorpora la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes con seccionamiento previsto en Carayaó, además de otra LT 500 kV Margen Derecha – Carayaó, la LT 500 kV Ayolas – Trinidad II, la LT 500 kV Ayolas – Eusebio Ayala, así como la LT 500 kV Margen Derecha – Los Cedrales, y las subestaciones en 500 kV Los Cedrales, Trinidad II, Eusebio Ayala y Carayaó.

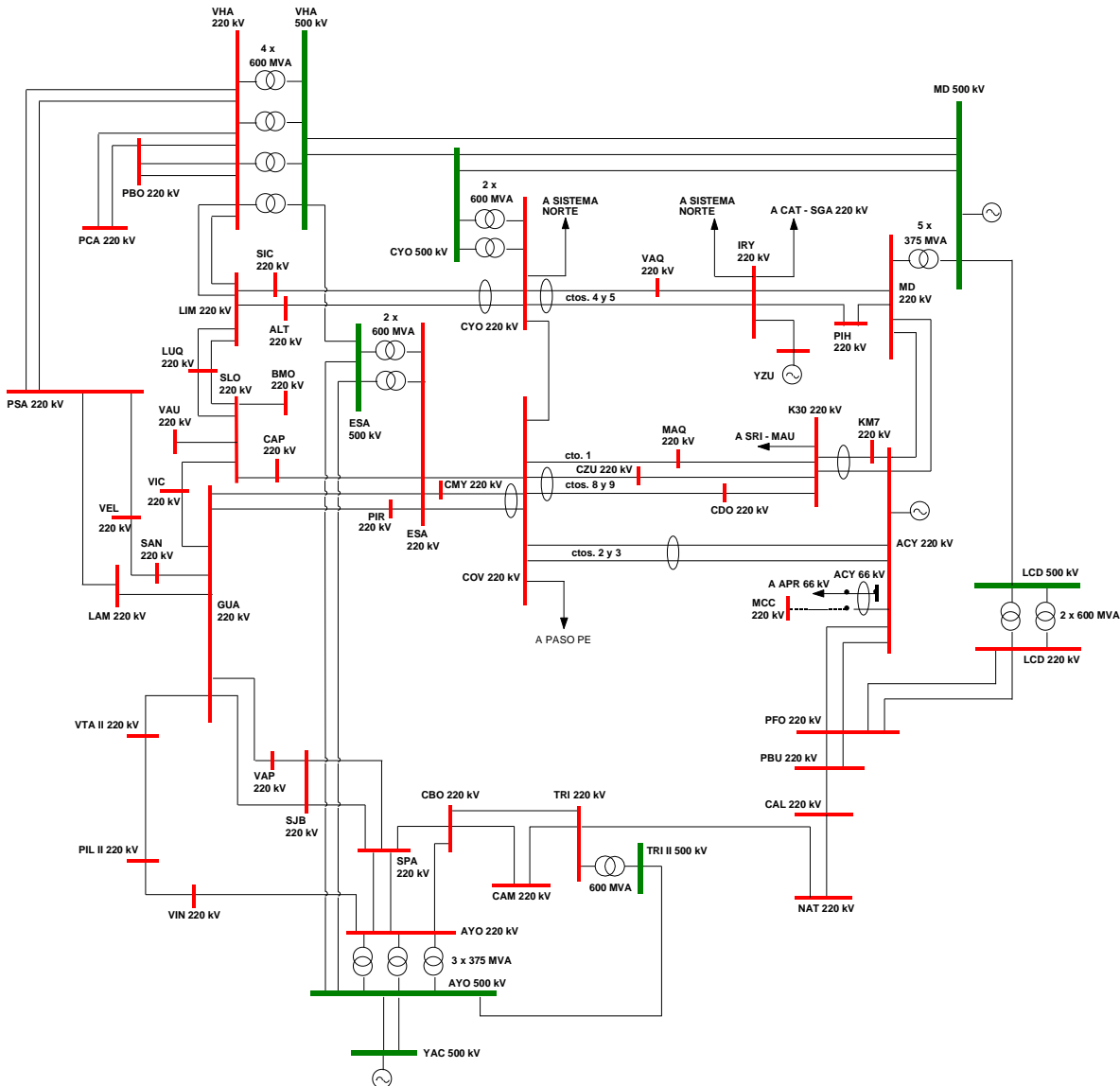


Figura 5. Configuración Interconectada del Sistema de Transmisión del SIN – Año 2023.

En la Tabla 6, pueden apreciarse los valores de carga estimados de las principales líneas y transformadores del sistema de transmisión principal para el periodo 2019-2023.

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 2019. Sin dicha línea, para finales del año 2019 el sistema no estaría en condiciones de soportar la pérdida de una de las líneas de 500 kV. Por otra parte, se hace también necesaria la construcción de la Subestación Los Cedrales 500 kV, y su respectiva alimentación desde la Subestación Margen Derecha 500 kV, de manera a evitar la saturación de la capacidad de transformación 500/220 kV en la Subestación Margen Derecha.

Asociada a esta obra, se encuentra también la construcción de la doble terna en 220 kV Los Cedrales – Presidente Franco, de manera a poder inyectar potencia hacia las principales cargas de la región de Ciudad del Este. También se prevé para finales del año 2022, la construcción de la LT 500 kV Ayolas – Eusebio Ayala, y para el año 2023, la construcción de la Subestación Carayaó en 500 kV, así como el seccionamiento de una de las líneas de 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes en dicha Subestación. Por último, de igual manera se contempla para el 2023 la construcción de otra línea de transmisión en 500 kV Margen Derecha – Carayaó.

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. Para el año 2017, se prevé la construcción de la Subestación Trinidad II 500 kV, junto con la línea de transmisión 500 kV Ayolas – Trinidad II, con el objetivo de aumentar sustancialmente la confiabilidad de la transmisión de energía al área de Encarnación y zonas aledañas. De igual forma, se tiene prevista la construcción de la LT 500 kV Ayolas – Eusebio Ayala para el 2022, requerida para incrementar la inyección de potencia activa y reactiva desde el Sistema Sur al Sistema Metropolitano, a efectos de abastecer la creciente demanda de dicho Sistema.

En el Sistema Norte, se requiere la construcción de la LT 220 kV Villa Hayes – Concepción, de manera a evitar la sobrecarga de la LT 200 kV Carayaó – San Estanislao, para el año 2022 se requerirá la duplicación de este último circuito, debido al importante nivel de carga que alcanza la región Norte del país para dicho periodo.

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 las relacionadas a las localidades de Toro Pampa, Fuerte Olimpo, Bahía Negra, entre otros, tendrán mejores niveles de calidad de suministro, pues con 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 6. Carga en líneas del Sistema de Transmisión en condiciones normales – Periodo Medio Plazo.

	LT (por circuito) y TR (por transformador)	Carga (MVA)					
		Nominal	2019	2020	2021	2022	2023
Este	MD - ACY	667	244	274	323	362	360
	ACY-K30	550	292	315	360	404	382
	MD-IRY (4° y 5°)	267/550	215	239	276	305	200
	ACY-COV (2° y 3°)	191	131	140	158	172	143
	K30-COV (8° y 9°)	300	150	161	181	193	164
	K30-COV (1°)	191	133	142	160	178	149
	ACY-PFO	550	154	162	188	198	158
	IRY-CAT-SGA	250	43	47	51	56	58
Central	COV-SLO (1°)	272	181	196	217	246	250
	COV-GUA (2° y 3°)	272	176	192	211	242	258
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	69	73	82	80	214
	COV-VIL	240	164	157	173	182	200
Sur	AYO-SPA	375	152	147	156	137	139
	SPA-GUA (6° y 7°)	240	169	157	152	126	123
	SPA-CBO	210	45	36	37	36	35
	AYO-CBO	350	63	70	79	80	85
	CBO-TRI	350	67	60	71	73	70
Norte	CYO-SES	270/350	208	232	250	151	180
	IRY-CUR-CCO	350	139	152	166	164	158
	VHA-CON	350	103	116	136	124	97
500 kV	MD-VHA 500 kV	2000	701	815	922	1002	908
	MD-CYO 500 kV	2000	711	828	936	1017	906
	MD-LCD 500 kV	2000	562	632	729	822	724
	AYO-VHA 500 kV	2000	617	565	551	323	305
	AYO-TRI 500 kV	2000	258	229	232	196	212
	Transf. MD 500/220 kV	395	189	211	247	276	235
	Transf. AYO 500/220 kV	375	222	176	190	172	176
	Transf. VHA 500/220 kV	600	587	472	516	562	535
	Transf. ESA 500/220 kV	600	496	276	257	347	305
	Transf. LCD 500/220 kV	600	280	316	364	411	361
Transf. TRI 500/220 kV	600	229	203	205	170	189	

Por su parte, el Sistema Metropolitano requiere la construcción de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, tal como explicado anteriormente. La construcción de la Subestación Eusebio Ayala 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, ante eventuales problemas o inconvenientes de interconexión del SIN con los sistemas brasilero y argentino, de manera a no poder operar el mismo en forma paralela, la Subestación Eusebio Ayala asumiría una función de suma importancia, principalmente para una adecuada y necesaria redistribución de los flujos de potencia hacia el sistema metropolitano.

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 y de iguales características, año 2015 (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, y con puesta en servicio a plena capacidad para el último trimestre del 2015 (futuro). Dicho equipo estará compuesto por una rama dinámica de -120 / +140 MVar y dos bancos de capacitores maniobrables de 80 MVar. Dicha configuración proveerá capacidad de compensación tanto para el SS1 como para el SS2 para la operación separada del SIN.

En las Tablas 7 y 8 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 los equipos de compensación operen con márgenes de carga reactiva apreciables, de forma a permitir la reacción de los mismos ante contingencias en el sistema, principalmente en el corto plazo.

Tabla 7. Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo –Condiciones Normales
 Caso Punta – Periodo 2014 - 2018

CER / Bancos	Nominal*	Reactivo (MVar)				
		2014	2015	2016	2017	2018
San Lorenzo 66 kV	150	55	91	55	51	51
Limpio	250	67	106	52	41	201
Guarambaré	300	172	246	206	223	213
Horqueta	150	20	46	56	76	113

* Valores máximos capacitivos

Tabla 8. Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo –Condiciones Normales
 Caso Punta – Periodo 2019 - 2023

CER / Bancos	Nominal*	Reactivo (MVar)				
		2019	2020	2021	2022	2023
San Lorenzo 66 kV	150	49	52	56	65	80
Limpio	250	30	165	209	214	210
Guarambaré	300	199	144	194	202	245
Horqueta	150	72	120	93	88	76

* Valores máximos capacitivos

Dada la configuración adoptada para el Sistema de Compensación Reactiva de la Subestación Guarambaré, con dos bancos fijos de 80 MVar, dicho equipo resulta el más exigido durante los primeros años hasta la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes en el año 2016. Posterior a ello, puede observarse un creciente requerimiento de reactivos del sistema, llegándose a reducir apreciablemente el margen de carga reactiva de los compensadores para el año 2020. Dichos márgenes son restablecidos una vez incorporada la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes.

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 (SS1) correspondiente al año 2014 en condiciones normales. Puede observarse, que la operación con la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes permitiría una operación estable, aún sin compensación reactiva en Guarambaré.

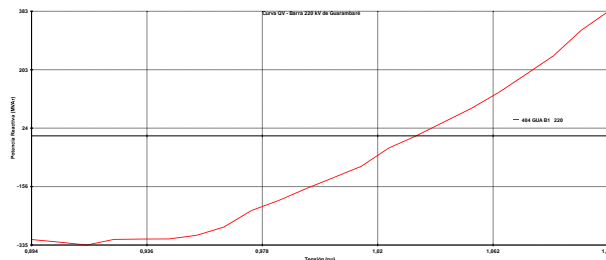


Figura 6. Curvas QV – Subestación Guarambaré (SS1) – Caso Punta 2014 – Condiciones Normales

Las Figuras 7 y 8 muestran las curvas QV de las barras de 220 kV de las Subestaciones Guarambaré y Horqueta, para los años 2018 y 2023 respectivamente. En la Subestación Guarambaré, el margen de carga reactiva disminuye progresivamente desde el año 2014, como consecuencia del aumento en la demanda del SIN, hasta que en el año 2018 se tiene nuevamente un notorio aumento en tal indicador como consecuencia de la incorporación de la Subestación Eusebio Ayala 500 kV. Dicho margen de carga reactiva se ve disminuido para el 2023, nuevamente a consecuencia del importante aumento de carga, mismo considerando en servicio la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes.

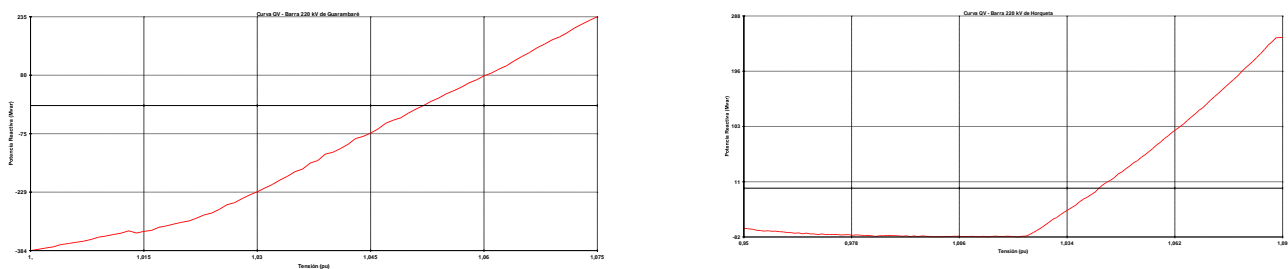


Figura 7. Curvas QV – Caso Punta 2018 – Subestaciones Guarambaré y Horqueta – Condiciones Normales

En la Subestación Horqueta, puede apreciarse un reducido margen de potencia reactiva (en torno a los 80 MVar), lo cual subraya la dificultad de operación sin el Compensador Estático de Horqueta. Dicho déficit de potencia reactiva se mantiene aproximadamente igual en el año 2023, debido a diversas obras de refuerzo en el sistema Norte y Oeste, como por ejemplo la LT 220 kV Villa Hayes – Concepción.

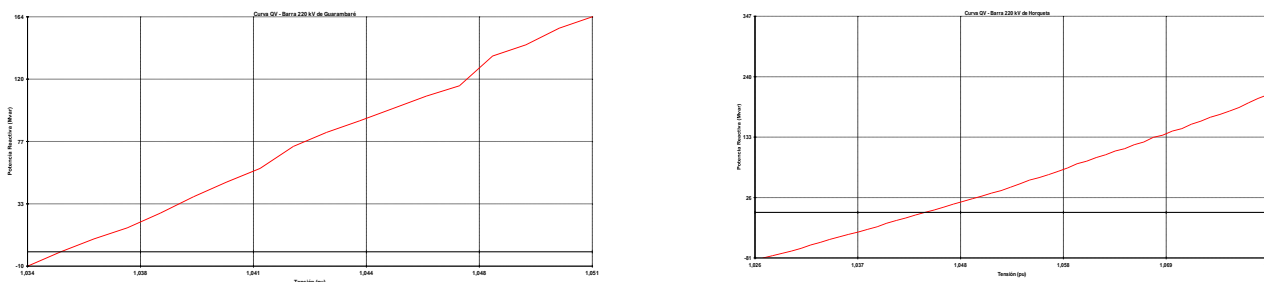


Figura 8. Curvas QV – Caso Punta 2023 – Subestaciones Guarambaré y Horqueta – Condiciones Normales

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.

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 9 y 10, muestran respectivamente los márgenes de carga, en el corto y medio plazo, obtenidos para un aumento de carga uniforme en todo el Sistema.

Tabla 9. Incremento de carga (Curva PV) – Corto Plazo

Años	Carga Base del año [MW]*	Límite de Carga del SIN [MW]*	Margen de Carga [%]
2014	2.703	3.004	11,14%
2015	2.965	3.173	7,02%
2016	3.260	3.787	16,17%
2017	3.589	4.110	14,52%
2018	3.962	4.344	9,64%

Tabla 10. Incremento de carga (Curva PV) – Medio Plazo

Años	Carga Base del año [MW]*	Límite de Carga del SIN [MW]*	Margen de Carga [%]
2019	4.324	4.885	12,97%
2020	4.718	5.040	6,82%
2021	5.116	5.553	8,54%
2022	5.505	5.869	6,61%
2023	5.917	6.416	8,43%

La Figura 9, muestra las curvas PV del sistema para el año 2014, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse un aceptable margen de carga, 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 Horqueta.

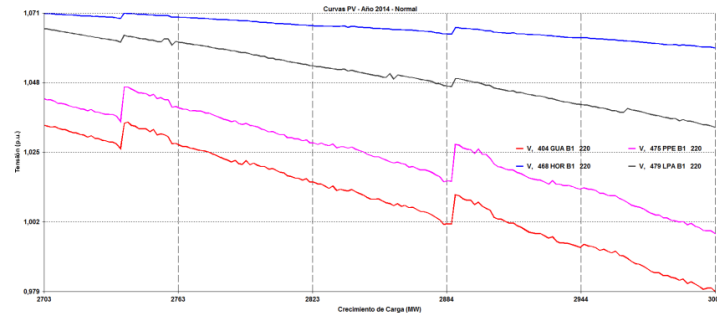


Figura 9. Curvas PV – Punta 2014 - Normal

La Figura 9, muestra las curvas PV del sistema para el año 2015, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse un reducido margen de carga, empezando a manifestarse los mismos en las Subestaciones ubicadas en las fronteras de los Sistemas Este y Sur, lo que lleva a caracterizar dicha área como zona crítica del Sistema (Trinidad, Natalio, etc.), esto se debe fundamentalmente a dos aspectos, al aumento de la demanda y a la configuración radial de dichos locales, abastecidos desde la Central Hidroeléctrica de Yacretá, y considerando además la operación del SIN en dos subsistemas eléctricos aislados.

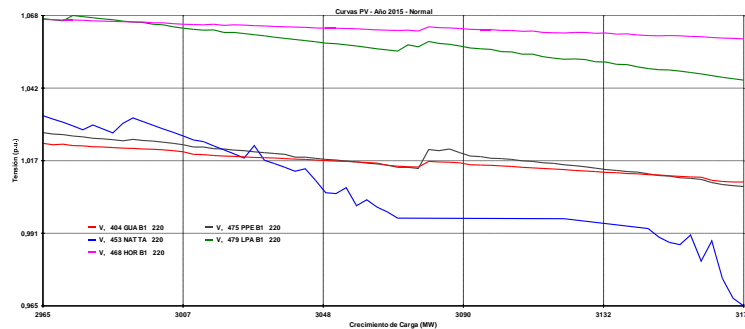


Figura 10. Curvas PV – Punta 2015 – Normal

La Figura 11, muestra las curvas PV del sistema para el año 2016, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse un considerable aumento en el margen de carga como consecuencia de la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes y la operación Interconectada de los Sistemas Eléctricos de Potencia de Paraguay, Argentina y Brasil.

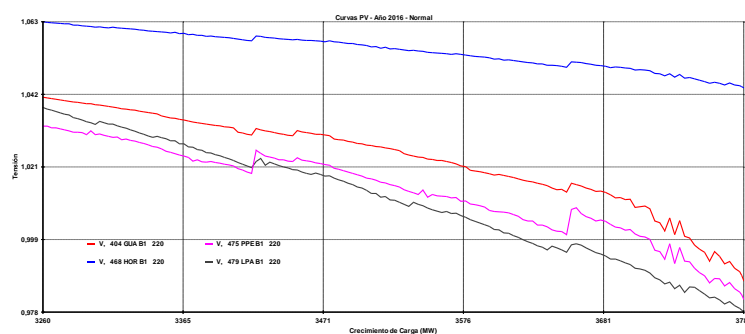


Figura 11. Curvas PV – Punta 2016 – Normal

La Figura 12, muestra las curvas PV del sistema para el año 2019, considerando la carga punta del Sistema en condiciones normales. Puede apreciarse que pese al considerable incremento de la demanda entre los años 2016 y 2019, la reducción en el margen de carga es pequeña, debido a importantes obras como la Subestación Eusebio Ayala 500 kV (Año 2018) y la segunda línea LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes (2019). Para este año, la red de transmisión del Sistema Oeste se manifiesta como la zona más crítica del sistema, en relación a la estabilidad de tensión.

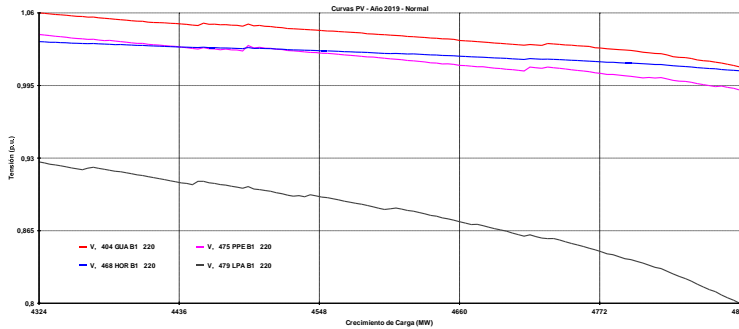


Figura 12. Curvas PV – Punta 2019 – Normal

La Figura 13, muestra las curvas PV del sistema para el año 2023, 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, y previstas para finales del mediano plazo.

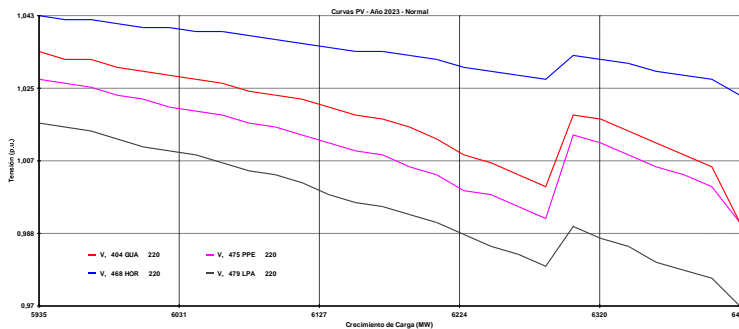


Figura 13. Curvas PV – Punta 2023 – Normal

7.2 Análisis de contingencias del SIN

Otro análisis normalmente desarrollado en estudios 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 los primeros años en los cuales 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 12 y 13 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 2014 –2018, 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, donde en los años 2014 y 2015, el SIN aún no opera interconectado, se constituyen en los elementos que limitan la capacidad de suministro del SIN. En otro aspecto, desde el punto de vista de soporte reactivo, la indisponibilidad de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes produce importantes déficit de reactivos, que en los años 2014 y 2015 son suplidos en gran medida por la compensación reactiva en 220 kV disponible en las Subestaciones de San Lorenzo y Guarambaré (2 x 80 MVar en cada local).

Se resalta además que el Compensador Estático de Reactivos previsto para la Subestación Guarambaré para finales del 2015, brindará un soporte reactivo 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 (33 años de operación), en ese sentido, se plantea también para el año 2016 el correspondiente retrofit de dicho equipo de compensación reactiva. La tabla 13 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 11. Carga en líneas y transformadores del sistema de transmisión – Periodo 2014-2018. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Carga punta del sistema

	LT	Carga (MVA)					
		Potencia en Emergencia	2014	2015	2016	2017	2018
Este	MD - ACY	667	470	463	484	320	373
	ACY-K30	660	283	283	262	386	421
	MD-IRY (4° y 5°)	267 / 660	263	264	267	400	350
	ACY-COV (2° y 3°)	229	178	177	151	221	225
	K30-COV (8° y 9°)	360	187	184	163	240	244
	K30-COV (1°)	229	171	177	153	222	226
	ACY-PFO (1° y 2°)	210/660	121	49	93	280	280
Central	IRY-CAT-SGA	300	33	33	36	38	41
	COV-SLO (1°)	272	215	213	151	250	242
	COV-GUA (2° y 3°)	272	209	203	126	225	224
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	159	163	68	153	172
Sur	COV-VIL	260	54	57	103	128	144
	AYO-SPA	294 / 375	200	145	243	196	187
	SPA-GUA (6° y 7°)	270	118	120	232	229	224
	SPA-CBO	210	166	54	38	79	57
	AYO-CBO	350	-	128	168	78	75
	CBO-TRI	350	-	76	85	100	90
Norte	CYO-SES	270	86	88	206	220	243
	IRY-CUR-CCO	360	95	97	136	168	185
500 kV	AYO-VHA 500 kV	2200	-	-	1068	915	982
	AYO-TRI 500 kV	2200	-	-	-	249	197
	MD-LCD 500 kV	2200	-	-	-	872	864
	Transf. MD 500/220 kV	428	282	285	319	300	303
	Transf. AYO 500/220 kV	375	231	236	370	272	251
	Transf. VHA 500/220 kV	720	-	0	369	328	291
	Transf. ESA 500/220 kV	720	-	-	-	-	217
	Transf. LCD 500/220 kV	720	-	-	-	437	431
	Transf. TRI 500/220 kV	720	-	-	-	202	167

Tabla 12. Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo – Periodo 2014-2018. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

CER	Nominal*	Reactivo (MVar)				
		2014	2015	2016	2017	2018
San Lorenzo	150	35	-5	80	145	148
Limpio	250	74	80	212	247	250
Guarambaré	300	176	202	231	300	300
Horqueta	150	-50	-47	61	101	125

* Valores máximos capacitivos

La entrada en operación en el año 2016 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 13), 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, ante la entrada en operación de la Subestación Los Cedrales y la repotenciación de la doble terna LT 220 kV Margen Derecha – Itakyry, no existirían cortes de carga en el año 2017. 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 13.

Tabla 13. Cortes de carga requeridos – Periodo 2012-2016. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

Año	2014	2015	2016	2017	2018
Corte de Carga I (MW)	867	1140	802	0	90
Corte de Carga II (MW)*	867	1140	1297	284	451

* No considera incremento de intercambio con el SADI

Se observa en la tabla 12, la falta de soporte reactivo para el año 2018, donde se aprecia que prácticamente todos los Compensadores Estáticos de Reactivos del SIN se encuentran operando próximos a sus capacidades nominales. Para paliar esta situación y poder minimizar los cortes de carga en dicho año, de manera a poder obtener los valores indicados en la tabla 14, se requiere la instalación de compensación reactiva en 220 kV en el Sistema Central (específicamente la misma fue evaluada para la Subestación Carayaó), donde para el efecto podría emplearse uno de los Bancos de Capacitores de 80 MVar - 220 kV, actualmente instalados en la SE Guarambaré.

Las Tablas 14 y 15 muestran los valores de carga de las principales líneas de transmisión y equipos del SIN encontrados en el periodo 2019-2023, 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 2019 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, sin ninguna consecuencia, salvo naturalmente, la reducción en la confiabilidad, hasta el año 2021 inclusive, teniendo en cuenta la posibilidad de un incremento en el intercambio con el SADI en ese año.

No obstante, a partir del año 2022 se observa la necesidad de efectuar cortes de carga debido a los flujos de potencia a través de las líneas del tronco secundario, que unen el sistema Central con el sistema Metropolitano (circuitos 1°, 2° y 3°). Puede apreciarse en la tabla 16, que el soporte de potencia reactiva en el periodo 2019-2023 es adecuado. La tabla 16 muestra valores referenciales de cortes de carga que serían requeridos para mantener los flujos a través de las líneas de transmisión en niveles compatibles con sus capacidades en régimen de emergencia.

Tabla 14. Carga en líneas y transformadores del Sistema de transmisión – Periodo 2019-2023. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

	LT	Carga (MVA)					
		Emergencia	2019	2020	2021	2022	2023
Este	MD - ACY	667	321	346	405	405	422
	ACY-K30	274,8	362	386	451	442	472
	MD-IRY (4° y 5°)	660	280	307	362	353	361
	ACY-COV (2° y 3°)	229	176	188	217	212	213
	K30-COV (8° y 9°)	326,4	197	209	242	236	234
	K30-COV (1°)	229	178	189	219	213	218
	ACY-PFO (1° y 2°)	660	207	216	252	242	246
Central	IRY-CAT-SGA	312	44	47	52	51	54
	COV-SLO (1°)	272	214	226	262	255	261
	COV-GUA (2° y 3°)	272	208	217	254	245	263
	CYO-LIM (4° y 5°)	230	119	121	143	137	127
Sur	COV-VIL	260	169	161	175	174	184
	AYO-SPA	375	161	162	174	171	147
	SPA-GUA (6° y 7°)	270	185	180	178	174	143
	SPA-CBO	210	50	46	44	46	39
	AYO-CBO	350	56	68	74	75	75
	CBO-TRI	350	73	72	82	82	82
Norte	CYO-SES	270/550	221	240	270	263	151
	IRY-CUR-CCO	450	159	170	193	188	178
500 kV	MD-VHA 500 kV	2200	1125	1223	1404	1384	1386
	MD-LCD 500 kV	2200	729	792	965	908	948
	AYO-VHA 500 kV	2200	680	677	741	723	411
	AYO-TRI 500 kV	2200	215	200	180	188	165
	Transf. MD 500/220 kV	428	251	270	326	313	324
	Transf. AYO 500/220 kV	450	232	190	196	194	181
	Transf. VHA 500/220 kV	720	474	407	462	453	471
	Transf. ESA 500/220 kV	720	388	208	238	236	280
	Transf. LCD 500/220 kV	720	363	396	483	454	474
	Transf. TRI 500/220 kV	720	190	175	156	162	135

Tabla 15. 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

CER	Nominal*	Reactivo (MVar)				
		2019	2020	2021	2022	2023
San Lorenzo	150	98	141	142	147	94
Limpio	250	221	246	211	245	175
Guarambaré	300	213	300	264	295	186
Horqueta	150	117	150	146	127	95

Tabla 16. Cortes de cargas requeridos – Periodo 2017-2021. Fuera de Servicio LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes – Punta del Sistema

Año	2019	2020	2021	2022	2023
Corte de Carga I (MW)	0	0	0	393	662
Corte de Carga II (MW)*	0	115	125	538	819

* No considera incremento 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.

Estudios específicos posteriores deberán analizar la conveniencia técnica y económica de repotenciar las líneas de 220 kV mencionadas en esta sección (circuitos 1° al 5°) o alguna otra medida equivalente, con el propósito de evitar o mitigar los cortes de carga referenciales indicados anteriormente.

7.2.1.2 Desconexión de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes

En esta sección se analiza el desempeño del sistema ante la ocurrencia de una desconexión de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes. Las Tablas 17 y 18 muestran los valores de carga de las principales líneas de transmisión y equipos del SIN encontrados en el periodo 2016-2023, 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 17. Carga en líneas y transformadores del Sistema de transmisión – Periodo 2016-2023. Fuera de Servicio LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes – Punta del Sistema

Categoría	LT	Carga (MVA)								
		Emergencia	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Este	MD - ACY	667	550	279	322	274	290	333	362	357
	ACY-K30	326,4	290	351	380	332	346	391	409	385
	MD-IRY (4° y 5°)	267 / 660	263	364	307	247	263	299	311	202
	ACY-COV (2° y 3°)	229	170	197	197	158	161	178	175	145
	K30-COV (8° y 9°)	450	182	216	216	177	182	202	196	166
	K30-COV (1°)	229	172	199	198	159	163	180	181	150
Central	ACY-PFO (1° y 2°)	210/660	110	261	238	200	210	228	212	167
	IRY-CAT-SGA	312	33	38	41	43	47	51	55	58
	COV-SLO (1°)	272	174	209	177	162	162	186	240	240
	COV-GUA (2° y 3°)	272	166	194	166	147	141	161	228	240
Sur	CYO-LIM (4° y 5°)	230	91	115	122	88	80	89	80	214
	COV-VIL	260	106	128	146	167	158	175	184	201
	AYO-SPA	294 / 375	178	146	176	206	210	230	163	158
	SPA-GUA (6° y 7°)	270	162	164	213	237	236	242	157	148
Norte	SPA-CBO	210	40	42	67	64	57	57	37	38
	AYO-CBO	350	132	64	40	74	82	89	83	87
	CBO-TRI	350	64	69	74	77	69	74	74	72
	CYO-SES	270	204	222	247	211	230	251	151	180
500 kV	IRY-CUR-CCO	864	143	161	178	148	156	172	165	158
	MD-VHA 500 kV	2200	1164	1216	1263	873	978	1030	1013	915
	MD-CYO 500 kV	2200	-	-	-	886	992	1046	1028	914
	MD-LCD 500 kV	2200	-	783	746	618	663	736	820	715
	AYO-VHA 500 kV	2200	-	-	-	-	-	-	548	516
	AYO-TRI 500 kV	2200	-	221	210	309	299	314	228	239
	Transf. MD 500/220 kV	428	241	269	260	216	229	259	280	234
	Transf. AYO 500/220 kV	375	282	212	238	289	238	262	199	191
	Transf. VHA 500/220 kV	720	412	424	421	559	439	493	554	521
	Transf. ESA 500/220 kV	720	-	-	72	242	126	139	302	263
	Transf. LCD 500/220 kV	720	-	391	372	308	330	368	410	356
Transf. TRI 500/220 kV	720	-	189	208	283	277	296	204	217	

Tabla 18. Inyección de potencia reactiva de los Compensadores Estáticos de Reactivo – Periodo 2016-2023. Fuera de Servicio LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes – Punta del Sistema

CER	Nominal*	Reactivo (MVar)							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
San Lorenzo	150	148	150	141	142	142	150	148	148
Limpio	250	164	250	250	202	238	248	189	242
Guarambaré	300	200	265	300	253	300	300	244	300
Horqueta	150	70	90	118	88	115	101	90	70

* Valores máximos capacitivos

Puede apreciarse en las tablas precedentes que, salvo en el año 2016, las restricciones operativas se deben al agotamiento del soporte reactivo en los Compensadores Estáticos del sistema Metropolitano. También, en la tabla 20 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 19. Cortes de cargas requeridos – Periodo 2016-2021. Fuera de Servicio LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes – Punta del Sistema

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Corte de Carga (MW)	81	0	25	0	28	0	0	0

Los montos de corte presentados en la tabla 19, indican que esta contingencia es menos severa que la analizada en la sección anterior y que en general podrían minimizarse con la instalación de compensación reactiva en otros niveles de tensión, y de esta forma permitir operar a los Compensadores Estáticos de Reactivos de manera más holgada, exceptuando al año 2016, donde sería necesario anticipar la repotenciación de la LT 220 kV Margen Derecha – Itakyry (prevista para el año 2017), de manera a anular los cortes indicados.

7.3 Evaluación de pérdidas de transmisión

La Tabla 20 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 20. Pérdidas de Transmisión del SIN.

Año	Pérdidas (MW)			Pérdidas * (%)		
	Punta	Media	Leve	Punta	Media	Leve
2014	175	138	57	5,8	5,3	3,9
2015	209	174	69	6,1	5,7	4,0
2016	198	159	69	5,3	4,7	3,5
2017	222	178	76	5,4	4,8	3,6
2018	260	203	85	5,8	5,1	3,8
2019	235	193	74	4,8	4,5	3,0
2020	274	219	86	5,2	4,7	3,3
2021	316	246	103	5,5	4,9	3,6
2022	350	279	109	5,7	5,2	3,5
2023	347	289	109	5,3	5,0	3,4

$\% \text{ Pérdidas} = \text{Pérdidas} / \text{Generación total}$

En la Figura 14 se grafican los valores de pérdidas totales del Sistema de la Tabla 20. Puede apreciarse el efecto de la entrada en servicio de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes. A modo de referencia, se puede indicar que en el año 2013 (antes de la entrada parcial en operación de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes) se registraron valores de pérdidas de transmisión en punta en torno a 11,4% (Febrero 2013). Para el año 2014, con la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y la obras complementarias en operación, se tendría una pérdida de transmisión en punta próxima a 5,8% y unas pérdidas medias en torno a 5,2%.

En el 2016, puede observarse una reducción en los valores porcentuales de pérdidas, originada por la inclusión de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes. Análogamente, en el año 2019, la puesta en servicio de la segunda LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes produce nuevamente una reducción en las pérdidas de transmisión. 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.

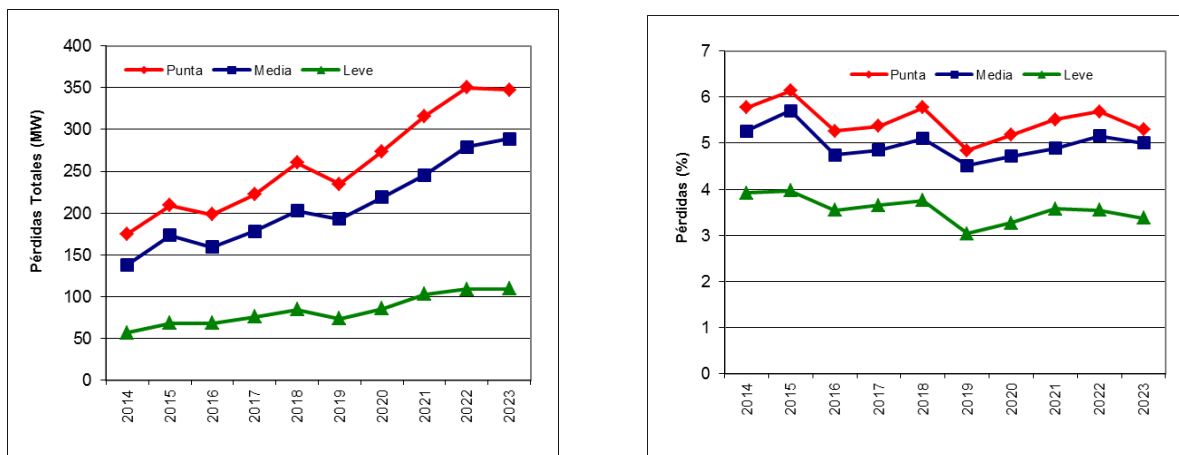


Figura 14. Pérdidas del sistema de transmisión en MW y en %.

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.

Con la puesta en servicio de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, en el año 2013 de forma a optimizar la operación del sistema de transmisión, se dispone de una capacidad nominal adicional de 600 MVA con un auto-transformador, y 1200 MVA con dos auto-transformadores, limitado por la capacidad transformación de la Subestación 500 kV Villa Hayes.

Finalmente, también es importante destacar que se tienen previstas las obras de seccionamiento de las LTs 500 kV L3 y L4, en la Subestación Margen Derecha, que unen actualmente a la casa de máquinas de la CH Itaipú con la Subestación Foz de Iguazú, lo cual producirá 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 los mismos pueden sufrir importantes variaciones. La inclusión en el año 2016 de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes produce un aumento relativo 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 2016.

Tabla 21. Inyección de potencia desde la CH Itaipú al SIN (MW).
 Caso de punta – Condiciones Normales.

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
2365	2694	2353	2597	2769	3098	3538	3978	4403	4819

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 dos líneas de transmisión: una línea de 500 kV (operando en 220 kV) y otra línea de 220 kV simple terna. Ambas líneas son alimentadas por autotransformadores 500/220 kV de 250 MVA instalados en la CH Yacyretá, con lo cual se tiene una capacidad de 500 MVA. La ANDE está llevando adelante la ampliación de la Subestación Ayolas, previéndose la instalación de dos autotransformadores 500/220 kV de 375 MVA en dicha subestación. Esta obra, junto con las adecuaciones correspondientes en la salida de 500 kV en la CH Yacyretá y la efectiva operación en 500 kV de la línea de transmisión existente, permitirán aumentar la capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá. Una vez culminadas las obras en curso, previstas para el segundo semestre el 2014, se tendrá una capacidad de 750 MVA.

En este sentido, de forma 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.

Tabla 22. Inyección de potencia desde la CH Yacyretá al SIN (MW).
 Caso de punta – Condiciones Normales.

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
456	502	1201	1328	1328	1338	1335	1338	1340	1337

Puede apreciarse que la incorporación de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes permite que el sistema requiera en condiciones normales de valores bajos de inyección de potencia desde la CH Yacyretá. Esto se debe fundamentalmente a que, ante la operación separada en dos subsistemas eléctricos (SS1 y SS2), la CH Yacyretá sirva de fuente de generación prácticamente al Sistema Sur. No obstante, en condiciones de emergencia en el periodo 2014-2015, la participación de la CH de Yacyretá es fundamental para minimizar los efectos de la indisponibilidad de líneas de transmisión provenientes del Sistema Este al Sistema Metropolitano.

Posteriormente, con la incorporación de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, en el año 2016, se requieren inyecciones superiores de potencia, de manera a optimizar la utilización de ejes de transmisión Este-Central-Metropolitano y Sur-Metropolitano respectivamente.

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 evitar que la interconexión EBY-ANDE dependa del estado de una única línea de transmisión, 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 2016 y de una LT 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala hasta la futura Subestación 500 kV de Eusebio Ayala para el año 2022. Esto dotará de una redundancia suficiente a la interconexión, con lo cual se busca dar mayor seguridad y confiabilidad al suministro desde la CH Yacyretá.

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 y Norte. 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 consideraron en operación, desde el año 2013, las nuevas Subestaciones Itacurubí del Rosario y San Juan Nepomuceno, 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 Carayaó – San Estanislao (47 km) y San Estanislao - Santa Rosa (96 km):* Repotenciación a 270 MVA (año 2014), necesarias debido a limitaciones en la capacidad de transmisión existente hacia el Sistema Norte.
- *LT 220 kV Coronel Oviedo – Coronel Oviedo II- Carayaó:* Repotenciación de la simple terna a 350 MVA por cambio de conductores (2022), requerida para satisfacer 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.
- *LT 500 kV Margen Derecha – Carayaó y Subestación Carayaó:* Construcción de la línea de transmisión en 500 kV de aproximadamente 210 km y la ampliación de la subestación Carayaó con dos bancos de auto-transformadores 500/220 kV de 600 MVA (año 2023). 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).

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 2015).
- *Vaquería:* subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2015).
- *Coronel Oviedo II:* subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2019).

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 23. Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Central

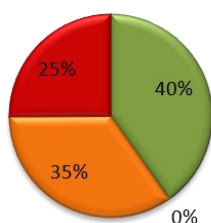
AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2.013	9	3	-	4	2
2.014	11	16	-	3	-
2.015	13	12	-	1	-
2.016	13	11	1	1	-
2.017	13	8	3	2	-
2.018	13	6	2	5	-
2.019	14	6	3	5	-
2.020	15	8	1	6	-
2.021	15	9	5	1	-
2.022	15	8	4	3	-
2.023	15	8	4	3	-

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.

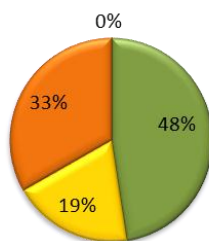
Tabla 24. Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Central

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2.013	332	134	-	115	83
2.014	455	330	-	125	-
2.015	622	580	-	42	-
2.016	622	550	30	42	-
2.017	632	415	133	83	-
2.018	652	310	125	217	-
2.019	693	310	145	238	-
2.020	762	462	42	258	-
2.021	938	640	268	30	-
2.022	969	495	288	185	-
2.023	1.009	565	235	208	-

CENTRAL 2013



CENTRAL 2018



CENTRAL 2023

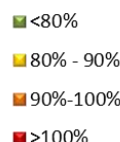
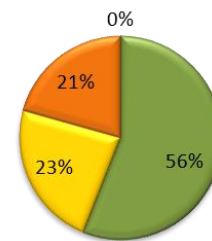


Figura 15. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Central.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Central, pasándose de 332 MVA en el 2013 a 1.009 MVA en el 2023, con eliminación de las sobrecargas y reducción del porcentaje de equipos con altos niveles de carga.

8.2 Sistema Sur

Para la elaboración del Plan de Obras, se asume la finalización para el año 2013 e inicios del año 2014, de obras de refuerzo que se encuentran en ejecución en el Sistema Sur, respectivamente: construcción de la Subestación Pirapó 66 kV, y ampliación de la Subestación Ayolas, con la instalación de 2 autotransformadores 500/220 kV de 375 MVA.

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

- *LT 220 kV San Patricio– Coronel Bogado*: Repotenciación a 250 MVA (año 2014), requerida para acompañar el crecimiento de la demanda originado por el desarrollo de la zona de Encarnación como consecuencia del Plan de Terminación de Yacyretá.
- *LT 220 kV de alimentación a Cambyretá*: Construcción de una LT 220 kV a partir del seccionamiento de la LT Trinidad – Cnel. Bogado para alimentación a Cambyretá (año 2014), obra requerida para satisfacer la demanda de la zona de Encarnación.
- *LT 220 kV Ayolas – Coronel Bogado*: Construcción de una simple terna de aproximadamente 65 km (año 2015), requerida para adecuar la capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá al SIN.
- *LT 220 kV Coronel Bogado - Trinidad*: Construcción de una simple terna de aproximadamente 53 km (año 2015), 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 Ayolas – San Patricio*: Repotenciación por cambio de conductor a 375 MVA por terna (año 2017), requerida para adecuar la capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá al SIN.
- *LT 220 kV Santa Rita – María Auxiliadora*: Construcción de línea de transmisión de 110 km para alimentación a María Auxiliadora (año 2017), 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 500 kV Ayolas – Trinidad II*: Construcción de una simple terna de aproximadamente 129 km (año 2017) y la construcción de la subestación Trinidad II 500/220 kV con 600 MVA.
- *Subestación Ayolas*: Montaje del tercer autotransformador 500/220 kV de 375 MVA, refuerzo requerido para adecuar la capacidad de inyección de potencia desde la CH Yacyretá al SIN.
- *LT 220 kV Villalbín – Villeta II*: Construcción de una simple terna de aproximadamente 200 km (año 2020). 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 paralelo 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*: Repotenciación por cambio de conductor a 375 MVA (año 2020). Asociado a la obra anterior, este refuerzo es necesario para robustecer el vínculo eléctrico entre los Sistemas Sur y Metropolitano.
- *LT 500 kV Ayolas – Eusebio Ayala*: Construcción de una simple terna de aproximadamente 225 km (año 2022), requerida para incrementar la inyección de potencia activa y reactiva mediante el tronco secundario de transmisión de 220 kV al Sistema Metropolitano, a efectos de abastecer la creciente demanda de dicho Sistema.

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

- *Cambyretá*: subestación 220/66/23 kV, con capacidades de transformación 220/66 kV de 120 MVA y 220/23 kV de 41,67 MVA (año 2014).
- *Fram*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 30 MVA (año 2016). *María Auxiliadora*: subestación 220/23 kV, con una capacidad 41,67 MVA (año 2017).
- *Costanera*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 30 MVA (año 2019).
- *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).

La Subestación Cambyretá 220 kV responde a la necesidad de dotar de adecuada infraestructura de transmisión a la región, de forma a acompañar el crecimiento de la demanda eléctrica originado por el desarrollo de la zona de Encarnación como consecuencia del Plan de Terminación de Yacyretá. Así también, 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.

Por otro lado, la Subestación María Auxiliadora atenderá los requerimientos de la red de distribución, que como consecuencia de la creciente actividad agroindustrial de la zona, ya no podrá ser atendida adecuadamente desde los centros de distribución existentes.

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 25. Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Sur

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2013	11	7	3	1	-
2014	12	9	2	1	-
2015	12	9	2	1	-
2016	13	11	1	1	-
2017	14	11	2	1	-
2018	14	13	-	1	-
2019	15	9	6	-	-
2020	15	9	2	4	-
2021	15	8	5	2	-
2022	15	10	4	1	-
2023	15	8	3	4	-

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 26. Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Sur

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2013	343	237	86	20	-
2014	467	398	45	24	-
2015	483	397	72	15	-
2016	563	480	42	42	-
2017	605	482	82	42	-
2018	605	565	-	40	-
2019	685	458	227	-	-
2020	685	458	72	155	-
2021	810	537	202	72	-
2022	882	675	165	42	-
2023	920	582	125	213	-

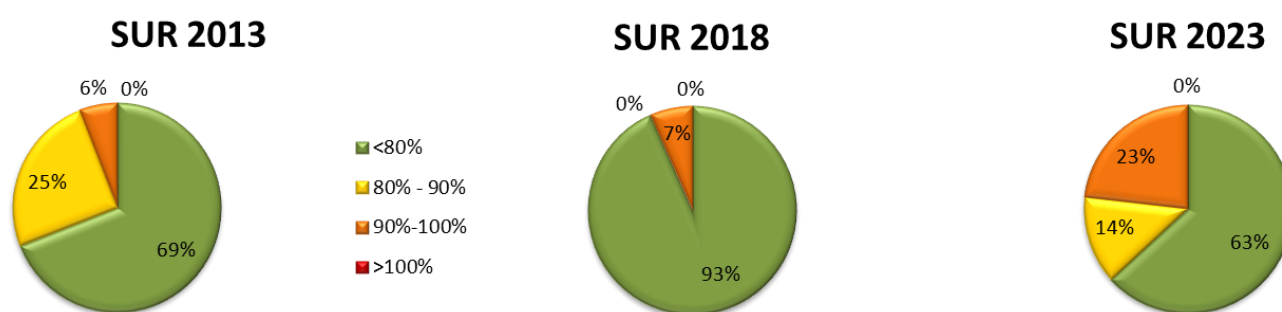


Figura 16. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Sur.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Sur, pasándose de 343 MVA en el 2013 a 920 MVA en el 2023. Con los proyectos del Plan de Obras, puede apreciarse que los transformadores se mantienen operando dentro de sus límites, con un 63% 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 2013 de la construcción de la Subestación Kilómetro 15 en 66 kV y la Subestación Minga Porá, importantes obras de refuerzo de la red del Sistema Este.

Se contempla en el plan las siguientes ampliaciones del parque de generación del SIN:

- *Central Hidroeléctrica de Acaray:* Actualmente, se están llevando adelante los trabajos de restauración y repotenciación de los Grupos 3 y 4, estimándose que los mismos estarían completamente culminados para el año 2014, con lo cual se tendría una disponibilidad de 75 MVA por máquina. Dado sus años de servicio, se hacen necesarios también trabajos similares para los Grupos 1 y 2. Se considera que estos últimos estarían culminados para el año 2015.
- *Central Hidroeléctrica de Yguazú:* Esta central tendría una capacidad total de generación de 200 MW, con dos unidades de 100 MW cada una, a ser despachada en horario de punta. Dicha capacidad de generación es considerada a partir del año 2018.

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

- *LT 220 kV Itakyry – Catueté – Salto del Guairá*: Construcción de una simple terna de aproximadamente 145 km (año 2014), obra requerida para satisfacer la creciente demanda asociada al desarrollo agroindustrial de la zona de Catueté y comercial de la zona de Salto del Guairá. Esta obra es de suma importancia, ya que el sistema de transmisión en 66 kV de la región se encuentra operando en su límite, por lo que hasta tanto no se culmine este refuerzo, el abastecimiento de la demanda adicional deberá ser realizado a través de generación térmica local.
- *LT 220 kV Acaray – Microcentro*: Construcción de una línea de 220 kV, con un tramo de poco más de 5 km en doble terna y un tramo de aproximadamente 1 km de línea de 220 kV subterránea (año 2015), refuerzo requerido para abastecer la demanda del microcentro de Ciudad del Este y descargar la Subestación Alto Paraná.
- *LT 220 kV Acaray – Presidente. Franco*: Re-construcción en doble terna del circuito existente, aproximadamente 10 km, (año 2015), 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, así como también previendo la construcción de la Subestación Los Cedrales.
- *LT 220 kV K30 – Santa Rita*: Construcción de una línea de 220 kV simple terna de aproximadamente 45 km (año 2016), obra necesaria para acompañar el crecimiento de la demanda, producto de la expansión agroindustrial de la zona.
- *LT 220 kV Margen Derecha – Itakyry*: Re-construcción en doble terna del circuito existente, aproximadamente 71 km (año 2017), refuerzo requerido ante el agotamiento de la capacidad de transmisión entre tales locales.
- *LT 500 kV Margen Derecha – Los Cedrales y Subestación Los Cedrales 500 kV*: Construcción de una línea de transmisión en 500 kV, simple terna de aproximadamente 25 km y la subestación Los Cedrales con dos bancos de auto-transformadores 500/220 kV de 600 MVA (año 2017). 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 Los Cedrales – Presidente Franco (10 km) y Presidente Franco – Paranambú (39km)*: Construcción de línea de transmisión en doble terna, con capacidad de 350 MVA por terna (año 2017), requeridas para evacuar la inyección de potencia proveniente desde la Subestación Los Cedrales y robustecer la interconexión entre los Sistemas Este y Sur.
- *LT 220 kV Paranambú – Carlos A. López (65 km) y Carlos A. López – Natalio (57km)*: Repotenciación de la simple terna a 350 MVA por cambio de conductores, obras requeridas para evacuar la inyección de potencia proveniente desde la Subestación Los Cedrales y robustecer la interconexión entre los Sistemas Este y Sur.

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

- *Ciudad del Este*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 60 MVA (año 2014).
- *Parque Industrial Hernandarias*: subestación 220/66/23 kV, con capacidades de transformación 220/23 kV de 41,67 MVA y 220/66 kV de 60 MVA (año 2014).
- *Catueté*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2014).
- *Salto del Guairá*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2014).
- *Curuguay*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2014).
- *Microcentro*: subestación 220/66/23 kV, con capacidades de transformación 220/23 kV de 80 MVA y 220/66 de 60 MVA (año 2015).

- *Juan León Mallorquín*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2015).
- *Santa Rita*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2016).
- *Kilómetro 7*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2017).

La Subestación Parque Industrial Hernandarias 220/66/23 kV, 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.

De igual manera, 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.

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.

Tabla 27. 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%
2013	15	5	4	6	-
2014	16	10	2	4	-
2015	18	12	3	3	-
2016	19	13	1	5	-
2017	20	12	3	5	-
2018	20	14	3	3	-
2019	20	14	5	1	-
2020	20	11	4	5	-
2021	20	12	5	3	-
2022	20	11	3	6	-
2023	20	9	6	5	-

Puede observarse, que de las 15 subestaciones del Sistema Este para el año 2013, 6 subestaciones se encontrarían con sus transformadores operando con un factor de utilización entre 90 y 100%. Para el año 2023, se tendrían 20 subestaciones en servicio, de las cuales 5 subestaciones presentarían un factor de utilización entre 90 y 100%.

Análogamente, se presenta en la siguiente tabla, 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.

Tabla 28. Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Este

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2013	634	222	120	292	-
2014	931	634	120	177	-
2015	1.104	798	223	82	-
2016	1.127	802	60	265	-
2017	1.207	702	240	265	-
2018	1.279	815	263	200	-
2019	1.389	932	377	80	-
2020	1.389	760	262	367	-
2021	1.567	999	363	205	-
2022	1.567	947	222	398	-
2023	1.665	809	472	385	-

Puede apreciarse, que para el 2013 se tendrían 634 MVA instalados, requiriéndose para acompañar el crecimiento de la demanda, de 1.665 MVA para el año 2023. La siguiente figura muestra el estado de carga de los transformadores para los años 2013, 2018 y 2023, apreciándose que la gran capacidad instalada en el corto plazo (hasta el 2018) permite tener un margen de carga apreciable en las subestaciones, teniéndose aproximadamente 64% de la capacidad instalada operando con un factor de utilización inferior al 80%. Por otro lado, en el medio plazo (entre 2018 y 2023) se tiene un menor ritmo en el aumento de la capacidad instalada, por lo que en el 2023 solamente el 49% de la capacidad instalada estaría operando con un factor de utilización inferior a 80%, mientras que el 23% de la capacidad instalada tendría un factor de utilización entre 90 y 100%.

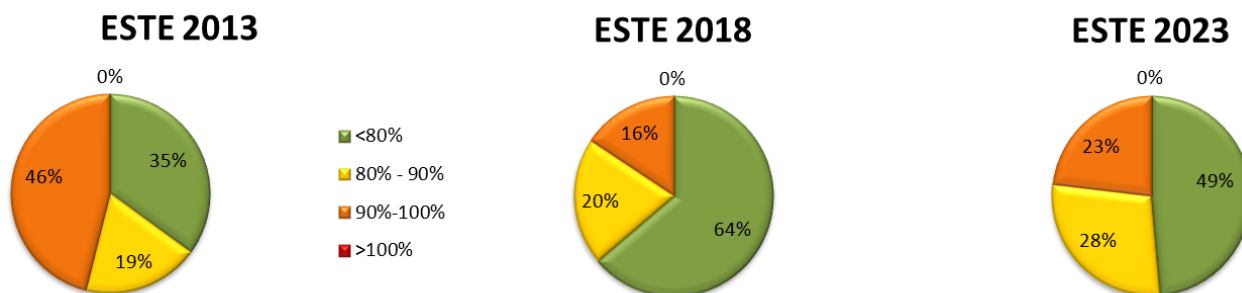


Figura 17. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Este.

8.4 Sistema Metropolitano

Para la elaboración del Plan de Obras, se asume la finalización para el año 2013 de importantes obras de transmisión, como la puesta en servicio de la línea de transmisión en 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes, así como la construcción de la Subestación Villa Hayes 500 kV, con dos autotransformadores 500/220 kV de 600 MVA y un transformador 220/23 kV de 41,67 MVA en servicio.

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

- *LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Sajonia:* Construcción de una doble terna de aproximadamente 25 km, (año 2014), requerida como obra complementaria al proyecto de 500 kV, de forma a evacuar la inyección de potencia proveniente de la línea de 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes.
- *LT 220 kV Villa Hayes – Puerto Botánico – Parque Caballero:* Construcción de una doble terna, aproximadamente 18 km, (año 2016), requerida para evacuar la inyección de potencia inyectada por las líneas de transmisión de 500 kV.

- *LT 220 kV Limpio – Luque – San Lorenzo*: Re-construcción en doble terna de la línea existente, de aproximadamente 25 km (año 2016), requeridas para distribuir apropiadamente el flujo de potencia en el anillo de 220 kV de la red de transmisión del Sistema Metropolitano.
- *LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes, LT 500 kV Yacyretá – Ayolas y ampliación de la Subestación Villa Hayes*: Construcción de la línea de transmisión en 500 kV de aproximadamente 347 km entre Ayolas y Villa Hayes, construcción de la segunda línea de 500 kV entre la Central Hidroeléctrica de Yacyretá y Ayolas, de aproximadamente 16 km y la ampliación de la Subestación Villa Hayes con la instalación del tercer auto-transformador 500/220 kV de 600 MVA (año 2016). Estas obras son requeridas para atender el incremento de la demanda del Sistema Metropolitano de Asunción y proporcionarle mayor confiabilidad al suministro de energía.
- *Subestación Eusebio Ayala 500 kV*: Seccionamiento de la LT 500 kV Ayolas – Villa Hayes e instalación de un banco de auto-transformadores 500/220 kV de 600 MVA (año 2018). Esta obra es requerida de forma a dotar de una segunda inyección de potencia desde la red de 500 kV a la red de 220 kV del Sistema Metropolitano. Esta obra también incluiría el seccionamiento de la doble terna LT 220 kV Coronel Oviedo – Guarambaré, de modo a reforzar la capacidad del tronco secundario de transmisión de 220 kV.
- *LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes (2° terna)*: Construcción de la línea de transmisión en 500 kV de aproximadamente 341 km (año 2019) y ampliación de la Subestación Villa Hayes y Margen Derecha respectivamente. 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 importantes requerimientos de corte de carga.
- *Subestación Eusebio Ayala 500 kV*: ampliación de la Subestación Eusebio Ayala con la instalación del segundo auto-transformador 500/220 kV de 600 MVA adicional (año 2020). Esta obra permitirá evitar sobrecargas en dicha subestación y evacuar adecuadamente el flujo de potencia transportado por la LT 500 kV Ayolas – Eusebio Ayala.
- *Subestación Villa Hayes 500 kV*: ampliación de la Subestación Villa Hayes con la instalación del cuarto auto-transformador 500/220 kV de 600 MVA (año 2020). Esta obra es requerida para evitar sobrecargas en dicha subestación y evacuar adecuadamente el flujo de potencia transportado por las líneas de 500 kV que llegan a la Subestación Villa Hayes 500 kV.

De igual manera, se tiene líneas de alimentación en 220 kV a los nuevos Centros de Distribución como son Subestación Barrio Molino (2015), Subestación Villeta II (2017), Subestación Villa Aurelia (2017).

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:

- *Barrio Mburucuyá*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 90 MVA (año 2014).
- *Fernando de la Mora*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 90 MVA (año 2014).
- *Mariano Roque Alonso*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 60 MVA (año 2014).
- *La Colmena*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2015).
- *Barrio Molino*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2015).
- *Villa Elisa 220 kV*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2016).

- *Instituto de Previsión Social*: subestación 66/23 kV, con una capacidad de 60 MVA (año 2017).
- *Villeta II*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 41,67 MVA (año 2017).
- *Villa Aurelia 220 kV*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2017). *Altos*: subestación 220/23 kV, con una capacidad de 80 MVA (año 2022).

De igual forma, se puede destacar 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. Así mismo, puede resaltarse la necesidad de duplicación de la capacidad de transformación en las Subestaciones Puerto Botánico, Lambaré, Parque Caballero y Puerto Sajonia las cuales se constituyen en los mayores centros de distribución del área metropolitana de Asunción.

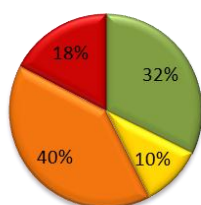
En general, se requieren ampliaciones en prácticamente todas las subestaciones del Sistema Metropolitano. En la siguiente tabla, se presenta un resumen con el estado de carga previsto de los transformadores que alimentan la carga en 23 kV del Sistema Metropolitano. En la tabla se agrupan las subestaciones según el factor de utilización de su capacidad de transformación.

Tabla 29. Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Metropolitano

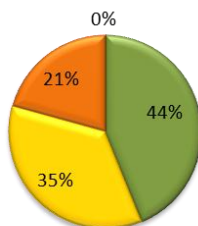
AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2013	27	8	3	12	4
2014	32	14	7	11	-
2015	34	13	11	10	-
2016	35	9	14	12	-
2017	36	14	9	13	-
2018	36	16	13	7	-
2019	36	13	5	18	-
2020	36	8	18	10	-
2021	36	6	12	18	-
2022	37	6	10	21	-
2023	37	4	5	28	-

Análogamente, se presenta en la siguiente figura y la próxima tabla, 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.

METROPOLITANO 2013



METROPOLITANO 2018



METROPOLITANO 2023

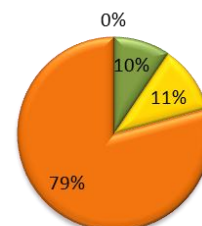


Figura 18. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Metropolitano.

Tabla 30. Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Metropolitano

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2013	1.960	632	202	787	340
2014	2.550	1.287	443	820	-
2015	2.692	1.195	770	727	-
2016	2.993	730	1.418	845	-
2017	3.243	1.212	1.017	1.015	-
2018	3.556	1.557	1.262	737	-
2019	3.634	1.127	402	2.105	-
2020	3.897	795	1.895	1.207	-
2021	4.130	702	1.252	2.177	-
2022	4.409	870	1.202	2.337	-
2023	4.490	423	510	3.557	-

Puede apreciarse que de las 27 subestaciones existentes en el Sistema Metropolitano en el 2013, con 1.960 MVA, para finales del 2023 se requerirán 37 subestaciones, con una capacidad instalada de 4.490 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 44% 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 79% 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 – Curuguay – Capitán Bado – Cerro Corá:* Construcción de LT 220 kV simple terna de aproximadamente 330 km (año 2014). 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 servicio de suministro de energía en la zona.
- *LT 220 kV Cruce Bella Vista – Bella Vista Norte:* Construcción de LT 220 kV simple terna de aproximadamente 80 km (año 2016). Esta obra permite ampliar el sistema de transmisión para atender el potencial de crecimiento de la zona.
- *LT 220 kV Horqueta – Concepción II:* Construcción de LT 220 kV simple terna de aproximadamente 45 km (año 2016). 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.
- *LT 220 kV Villa Hayes – Concepción II:* Construcción de LT 220 kV simple terna de aproximadamente 200 km (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 una capacidad 41,67 MVA (año 2014).
- *Bella Vista Norte:* subestación 220/23 kV, con una capacidad de 20 MVA (año 2016).
- *Concepción II:* subestación 220/66/23 kV, con capacidades de transformación 220/66 kV de 60 MVA (año 2016) y 220/23 kV de 41,67 MVA (año 2021).

Ambos 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 31. Estado de carga de transformadores (23 kV), Sistema Norte

AÑO	TOTAL SEs 23 kV	Subestaciones según porcentaje de carga de transformadores			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2013	8	4	1	3	-
2014	8	7	1	-	-
2015	8	7	1	-	-
2016	9	7	1	1	-
2017	9	7	1	1	-
2018	9	8	-	1	-
2019	9	7	2	-	-
2020	9	6	1	2	-
2021	9	7	2	-	-
2022	9	6	2	1	-
2023	9	4	4	1	-

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 32. Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Norte

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2013	139	39	30	70	-
2014	271	259	12	-	-
2015	271	259	12	-	-
2016	291	249	30	12	-
2017	299	257	12	30	-
2018	310	298	-	12	-
2019	318	217	102	-	-
2020	318	202	15	102	-
2021	390	310	80	-	-
2022	390	290	80	20	-
2023	390	208	122	60	-



Figura 19. 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 139 MVA en el 2013 a 390 MVA en el 2023. Con los proyectos del Plan de Obras, puede apreciarse que los transformadores se mantienen operando dentro de sus límites, con sólo un 15% de transformadores que operarían 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 Concepción II – Pozo Colorado – Loma Plata:* Construcción de LT 220 kV simple terna de aproximadamente 280 km (año 2021). 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 Vallemí II – Toro Pampa:* Construcción de LT 220 kV simple terna de aproximadamente 130 km (año 2016), 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.

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

- *Acueducto:* subestación 220/23 kV, con una capacidad 10 MVA (año 2016).
- *Toro Pampa:* subestación 220/23 kV, con una capacidad 10 MVA (año 2021).
- *Pozo Colorado:* subestación 220/23 kV, con una capacidad 10 MVA (año 2021).

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, salvo la Subestación Acueducto, proyectada 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 33. 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%
2013	3	3	-	-	-
2014	3	3	-	-	-
2015	3	3	-	-	-
2016	3	3	-	-	-
2017	3	3	-	-	-
2018	3	3	-	-	-
2019	3	3	-	-	-
2020	3	3	-	-	-
2021	4	2	1	1	-
2022	4	3	1	-	-
2023	5	4	-	1	-

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 34. Capacidad instalada según porcentaje de carga, Sistema Oeste.

AÑO	TOTAL MVA	Capacidad Instalada según porcentaje de carga			
		<80%	80% - 90%	90%-100%	>100%
2013	47	47	-	-	-
2014	47	47	-	-	-
2015	47	47	-	-	-
2016	47	47	-	-	-
2017	32	32	-	-	-
2018	32	32	-	-	-
2019	32	32	-	-	-
2020	32	32	-	-	-
2021	42	25	12	5	-
2022	57	45	12	-	-
2023	67	55	-	12	-

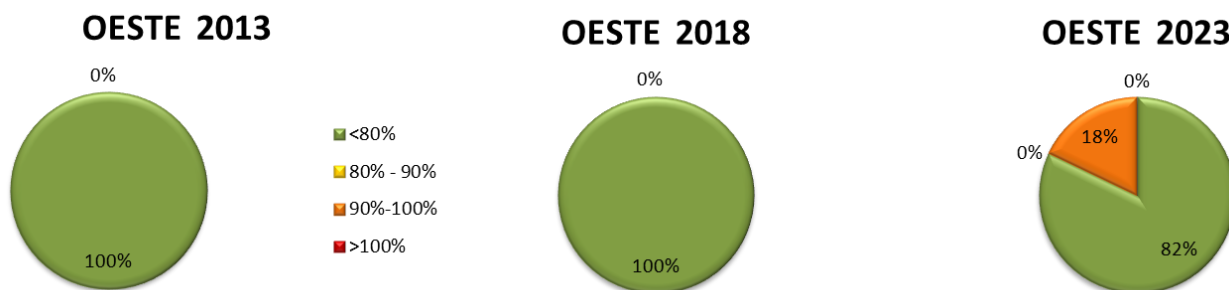


Figura 20. Porcentaje de transformadores (23 kV) según niveles de carga, Sistema Oeste.

En general, puede observarse un aumento en la capacidad instalada prevista para el Sistema Oeste, pasándose de 47 MVA en el 2013 a 67 MVA en el 2023, con prácticamente todos sus transformadores operando de manera holgada (utilización menor al 82%).

9. OTROS PLANES DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Con relación a la expansión futura del Sistema Eléctrico de la ANDE, dentro una visión estratégica en lo referente a la integración regional y buscando un mejor aprovechamiento de los recursos hidroenergéticos, podemos mencionar los principales planes de construcción de nuevas centrales de generación y ampliación de otras existentes, así como los planes en lo referente a sistemas de transmisión en 500 kV.

9.1 Planes de Generación

• Central Hidroeléctrica de Acaray

La ampliación de la casa de máquinas la Central Hidroeléctrica de Acaray, con el Proyecto Acaray III, que duplicaría la motorización de la central con la adición de 4 grupos de 75 MVA similares a los existentes, de forma a minimizar la indisponibilidad de máquinas de la Central Acaray y minimizar el efecto sobre la contratación de la CH Itaipú, al operar a plena capacidad en el horario de punta del SIN.

Según el Estudio de los Ríos de la Región del Alto Paraná, realizado para la ANDE y la ELETROBRAS en la década del 70, es factible la utilización del caudal no turbinable de la CH Itaipú, transfiriendo parte del mismo, unos 2000 m³/s, por medio del canal Hernandarias al embalse de Acaray, con una motorización intermedia en Hernandarias de 170 MW y energía adicional en torno a los 2.400 GWh.

• Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Del estudio Atlas del Potencial Hidroenergético del Paraguay, elaborado por la Itaipu Binacional, se han seleccionado los locales con Potencial Hidroeléctrico Aprovechable que se encuentran en las regiones más aisladas del sistema eléctrico y alejadas de las centrales de generación existentes, de forma tal a utilizar la inyección de potencia y energía para estabilizar dichos sistemas regionales.

Los Puntos de Potencial Hidroeléctrico Aprovechable, presentan un valor medio de factor de planta de 0,75 y serían aprovechados por medio de la construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH).

1. **PCH Ypané I:** Para abastecer parte de la demanda de la Ciudad de Concepción con 7 MW y que podría generar al año un promedio de 46 GWh.
2. **PCH Ypané II:** Para abastecer parte de la demanda de la localidad de Horqueta y regiones aledañas con 8 MW y que podría generar al año un promedio de 43 GWh.
3. **PCH Ypané III:** Para abastecer parte de la demanda de la localidad de Horqueta y regiones aledañas con 12 MW y que podría generar al año un promedio de 79 GWh.
4. **PCH Jejuí:** Para abastecer parte de la demanda de la localidad de Santa Rosa y regiones aledañas con 9 MW y que podría generar al año un promedio de 66 GWh.
5. **PCH Carapá I:** Para abastecer parte de la demanda de la Ciudad de Salto del Guará y regiones aledañas con 10 MW y que podría generar al año un promedio de 66 GWh.
6. **PCH Carapá II:** Para abastecer parte de la demanda de la Ciudad de Salto del Guará y regiones aledañas con 30 MW y que podría generar al año un promedio de 197 GWh.
7. **PCH Pirapó:** Para abastecer parte de la demanda de la localidad de Yuty y regiones aledañas con 4 MW y que podría generar al año un promedio de 26 GWh.

• Centrales Hidroeléctrica Río Paraguay

En concordancia con la construcción de la Línea de Transmisión 220 kV Villa Hayes-Concepción y la expansión de la red eléctrica en el Chaco Paraguayo, se prevé la construcción de las Central Hidroeléctricas sobre el Río Paraguay, conforme a resultados del estudio Atlas del Potencial Hidroenergético del Paraguay, elaborado por la Itaipu Binacional.

- **Centrales Hidroeléctrica Río Paraguay I**

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 Firme 70 MW.

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.

- **Centrales Hidroeléctrica Río Paraguay II**

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 Firme 70 MW.

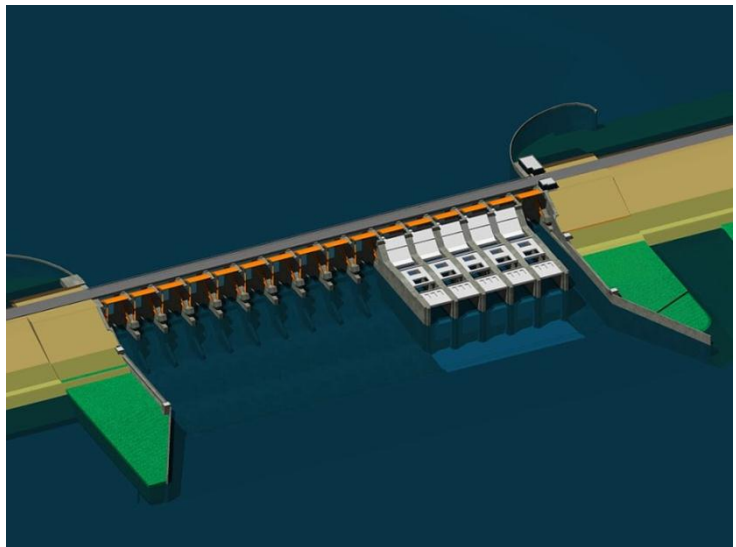
Se contemplan esclusas de navegación de 325 m de longitud y 27 m de ancho con compuertas del tipo busco y tiempo medio de llenado de 6 minutos.

- **Central Hidroeléctrica del Brazo Aña Cuá**

Conforme indicado por el Gobierno Nacional, la Entidad Binacional Yacyretá se encuentra avanzando en la maquinización de la Presa sobre el Brazo Aña Cuá del Río Paraná. El objetivo de esta obra es aprovechar el potencial hídrico del caudal ecológico mínimo requerido en dicho brazo del Río Paraná.

El proyecto de la central tiene 5 turbinas Bulbo de 9.50 m de diámetro. La Potencia Instalada sería de 273 MW y la Firme 245 MW. Podría generar al año un promedio de 1.800 GWh.

Para el proyecto de la central se utilizarían 5 vanos de los 16 vanos del vertedero existente.



Dicha generación sería inyectada directamente al sistema de 500 kV de la Casa de Máquinas de la CH Yacyretá, por lo que desde el punto de vista de transmisión, la interconexión en 500 kV existente y a ser construida dentro del Plan de Obras, permitirán que dicha generación adicional pueda ser incorporada sin inconvenientes al SIN.

- **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 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

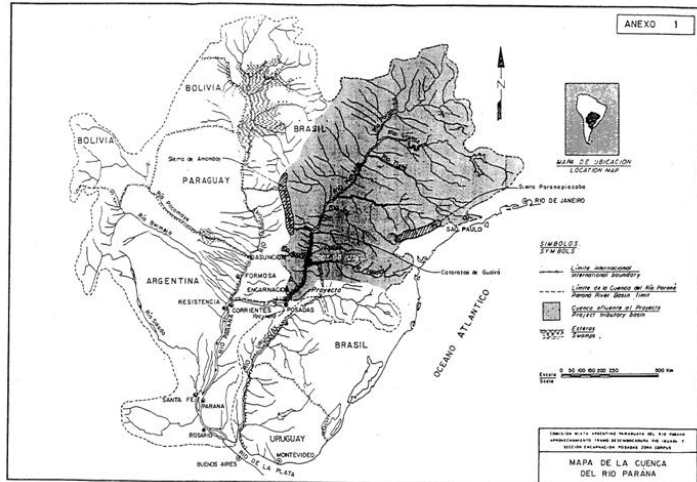
ANDE

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

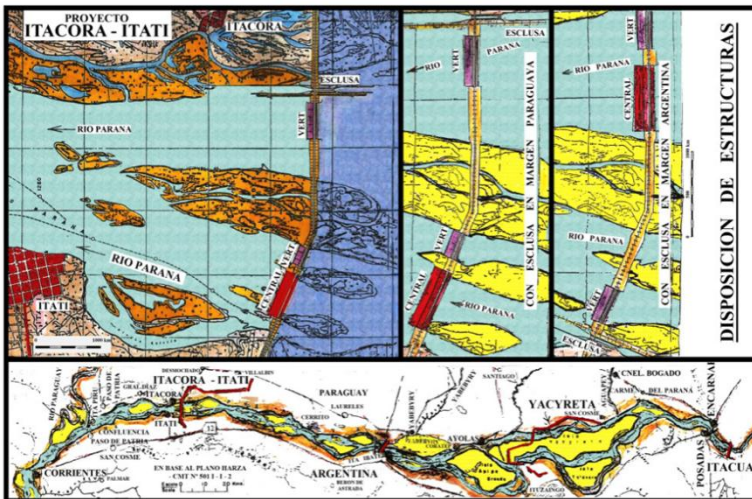
de la central tiene 20 turbinas Kaplan de 9.50 m de diámetro. La Potencia Instalada sería de 2.875 MW y la Firme 2688 MW. Podría generar al año un promedio de 18.600 GWh.

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



• 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.

9.2 Plan de Inversión en Redes de Transmisión de 500kV

El análisis de la operación actual del sistema de transmisión, así como la evaluación del desempeño del sistema ante contingencias en el futuro, condiciones ante las cuales el sistema operaría con una red exclusivamente en 220 kV, presentándose altos niveles de pérdidas de transmisión, elevados requerimientos de compensación reactiva y de corte de carga, son claros indicadores de la necesidad de refuerzos en 500 kV dentro de la red de transmisión nacional.

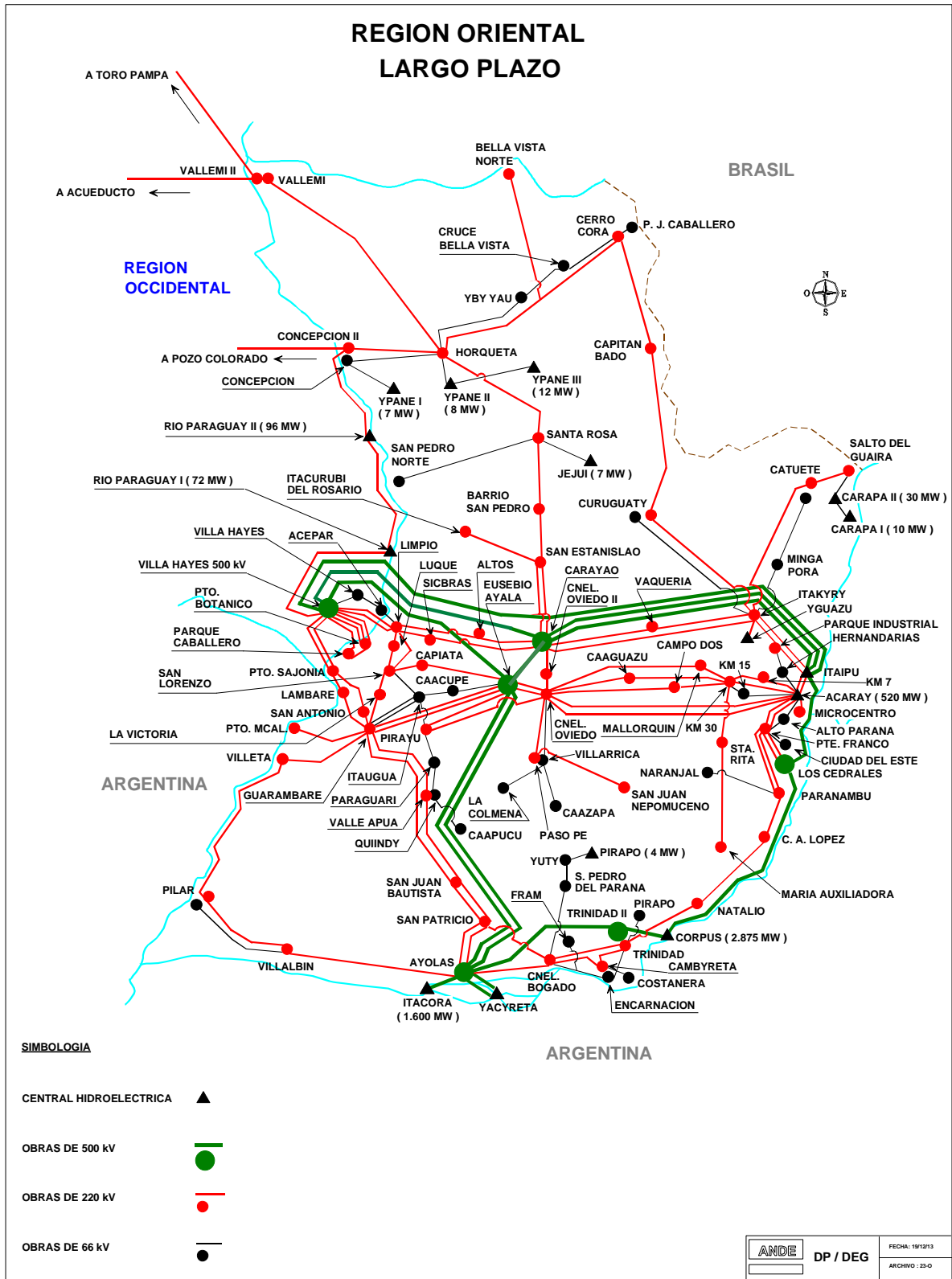


Figura 14. Mapa eléctrico con proyectos de largo plazo

La implementación de una red de 500 kV es fundamental con vistas a asegurar la disponibilidad de energía eléctrica en el largo plazo en los distintos puntos del país, tanto en calidad como cantidad, de manera a fomentar el desarrollo y bienestar nacional basados en la plena utilización de sus recursos hidroeléctricos.

En este sentido, en el ítem anterior 1.2.1 fue presentado el Plan de Obras que incluye dicho conjunto de proyectos en 500 kV.

Estas importantes obras de transmisión aseguran un tronco de transmisión fuerte, que permite atender el crecimiento de la demanda nacional considerado. De igual forma, en base a estudios disponibles (*Estudio de Optimización del Sistema Principal de Transmisión de la ANDE, del año 2006, elaborado por ANDE y ELETROBRAS y el recientemente elaborado por la consultora Leme Engenharia para la ampliación de transmisión de nuestro sistema eléctrico nacional*) este conjunto de obras permitirá la operación interconectada de las Centrales de Itaipú y Yacyretá, con lo cual se obtendrá una optimización tanto eléctrica como energética del Sistema.

Por otro lado, considerando y pretendiendo avanzar en la integración energética regional, se vuelve vital la construcción de estas redes eléctricas de gran porte, de manera a viabilizar el transporte de energía. En este contexto, en el Informe DPM/DEG/01/10 “Sistema de 500 kV – Estudio de Largo Plazo” se analizan alternativas de largo plazo, presentándose la necesidad de construcción de la LT 500 kV Margen Derecha – Los Cedrales – Ayolas, conforme la demanda nacional o regional así lo requiera.

La construcción de esta línea es compatible tanto con el proyecto de la Central Hidroeléctrica Corpus, como con la eventual instalación de una industria electrointensiva de gran porte en algún punto sobre el trazado de la misma.

Es importante destacar, que la operación interconectada de los Sistemas Paraguayo, Argentino, Uruguayo y Brasileño, a través de las Centrales de Itaipú y Yacyretá, así como un intercambio energético regional más fluido, requerirá posiblemente de acuerdos operativos tripartitos, de manera a compatibilizar aspectos técnicos y comerciales.

Finalmente, cabe resaltar que el Plan de Obras de 500 kV esbozados en este Plan puede ser implementado en forma gradual, con la incorporación sucesiva de los proyectos mencionados, conforme a la evolución de la demanda, así como también a la disponibilidad de recursos económicos y financieros de la ANDE.

La Figura 14 muestra un mapa eléctrico incluyendo los proyectos de generación y transmisión en 500 kV previstos en un plazo de 20 años.

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Estratégica (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/DEE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

ANEXOS

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Estratégica (DP)

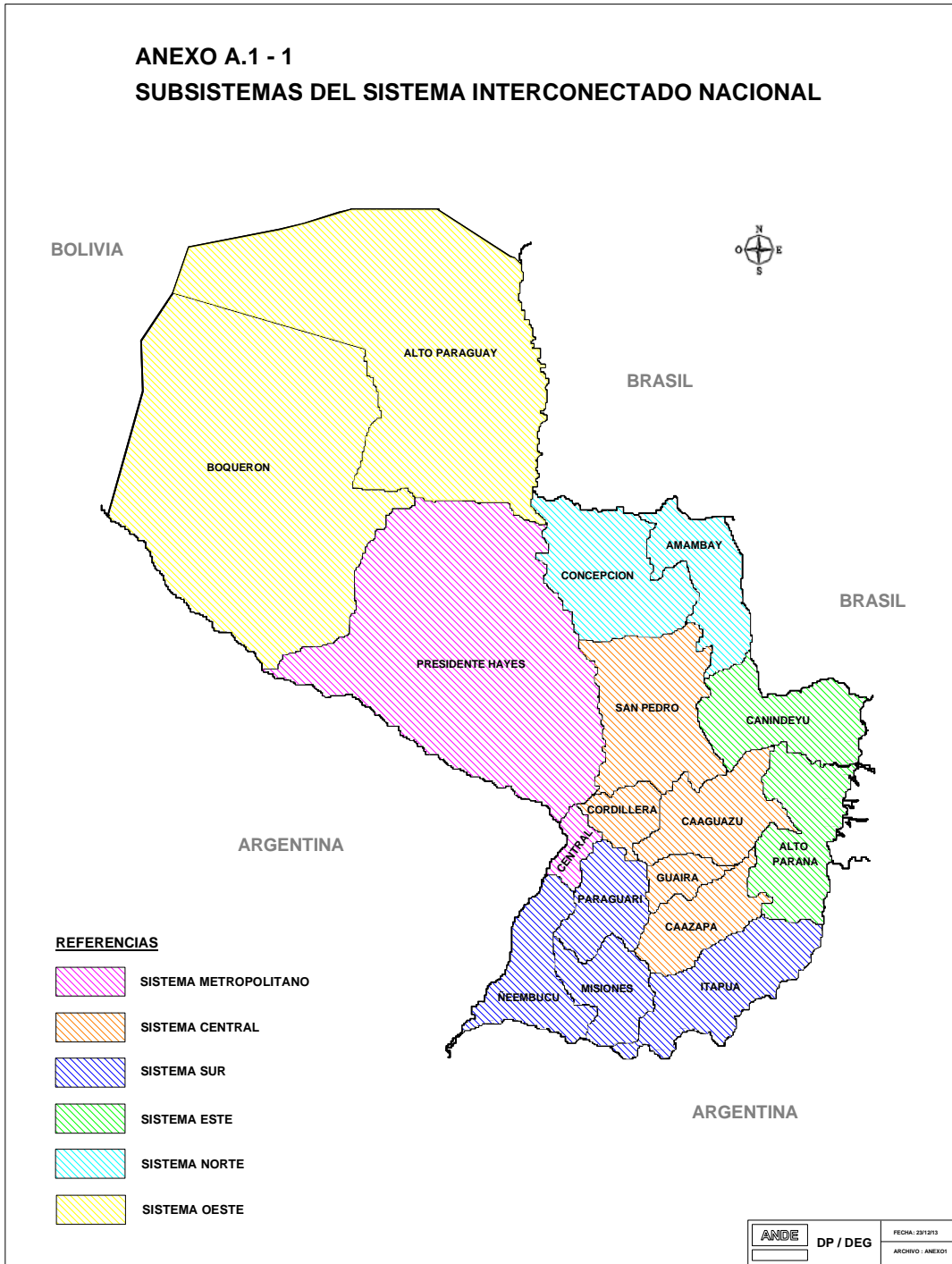
División de Estudios Energéticos (DP/DEE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

Anexo A.1

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES Y SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

ANEXO A.1 - 1
SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



ANDE

Dirección de Planificación General y Política Estratégica (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/DEE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

Anexo A.2

LISTADO DE OBRAS SUBSISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
 DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
SISTEMA CENTRAL			
Red de Transmisión en 500 kV			
1	Línea 500 kV Margen Derecha - Carayaó: Construcción de línea de transmisión en simple terna, capacidad de 2000 MVA (210 km) y posición correspondiente. Además, seccionamiento de la segunda línea de 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes en la Subestación Carayaó.	ANDE	dic-23
2	Subestación Carayaó: Construcción patio de 500 kV - Montaje de dos bancos de autotransformadores de 500/220 kV de 600 MVA.	ANDE	dic-23
Líneas de Transmisión en 220 kV			
3	Línea 220 kV Carayaó - San Estanislao: Repotenciación de 210 MVA para 270 MVA (47 km).	BONOS	dic-14
4	Línea 220 kV San Estanislao - Santa Rosa: Repotenciación de 210 MVA para 270 MVA (96 km).	BONOS	dic-14
5	Línea 220 kV Coronel Oviedo - Coronel Oviedo II - Carayaó: Repotenciación a 350 MVA con cambio de conductores. (48 km).	ANDE	dic-22
6	Línea 220 kV Carayaó - San Estanislao: Construcción de línea de transmisión en doble terna en sustitución de la simple terna existente, estructura autoportante, con una capacidad de 550 MVA por circuito. (47 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	dic-22
Subestaciones			
7	Subestación Caazapá: Cambio del transformador de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 30 MVA.	BIRF	dic-14
8	Subestación Caaguazú: Montaje del segundo transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y seccionamiento de la línea de transmisión en la subestación.	ANDE	dic-14
9	Subestación Barrio San Pedro: Construcción - 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	dic-15
10	Subestación Coronel Oviedo: Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	BIRF	dic-15
11	Subestación San Estanislao: Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	BONOS	dic-15
12	Subestación Vaquería: Construcción - 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	dic-15
13	Subestación Paso Pé: Montaje del segundo banco de transformadores de 220/66 kV de 60 MVA.	ANDE	dic-17
14	Subestación Coronel Oviedo: Montaje de Banco de capacitores en 220 kV (+80MVAr). Ex Guarambaré.	ANDE	dic-18



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
 DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
15	Subestación Villarrica: Cambio de Transformador de 66/23 kV de 10 por uno de 30 MVA.	ANDE	dic-18
16	Subestación Coronel Oviedo 2: Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	dic-19
17	Subestación Caaguazú: Cambio de uno de los transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-20
18	Subestación San Pedro Norte: Cambio de transformador de 66/23 kV - 20 MVA por otro de 66/23 kV - 30 MVA.	ANDE	dic-21
19	Subestación Carayao: Montaje de un segundo transformador 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	dic-21
20	Subestación Coronel Oviedo 2: Montaje de un segundo transformador 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	dic-21
21	Subestación San Juan Nepomuceno: Montaje de un segundo transformador 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	dic-21
22	Subestación Santa Rosa: Montaje de un segundo transformador 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	dic-21
23	Subestación Santa Rosa: Cambio del transformador de 220/66/23 kV de 30/20/15 MVA por un banco de transformadores de 220/66 kV - 60 MVA.	ANDE	dic-21
24	Subestación Caazapá: Montaje de un segundo transformador 66/23 kV - 30 MVA.	ANDE	dic-22
25	Subestación Paso Pé: Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV - 60 MVA por otro de 220/66 kV - 120 MVA.	ANDE	dic-23
26	Subestación Villarrica: Cambio de dos transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros de 50 MVA.	ANDE	dic-23
SISTEMA SUR			
Red de Transmisión en 500 kV			
27	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	dic-16
28	Línea 500 kV Ayolas - Trinidad II: Construcción de línea de transmisión en simple terna, capacidad de 2000 MVA (129 km). Posiciones de LT 500 kV correspondientes.	ANDE	dic-17
29	Subestación Trinidad II: Construcción patio de 500 kV - Montaje de un banco de autotransformadores de 500/220 kV de 600 MVA. Seccionamiento de LT 220 kV Coronel Bogado - Trinidad y LT 220 kV Cambyreta - Trinidad.	ANDE	dic-17



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
 DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
30	Subestación Ayolas: Montaje del tercer transformador de 500/220 kV de 375 MVA.	ANDE	dic-20
31	Línea 500 kV Ayolas - Eusebio Ayala II: Construcción de línea de transmisión en simple terna, capacidad de 2000 MVA 225 km). Posiciones de LT 500 kV correspondientes.	ANDE	dic-22
Líneas de Transmisión en 220 kV			
32	Línea 220 kV San Patricio - Cnel. Bogado: Repotenciación de 165 MVA para 250 MVA (64 km).	BONOS	dic-14
33	Línea 220 kV de alimentación a Cambyretá: Construcción de LT 220 kV doble terna a partir del seccionamiento de la LT 220 kV Cnel. Bogado - Trinidad, con capacidad de 350 MVA por terna (25 km).	EBY	dic-14
34	Línea 220 kV Ayolas - Coronel Bogado: Construcción de LT simple terna, estructura autoportante, con capacidad de 350 MVA. (65 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	dic-15
35	Línea 220 kV Coronel Bogado - Trinidad: Construcción de línea de transmisión en simple terna, capacidad de 350 MVA (53 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	dic-15
36	Línea 220 kV Ayolas - San Patricio (doble terna): Repotenciación de 250 MVA para 375 MVA por terna con cambio de conductores (43 km).	ANDE	dic-17
37	Línea 220 kV Santa Rita - Maria Auxiliadora: Construcción de LT simple terna, estructura autoportante, con capacidad de 350 MVA. (110 km). Posición correspondiente.	ANDE	dic-17
38	Línea 220 kV Ayolas - Villalbín: Repotenciación de 210 MVA para 350 MVA con cambio de conductores (121 km).	ANDE	dic-20
39	Línea 220 kV Villalbín - Villeta II: Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 350 MVA (200 km). Posición correspondiente.	ANDE	dic-20
Líneas de Transmisión en 66 kV			
40	Línea 66 kV Encarnación - Cambyretá: Línea subterránea con 100 MVA de capacidad (5 km). Posición correspondiente.	EBY	dic-14
41	Derivación de la línea 66 kV Coronel Bogado - Trinidad a FRAM: Doble Terna de 66 kV (5 km) de 72/80 MVA.	ANDE	dic-16
42	Línea 66 kV Villalbin - Pilar: Repotenciación a 72/80 MVA con cambio de conductores (55 km).	ANDE	dic-19
43	Línea 66 kV Costanera - Cambyretá: Línea subterránea con 100 MVA de capacidad (10 km). Posición correspondiente.	ANDE	dic-19
44	Línea 66 kV Coronel Bogado - San Pedro del Paraná: Repotenciación a 72/80 MVA, con cambio de conductores (38 km).	ANDE	dic-20
45	Línea 66 kV San Pedro del Paraná - Yuty: Construcción de línea de transmisión en simple terna, con capacidad de 100 MVA (26 km). Posición correspondiente.	ANDE	dic-20
Subestaciones			



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
46	Subestación Coronel Bogado: Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	BONOS	dic-14
47	Subestación San Juan Bautista: Cambio del transformador de 220/23 kV de 20 MVA por otro de 220/23 kV de 41,67 MVA.	BIRF	dic-14
48	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	dic-14
49	Subestación Encarnación: Cambio de los cuatro transformadores de 66/23 kV de 20 MVA por otros 4 cuatro de 30 MVA.	BIRF	dic-14
50	Subestación Cambyretá: Construcción - Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA y de un banco de transformadores de 220/66 kV de 60 MVA, y posiciones de líneas de 220 y 66 kV.	EBY	dic-14
51	Subestación Pilar: Cambio de los dos transformadores 66/23 kV actuales de 12 MVA por dos de 20 MVA.	ANDE	dic-15
52	Subestación Villalbín: Montaje de un banco de transformadores de 220/66 kV - 60 MVA.	ANDE	dic-15
53	Subestación Trinidad: Montaje de un segundo transformador de 66/23 kV de 30MVA.	ANDE	dic-16
54	Subestación FRAM: Construcción y montaje de un transformador de 66/23 kV de 30MVA.	ANDE	dic-16
55	Subestación Ayolas: Montaje de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA.	ANDE	dic-16
56	Subestación Maria Auxiliadora: Construcción: Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	dic-17
57	Subestación Costanera: Construcción - Montaje de dos transformadores trifásicos 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-19
58	Subestación Pilar: Montaje del tercer transformador de 66/23 kV de 20 MVA.	ANDE	dic-19
59	Subestación Yuty: Construcción: Montaje de un transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-20
60	Subestación Cambyretá: Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	dic-21



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
 DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
61	Subestación Pilar II: Construcción: Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA y celdas de 23 kV. Derivación de la futura LT 220 kV Villalbin - Villeta II.	ANDE	dic-21
62	Subestación San Juan Bautista: Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA. Línea 220 kV San Patricio - Guarambaré (en SE San Juan Bautista): Seccionamiento de los dos circuitos (Circuito VI y VII).	ANDE	dic-21
63	Subestación Coronel Bogado: Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	dic-21
64	Subestación Natalio: Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	dic-22
65	Subestación San Pedro del Paraná: Montaje del segundo transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-22
66	Subestación San Patricio: Cambio de uno de los transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-23
SISTEMA ESTE			
Generación			
67	CH Acaray: Restauración y modernización de la Central Acaray II - Grupos 3 y 4 (2da etapa: Estator, Rotor, Nucleo, sist. de Prot. y Monitor, Sist. de control del RV, SSAA, Equipos de 13,8 kV).	ANDE	dic-15
68	CH Acaray: Reparación de Turbinas y Valvula Principales de los Grupos 3 y 4	ANDE	dic-15
69	CH Acaray: Rehabilitación/Modernización/Repotenciación de los Grupos 1 y 2: <ul style="list-style-type: none"> • 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 	ANDE	dic-17
70	CH Acaray: Restauración y modernización de Equipos Auxiliares de la Central Acaray: <ul style="list-style-type: none"> • 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) 	ANDE	dic-18



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
 DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
71	Motorización de la Presa Yguazú y Construcción de la línea de transmisión de 220 kV Yguazú-Itakyry, con conductores ACAR 950 MCM, en estructuras autoportantes, extensión aproximada de 50 km.	JICA	dic-18
Red de Transmisión en 500 kV			
72	Subestación Los Cedrales: Construcción. Montaje de 2 bancos de autotransformadores de 500/220 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores y líneas.	ANDE	dic-17
73	Línea 500 kV Margen Derecha - Los Cedrales: Construcción de la LT simple terna, autoportante, 2000 MVA (25 km). Posición de salida de línea en la Subestación Margen Derecha.	ANDE	dic-17
Líneas de Transmisión en 220 kV			
74	Línea 220 kV Itakyry - Catueté - Salto del Guaira: Construcción de LT 220 kV, simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (145 km). Posiciones correspondientes.	CAF/OFID	dic-14
75	Línea 220 kV Acaray - Microcentro: Alimentación a la Subestación Microcentro, (5,4 km LT 220 kV doble terna, 1,3 km LT 220 kV subterránea, 1 km de LT 220 simple terna).	ANDE	dic-15
76	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.	BID	dic-15
77	Línea 220 kV Kilómetro 30 - Santa Rita: Construcción de LT 220 kV, simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (45 km). Posición correspondiente.	ANDE	dic-16
78	Línea 220 kV Margen Derecha - Itakyry: Construcción de LT 220 kV doble terna, dos conductores por fase, estructura autoportante, capacidad de 550 MVA por terna (71 km). Sustitución de la LT 220 kV actual Margen Derecha - Itakyry.	ANDE	dic-17
79	Línea 220 kV Los Cedrales - Presidente Franco: Construcción de LT 220 kV doble terna, dos conductores por fase, estructura autoportante, capacidad de 550 MVA por terna (10 km). Posiciones de líneas de transmisión correspondientes.	ANDE	dic-17
80	Línea 220 kV Pto. Pte. Franco - Paranambú: 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. (39 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	dic-17
81	Línea 220 kV Paranambú - Carlos Antonio López: Repotenciación de la simple terna a 350 MVA por cambio de conductores (65 km).	ANDE	dic-17



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
82	Línea 220 kV Carlos Antonio López - Natalio: Repotenciación de la simple terna a 350 MVA por cambio de conductores (57 km).	ANDE	dic-17
Líneas de Transmisión en 66 kV			
83	Línea 66 kV Pto. Pte. Franco - Ciudad del Este: Subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (10 km). Posición correspondiente.	BID	dic-14
84	Línea 66 kV Hernandarias - Parque Industrial: Construcción de la simple terna, estructura de H°A°, capacidad 100 MVA. (7 km). Posición correspondiente.	ANDE	dic-14
85	Línea 66 kV Acaray - Alto Paraná: Repotenciación de 40/50 MVA para 100 MVA con cambio de conductor HTLS (7 km).	BID	dic-14
86	Línea 66 kV Paranambú - Naranjal: Repotenciación de 40/50 MVA para 72/80 MVA con cambio de conductor (53 km).	ANDE	dic-17
87	Línea 66 kV Itakyry - Minga Porá: Repotenciación de 40/50 MVA para 72/80 MVA con cambio de conductor (15 km).	ANDE	dic-20
Subestaciones			
88	Subestación Ciudad del Este: Construcción - Montaje de 2 transformadores de 66/23 kV de 30 MVA, posiciones de transformador y líneas de 66 kV y 23 kV.	BID	dic-14
89	Subestación Paranambú: Cambio del banco de transformadores 220/66 kV 60 MVA por otro de 120 MVA	BONOS	dic-14
90	Subestación Carlos Antonio López: Cambio de un transformador de 220/23 kV de 12MVA por otro de 41,67 MVA.	BONOS	dic-14
91	Subestación Acaray: Cambio de transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	BONOS	dic-14
92	Subestación Catueté: Construcción del patio de 220 kV y montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	CAF/OFID	dic-14
93	Subestación Salto del Guaira en 220 kV: Construcción - Montaje de un transformador de 220/23 kV de 80 MVA.	CAF/OFID	dic-14
94	Subestación Pto. Pte. Franco: Montaje del segundo transformador trifásico de 220/23 kV - 41,67 MVA.	BONOS	dic-14
95	Subestación Pto. Pte. Franco: Montaje de un banco de transformadores de 220/66 kV de 60 MVA.	BIRF	dic-14
96	Subestación Hernandarias: Cambio de los dos transformadores 66/23 kV - 20 MVA actuales por otros dos de 66/23 kV - 30 MVA.	BONOS	dic-14



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
97	Subestación Curuguaty: Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y posiciones correspondientes.	BONOS	dic-14
98	Subestación K30: Cambio de los dos transformadores 66/23 kV - 20 MVA actuales por otros dos de 66/23 kV - 30 MVA.	BIRF	dic-14
99	Subestación Parque Industrial Hernandarias: Seccionamiento de la LT 220 kV Itakyry - Margen Derecha, incluye la construcción de la SE Parque Industrial Hernandarias, la ampliación de la SE Hernandarias y la construcción de una Línea de Transmisión 220 kV en doble terna de dos conductores por fase. Montaje de un banco de transformadores de 220/66 kV - 60 MVA y de un transformador trifásico de 220/23 kV - 80 MVA.	LEASING	dic-14
100	Subestación Microcentro: Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 80 MVA y un banco de transformadores 220/66 kV - 60 MVA.	ANDE	dic-15
101	Subestación Itakyry: Construcción y Montaje - Cambio de la configuración de BS a DB y modificación de las posiciones de 6 líneas, 2 transformadores y acoplador de barras.	CAF/OFID	dic-15
102	Subestación Minga Pora en 66 kV: Construcción (Adecuación) - Montaje de un transformador 66/23 kV de 30 MVA.	BIRF	dic-15
103	Subestación Mallorquín: Construcción - Montaje de transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA y celdas de 23 kV.	CAF/OFID	dic-15
104	Subestación Campo Dos: Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	dic-15
105	Subestación Santa Rita: Construcción - montaje de un transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	dic-16
106	Subestación Naranjal: Cambio de los dos transformadores de 66/23 kV de 20 MVA por otros dos de 30 MVA.	ANDE	dic-16
107	Subestación Kilómetro 7: Construcción - Montaje de un transformador trifásico 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	dic-17
108	Subestación Itakyry: Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	dic-18
109	Subestación Kilómetro 30: Montaje del tercer transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-18
110	Subestación Paranambú: Cambio de transformador de 220/66/23 kV de 30/20/15 MVA por otro de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	dic-18



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
 DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
111	Subestación Kilómetro 30: Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV - 60 MVA, por otro de 220/66 kV - 120 MVA.	ANDE	dic-19
112	Subestación Ciudad del Este: Montaje del tercer transformador de 66 kV/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-19
113	Subestación Itakyry: Montaje del segundo banco de transformadores de 220/66 kV de 60 MVA.	ANDE	dic-20
114	Subestación Pto. Pte. Franco: Cambio del transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-21
115	Subestación Kilómetro 7: Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	dic-21
116	Subestación Kilómetro 15: Montaje del tercer transformador de 66 kV/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-21
117	Subestación Hernandarias: Montaje del tercer transformador de 66 kV/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-21
118	Subestación Campo Dos: Cambio del transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA, por otro transformador de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	dic-23
119	Subestación Itakyry: Cambio del transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA, por otro transformador de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	dic-23
SISTEMA METROPOLITANO			
Red de Transmisión en 500 kV			
120	Línea 500 kV Ayolas - Villa Hayes: Construcción de la LT simple terna, autoportante, 2200 MVA (347 km). Posición de salida y llegada.	CAF/BID/BEI	dic-16
121	Subestación Villa Hayes: Montaje del tercer banco de autotransformadores de 500/220 kV de 600 MVA.	CAF/BID/BEI	dic-16
122	Subestación Barrero Grande (Eusebio Ayala) 500 kV: Construcción. Montaje de 1 banco de autotransformadores de 500/220 kV de 600 MVA y posiciones de transformadores, seccionamiento de LT 220 kV COV - GUA y construcción de posiciones de líneas para nueva doble terna 220 kV.	ANDE	dic-18
123	Línea 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes - Construcción de la segunda terna 500 kV, autoportante, 2000 MVA (348 km).	ANDE	dic-19
124	Subestación Villa Hayes: Montaje del cuarto transformador de 500/220 kV - 600 MVA.	ANDE	dic-20
125	Subestación Eusebio Ayala: Montaje del segundo transformador de 500/220 kV - 600 MVA.	ANDE	dic-20
Líneas de Transmisión en 220 kV			
126	Línea 220 kV 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	dic-14



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
 DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
127	Línea 220 kV Villa Hayes - Puerto Botánico: Repotenciación a 350/400 MVA por terna (12,8 km).	CAF/OFID	dic-14
128	Línea 220 kV Limpio - Luque - San Lorenzo: Repotenciación de 210 MVA a 350 MVA (25 km).	BONOS	dic-14
129	Línea 220 kV San Lorenzo - Barrio Molino: Construcción de LT 220 kV, simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (10 km). Posición correspondiente.	ANDE	dic-15
130	Línea 220 kV Limpio - Luque - San Lorenzo: Construcción de LT 220 kV doble terna en sustitución de la simple terna existente, estructura autoportante, capacidad de 350 MVA por terna (25 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	dic-16
131	Línea 220 kV Villa Hayes - Puerto Botánico - Parque Caballero: Construcción de LT 220 kV doble terna hasta Puerto Botánico (estructura autoportante, capacidad de 350 MVA por terna 18 km), e instalación de conductores desde la SE Puerto Botánico hasta la Subestación Parque Caballero (7,5 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	dic-16
132	Línea 220 kV Guarambaré - Villeta II: Construcción de la LT 220 kV simple terna, capacidad de 350 MVA, (12 km). Posición correspondiente.	ANDE	dic-17
133	Línea 220 kV San Lorenzo - Villa Aurelia: Construcción de la LT 220 kV simple terna de (8,5 km) tramo aéreo y (2,3 km) tramo subterráneo, capacidad 350 MVA. Posición correspondiente.	ANDE	dic-17
134	Línea 220 kV Carayaó - Altos: Repotenciación de línea de transmisión de 210 MVA para 250 MVA (94 km).	ANDE	dic-23
135	Línea 220 kV Carayaó - SICBRAS: Repotenciación de línea de transmisión de 210 MVA para 250 MVA (94 km).	ANDE	dic-23
136	Línea 220 kV doble terna Limpio - San Lorenzo: Seccionamiento de las dos líneas en la Subestación Luque.	ANDE	dic-23
Líneas de Transmisión en 66 kV			
137	Línea 66 kV San Lorenzo - F. de la Mora: Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (5 km). Posición correspondiente.	BONOS	dic-14
138	Línea 66 kV Pto. Botánico - Barrio Mburucuya: Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA. (3,5 km). Posición correspondiente.	LEASING	dic-14



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
 DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
139	Línea 66 kV Itaiguá - Guarambaré: Construcción del segundo circuito, con conductores de capacidad 100 MVA. (17 km).	ANDE	dic-14
140	Línea 66 kV Pto. Botánico - Mariano Roque Alonso: Construcción - Línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (7 km). Posición correspondiente.	CAF/OFID	dic-14
141	Línea 66 kV Guarambaré - Villeta: Repotenciación a 100 MVA con cambio de conductores HTLS (12 km).	BID	dic-14
142	Línea 66 kV Villa Hayes - Villa Hayes 500 kV: Construcción de línea aérea, simple terna, estructura de H°A°, capacidad 72/80 MVA (10 km). Posiciones correspondientes.	CAF/OFID	dic-15
143	Línea 66 kV Villarrica - La Colmena: Construcción de línea aérea, simple terna, estructura de H°A°, capacidad 100 MVA (30 km). Posición correspondiente.	CAF/OFID	dic-15
144	Línea 66 kV Puerto Sajonia - General Díaz: Repotenciación de la línea subterránea, conductores XLPE, capacidad 100 MVA (3,5 km).	ANDE	dic-15
145	Línea 66 kV Parque Caballero - San Miguel: Construcción de la segunda línea subterránea. Conductores del tipo XLPE, capacidad 100 MVA (1,5 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	dic-16
146	Línea 66 kV General Diaz - Central: Cambio de los conductores actuales por otros del tipo XLPE, capacidad 100 MVA (1,9 km).	ANDE	dic-16
147	Línea 66 kV Pirayú - Itaiguá: Repotenciación con cambio de conductor, capacidad 72/80 MVA. (15 km).	ANDE	dic-16
148	Línea 66 kV alimentación a IPS: Construcción de línea subterránea a partir del seccionamiento de la LT 66 kV Pto. Botánico - San Miguel, capacidad 100 MVA, (3 km).	ANDE	dic-17
149	Línea 66 kV Pto. Botánico - San Miguel: Repotenciación con cambio de conductores, tramo aéreo, capacidad 72 MVA (5 km).	ANDE	dic-17
150	Línea 66 kV IPS - San Miguel: Repotenciación con cambio de conductores, tramo subterráneo, capacidad 100 MVA (1,9 km).	ANDE	dic-18
151	Línea 66 kV Pirayú - Paraguarí: Repotenciación con cambio de conductores, capacidad 72/80 MVA (15 km).	ANDE	dic-19
152	Línea 66 kV Nudo BCP - San Miguel (Tramo aéreo): Repotenciación con cambio de conductores, capacidad 72/80 MVA (1,5 km).	ANDE	dic-19
Subestaciones			
153	Subestación Limpio: Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV - 37,5 MVA por otro de 60 MVA.	BONOS	dic-14
154	Subestación Barrio Mburucuyá: Construcción - Montaje de tres transformadores de 66/23 kV de 30 MVA cada uno.	LEASING	dic-14



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
155	Subestación Fernando de la Mora: Construcción - Montaje de tres transformadores de 66/23 kV de 30 MVA cada uno.	BONOS	dic-14
156	Subestación Guarambaré: Cambio de dos bancos de transformadores de 220/66 kV de 60 MVA por otros de 120 MVA.	BIRF	dic-14
157	Subestación Paraguari: Cambio de uno de los dos transformadores de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 66/23 kV de 30 MVA.	BIRF	dic-14
158	Subestación Tres Bocas: Montaje del tercer transformador 66/23 kV - 30 MVA.	BIRF	dic-14
159	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	dic-14
160	Subestación La Victoria: Montaje de un segundo transformador trifásico de 220/23 kV - 41,67 MVA, y seccionamiento de la línea de transmisión en la subestación.	ANDE	dic-14
161	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	dic-14
162	Subestación Mariano Roque Alonso: Construcción - Montaje de dos transformadores de 66/23 kV de 30 MVA.	CAF/OFID	dic-14
163	Subestación General Díaz: Montaje de un tercer transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	BONOS	dic-14
164	Subestación Caacupé: Cambio de los dos transformadores de 66/23 kV de 20 MVA por otros de 30 MVA.	ANDE	dic-14
165	Subestación Villeta: Cambio de los dos transformadores de 66/23 kV de 20 MVA por otros de 30 MVA.	ANDE	dic-14
166	Subestación Pirayú: Cambio del transformador de 66/23 kV de 12 MVA por otro de 66/23 kV de 20 MVA.	ANDE	dic-14
167	Subestación Guarambaré: Montaje de un Sistema de Compensador Reactivo SVS (CER -120/+140 MVar, total -120/+300 MVar)	BIRF	dic-15
168	Subestación San Lorenzo: Retrofit del compensador estático de reactivos (-80/+150 MVar)	ANDE	dic-15



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
169	Subestación La Colmena: Construcción - Montaje de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA.	CAF/OFID	dic-15
170	Subestación Barrio Molino: Construcción - Montaje de un transformador trifásico 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	dic-15
171	Subestación Luque: Cambio de uno de los transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-16
172	Subestación Parque Caballero: Cambio de los dos bancos de transformadores de 220/66/23 kV de 120/60/60 MVA por otros de 300/180/120 MVA.	ANDE	dic-16
173	Subestación Paraguari: Cambio del transformador de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 30 MVA.	ANDE	dic-16
174	Subestación San Antonio: Cambio de uno de los transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-16
175	Subestación Villa Elisa: Construcción - Montaje de un transformador trifásico 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	dic-16
176	Subestación IPS (Instituto de Previsión Social): Construcción - Montaje de dos transformadores trifásicos 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-17
177	Subestación Villeta II: Construcción - Montaje de un transformador trifásico 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	dic-17
178	Subestación Villa Aurelia: Construcción del patio de 220 kV - Montaje de un transformador trifásico 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	dic-17
179	Subestación Capiatá: Cambio de uno de los transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-17
180	Subestación Eusebio Ayala: Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV de 60 MVA por otro de 220/66 kV de 120 MVA y montaje del segundo transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-17
181	Subestación Puerto Sajonia: Cambio de los dos bancos de transformadores de 220/ 66/23 kV - 120/80/40 MVA por otros dos de 300/180/120 MVA.	ANDE	dic-18
182	Subestación Itauguá: Cambio de dos transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros de 50 MVA.	ANDE	dic-18
183	Subestación Mariano Roque Alonso: Cambio de dos transformadores de 66/23 kV de 30 MVA por otros de 50 MVA.	ANDE	dic-18
184	Subestación Pirayú: Cambio del transformador de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	dic-18



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
185	Subestación Quiindy: Cambio de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA por otro de 30 MVA.	ANDE	dic-18
186	Subestación San Lorenzo: Cambio de uno de los transformadores de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-18
187	Subestación Caapucú: Cambio de un transformador de 66/23 kV de 20 MVA por otro transformador de 30 MVA.	ANDE	dic-19
188	Subestación Central: Montaje del tercer transformador de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-19
189	Subestación Limpio: Cambio del transformador 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-19
190	Subestación Valle Apua: Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV - 37,5 MVA por otro de 60 MVA.	ANDE	dic-19
191	Subestación Caacupé - Montaje del tercer transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-20
192	Subestación San Lorenzo: Cambio de un transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-20
193	Subestación San Antonio: Cambio de un transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-20
194	Subestación Limpio: Cambio de un transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-20
195	Subestación La Victoria: Cambio de un transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-20
196	Subestación Villa Elisa: Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	dic-20
197	Subestación Guarambaré: Cambio del transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-21
198	Subestación Luque: Cambio del transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-21
199	Subestación Capiatá: Cambio del transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-21



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
 DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
200	Subestación Villa Hayes: Cambio del transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA por otro de 80 MVA.	ANDE	dic-21
201	Subestación Villa Aurelia: Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	dic-21
202	Subestación Altos: Construcción - Montaje de un transformador trifásico 220/23 kV de 80 MVA.	ANDE	dic-22
203	Subestación Villa Elisa: Montaje del tercer transformador de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	dic-22
204	Subestación Barrio Molino: Montaje de un segundo transformador de 220/23 kV - 80 MVA.	ANDE	dic-22
205	Subestación La Victoria: Cambio del transformador de 220/23 kV - 41,67 MVA por otro de 220/23 kV - 80 MVA .	ANDE	dic-22
206	Subestación Villa Aurelia: Montaje de un banco de transformadores de 220/66 kV de 120 MVA.	ANDE	dic-22
207	Subestación IPS: Montaje del tercer transformador de 66/23 kV - 30 MVA.	ANDE	dic-23
208	Subestación La Colmena: Cambio del transformador de 66/23 kV - 20 MVA por otro de 66/23 kV - 30 MVA .	ANDE	dic-23
SISTEMA NORTE			
Líneas de Transmisión en 220 kV			
209	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	dic-14
210	Construcción de LT 220 kV Horqueta - Concepción II: Simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (45 km). Posición correspondiente.	ANDE	dic-16
211	Construcción de LT 220 kV Derivación Cruce Bella Vista - Bella Vista Norte: Simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (80 km).	ANDE	dic-16
212	Construcción de LT 220 kV Villa Hayes - Concepción II: Simple terna, estructura autoportante, 350 MVA de capacidad (200 km). Posiciones correspondientes.	ANDE	dic-19
Líneas de Transmisión en 66 kV			
213	Línea 66 kV Concepción II (66 kV) - Concepción: Simple terna, estructura autoportante, capacidad 100 MVA (5 km). Posición correspondiente.	ANDE	dic-16
214	Línea 66 kV Cerro Corá - Pedro Juan Caballero Repotenciación por cambio de conductor, capacidad 72/80 MVA (6 km).	ANDE	dic-18
Subestaciones			
215	Subestación Horqueta: Cambio del banco de transformadores de 220/66 kV de 60 MVA por otro de 220/66 kV de 120 MVA.	BONOS	dic-14




ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
 DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023

Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
216	Subestación Horqueta: Montaje de un transformador trifásico de 220/23 kV - 41,67 MVA.	ANDE	dic-14
217	Subestación Pedro Juan Caballero: Montaje de un segundo transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	BONOS	dic-14
218	Subestación Concepción: Montaje del segundo transformador trifásico de 66/23 kV de 30 MVA.	ANDE	dic-14
219	Subestación Capitán Bado: Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV - 41,67 MVA y posiciones correspondientes.	BONOS	dic-14
220	Subestación Concepción II en 220 kV: Construcción de la nueva Subestación Concepción II en 220 kV. Instalación de un banco de transformadores de 220/66 kV - 60 MVA.	ANDE	dic-16
221	Subestación Bella Vista Norte en 220 kV: Construcción e instalación de un transformador de 220/23 kV - 20 MVA.	ANDE	dic-16
222	Subestación Yby Yaú: Cambio del transformador de 66/23 kV de 12 MVA por otro de 20 MVA.	ANDE	dic-17
223	Subestación Cerro Corá: Cambio del transformador de 66/23 kV de 30 MVA por otro de 220/23 kV-41,67 MVA.	ANDE	dic-17
224	Subestación Cruce Bella Vista: Cambio del transformador de 66/23 kV - 12 MVA, por otro transformador de 66/23 kV - 20MVA.	ANDE	dic-19
225	Subestación Cerro Corá: Montaje del segundo transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	dic-21
226	Subestación Concepción II (220 kV): Montaje de un transformador de 220/23 kV de 41,67 MVA.	ANDE	dic-21
227	Subestación Cerro Corá: Montaje del segundo banco de transformadores de 220/66 kV de 60 MVA.	ANDE	dic-23
SISTEMA OESTE			
Líneas de Transmisión en 220 kV			
228	Línea 220 kV Concepción II - Pozo Colorado - Loma Plata: Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 350 MVA (280 km). Posiciones de líneas de transmisión	ANDE	dic-21
229	Línea 220 kV Vallemí II - Toro Pampa: Construcción de línea de transmisión en simple terna con capacidad de 250 MVA (130 km). Posición correspondiente.	ANDE	dic-21





ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION
DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023


Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
Líneas de Transmisión en 66 kV			
230	Línea 66 kV Loma Plata - Filadelfia: Repotenciación por cambio de conductor, capacidad 72/80 MVA (24 km).	ANDE	dic-23
Subestaciones			
231	Subestación Loma Plata: Cambio de un transformador de 220/66/23 kV - 30/20/15 MVA por un banco de transformadores de 220/66 kV - 60 MVA.	ANDE	dic-16
232	Subestación Acueducto: Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV de 10 MVA. Derivación de la LT 220 kV Vallemi - Loma Plata.	ANDE	dic-16
233	Subestación Loma Plata: Montaje del segundo banco de transformadores de 220/66 kV de 60 MVA.	ANDE	dic-19
234	Subestación Toro Pampa (220 kV): Construcción, montaje de un transformador de 220/23 kV de 10 MVA (Ex - San Patricio).	ANDE	dic-21
235	Subestación Mariscal Estigarribia: Cambio del transformador de 66/23 kV de 5,4 MVA por otro de 20 MVA.	ANDE	dic-22
236	Subestación Pozo Colorado: Construcción - Montaje de un transformador 220/23 kV de 10 MVA. Derivación de la LT 220 kV Concepción II - Loma Plata.	ANDE	dic-23


 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023			
Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
SISTEMA CENTRAL			
Compensación de Potencia Reactiva			
1	Subestación Coronel Oviedo: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-14
2	Subestación Carayaó: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3MVAR)	ANDE	dic-14
3	Subestación Caazapá: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3MVAR)	ANDE	dic-14
4	Subestación Caaguazú: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-14
5	Subestación Santa Rosa: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3MVAR)	ANDE	dic-14
6	Subestación Paso Pé: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+9MVAR)	ANDE	dic-14
7	Subestación San Juan Nepomuceno: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+ 6MVAR)	ANDE	dic-14
8	Subestación Itacurubi del Rosario: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-14
9	Subestación Caaguazú: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-15
10	Subestación Barrio San Pedro: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-15
11	Subestación Vaqueria: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3MVAR)	CAF/OFID	dic-15
12	Subestación Caaguazú: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-17
13	Subestación Villarrica : Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-18
14	Subestación Santa Rosa : Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-19
15	Subestación Coronel Oviedo II: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-19
16	Subestación San Pedro Norte: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3MVAR)	ANDE	dic-20
17	Subestación Yuty : Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-21
18	Subestación Carayaó: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-22
19	Subestación Caazapá: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-22
20	Subestación Caaguazú: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-22
21	Subestación Barrio San Pedro: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-22
22	Subestación San Estanislao: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-22
23	Subestación Coronel Oviedo II: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-22
24	Subestación San Juan Nepomuceno: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+ 6MVAR)	ANDE	dic-22
25	Subestación Itacurubi del Rosario: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-22
SISTEMA SUR			
Compensación de Potencia Reactiva			


 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023			
Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
26	Subestación Coronel Bogado: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3MVar)	ANDE	dic-14
27	Subestación Cambyretá: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVar)	EBY	dic-14
28	Subestación Pilar: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
29	Subestación Pirapo: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3MVar)	ANDE	dic-14
30	Subestación San Juan Bautista: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
31	Subestación San Patricio: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
32	Subestación Trinidad: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
33	Subestación San Pedro del Paraná: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-21

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023			
Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
SISTEMA ESTE			
Compensación de Potencia Reactiva			
34	Subestación Alto Paraná: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
35	Subestación Catuete II: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVar)	CAF/OFID	dic-14
36	Subestación Ciudad del Este: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVar)	BID	dic-14
37	Subestación Campo Dos: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
38	Subestación Curuguaty: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
39	Subestación Hernandarias: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
40	Subestación Kilómetro 15: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVar)	ANDE	dic-14
41	Subestación Kilómetro 30: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
42	Subestación Minga Pora: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
43	Subestación Paranambú: Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+3MVar)	ANDE	dic-14
44	Subestación Salto del Guairá: Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+6MVar)	CAF/OFID	dic-14
45	Subestación Ciudad del Este: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-15
46	Subestación Kilómetro 15: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-15
47	Subestación Microcentro Ciudad del Este: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVar)	ANDE	dic-15
48	Subestación Mallorquín: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	CAF/OFID	dic-15
49	Subestación Hernandarias: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-16
50	Subestación Santa Rita: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-16
51	Subestación Kilómetro 7: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVar)	ANDE	dic-17
52	Subestación Kilómetro 30: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-18
53	Subestación Presidente Franco: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVar)	ANDE	dic-19
54	Subestación Acaray: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+18MVar)	ANDE	dic-20
55	Subestación Campo Dos: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-22
56	Subestación Naranjal: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-22
57	Subestación Paranambú: Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+9MVar)	ANDE	dic-22
58	Subestación Salto del Guairá: Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-22
SISTEMA METROPOLITANO			
Compensación de Potencia Reactiva			

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023			
Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
59	Subestación Caacupe: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAr)	ANDE	dic-14
60	Subestación Capiata: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAr)	ANDE	dic-14
61	Subestación Eusebio Ayala: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAr)	ANDE	dic-14
62	Subestación Lambaré: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12 MVAr)	ANDE	dic-14
63	Subestación Mariano Roque Alonso: Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+12MVAr)	CAF/OFID	dic-14

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023			
Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
64	Subestación Paraguari: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-14
65	Subestación Parque Caballero: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-14
66	Subestación Republicano: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-14
67	Subestación San Antonio: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-14
68	Subestación San Lorenzo: Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-14
69	Subestación San Miguel: Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-14
70	Subestación Tres Bocas: Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-14
71	Subestación La Victoria: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-14
72	Subestación Valle Apua: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3MVAR)	ANDE	dic-14
73	Subestación La Colmena: Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+3MVAR)	ANDE	dic-15
74	Subestación General Diaz: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-15
75	Subestación Guarambare: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-15
76	Subestación Puerto Botánico: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-15
77	Subestación Puerto Sajonia: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-15
78	Subestación Republicano: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-15
79	Subestación Barrio Molino: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-15
80	Subestación SICBRAS: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-15
81	Subestación Villa Aurelia II: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-17
82	Subestación Villa Hayes: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-17
83	Subestación Villeta II: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-17
84	Subestación Barrio Molino: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-17
85	Subestación IPS: Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-17
86	Subestación Barrio Mburucuya: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+18MVAR)	ANDE	dic-17
87	Subestación Guarambaré: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVAR)	ANDE	dic-18
88	Subestación Mariano Roque Alonso: Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+12MVAR)	ANDE	dic-18
89	Subestación Pirayú: Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+3MVAR)	ANDE	dic-18
90	Subestación Villa Elisa: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+18MVAR)	ANDE	dic-18

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023			
Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
91	Subestación Fernando de la Mora: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVar)	ANDE	dic-19
92	Subestación Limpio: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVar)	ANDE	dic-20

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION - TRANSMISION DE CORTO Y MEDIO PLAZO. 2014 - 2023			
Item	Descripción del Proyecto	Financiamiento	Puesta en Servicio
93	Subestación Parque Caballero: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+12MVar)	ANDE	dic-20
94	Subestación San Lorenzo: Montaje de bancos de capacitores en 23 kV (+12MVar)	ANDE	dic-20
95	Subestación La Victoria: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-20
96	Subestación Villa Elisa: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+30MVar)	ANDE	dic-20
97	Subestación Capiata: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+30MVar)	ANDE	dic-21
98	Subestación Guarambaré: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+18MVar)	ANDE	dic-21
99	Subestación Luque: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVar)	ANDE	dic-21
100	Subestación San Antonio: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+18MVar)	ANDE	dic-21
101	Subestación Villa Aurelia II: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+24MVar)	ANDE	dic-21
102	Subestación Villeta II: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-23
SISTEMA NORTE			
Compensación de Potencia Reactiva			
103	Subestación Horqueta: Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
104	Subestación Pedro Juan Caballero: Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-14
105	Subestación Capitán Bado: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV (+3MVar)	ANDE	dic-15
106	Subestación Horqueta: Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-16
107	Subestación Cerro Cora: Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-18
108	Subestación Concepción: Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-20
109	Subestación Cerro Cora: Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-21
110	Subestación Horqueta: Montaje de banco de capacitores en 23 kV (+6MVar)	ANDE	dic-22
SISTEMA OESTE			
Compensación de Potencia Reactiva			
111	Subestación Loma Plata: Montaje de Banco de capacitores en 23 kV de (+6MVar)	ANDE	dic-15

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Estratégica (DP)

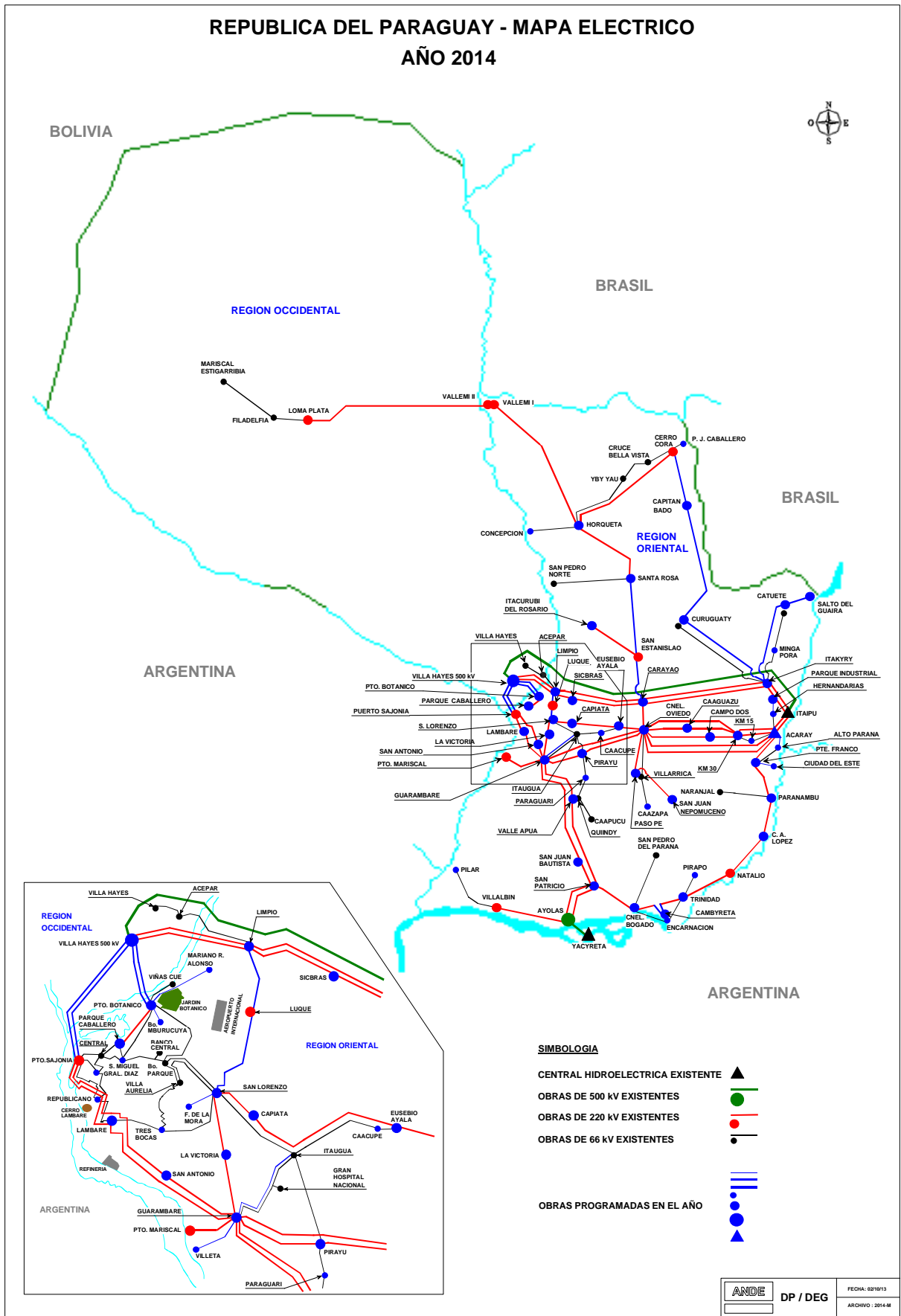
División de Estudios Energéticos (DP/DEE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

Anexo A.3

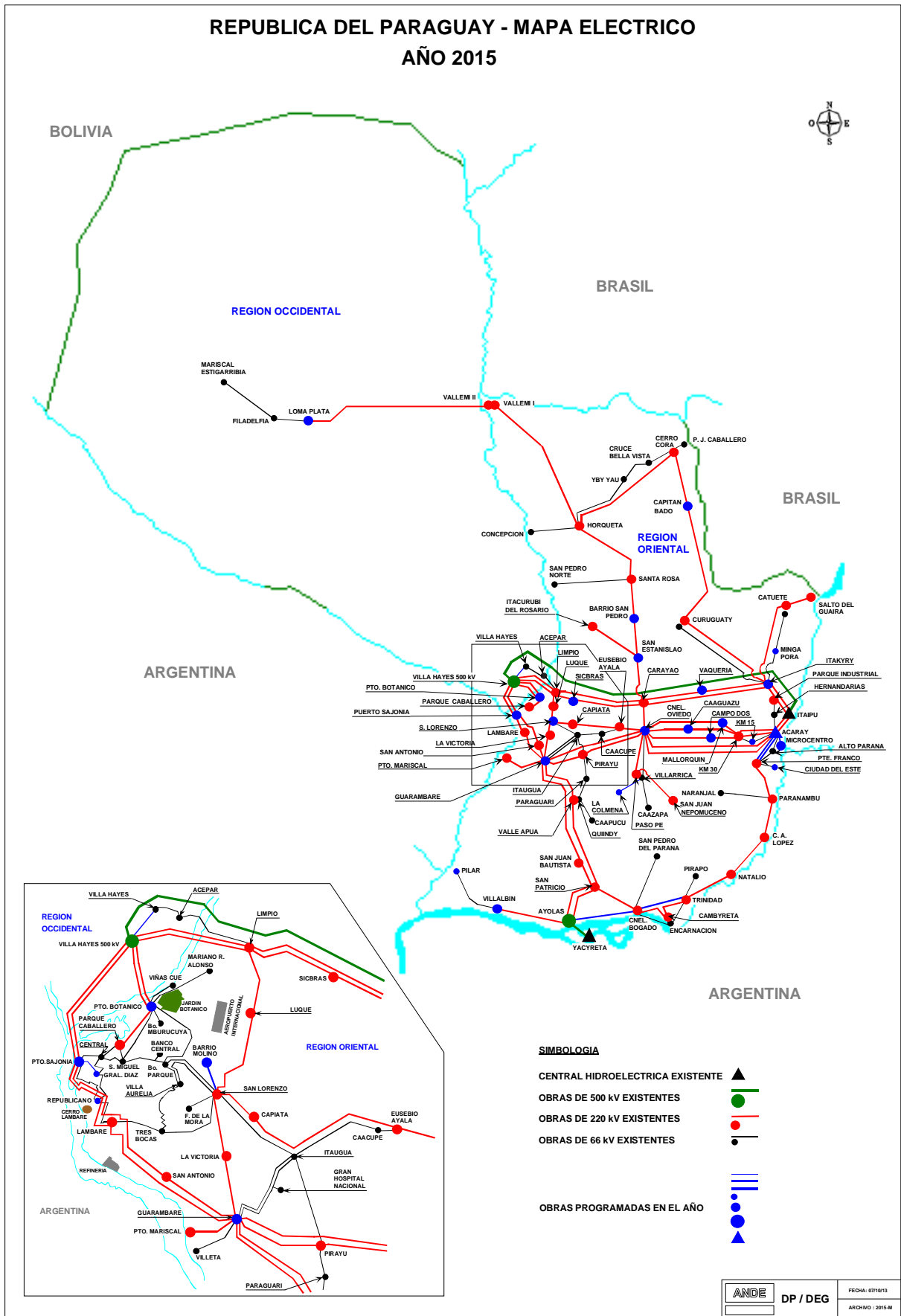
MAPAS ELÉCTRICOS

REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2014

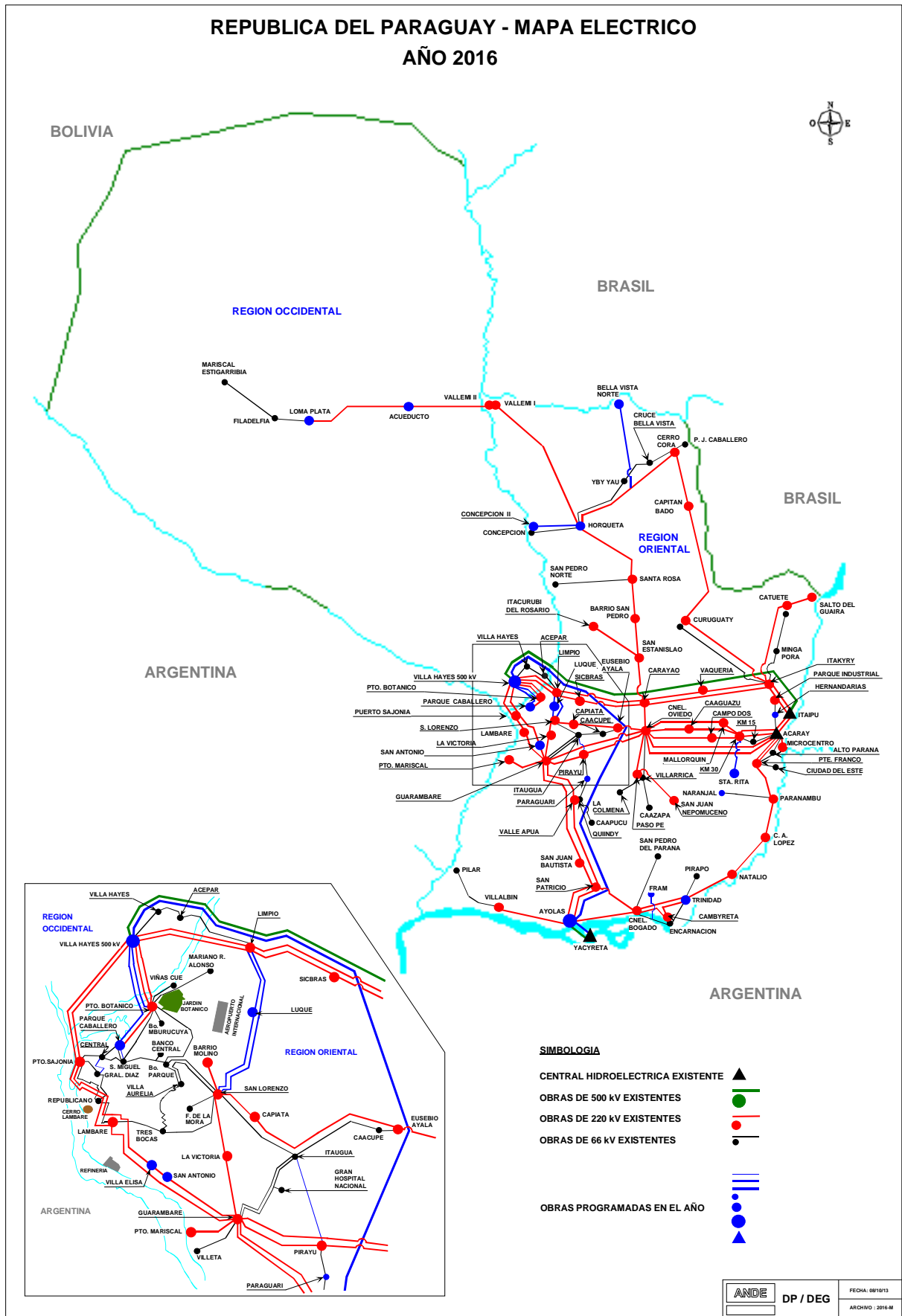


ANDE	DP / DEG	FECHA: 02/10/13
		ARCHIVO: 2014.M

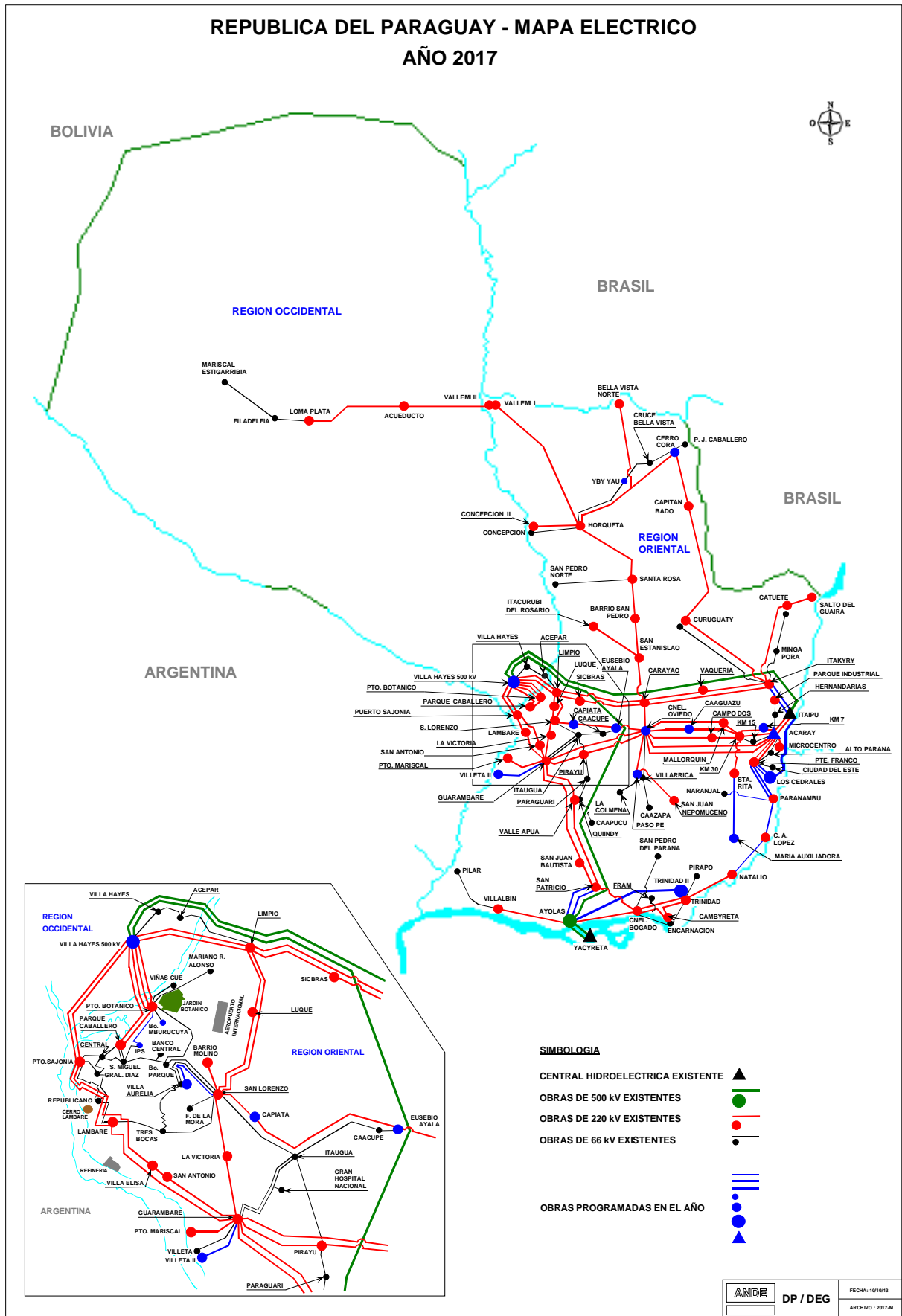
REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2015



REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2016

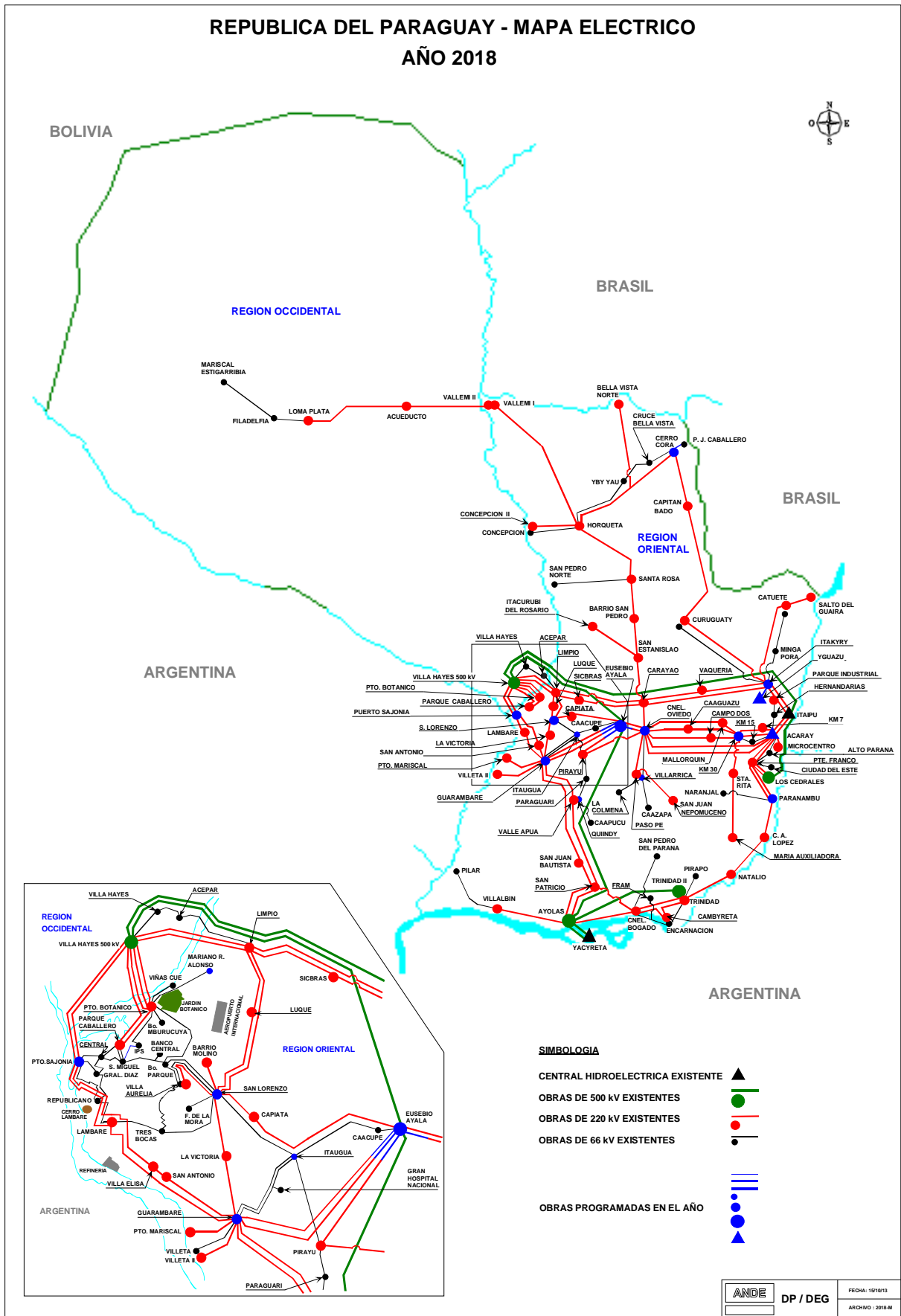


REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2017

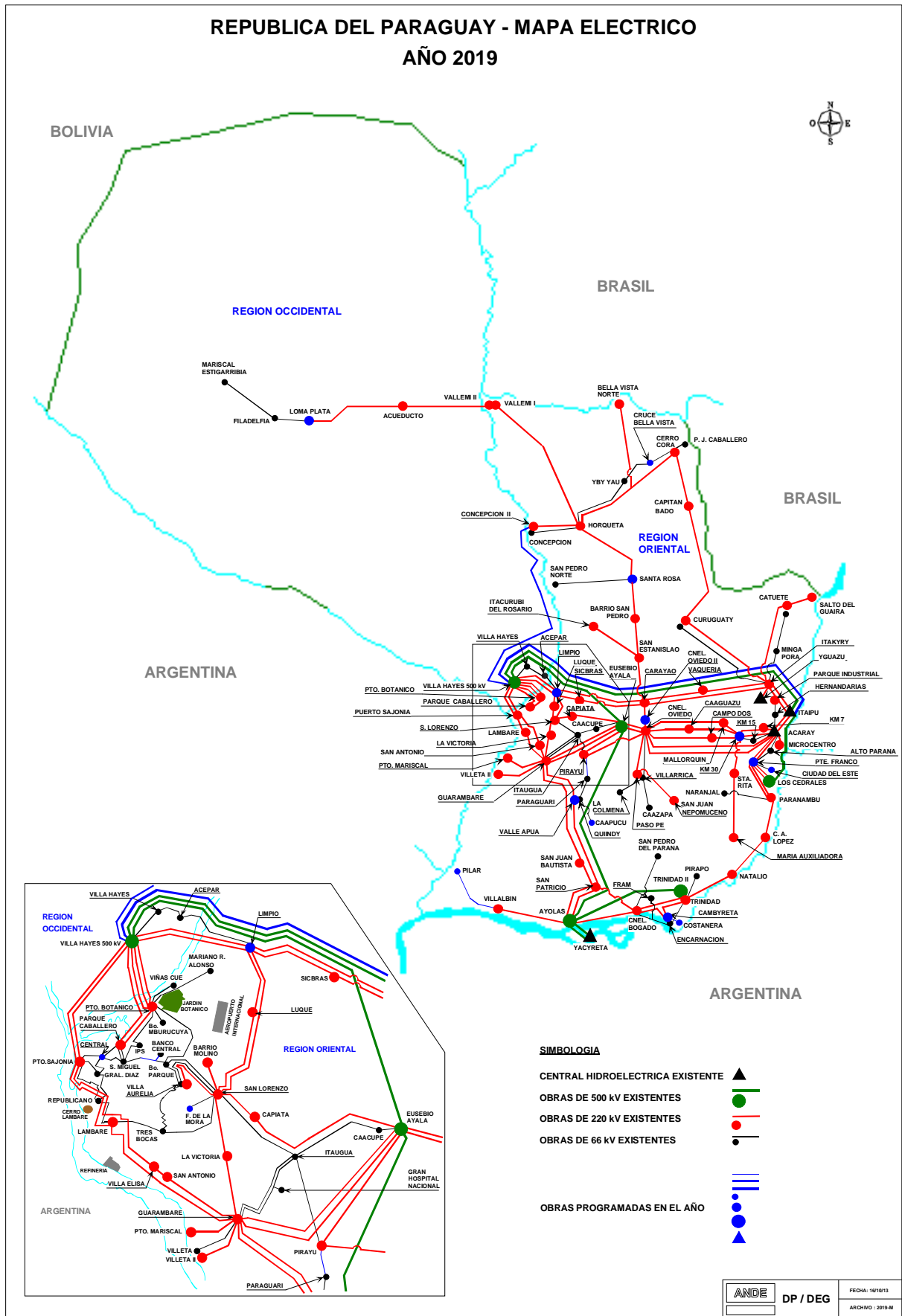


Plan Maestro de Generación y Transmisión de Corto y Medio Plazo (2014 -2023)

REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2018

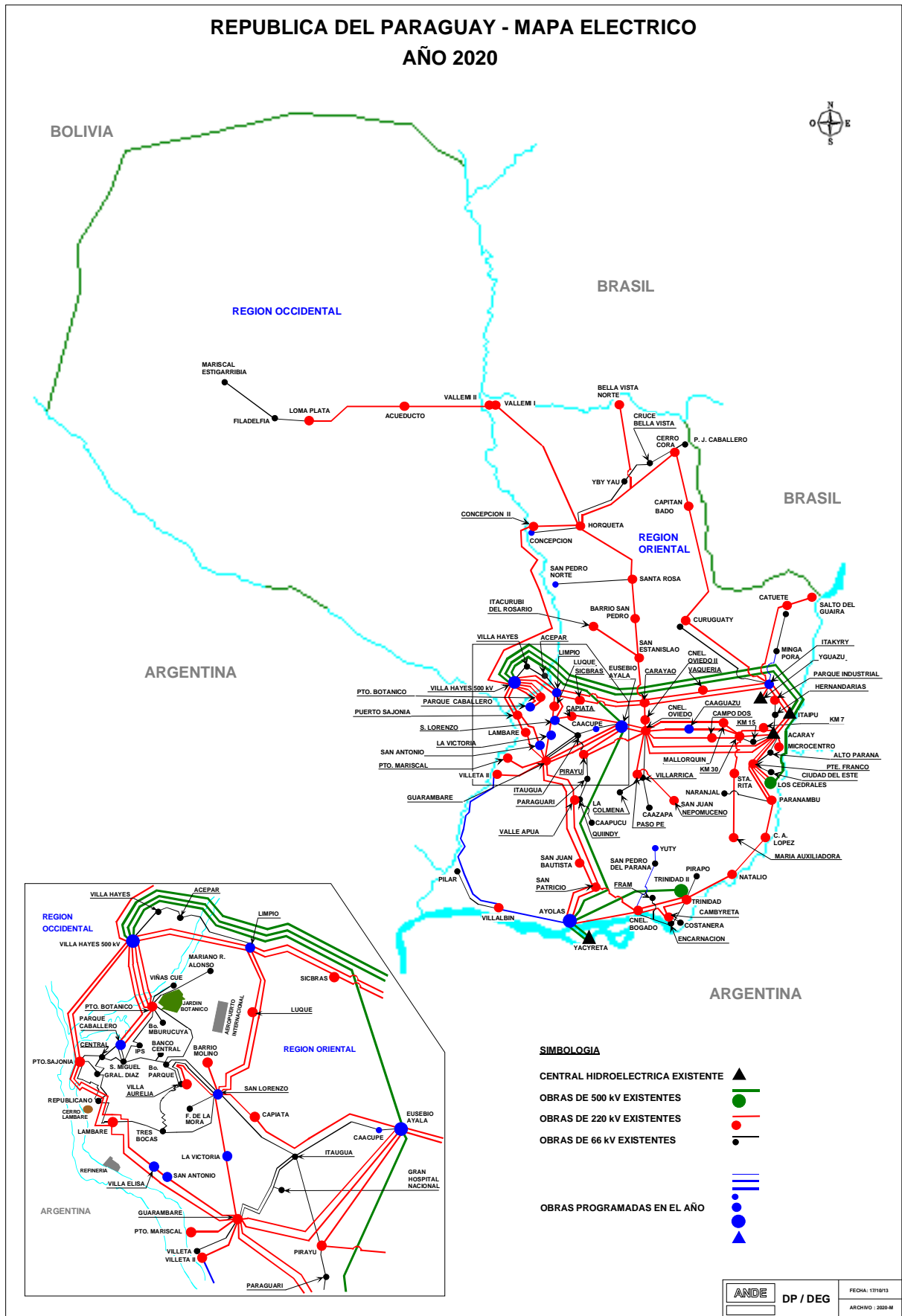


REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2019

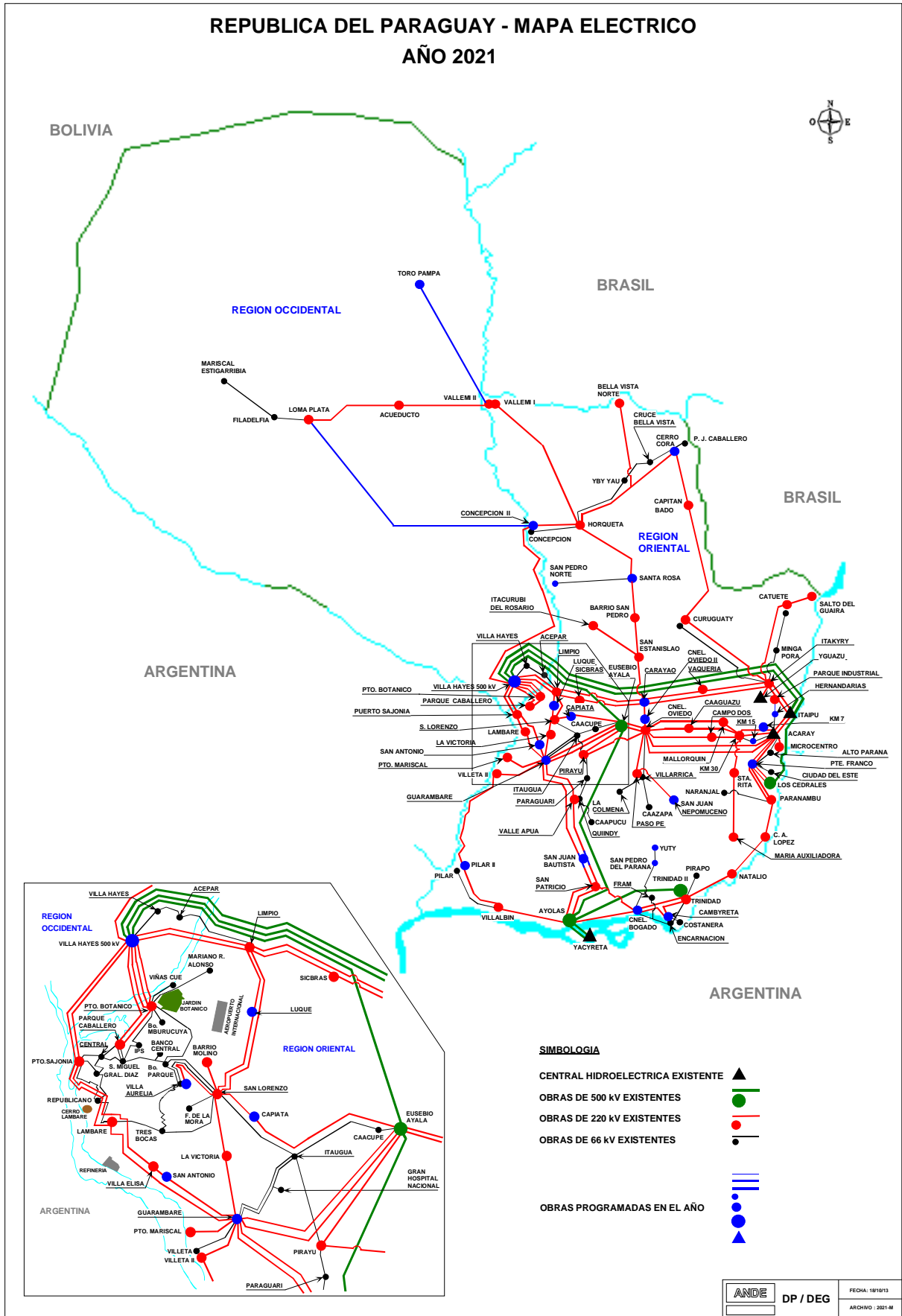


Plan Maestro de Generación y Transmisión de Corto y Medio Plazo (2014 -2023)

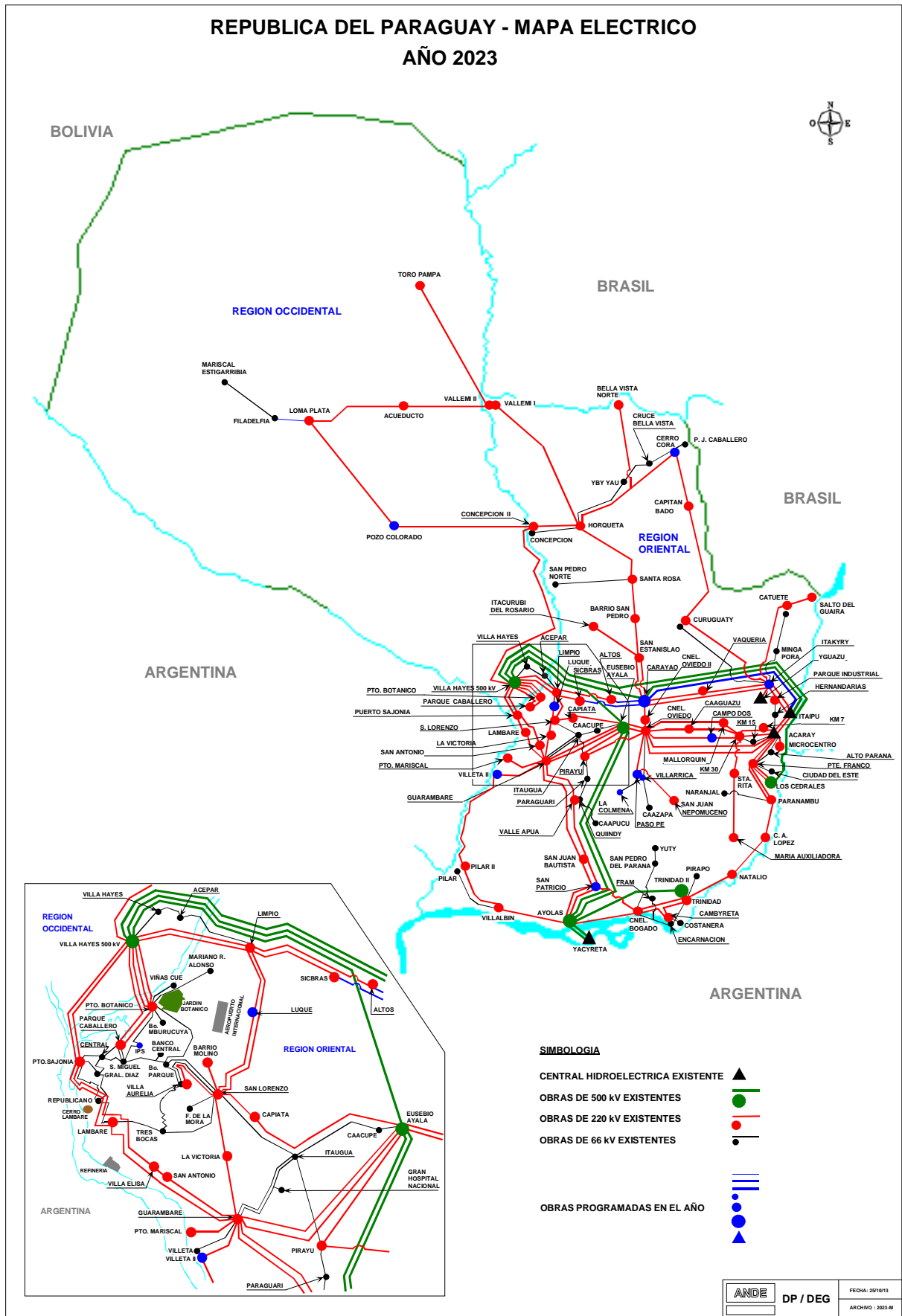
REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2020



REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2021



REPUBLICA DEL PARAGUAY - MAPA ELECTRICO AÑO 2023



Plan Maestro de Generación y Transmisión de Corto y Medio Plazo (2014 -2023)

ANDE	DP / DEG	FECHA: 25/10/13
		ARCHIVO : 2023-01

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Estratégica (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/DEE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

Anexo A.4

PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRA PARA EL PERIODO 2014 – 2023

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2014-2023

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2014														
		MAXIMAS						SIMULTANEA			MEDIA		LEVE			
		MW	MVA	MVA	MVA	Pot. Inst. MVA	Utilización %	MW	MVA	MVA	MW	MVA	MW	MVA		
METROPOLITANO	BPA_23	82,8	40,7	92,3	18,0	85,8	90,0	95%	59,7	29,4	60,8	57,4	28,9	28,7	14,2	
	CAE_23	55,4	37,7	67,0	24,0	57,0	60,0	95%	45,3	30,8	45,8	35,9	24,1	21,8	14,6	
	CAP_23	79,8	36,4	87,7	18,0	81,9	83,3	98%	76,0	34,6	77,8	50,2	23,1	26,6	12,2	
	CAJ_23	16,4	10,4	19,4	2,4	18,3	20,0	91%	11,2	7,1	12,1	7,0	4,5	4,2	2,6	
	CEN_23	41,9	15,3	44,6	12,0	42,1	60,0	70%	11,6	4,2	13,9	35,2	12,9	6,0	2,2	
	ELA_23	26,5	9,1	28,0	12,0	26,7	30,0	89%	22,6	11,9	22,6	17,0	9,0	11,3	6,0	
	FDM_23	50,6	27,3	57,5	12,0	52,9	90,0	59%	39,1	21,0	40,1	45,4	24,7	17,9	9,7	
	GDI_23	34,8	14,0	37,6	12,0	34,9	90,0	39%	30,8	12,4	30,8	23,0	9,3	12,3	5,0	
	GUA_23	61,0	29,2	67,6	12,0	63,4	101,7	62%	57,6	27,6	59,6	37,8	18,1	28,0	12,4	
	ITG_23	57,1	19,9	60,4	24,0	57,2	60,0	95%	57,0	19,9	57,1	51,3	17,9	32,0	11,2	
	LAM_23	146,3	75,7	164,7	48,0	148,9	240,0	62%	125,7	65,1	126,9	93,2	48,2	49,6	25,7	
	LIM_23	74,7	44,0	86,7	12,0	81,3	83,3	98%	66,7	39,3	72,1	39,4	23,2	26,8	15,8	
	LUQ_23	78,8	34,6	86,0	24,0	79,5	83,3	95%	71,0	31,2	71,4	48,2	21,1	30,6	13,4	
	MRA_23	10,4	6,1	12,1	12,0	12,0	60,0	20%	9,3	5,5	11,4	5,5	3,2	3,7	2,2	
	MBU_23	61,7	31,2	69,2	-	69,2	90,0	77%	41,7	21,0	46,7	46,0	23,7	20,9	10,6	
	PAR_23	32,7	15,8	36,3	12,0	32,9	35,0	94%	27,4	13,2	27,4	18,6	9,0	11,9	5,8	
	PBO_23	155,5	63,1	167,8	36,0	157,8	240,0	66%	128,4	52,0	129,4	119,9	47,9	57,2	23,0	
	PCA_23	98,2	44,2	107,7	24,0	100,3	120,0	84%	54,8	24,7	54,8	85,5	38,5	25,7	11,5	
	PIR_23	16,0	10,8	19,3	3,0	17,8	20,0	89%	11,9	8,0	12,9	7,8	5,3	5,0	3,3	
	PSA_23	67,8	21,7	71,2	18,0	67,9	80,0	85%	47,6	15,3	47,7	67,4	21,6	22,4	7,2	
	QUL_23	15,9	8,9	18,3	3,0	17,0	20,0	85%	15,0	8,4	16,0	10,2	5,7	7,1	4,0	
	REP_23	65,6	29,4	71,9	18,0	66,6	90,0	74%	55,5	19,1	55,6	58,0	19,9	21,9	7,5	
	SAN_23	71,9	37,3	81,0	30,0	72,2	83,3	87%	65,9	34,2	66,1	45,1	23,4	28,5	14,8	
	SLD_23	118,6	56,7	131,5	24,0	123,1	125,0	98%	97,5	46,5	100,1	93,0	44,6	41,8	19,9	
	SMI_23	77,4	42,0	88,1	24,0	79,5	90,0	88%	49,6	26,8	49,7	66,0	36,1	26,0	14,1	
	TBO_23	83,2	43,0	93,7	25,2	85,1	90,0	95%	75,3	38,8	76,5	56,3	29,0	34,1	17,6	
	VAJ_23	81,6	48,5	95,0	24,0	85,2	90,0	95%	61,9	36,6	63,2	77,1	46,1	30,6	18,1	
	VAP_23	1,8	1,0	2,0	3,0	2,7	10,0	27%	1,7	0,9	2,7	1,1	0,6	0,8	0,4	
	VHA_23	35,3	19,3	40,2	9,0	36,8	71,7	51%	28,0	15,3	28,7	21,7	11,9	13,0	7,1	
	VIC_23	44,7	20,8	49,3	24,0	44,8	83,3	54%	40,7	19,0	41,0	28,2	13,2	16,6	7,7	
	VTA_23	43,7	26,9	51,3	12,0	46,2	60,0	77%	36,3	22,3	37,7	33,9	20,9	15,7	9,7	
	ACE_66	10,4	3,2	10,9	-	-	-	-	10,1	3,1	10,6	7,6	2,4	4,6	1,4	
	BCP_23	4,4	2,2	4,9	-	-	-	-	2,3	1,1	2,5	0,4	0,2	1,1	0,6	
	CVP_66	7,9	3,8	8,8	-	-	-	-	6,4	3,1	7,1	6,9	3,3	4,0	1,9	
	GHN_66	2,2	1,1	2,4	-	-	-	-	2,1	1,0	2,3	1,5	0,8	1,3	0,7	
	VCE_66	12,6	7,5	14,7	-	-	-	-	9,7	5,8	11,3	5,9	3,6	3,6	2,1	
SUR	AYO_23	11,3	6,0	12,8	-	12,8	15,0	85%	11,3	6,0	12,8	8,6	4,6	6,2	3,3	
	CAM_23	27,4	8,5	28,7	12,0	27,6	41,7	66%	24,8	7,7	25,2	22,0	6,8	13,0	4,0	
	CBO_23	21,6	7,4	22,8	6,0	21,6	41,7	52%	20,7	7,1	20,8	13,5	4,7	7,4	2,6	
	ENC_23	55,6	17,3	58,3	27,0	56,5	120,0	47%	50,4	15,7	51,7	44,6	13,9	26,4	8,2	
	NAT_23	30,5	9,0	31,8	3,0	31,1	41,7	75%	27,6	8,1	28,1	20,2	6,0	12,5	3,7	
	PIL_23	23,9	7,4	25,0	9,0	24,0	24,0	100%	22,1	6,8	22,2	15,9	4,9	9,7	3,0	
	PPD_23	13,6	4,1	14,2	3,0	13,7	30,0	46%	11,4	3,5	11,4	9,6	2,9	5,9	1,8	
	SJB_23	20,5	11,9	23,7	6,0	21,3	41,7	51%	18,5	10,7	19,1	13,6	7,9	8,1	4,7	
	SPA_23	18,0	8,1	19,7	6,0	18,1	41,7	43%	15,1	6,8	15,1	9,8	4,4	5,6	2,5	
	SPP_23	14,4	4,5	15,0	3,0	14,4	30,0	48%	14,2	4,4	14,2	8,4	2,6	5,9	1,8	
	TRI_23	26,8	8,2	28,1	9,0	26,8	30,0	89%	22,0	6,8	22,1	19,3	5,9	11,8	3,6	
	VIN_23	3,8	2,2	4,3	-	4,3	10,0	43%	3,8	2,2	4,4	1,5	0,9	1,0	0,6	
	ESTE	ACY_23	67,1	36,0	76,2	12,0	71,3	120,0	59%	51,3	27,6	53,7	40,0	17,0	22,1	11,8
		APR_23	79,0	35,3	86,5	18,0	80,9	90,0	90%	51,2	22,9	51,4	76,1	0,7	27,3	12,2
CAL_23		9,4	3,1	9,8	3,0	9,4	41,7	22%	8,8	2,9	8,8	5,7	1,9	3,9	1,3	
CAT_23		25,9	15,0	29,9	33,5	31,8	82,0	39%	25,9	15,0	31,8	21,8	12,7	12,8	7,4	
CDE_23		33,0	14,9	36,2	12,0	33,1	60,0	55%	25,2	11,4	25,2	26,6	4,3	12,0	5,4	
CDO_23		40,3	13,6	42,5	12,0	40,3	41,7	97%	32,9	11,1	32,9	23,4	7,9	15,9	5,4	
CUR_23		27,1	7,3	28,1	12,0	27,5	50,0	55%	23,7	6,4	24,3	16,9	4,5	11,7	3,1	
HER_23		39,2	22,5	45,2	12,0	40,6	60,0	68%	34,7	20,0	35,6	26,1	15,0	15,7	9,0	
IRY_23		25,6	8,0	26,8	-	26,8	30,0	89%	22,0	6,8	23,1	15,7	4,9	6,8	2,1	
K15_23		42,2	18,5	46,1	12,0	42,7	60,0	71%	36,4	15,7	36,6	26,4	11,2	16,6	7,0	
K30_23		45,9	14,6	48,2	12,0	46,0	60,0	77%	41,0	13,0	41,0	31,8	10,1	20,6	6,5	
MPO_23		7,9	4,1	8,9	6,0	8,2	20,0	41%	7,7	4,0	7,9	6,2	3,3	3,5	1,9	
NAR_23		37,4	14,5	40,2	12,0	37,5	40,0	94%	31,3	12,2	31,3	22,8	8,9	15,1	5,9	
PBJ_23		11,5	5,3	12,6	3,0	11,7	12,0	98%	11,5	5,3	11,7	7,8	3,6	4,9	2,3	
PFO_23	74,1	33,8	81,4	12,0	77,2	83,3	93%	67,3	30,7	69,8	45,6	20,8	28,7	13,1		
SGA_23	14,3	8,3	16,6	6,0	14,5	80,0	18%	14,3	8,3	14,5	12,1	7,0	7,1	4,1		
CAR_66	7,4	3,0	8,0	-	-	-	-	6,0	2,4	6,5	6,3	2,5	5,1	2,0		
INP_66	10,5	9,5	14,2	-	-	-	-	10,5	9,5	14,2	8,0	7,3	6,7	6,1		
WMA_66	3,6	1,4	3,9	-	-	-	-	3,6	1,4	3,9	3,6	1,4	2,6	1,0		
NORTE	BDO_23	5,7	3,0	6,4	-	6,4	20,0	32%	5,2	2,8	5,9	4,5	2,4	2,4	1,3	
	CBV_23	6,4	4,0	7,6	-	7,6	12,0	63%	5,0	3,1	5,9	3,1	1,9	1,6	1,0	
	CCO_23	19,2	10,0	21,6	6,0	19,6	30,0	65%	17,5	9,1	17,8	15,3	8,0	8,0	4,2	
	CCN_23	29,6	12,2	32,0	12,0	29,6	60,0	49%	29,4	12,1	29,4	27,3	11,2	16,4	6,7	
	HOR_23	20,4	14,6	25,1	6,0	22,2	61,7	36%	17,0	12,1	18,0	15,4	11,0	8,4	6,0	
	PJC_23	28,3	14,5	31,8	18,0	28,5	60,0	47%	23,1	11,9	23,9	22,2	11,4	12,8	6,6	
	VMI_23	6,1	3,1	6,9	-	6,9	15,0	46%	4,9	2,5	5,5	4,6	2,4	3,7	1,9	
	YBY_23	7,6	6,5	10,1	-	10,1	12,0	84%	7,1	6,1	9,3	3,4	2,9	2,8	2,4	
INC_06	16,1	6,5	17,3	-	-	-	-	12,5	5,1	13,5	12,8	5,2	9,5	3,8		
OESTE	FIL_23	5,0	1,5	5,3	3,0	5,3	12,0	44%	4,5	1,3	4,8	4,3	1,3	2,5	0,7	
	LPA_23	4,6	2,0	5,0	-	5,0	30,0	17%	4,6	2,0	5,0	4,4	1,9	2,5	1,1	
	MES_23	2,3	0,5	2,4	-	2,4	5,4	44%	2,0	0,4	2,1	1,8	0,4	1,1	0,2	
	FIL_66	11,8	3,5	12,3	-	-	-	-	10,5	3,1	10,9	9,9	2,9	5,7	1,7	
LPA_66	14,7	6,2	15,9	-	-	-	-	14,7								

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2014-2023

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2015													
		MAXIMAS						SIMULTANEA			MEDIA		LEVE		
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utilización %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	BMO_23	25,2	12,1	28,0	6,0	25,9	80,0	32%	19,4	9,3	19,7	20,6	9,9	9,0	4,3
	BPA_23	76,4	37,1	84,9	18,0	78,7	90,0	87%	55,0	26,7	55,7	51,4	25,4	26,4	12,9
	CAE_23	51,3	33,8	61,4	24,0	52,2	60,0	87%	42,2	28,7	42,5	33,5	22,5	22,0	14,9
	CAP_23	74,0	33,9	81,5	18,0	75,7	83,3	91%	69,9	31,9	71,3	48,9	22,6	26,0	11,9
	CAU_23	16,1	10,2	19,1	2,4	17,9	20,0	89%	11,0	7,0	11,9	6,9	4,4	4,1	2,8
	CEN_23	45,2	16,5	48,1	12,0	45,4	60,0	76%	12,5	4,6	14,5	37,0	13,5	6,4	2,3
	COL_23	7,3	3,7	8,2	3,0	7,3	20,0	37%	6,3	3,2	6,3	4,3	2,2	2,8	1,4
	ELA_23	27,9	9,6	29,5	12,0	28,0	30,0	93%	23,7	16,6	24,2	17,9	12,5	11,8	8,2
	FDM_23	55,3	29,8	62,8	12,0	58,0	90,0	64%	42,6	22,9	44,0	51,8	27,9	20,3	10,9
	GDI_23	37,8	15,3	40,8	18,0	37,9	90,0	42%	33,5	13,5	33,8	24,9	10,0	15,1	6,1
	GUA_23	85,3	41,6	94,9	18,0	88,5	101,7	87%	79,9	39,0	82,6	58,7	28,6	37,9	18,5
	ITG_23	54,3	20,2	57,9	24,0	54,4	60,0	91%	54,2	20,2	54,4	44,6	16,3	27,6	10,1
	LAM_23	185,1	98,0	209,5	48,0	191,8	240,0	80%	156,0	82,4	159,7	125,8	67,2	70,2	37,1
	LIM_23	64,3	37,8	74,6	12,0	69,2	83,3	83%	57,3	33,8	61,3	33,8	19,9	23,0	13,6
	LUQ_23	76,2	33,5	83,3	24,0	76,8	83,3	92%	68,7	30,2	69,0	51,5	22,6	32,7	14,3
	MRA_23	11,7	6,9	13,6	12,0	12,8	60,0	21%	10,4	6,1	12,0	6,1	3,6	4,2	2,5
	MBU_23	67,4	34,1	75,6	-	75,6	90,0	84%	45,6	22,9	51,1	49,4	25,4	22,8	11,5
	PAR_23	33,0	16,4	36,9	12,0	33,3	35,0	95%	27,4	13,6	27,4	18,6	9,2	11,9	5,9
	PBO_23	184,6	77,2	200,1	48,0	186,9	240,0	78%	149,3	61,9	150,0	157,2	64,7	71,3	29,4
	PCA_23	106,5	47,9	116,8	24,0	109,1	120,0	91%	59,4	26,7	59,5	99,9	45,0	30,7	13,8
	PIR_23	14,7	9,9	17,7	3,0	16,3	20,0	81%	11,0	7,4	11,8	7,1	4,8	4,6	3,1
	PSA_23	74,0	23,7	77,7	30,0	74,2	80,0	93%	51,9	16,6	53,6	71,5	22,9	24,3	7,8
	QUI_23	17,2	9,8	19,8	3,0	18,5	20,0	93%	15,8	8,9	16,8	10,7	6,0	7,3	4,1
	REP_23	71,2	32,0	78,1	24,0	71,7	90,0	80%	60,3	27,1	60,4	68,6	30,8	23,7	10,6
	SAN_23	68,5	35,5	77,1	30,0	68,7	83,3	82%	62,8	32,6	62,9	45,8	23,8	28,9	15,0
	SIC_23	30,7	14,7	34,1	12,0	30,8	41,7	74%	28,6	13,1	28,6	24,7	11,1	15,7	7,1
	SLO_23	109,1	51,6	120,7	24,0	112,6	125,0	90%	90,4	42,6	92,3	92,7	44,1	42,1	19,8
	SMI_23	68,7	37,1	78,1	24,0	70,0	90,0	78%	44,2	23,8	44,2	56,6	30,8	23,1	12,5
	TBO_23	80,7	41,6	90,8	25,2	82,3	90,0	91%	72,8	37,5	73,8	55,5	28,6	36,5	18,8
	VAP_23	1,9	1,1	2,2	3,0	2,7	10,0	27%	1,8	1,0	2,7	1,2	0,7	0,9	0,5
	VAU_23	69,9	41,3	81,2	24,0	72,0	90,0	80%	53,4	31,4	54,0	63,8	37,9	26,8	15,8
	VHA_23	58,7	32,9	67,2	9,0	63,3	71,7	88%	48,4	27,2	51,7	34,3	19,2	21,4	12,0
	VIC_23	62,1	29,1	68,6	24,0	62,3	83,3	75%	55,8	26,1	55,8	41,5	19,5	23,1	10,8
	VTa_23	47,6	29,3	55,9	12,0	50,6	60,0	84%	39,5	24,3	41,4	35,9	22,1	17,1	10,5
	ACE_66	10,6	3,3	11,1	-	-	-	-	10,3	3,2	10,8	7,7	2,4	4,6	1,4
	BCP_23	4,9	2,5	5,5	-	-	-	-	2,5	1,3	2,8	0,5	0,3	0,3	0,2
CVP_66	7,9	3,8	8,8	-	-	-	-	6,4	3,1	7,1	7,0	3,4	4,0	1,9	
GHN_66	2,3	1,1	2,5	-	-	-	-	2,2	1,1	2,5	1,6	0,8	1,4	0,7	
VCE_66	13,7	8,2	16,0	-	-	-	-	10,6	6,4	12,3	6,5	3,9	3,9	2,3	
SUR	AYO_23	12,5	6,6	14,2	-	14,2	15,0	94%	12,5	6,6	14,1	9,6	5,1	6,4	3,4
	CAM_23	30,2	9,4	31,7	12,0	30,4	41,7	73%	27,4	8,5	27,6	24,2	7,5	14,4	4,5
	CBO_23	23,8	8,2	25,2	6,0	23,9	41,7	57%	22,9	7,9	23,0	15,0	5,2	8,2	2,8
	ENC_23	61,4	19,1	64,3	27,0	61,9	120,0	52%	55,6	17,3	56,5	49,2	15,3	29,1	9,1
	NAT_23	33,7	9,9	35,2	3,0	34,4	41,7	83%	30,5	9,0	31,0	22,4	6,6	13,8	4,1
	PIL_23	26,7	8,2	27,9	9,0	26,7	40,0	67%	24,6	7,6	24,7	17,7	5,5	10,9	3,4
	PPO_23	17,4	5,3	18,2	3,0	17,6	30,0	59%	14,5	4,4	14,6	12,3	3,8	7,6	2,3
	SJB_23	22,6	13,1	26,1	6,0	23,6	41,7	57%	20,4	11,8	21,2	14,9	8,6	9,0	5,2
	SPA_23	19,7	8,9	21,6	6,0	19,9	41,7	48%	16,5	7,4	16,6	10,7	4,8	6,1	2,8
	SPP_23	16,1	5,0	16,8	3,0	16,2	30,0	54%	15,8	4,9	16,0	9,4	2,9	6,7	2,1
TRI_23	26,9	8,3	28,1	9,0	26,9	30,0	90%	22,1	6,8	22,2	19,3	5,9	11,9	3,6	
VIN_23	4,2	2,5	4,9	-	4,9	10,0	49%	4,3	2,5	5,0	2,1	1,2	1,4	0,8	
ESTE	ACY_23	74,8	38,7	84,2	12,0	79,4	120,0	66%	55,4	28,9	57,9	50,0	15,2	24,9	12,9
	ADN_23	64,2	29,9	70,8	-	70,8	80,0	89%	43,1	20,2	47,6	56,9	3,8	21,9	10,2
	APR_23	18,8	8,4	20,6	18,0	21,1	90,0	23%	12,2	5,5	17,5	18,2	0,2	6,5	2,9
	CAL_23	10,3	3,4	10,9	3,0	10,3	41,7	25%	9,7	3,2	9,7	6,3	2,1	4,3	1,4
	CAT_23	28,6	16,6	33,1	33,5	33,2	82,0	41%	28,6	16,6	33,2	24,1	14,0	14,3	8,3
	CDE_23	41,9	19,0	46,0	18,0	41,9	60,0	70%	32,9	14,9	33,0	32,8	6,3	15,6	7,1
	CDO_23	35,5	12,0	37,5	12,0	35,5	83,0	43%	28,9	9,8	29,0	20,5	6,9	14,9	5,0
	CUR_23	27,7	7,4	28,6	12,0	28,0	50,0	56%	24,1	6,5	24,8	17,2	4,6	11,9	3,2
	HER_23	43,2	24,9	49,9	12,0	45,1	60,0	75%	38,3	22,0	39,6	28,8	16,6	17,3	9,9
	IRY_23	27,0	8,4	28,2	-	28,2	30,0	94%	23,2	7,2	24,3	16,6	5,2	7,1	2,2
	K15_23	52,0	22,9	56,9	18,0	52,3	60,0	87%	45,2	19,6	45,2	32,5	13,9	20,6	8,8
	K30_23	42,5	13,6	44,7	12,0	42,6	60,0	71%	37,8	12,0	37,8	29,2	9,3	19,2	6,1
	MAQ_23	15,8	5,1	16,6	6,0	15,8	41,7	38%	13,7	4,4	13,7	10,3	3,3	7,0	2,3
	MPO_23	8,7	4,5	9,8	6,0	8,9	30,0	30%	8,4	4,4	8,6	6,9	3,6	3,9	2,1
	NAR_23	38,5	15,0	41,3	12,0	38,6	40,0	97%	32,3	12,6	32,3	23,4	9,2	15,6	6,1
	PBU_23	11,5	5,3	12,7	3,0	11,8	12,0	89%	11,5	5,3	11,7	7,8	3,6	5,0	2,3
PFO_23	71,2	32,5	78,3	12,0	74,1	83,3	89%	64,7	29,5	67,0	43,9	20,0	28,3	12,9	
SGA_23	15,9	9,2	18,3	6,0	16,2	80,0	20%	15,8	9,2	16,2	13,3	7,7	7,9	4,6	
UMC_66	3,4	1,6	3,7	-	3,7	60,0	6%	2,3	1,1	2,5	3,0	0,2	1,2	0,5	
CAR_66	7,8	3,1	8,4	-	-	-	-	6,3	2,5	6,8	6,6	2,6	5,3	2,1	
INF_66	11,5	10,4	15,5	-	-	-	-	11,5	10,4	15,5	8,8	8,0	7,3	6,6	
WMA_66	3,7	1,5	4,0	-	-	-	-	3,7	1,5	4,0	3,7	1,5	2,7	1,1	
NORTE	BDO_23	6,5	3,5	7,4	3,0	6,5	20,0	33%	6,0	3,2	6,0	5,1	2,7	2,8	1,5
	CBV_23	6,9	4,3	8,2	-	8,2	12,0	68%	5,4	3,4	6,4	3,3	2,0	1,7	1,0
	CCO_23	22,2	11,6	25,0	6,0	22,9	30,0	76%	20,3	10,6	20,8	17,6	9,2	9,2	4,8
	CON_23	33,3	13,7	36,0	12,0	33,3	60,0	56%	33,0	13,5	33,0	30,7	12,6	17,8	7,3
	HOR_23	22,7	16,2	27,9	6,0	24,9	61,7	40%	18,9	13,4	20,3	17,1	12,2	10,7	7,6
	PJC_23	30,8	15,8	34,6	18,0	30,9	60,0	51%	25,2	12,9	25,7	24,1	12,4	13,8	7,1
	VMJ_23	6,6	3,4	7,5	-	7,5	15,0	50%	5,3	2,7	5,9	5,1	2,6	3,8	2,0
	YBY_23	8,1	6,9	10,6	-	10,6	12,0	89%	7,5	6,4	9,9	3,6	3,1	2,9	2,5
INC_06	17,8	7,2	19,2	-	-	-	-	13,8	5,6	14,9	16,0	6,5	11,9	4,8	
OESTE	FIL_23	5,5	1,6	5,7	3,0	5,6	12,0	47%	4,9	1,4	5,1	4,6	1,4	2,7	0,8
	LPa_23	5,1	2,2	5,6	6,0	6,4	30,0	21%	5,1	2,2	6,4	4,9	2,1	2,8	1,2
	MEs_23	2,6	0,5	2,6	-	2,6	5,4	49%	2,2	0,4	2,3	2,0	0,4	1,2	0,2
CENTRAL	FIL_66	12,7	3,8	13,3	-	-	-	11,3	3,3	11,8	10,8	3,2	6,2	1,8	
	LPa_66	16,3	6,9	17,7	-	-	-	16,2	6,9	17,6	15,4	6,5	8,9	3,8	
	BSP_23	12,9	6,3	14,3	6,0	12,9	41,7	31%	11,9	5,8	11,9	8,5	4,2	5,5	2,7
	COV_23	52,5	33,9	62,5	20,4	54,2	83,3	65%	45,1	29,1	45,9				

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2014-2023

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	BMO_23	38.4	18.3	42.5	6.0	40.3	80.0	50%	29.0	13.8	30.1	29.3	14.0	13.6	6.5
	BPA_23	73.2	35.8	81.4	18.0	75.3	90.0	84%	52.7	25.8	53.3	49.8	24.8	25.3	12.4
	CAE_23	51.1	35.2	62.1	24.0	52.4	60.0	87%	40.8	30.3	41.3	31.6	23.5	21.0	15.5
	CAP_23	75.3	34.6	82.8	18.0	77.1	83.3	93%	70.7	32.4	72.2	50.3	23.3	26.4	12.2
	CAU_23	16.4	10.4	19.5	2.4	18.3	20.0	92%	11.2	7.1	12.1	7.1	4.5	4.2	2.6
	CEN_23	49.5	18.1	52.7	12.0	49.9	60.0	83%	13.7	5.0	15.4	40.5	14.8	7.0	2.6
	CO_23	9.4	4.8	10.6	3.0	9.6	20.0	48%	8.3	4.3	8.4	5.6	2.9	3.7	1.9
	ELA_23	27.5	9.4	29.0	12.0	27.6	30.0	92%	23.4	16.3	23.8	17.6	12.3	11.6	8.1
	FDM_23	60.5	32.5	68.7	12.0	63.9	90.0	71%	46.6	25.0	48.4	56.6	30.6	22.2	11.9
	GDI_23	49.2	19.2	52.8	18.0	49.2	90.0	55%	42.0	16.5	42.1	35.0	13.5	19.2	7.5
	GUA_23	81.6	39.5	90.6	18.0	84.4	101.7	83%	76.6	37.1	79.0	56.2	27.2	36.4	17.6
	ITG_23	56.5	20.1	60.0	24.0	56.7	60.0	94%	56.4	20.0	56.6	49.6	17.5	30.9	10.9
	LAM_23	203.4	107.7	230.2	48.0	212.0	240.0	88%	171.4	90.5	176.6	138.2	73.8	77.0	40.8
	LIM_23	71.9	42.4	83.5	12.0	78.1	83.3	94%	64.2	37.8	69.1	37.9	22.3	25.8	15.2
	LUQ_23	111.9	49.9	122.6	24.0	114.9	121.7	94%	100.8	45.0	103.0	74.8	33.2	47.6	21.2
	MRA_23	13.1	7.7	15.2	12.0	13.8	60.0	23%	11.7	6.9	12.7	6.9	4.1	4.7	2.8
	MBJ_23	73.9	37.4	82.8	-	82.8	90.0	92%	50.0	25.1	55.9	54.1	27.8	25.0	12.6
	PAR_23	36.0	18.0	40.3	12.0	36.5	60.0	61%	29.9	14.9	30.1	20.3	10.1	13.0	6.5
	PBO_23	201.1	84.2	218.0	48.0	204.4	240.0	85%	162.6	67.4	163.8	171.3	70.5	77.7	32.0
	PCA_23	115.9	52.2	127.1	24.0	119.3	240.0	50%	64.6	29.1	64.8	108.7	48.9	33.4	15.0
	PIR_23	16.0	10.8	19.3	3.0	17.8	20.0	89%	11.9	8.0	12.9	7.7	5.2	5.0	3.4
	PSA_23	72.5	23.2	76.1	30.0	72.8	80.0	91%	50.8	16.3	52.7	70.0	22.4	23.9	7.6
	QUI_23	18.2	10.4	21.0	3.0	19.7	20.0	98%	16.4	9.3	17.6	11.1	6.3	7.5	4.3
	REP_23	77.7	34.9	85.2	24.0	78.5	90.0	87%	65.8	29.5	66.0	74.9	33.6	25.9	11.6
	SAN_23	96.1	49.9	108.3	30.0	98.1	121.7	81%	88.1	45.7	89.5	64.3	33.4	40.6	21.1
	SIC_23	33.6	16.1	37.2	12.0	33.8	41.7	81%	31.3	14.3	31.3	27.1	12.1	17.1	7.7
	SLO_23	112.4	53.6	124.6	24.0	116.3	125.0	93%	94.2	44.7	96.4	95.0	45.6	41.6	19.8
	SML_23	75.0	40.5	85.3	24.0	76.8	90.0	85%	48.3	26.0	48.3	61.7	33.6	25.2	13.6
	TBO_23	77.4	39.8	87.0	25.2	78.7	90.0	87%	69.6	35.8	70.4	53.3	27.5	35.4	18.2
	VAP_23	2.1	1.2	2.4	3.0	2.8	10.0	28%	2.0	1.1	2.7	1.4	0.8	0.9	0.5
	VAU_23	76.3	45.0	88.6	24.0	79.1	90.0	88%	58.3	34.2	59.2	69.6	41.4	29.2	17.2
	VEL_23	55.4	29.5	62.7	18.0	56.8	80.0	71%	46.3	24.6	46.8	39.1	21.0	21.4	11.4
	VHA_23	60.1	33.5	68.8	9.0	64.9	71.7	91%	49.2	27.5	52.8	35.4	19.7	22.0	12.2
	VIC_23	67.7	31.7	74.7	24.0	68.1	83.3	82%	60.7	28.4	60.8	45.2	21.2	25.1	11.9
	VTA_23	51.8	31.9	60.9	12.0	55.5	60.0	93%	43.0	26.5	45.4	39.1	24.0	18.7	11.5
	ACE_66	10.9	3.4	11.4	-	-	-	-	10.6	3.3	11.1	7.9	2.5	4.8	1.5
BCP_23	5.1	2.6	5.7	-	-	-	-	2.6	1.3	2.9	0.5	0.3	0.4	0.2	
CVP_66	8.2	4.0	9.1	-	-	-	-	6.6	3.2	7.3	7.1	3.4	4.1	2.0	
GHN_66	2.6	1.3	2.9	-	-	-	-	2.5	1.2	2.8	1.8	0.9	1.6	0.8	
VCE_66	14.9	9.0	17.4	-	-	-	-	11.5	6.9	13.4	7.1	4.2	4.3	2.6	
SUR	AYO_23	14.0	7.4	15.8	-	15.8	35.0	45%	13.9	7.4	15.7	10.7	5.7	7.1	3.8
	CAM_23	33.4	10.4	34.9	12.0	33.4	41.7	80%	30.2	9.4	30.3	26.7	8.3	15.8	4.9
	CBO_23	26.2	9.0	27.7	6.0	26.4	41.7	63%	25.2	8.7	25.4	16.5	5.7	9.0	3.1
	ENC_23	67.7	21.1	70.9	27.0	68.0	120.0	57%	61.3	19.1	61.8	54.3	16.9	32.1	10.0
	FRA_23	5.0	2.4	5.6	-	5.6	30.0	19%	4.2	2.0	4.6	3.3	1.6	2.0	1.0
	NAT_23	37.0	10.9	38.6	3.0	37.9	41.7	91%	33.4	9.8	34.1	24.6	7.2	15.2	4.5
	PIL_23	29.6	9.1	31.0	9.0	29.6	40.0	74%	27.3	8.4	27.3	19.7	6.1	12.1	3.7
	PPO_23	19.1	5.8	20.0	3.0	19.3	30.0	64%	15.9	4.9	16.0	13.5	4.1	8.4	2.5
	SJB_23	24.9	14.4	28.8	6.0	26.3	41.7	63%	22.5	13.0	23.6	16.5	9.6	9.9	5.7
	SPA_23	21.7	9.8	23.8	6.0	22.0	41.7	53%	18.2	8.2	18.3	11.9	5.4	6.8	3.1
	SPP_23	18.1	5.6	19.0	3.0	18.3	30.0	61%	17.8	5.5	18.0	10.6	3.3	7.5	2.3
	TRI_23	29.5	9.1	30.9	9.0	29.5	60.0	49%	24.2	7.4	24.2	21.1	6.5	13.1	4.0
VIN_23	4.5	2.6	5.3	-	5.3	10.0	53%	4.6	2.7	5.3	2.3	1.3	1.5	0.9	
ESTE	ACY_23	82.6	42.8	93.0	12.0	88.1	120.0	73%	61.1	31.9	64.3	55.2	16.8	27.4	14.2
	ADN_23	67.1	31.2	74.0	-	74.0	80.0	92%	45.1	21.1	49.8	59.4	4.0	22.9	10.7
	APR_23	20.8	9.3	22.8	18.0	22.5	90.0	25%	13.5	6.0	18.0	20.0	0.2	7.2	3.2
	CAL_23	11.5	3.8	12.1	3.0	11.5	41.7	28%	10.8	3.5	10.8	7.0	2.3	4.8	1.6
	CAT_23	31.7	18.4	36.7	33.5	35.1	82.0	43%	31.7	18.4	35.1	26.7	15.5	15.8	9.2
	CDE_23	46.4	21.0	50.9	18.0	46.5	60.0	78%	36.4	16.5	36.4	36.3	7.0	17.3	7.8
	CDO_23	40.2	13.6	42.5	12.0	40.3	83.3	48%	32.8	11.1	32.8	23.3	7.9	17.0	5.7
	CUR_23	30.0	8.1	31.1	12.0	30.3	50.0	61%	26.2	7.0	26.6	18.7	5.0	12.9	3.5
	HER_23	47.7	27.4	55.0	18.0	48.6	60.0	81%	42.2	24.3	42.7	31.8	18.3	19.1	11.0
	IRY_23	29.4	9.1	30.7	6.0	29.5	30.0	98%	25.2	7.9	25.3	18.1	5.6	7.7	2.4
	K15_23	57.6	25.3	62.9	18.0	58.1	60.0	97%	50.0	21.7	50.1	36.0	15.4	22.8	9.7
	K30_23	43.2	13.8	45.3	12.0	43.2	60.0	72%	38.3	12.2	38.3	29.5	9.4	19.4	6.2
	MAQ_23	17.4	5.6	18.3	6.0	17.4	41.7	42%	15.0	4.9	15.1	11.3	3.7	7.7	2.5
	MPO_23	9.6	5.0	10.9	6.0	9.7	30.0	32%	9.3	4.9	9.4	7.6	4.0	4.3	2.3
	NAR_23	39.7	15.5	42.6	12.0	39.0	60.0	66%	33.3	13.0	33.3	24.1	9.4	16.0	6.3
	PBU_23	11.1	5.1	12.2	3.0	11.3	12.0	94%	11.0	5.1	11.2	7.4	3.4	4.8	2.2
	PFO_23	79.1	36.1	86.9	12.0	82.7	83.3	93%	71.8	32.8	74.7	48.8	22.3	31.5	14.4
	SGA_23	17.6	10.2	20.3	6.0	18.1	41.7	43%	17.5	10.2	18.0	14.8	8.6	8.7	5.1
SRI_23	9.2	3.4	9.8	6.0	9.5	41.7	23%	8.2	3.1	8.8	6.1	2.3	4.0	1.1	
UMC_66	7.5	3.5	8.2	-	8.2	60.0	14%	5.0	2.3	5.5	6.6	0.4	2.5	1.2	
CAR_66	8.0	3.2	8.6	-	-	-	-	6.5	2.6	7.0	6.8	2.7	5.5	2.2	
INP_66	12.8	11.6	17.3	-	-	-	-	12.8	11.6	17.2	3.8	8.9	8.1	7.3	
WMA_66	3.9	1.5	4.2	-	-	-	-	3.9	1.5	4.2	3.9	1.5	2.8	1.1	
NORTE	BDO_23	7.5	4.0	8.5	3.0	7.5	20.0	38%	6.9	3.6	6.9	5.9	3.1	3.2	1.7
	BVM_23	5.0	2.4	5.6	-	5.6	20.0	28%	4.6	2.2	5.1	4.0	1.9	2.1	1.0
	CBV_23	7.7	4.8	9.1	-	9.1	12.0	76%	6.0	3.7	7.1	3.7	2.3	1.9	1.2
	CCO_23	25.5	13.3	28.8	6.0	26.5	30.0	88%	23.3	12.2	24.1	20.2	10.6	10	

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2014-2023

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2017														
		MAXIMAS						SIMULTANEA			MEDIA		LEVE			
		MW	MVA	MVA	MVA Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili- zación %	MW	MVA	MVA	MW	MVA	MW	MVA	
METROPOLITANO	BMO_23	58,8	28,1	65,2	18,0	59,6	80,0	75%	45,1	21,6	45,2	47,4	22,8	21,0	10,1	
	BFA_23	80,5	39,3	69,6	18,0	83,3	90,0	93%	57,9	28,3	58,9	54,7	27,3	27,8	13,6	
	CAE_23	52,9	36,3	64,2	24,0	54,3	60,0	91%	42,3	31,3	42,9	32,7	24,2	21,7	16,1	
	CAP_23	103,6	47,3	113,9	18,0	107,7	121,7	88%	98,5	44,9	102,1	67,2	30,9	36,2	16,6	
	CAU_23	16,9	10,7	20,0	2,4	18,8	20,0	94%	11,5	7,3	12,5	7,2	4,6	4,2	2,7	
	CEN_23	54,2	19,8	57,7	12,0	54,8	60,0	91%	15,0	5,5	16,3	44,4	16,2	7,7	2,8	
	COL_23	12,2	6,3	13,7	3,0	12,7	20,0	63%	10,8	5,6	11,1	7,4	3,8	4,9	2,6	
	ELA_23	38,9	17,0	42,5	12,0	39,2	60,0	65%	32,6	23,1	34,4	24,7	17,5	16,3	11,6	
	FDM_23	66,3	35,6	75,2	12,0	70,3	90,0	78%	51,1	27,4	53,3	62,1	33,5	24,3	13,1	
	GDI_23	58,1	22,3	62,3	18,0	58,3	90,0	65%	49,0	19,0	49,0	42,4	16,0	22,3	8,6	
	GUA_23	88,3	42,7	98,1	18,0	91,7	101,7	90%	82,9	40,1	85,8	60,9	29,5	39,3	19,0	
	IPS_23	27,0	13,7	30,3	12,0	27,1	60,0	45%	18,3	9,2	18,5	19,8	10,2	9,1	4,6	
	ITG_23	54,0	18,8	57,2	24,0	54,3	60,0	90%	53,9	18,8	54,1	48,4	16,9	30,2	10,5	
	LAM_23	194,3	100,6	218,8	48,0	201,3	240,0	84%	166,8	86,3	171,1	123,7	64,0	74,0	38,3	
	LIM_23	71,1	41,9	62,6	12,0	77,2	83,3	93%	63,4	37,3	68,3	37,4	22,0	25,5	15,0	
	LUQ_23	101,4	44,2	110,6	24,0	103,3	121,7	85%	91,3	39,8	92,6	68,9	30,0	43,6	19,0	
	MEU_23	54,1	27,3	60,6	18,0	54,9	90,0	61%	36,6	18,4	36,6	39,6	20,3	18,3	9,2	
	MRA_23	39,2	23,1	45,5	12,0	40,8	60,0	68%	35,0	20,6	36,0	20,6	12,2	14,1	8,3	
	PAR_23	40,7	20,4	45,5	12,0	41,5	60,0	69%	33,7	16,9	34,0	22,8	11,4	14,6	7,3	
	PBO_23	219,4	91,8	237,9	48,0	223,8	240,0	93%	177,3	73,5	179,1	186,9	76,9	84,6	34,9	
	PCA_23	126,3	56,8	138,5	24,0	130,5	240,0	54%	70,4	31,7	70,8	118,5	53,3	36,3	16,3	
	PIR_23	16,4	11,1	19,8	3,0	18,3	20,0	92%	12,2	8,2	13,3	8,0	5,4	5,1	3,5	
	PSA_23	74,6	23,9	78,3	30,0	74,8	80,0	94%	52,3	16,8	54,0	72,1	23,1	24,6	7,9	
	QUI_23	18,0	10,4	20,8	3,0	19,5	20,0	97%	15,9	9,1	17,0	10,7	6,1	7,2	4,1	
	REP_23	84,8	38,0	92,9	24,0	86,0	90,0	96%	71,7	32,2	72,2	81,7	36,6	28,2	12,6	
	SAN_23	105,0	54,5	118,3	30,0	107,9	121,7	89%	96,2	50,0	98,3	70,1	36,4	44,4	23,0	
	SIC_23	35,0	14,6	37,9	12,0	35,1	41,7	84%	33,7	13,6	33,7	29,7	11,8	18,7	7,5	
	SLO_23	102,2	48,5	113,1	24,0	105,1	125,0	84%	84,1	39,8	85,6	87,8	41,9	39,0	18,5	
	SMI_23	82,1	44,3	93,3	24,0	84,6	90,0	94%	52,8	28,4	53,0	67,5	36,7	27,5	14,9	
	TBO_23	79,4	40,9	89,3	25,2	80,9	90,0	90%	71,3	36,8	72,3	54,7	28,2	36,2	18,7	
	VAP_23	3,4	1,9	4,0	3,0	3,6	10,0	36%	3,2	1,8	3,5	2,2	1,2	1,5	0,9	
	VAU_23	117,3	69,4	136,3	36,0	122,0	170,0	72%	89,4	52,6	90,9	107,4	63,9	44,9	26,4	
	VEL_23	60,4	32,1	68,4	18,0	62,0	80,0	77%	50,5	26,8	51,3	42,6	22,9	23,3	12,4	
	VHA_23	60,9	33,8	69,7	21,0	62,2	71,7	87%	49,4	27,5	49,9	36,4	20,1	22,3	12,4	
	VIC_23	73,9	34,6	81,6	24,0	74,7	83,3	90%	66,2	31,0	66,6	49,3	23,2	27,5	12,9	
	VTA_23	56,8	30,0	66,7	18,0	59,3	101,7	58%	47,2	29,0	48,4	42,8	26,4	20,4	12,6	
	ACE_66	11,3	3,5	11,8	-	-	-	-	-	10,9	3,4	11,4	8,2	2,6	4,9	1,5
	BCP_23	5,5	2,8	6,1	-	-	-	-	-	2,8	1,4	3,1	0,6	0,3	0,4	0,2
	CVP_66	8,3	4,0	9,2	-	-	-	-	-	6,7	3,2	7,4	7,2	3,5	4,2	2,0
GH-N_66	2,8	1,4	3,1	-	-	-	-	-	2,7	1,3	3,0	2,0	1,0	1,7	0,9	
VCE_66	16,3	9,8	19,0	-	-	-	-	-	12,6	7,5	14,7	7,7	4,6	4,6	2,8	
SUR	AYO_23	15,7	8,3	17,7	-	17,7	35,0	51%	15,6	8,2	17,6	11,9	6,3	8,0	4,2	
	CAM_23	36,9	11,5	38,6	12,0	36,9	41,7	89%	33,4	10,4	33,4	29,5	9,2	17,5	5,4	
	CBO_23	29,0	10,0	30,7	6,0	29,3	41,7	70%	27,9	9,6	28,1	18,2	6,3	9,9	3,4	
	ENC_23	74,9	23,3	78,4	27,0	75,0	120,0	62%	67,8	21,1	68,0	60,0	18,7	35,5	11,0	
	FRA_23	5,5	2,6	6,1	-	6,1	30,0	20%	4,6	2,2	5,1	3,6	1,7	2,2	1,1	
	MAU_23	14,8	4,4	15,4	-	15,4	41,7	37%	13,4	4,0	14,0	9,7	2,9	6,0	1,8	
	NAT_23	40,0	11,8	41,7	3,0	41,0	41,7	98%	36,1	10,6	36,9	26,6	7,8	16,4	4,8	
	PIL_23	33,0	10,2	34,6	9,0	33,1	40,0	83%	30,4	9,4	30,4	21,9	6,7	13,5	4,2	
	PPO_23	21,9	6,7	22,9	3,0	22,2	30,0	74%	18,3	5,6	18,5	15,4	4,7	9,5	2,9	
	SJB_23	27,5	15,9	31,7	6,0	29,2	41,7	70%	24,8	14,3	26,1	18,2	10,5	11,0	6,4	
	SFA_23	24,0	10,8	26,3	6,0	24,5	41,7	59%	20,1	9,1	20,3	13,1	5,9	7,5	3,4	
	SFP_23	20,5	6,4	21,4	3,0	20,7	30,0	69%	20,1	6,3	20,4	11,9	3,7	8,5	2,6	
	TRI_23	32,4	9,9	33,9	9,0	32,4	60,0	54%	26,5	8,1	26,5	23,2	7,1	14,3	4,4	
	VIN_23	5,0	2,9	5,8	-	5,8	10,0	58%	5,1	2,9	5,9	2,5	1,4	1,6	0,9	
	ADN_23	65,9	30,7	72,7	-	72,7	60,0	91%	44,3	20,8	48,9	58,4	3,9	22,5	10,5	
	ACY_23	90,1	46,3	101,4	12,0	96,5	120,0	90%	66,3	34,4	70,0	61,7	17,4	30,0	15,4	
	AFR_23	15,8	7,1	17,3	18,0	19,2	90,0	21%	10,2	4,6	16,9	15,2	0,1	5,4	2,4	
	CAL_23	12,7	4,2	13,4	3,0	12,8	41,7	31%	11,9	3,9	11,9	7,7	2,5	5,2	1,7	
	CAT_23	35,2	20,4	40,7	33,5	37,6	82,0	46%	35,1	20,4	37,5	29,6	17,1	17,5	10,2	
	CDE_23	51,4	23,3	56,5	18,0	51,7	60,0	86%	40,3	18,3	40,3	40,2	7,8	19,2	8,7	
CDO_23	57,8	19,5	61,0	12,0	58,3	83,3	70%	47,1	15,9	47,3	33,5	11,3	24,3	8,2		
CUR_23	32,7	8,8	33,9	12,0	32,9	50,0	66%	28,5	7,7	28,8	20,4	5,5	14,0	3,8		
HER_23	52,7	30,3	60,8	18,0	54,1	60,0	90%	46,6	26,8	47,5	35,1	20,2	21,1	12,1		
IRY_23	27,5	8,6	28,8	6,0	27,6	30,0	92%	23,7	7,4	23,7	16,9	5,2	7,2	2,3		
KM7_23	16,3	8,1	18,2	24,0	22,7	80,0	28%	12,7	6,3	21,7	10,9	3,5	5,7	2,8		
K15_23	47,7	22,9	52,9	18,0	48,0	60,0	80%	41,1	19,5	41,1	28,4	13,4	18,0	8,5		
K30_23	51,7	16,1	54,1	12,0	51,8	60,0	86%	47,2	14,7	47,3	37,3	11,6	23,8	7,4		
MAQ_23	19,2	6,2	20,2	6,0	19,2	41,7	46%	16,6	5,4	16,6	12,5	4,0	8,5	2,7		
MFO_23	15,3	7,0	16,8	6,0	15,4	30,0	51%	14,3	6,6	14,3	11,2	5,3	5,9	2,9		
NAR_23	44,6	17,4	47,9	12,0	44,9	60,0	75%	37,4	14,7	37,5	27,1	10,6	18,1	7,1		
PBU_23	11,2	5,2	12,4	3,0	11,4	12,0	95%	11,2	5,1	11,4	7,5	3,5	4,8	2,2		
PFO_23	78,4	35,8	86,2	12,0	81,9	83,3	98%	71,1	32,5	74,0	48,3	22,1	31,1	14,2		
SGA_23	19,5	11,3	22,5	6,0	20,2	41,7	48%	19,5	11,3	20,2	16,4	9,5	9,7	5,6		
SRI_23	11,2	4,2	12,0	6,0	11,3	41,7	27%	10,1	3,8	10,4	7,5	2,8	4,8	1,8		
UMC_66	16,5	7,7	18,2	-	18,2	60,0	30%	11,1	5,2	12,2	14,6	1,0	5,6	2,6		
CAR_66	8,2	3,3	8,9	-	-	-	-	-	6,7	2,7	7,2	7,1	2,8	5,7	2,3	
INP_66	14,1	12,8	19,0	-	-	-	-	-	14,1	12,7	19,0	10,8	9,8	8,9	8,1	
WMA_66	3,9	1,5	4,2	-	-	-	-	-	3,9	1,5	4,2	3,9	1,5	2,8	1,1	
NORTE	BDO_23	9,5	5,0	10,8	3,0	9,7	20,0	49%	8,7	4,5	8,8	7,6	3,9	3,9	2,0	
	BVN_23	5,5	2,6	6,1	-	6,1	20,0	30%	5,0	2,4	5,5	4,3	2,1	2,2	1,1	
	CEV_23	8,5	5,2	10,0	-	10,0	12,0	83%	6,6	4,1	7,8	4,0	2,5	2,1	1,3	
	CCO_23	27,1	14,2	30,6	6,0	28,3	30,0	94%	24,8	12,9	25,7	21,5	11,2	11,2	5,8	
	CCN_23	41,8	17,2	45,2	12,0	42,1	60,0	70%	41,4	17,0	41,7	38,5	18,8	22,3	9,2	
	HCR_23	28,1	20,1	34,5	12,0	29,3	61,7	47%	23,3	16,6	23,8	21,1	15,0	13,3	9,5	
	PJC_23	36,5	18,7	41,0	18,0	36,5	60,0	61%	29,8	15,3	29,9	28,6	14,7	16,4	8,4	
	VMI_23	8,1	4,2	9,2	-	9,2	15,0	61%	6,5	3,3	7,3	6,2	3,2	4,6	2,4	
	YBY_23	9,4	8,1	12,4	-	12,4	20,0									

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2014-2023

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2018														
		MAXIMAS						SIMULTANEA			MEDIA		LEVE			
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utilización %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr	
METROPOLITANO	BMO_23	64.9	31.1	72.0	18.0	66.2	80.0	83%	49.8	23.9	50.1	52.3	25.1	23.2	11.1	
	BPA_23	73.7	34.2	81.2	18.0	75.5	90.0	84%	52.8	24.5	53.2	45.7	21.2	25.2	11.7	
	CAE_23	48.6	36.4	60.7	24.0	50.2	60.0	84%	38.3	28.7	38.6	29.8	22.3	19.8	14.9	
	CAP_23	101.5	46.0	111.4	18.0	105.3	121.7	87%	98.3	44.4	101.8	62.6	28.5	35.3	16.0	
	CAU_23	17.4	11.0	20.6	2.4	19.4	20.0	97%	11.8	7.5	12.9	7.4	4.7	4.4	2.8	
	CEN_23	58.9	21.6	62.7	12.0	59.7	60.0	99%	16.3	5.9	17.3	48.2	17.6	8.4	3.1	
	COL_23	13.4	6.9	15.1	3.0	13.9	20.0	70%	11.8	6.2	12.3	8.1	4.2	5.4	2.8	
	ELA_23	51.0	21.4	55.3	12.0	51.9	60.0	86%	42.8	30.3	46.5	33.0	23.3	21.9	15.5	
	FDM_23	72.9	39.2	82.7	12.0	77.8	90.0	86%	56.2	30.1	59.0	68.2	36.8	26.7	14.4	
	GDI_23	49.3	19.9	53.2	18.0	49.3	90.0	55%	43.5	17.5	43.5	32.5	13.1	19.7	7.9	
	GUA_23	83.0	39.7	92.0	24.0	84.5	101.7	83%	78.2	37.4	79.3	57.5	27.5	37.3	17.9	
	IPS_23	43.2	22.5	46.7	12.0	44.4	60.0	74%	28.5	14.8	28.7	33.4	17.6	14.6	7.6	
	ITG_23	68.5	23.9	72.5	24.0	68.5	100.0	68%	68.3	23.8	68.3	61.4	21.4	38.3	13.3	
	LAM_23	182.8	94.6	205.8	48.0	188.6	240.0	79%	156.8	81.2	160.3	116.3	60.2	69.5	36.0	
	LIM_23	74.7	44.0	86.7	12.0	81.2	83.3	97%	66.5	39.2	71.9	39.3	23.1	26.8	15.8	
	LJO_23	111.3	48.5	121.4	24.0	113.9	121.7	94%	100.2	43.6	102.1	75.5	32.9	47.8	20.8	
	MRA_23	75.5	40.4	85.7	24.0	77.3	100.0	77%	66.1	35.5	67.1	47.0	24.1	27.9	14.8	
	MBU_23	59.6	30.1	66.7	18.0	60.8	90.0	68%	40.3	20.2	40.3	43.5	22.3	20.1	10.2	
	PAR_23	44.7	22.5	50.1	12.0	45.9	60.0	77%	37.0	18.5	37.6	25.1	12.6	16.1	8.1	
	PBO_23	220.0	92.7	238.8	48.0	224.5	240.0	94%	177.3	74.0	179.2	186.8	77.3	84.6	35.1	
	PCA_23	138.1	62.1	151.4	24.0	143.3	240.0	60%	77.0	34.6	77.7	129.6	58.3	39.7	17.9	
	PIR_23	18.0	12.2	21.7	6.0	19.1	41.7	46%	13.4	9.0	13.7	8.7	5.9	5.6	3.8	
	PSA_23	110.1	37.0	116.2	30.0	110.3	240.0	46%	79.2	26.9	79.3	106.4	35.8	36.2	12.2	
	QUI_23	20.9	12.1	24.1	3.0	22.8	32.0	71%	18.1	10.4	19.6	12.2	7.0	8.2	4.7	
	REP_23	79.0	35.4	86.6	24.0	79.8	90.0	89%	66.8	30.0	67.1	76.1	34.1	26.3	11.8	
	SAN_23	108.8	56.5	122.6	30.0	112.0	121.7	92%	99.7	51.8	102.0	72.7	37.7	46.0	23.9	
	SIC_23	29.3	12.8	32.0	12.0	29.3	41.7	70%	27.9	11.8	27.9	24.4	10.1	15.4	6.4	
	SLO_23	134.7	64.3	145.2	24.0	140.6	163.4	86%	110.3	52.5	113.9	117.1	56.1	51.1	24.3	
	SMI_23	70.0	37.4	75.3	24.0	71.2	90.0	79%	45.3	24.1	45.3	56.6	30.6	23.5	12.6	
	TBO_23	81.5	42.0	91.6	25.2	83.2	90.0	92%	73.2	37.7	74.3	56.2	28.9	37.2	19.2	
	VAP_23	3.8	2.1	4.3	3.0	3.9	10.0	39%	3.5	2.0	3.7	2.4	1.4	1.7	0.9	
	VAU_23	141.6	83.5	164.4	36.0	149.3	170.0	88%	108.4	63.5	111.8	128.7	76.4	54.4	31.9	
	VEL_23	65.8	35.0	74.5	18.0	68.0	80.0	85%	55.1	29.2	56.2	46.5	25.0	25.4	13.5	
	VHA_23	62.9	34.7	71.8	21.0	64.3	71.7	90%	50.6	27.9	51.0	37.9	20.9	23.1	12.7	
	VJC_23	70.9	33.0	75.2	24.0	71.5	83.3	86%	64.5	30.1	64.8	44.8	20.9	26.4	12.3	
	VTA_23	62.4	38.4	73.3	18.0	65.7	101.7	65%	51.8	31.9	53.6	47.1	29.0	22.4	13.8	
	ACE_66	11.7	3.6	12.3					11.3	3.5	11.9	8.5	2.7	5.1	1.6	
	BCP_23	5.9	3.0	6.6					3.0	1.5	3.4	0.6	0.3	0.4	0.2	
	CVP_66	8.4	4.1	9.4					6.8	3.3	7.5	7.3	3.5	4.2	2.0	
	GHN_66	3.1	1.5	3.5					3.0	1.5	3.3	2.2	1.1	1.9	1.0	
	VCE_66	17.9	10.7	20.8					13.8	8.3	16.1	8.5	5.1	5.1	3.0	
	SUR	AYO_23	17.5	9.2	19.8	-	19.8	35.0	56%	17.4	9.2	19.7	13.3	7.0	8.9	4.7
		CAM_23	30.9	9.6	32.4	12.0	31.0	41.7	74%	28.0	8.7	28.2	24.8	7.7	14.7	4.6
		CBO_23	32.1	11.0	33.9	6.0	32.5	41.7	78%	30.8	10.6	31.2	20.2	6.9	11.0	3.8
		ENC_23	92.8	28.9	97.2	27.0	92.8	120.0	77%	83.9	26.1	84.0	74.3	23.1	44.0	13.7
		FRA_23	5.9	2.9	6.6	-	6.6	30.0	22%	4.9	2.4	5.5	3.9	1.9	2.4	1.2
MAU_23		16.1	4.8	16.8	-	16.8	41.7	40%	14.6	4.4	15.2	10.6	3.1	6.6	2.0	
NAT_23		31.0	9.1	32.4	3.0	31.6	41.7	76%	28.0	8.2	28.5	20.5	6.0	12.7	3.7	
PIL_23		36.8	11.3	36.5	9.0	36.9	40.0	92%	33.9	10.5	34.0	24.4	7.5	15.0	4.6	
PPO_23		23.1	7.0	24.2	3.0	23.5	30.0	78%	19.3	5.9	19.5	16.4	5.0	10.1	3.1	
SJB_23		30.3	17.5	35.0	6.0	32.4	41.7	78%	27.3	15.8	29.0	20.1	11.6	12.1	7.0	
SPA_23		26.6	12.0	29.2	6.0	27.3	41.7	66%	22.3	10.1	22.7	14.6	6.6	8.3	3.7	
SPP_23		23.1	7.2	24.2	3.0	23.5	30.0	78%	22.7	7.1	23.1	13.5	4.2	9.6	3.0	
TR_23		35.6	10.9	37.3	9.0	35.7	60.0	59%	29.2	8.9	29.2	25.5	7.8	15.7	4.8	
VIN_23		5.5	3.2	6.3	-	6.3	10.0	63%	5.6	3.2	6.4	2.7	1.6	1.8	1.0	
ESTE	ACT_23	91.9	47.4	103.4	12.0	98.5	120.0	82%	67.9	35.3	71.8	63.1	18.1	30.8	15.8	
	ADJ_23	68.4	31.9	75.5	-	75.5	80.0	94%	46.0	21.6	50.8	60.6	4.0	23.4	10.9	
	APR_23	9.5	4.3	10.5	18.0	16.7	90.0	19%	6.2	2.8	16.4	9.2	0.1	3.3	1.5	
	CAL_23	12.3	4.0	13.0	3.0	12.4	41.7	30%	11.5	3.8	11.6	7.5	2.5	5.0	1.7	
	CAT_23	39.1	22.7	45.2	33.5	40.6	82.0	49%	39.0	22.6	40.5	32.9	19.1	19.4	11.3	
	CDE_23	57.1	25.9	62.7	18.0	57.7	60.0	96%	44.8	20.3	44.8	44.6	8.6	21.3	9.6	
	CDO_23	63.7	21.5	67.2	12.0	64.4	83.3	77%	51.9	17.5	52.2	36.9	12.5	26.7	9.0	
	CUR_23	35.6	9.6	36.9	12.0	35.7	50.0	71%	31.0	8.3	31.2	22.2	6.0	15.3	4.1	
	HER_23	55.5	31.9	64.0	18.0	57.2	60.0	95%	49.1	28.2	50.1	37.0	21.2	22.2	12.8	
	IRY_23	30.1	9.4	31.5	6.0	30.3	41.7	73%	25.9	8.1	26.0	18.5	5.7	7.9	2.5	
	KM7_23	55.0	26.5	61.0	24.0	55.0	80.0	69%	43.7	21.1	43.8	38.0	11.3	19.8	9.5	
	K15_23	53.0	25.4	58.8	18.0	53.5	60.0	89%	45.7	21.7	45.8	31.5	14.9	20.0	9.4	
	K30_23	57.1	17.8	58.8	18.0	57.1	90.0	63%	52.2	16.3	52.2	41.3	12.9	26.4	8.3	
	MAQ_23	21.2	6.9	22.3	6.0	21.2	41.7	51%	18.3	5.9	18.3	13.8	4.5	9.4	3.0	
	MPO_23	16.9	7.7	16.6	6.0	17.0	30.0	57%	15.8	7.3	15.8	12.4	5.9	6.6	3.3	
	NAR_23	38.1	14.8	40.8	12.0	38.2	60.0	64%	31.6	12.3	31.6	23.0	8.9	15.4	6.0	
	PBU_23	24.6	10.6	26.8	3.0	25.8	41.7	62%	22.9	9.9	23.9	15.9	6.9	10.4	4.5	
	PFO_23	69.2	31.6	76.1	12.0	72.0	83.3	86%	62.8	28.7	65.0	42.6	19.5	27.5	12.6	
SGA_23	21.6	12.5	25.0	6.0	22.6	41.7	54%	21.6	12.5	22.6	18.2	10.6	10.8	6.2		
SR_23	12.5	4.7	13.3	6.0	12.5	41.7	30%	11.3	4.3	11.4	8.3	3.1	5.4	2.0		
UMC_66	22.8	10.6	25.2	-	25.2	60.0	42%	15.3	7.2	16.9	20.2	1.3	7.8	3.6		
CAR_66	8.6	3.4	9.3					7.0	2.8	7.5	7.4	3.0	5.9	2.4		
INP_66	15.6	14.1	21.1					15.6	14.1	21.0	11.9	10.8	9.9	9.0		
WMA_66	4.1	1.6	4.4					4.1	1.6	4.4	4.1	1.6	3.0	1.2		
NORTE	BDO_23	11.0	5.7	12.4	3.0	11.3	20.0									

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2014-2023

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2019													
		MÁXIMAS					SIMULTÁNEA				MEDIA		LEVE		
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utilización %	MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
METROPOLITANO	BMO_23	71.0	34.0	78.7	18.0	72.7	80.0	91%	54.4	26.1	55.0	57.2	27.5	25.3	12.1
	BPA_23	83.6	40.0	92.7	18.0	86.4	90.0	96%	60.0	28.7	61.0	54.7	26.5	28.7	13.8
	CAE_23	52.7	39.5	65.9	24.0	55.0	60.0	92%	41.5	31.2	42.2	32.3	24.2	21.5	16.1
	CAP_23	110.1	49.9	120.8	18.0	114.6	121.7	94%	106.5	48.2	110.7	68.0	31.0	38.3	17.4
	CAU_23	18.9	12.0	22.4	2.4	21.2	30.0	71%	12.9	8.2	14.1	8.1	5.1	4.8	3.0
	CEN_23	64.0	23.4	68.1	12.0	65.0	90.0	72%	17.6	6.5	18.5	52.3	19.2	9.1	3.3
	COL_23	14.6	7.6	16.4	3.0	15.3	20.0	76%	12.9	6.7	13.4	8.8	4.6	5.8	3.1
	ELA_23	56.1	23.5	60.9	12.0	57.3	60.0	96%	47.1	33.3	51.7	35.7	25.2	23.6	16.7
	FDM_23	79.3	42.8	90.0	24.0	81.5	90.0	91%	61.1	32.7	61.7	74.3	40.0	29.1	15.8
	GD_23	53.3	21.5	57.5	18.0	53.4	90.0	59%	47.0	19.0	47.1	35.2	14.2	21.3	8.6
	GUA_23	89.1	42.8	98.8	24.0	91.0	101.7	90%	83.9	40.2	85.4	61.7	29.5	40.0	19.1
	IPS_23	47.0	24.5	53.0	12.0	48.6	60.0	81%	31.0	16.1	31.3	35.3	19.2	15.8	8.2
	ITG_23	74.6	26.0	78.9	24.0	74.6	100.0	75%	74.3	25.9	74.3	66.8	23.3	41.6	14.5
	LAM_23	211.7	109.6	238.4	48.0	220.5	240.0	92%	181.5	94.0	187.3	134.6	69.7	80.6	41.7
	LIM_23	104.8	61.7	121.7	12.0	116.0	122.0	95%	93.4	55.0	102.8	55.1	32.5	37.6	22.1
	LUQ_23	116.1	50.6	126.7	24.0	119.1	121.7	98%	104.5	45.5	106.7	78.8	34.3	50.0	21.8
	MRA_23	79.1	40.0	88.7	24.0	80.7	100.0	81%	68.4	34.8	69.3	53.4	25.6	29.7	14.9
	MBU_23	64.9	32.8	72.7	18.0	66.6	90.0	74%	43.9	22.0	44.1	47.4	24.3	21.9	11.1
	PAR_23	48.9	24.6	54.7	12.0	50.5	60.0	84%	40.4	20.2	41.2	27.4	13.7	17.5	8.7
	PBO_23	227.4	96.2	246.9	48.0	232.5	240.0	97%	182.9	76.6	185.1	192.6	80.0	87.2	36.3
	PCA_23	149.3	67.2	163.7	24.0	155.4	240.0	85%	83.1	37.4	84.2	140.1	63.0	42.9	19.3
	PIR_23	19.6	13.2	23.7	6.0	20.9	41.7	50%	14.6	9.8	15.1	9.5	6.4	6.1	4.1
	PSA_23	119.3	40.2	125.9	30.0	119.8	240.0	50%	85.8	29.1	85.8	115.3	38.8	39.3	13.2
	QU_23	22.6	13.1	26.2	3.0	24.8	32.0	78%	19.7	11.3	21.3	13.2	7.6	8.9	5.1
	REP_23	85.5	39.4	93.7	24.0	86.7	90.0	96%	72.3	32.4	72.8	92.4	28.4	28.4	12.7
	SAH_23	111.2	57.7	125.3	30.0	114.6	121.7	94%	101.8	52.8	104.3	74.2	38.5	47.0	24.4
	SIC_23	31.9	13.9	34.8	12.0	31.9	41.7	77%	30.3	12.8	30.3	26.6	11.0	16.7	7.0
	SLO_23	151.5	72.1	167.7	24.0	158.9	163.4	97%	124.3	59.0	129.1	130.8	62.6	57.7	27.4
	SMI_23	81.4	43.1	92.1	24.0	83.6	90.0	93%	53.1	28.0	53.2	64.8	34.7	27.4	14.5
	TBO_23	82.3	42.4	92.6	25.2	84.1	90.0	93%	73.9	38.1	75.1	56.8	29.2	37.6	19.4
	VAP_23	4.1	2.3	4.7	3.0	4.1	10.0	41%	3.8	2.2	3.9	2.6	1.5	1.8	1.0
	VAU_23	150.9	88.4	174.9	36.0	159.7	170.0	94%	116.5	67.8	120.8	135.5	80.0	58.6	34.1
	VEL_23	66.8	35.7	75.7	18.0	69.1	80.0	86%	56.2	29.9	57.5	47.7	25.7	26.2	13.9
	VHA_23	63.3	34.7	72.2	21.0	64.8	71.7	90%	50.4	27.6	50.8	38.6	21.2	23.3	12.8
	VIC_23	76.8	35.8	84.7	24.0	77.7	83.3	93%	69.9	32.5	70.4	48.5	22.6	28.5	13.3
	VTA_23	67.7	41.6	79.5	18.0	71.7	101.7	70%	56.1	34.5	58.5	51.0	31.4	24.3	15.0
	ACE_66	12.0	3.7	12.6					11.6	3.6	12.1	8.7	2.7	5.2	1.6
	BCP_23	6.3	3.2	7.0					3.2	1.6	3.6	0.7	0.4	0.5	0.3
	CVP_66	8.4	4.1	9.4					6.8	3.3	7.5	7.4	3.6	4.2	2.0
GHN_66	3.4	1.7	3.8					3.3	1.6	3.7	2.4	1.2	2.1	1.1	
VCE_66	19.4	11.6	22.6					14.9	9.0	17.4	9.2	5.5	5.5	3.3	
SUR	AYO_23	19.3	10.2	21.8	-	21.8	35.0	82%	19.2	10.1	21.7	14.6	7.7	9.8	5.2
	CAM_23	33.8	10.5	35.4	12.0	33.9	41.7	81%	30.6	9.5	30.7	27.1	8.4	16.1	5.0
	CBO_23	35.1	12.1	37.2	6.0	35.7	41.7	86%	33.7	11.6	34.2	22.1	7.6	12.0	4.1
	COS_23	33.8	10.5	35.4	-	35.4	60.0	59%	30.6	9.5	32.0	27.1	8.4	16.1	5.0
	ENC_23	67.7	21.1	70.9	27.0	67.9	120.0	57%	61.2	19.0	61.7	54.2	16.9	32.1	10.0
	FRA_23	6.5	3.1	7.2	-	7.2	30.0	24%	5.4	2.6	6.0	4.3	2.1	2.6	1.3
	MAU_23	15.6	4.6	16.2	-	16.2	41.7	39%	14.0	4.1	14.6	10.3	3.0	6.4	1.9
	NAT_23	33.8	9.9	35.2	3.0	34.5	41.7	83%	30.5	9.0	31.0	22.4	6.6	13.9	4.1
	PIL_23	40.5	12.5	42.4	9.0	40.7	60.0	88%	37.3	11.5	37.4	26.9	8.3	16.5	5.1
	PPO_23	25.1	7.6	26.2	3.0	25.5	30.0	85%	20.9	6.4	21.1	17.8	5.4	11.0	3.3
	SJB_23	33.2	19.3	38.4	6.0	35.8	41.7	86%	30.0	17.4	32.0	22.0	12.7	13.3	7.7
	SPA_23	29.1	13.1	31.9	6.0	30.0	41.7	72%	24.4	11.0	24.9	15.9	7.2	9.1	4.1
	SPP_23	25.8	8.0	27.0	3.0	26.3	30.0	88%	25.3	7.9	25.8	15.0	4.7	10.6	3.3
	TR_23	38.6	11.8	40.4	9.0	38.7	60.0	85%	31.6	9.7	31.6	27.7	8.5	17.1	5.2
	VIN_23	5.8	3.4	6.7	-	6.7	10.0	67%	5.9	3.4	6.8	2.9	1.7	1.9	1.1
	ADH_23	69.9	32.6	77.1	-	77.1	80.0	96%	46.9	22.0	51.8	61.9	4.0	23.8	11.1
	ACY_23	81.3	45.1	93.0	12.0	87.8	120.0	73%	64.9	36.0	69.2	45.0	25.0	27.5	15.2
	APR_23	45.3	20.2	49.6	30.0	46.3	170.0	27%	29.3	13.1	33.8	43.6	0.3	15.6	7.0
	CAL_23	15.4	5.0	16.2	3.0	15.6	41.7	37%	14.4	4.7	14.5	9.3	3.0	6.3	2.1
	CAT_23	43.0	24.9	49.7	33.5	43.8	82.0	53%	42.8	24.9	43.7	36.1	20.9	21.4	12.4
CDE_23	71.0	32.2	78.0	18.0	72.4	90.0	80%	56.7	25.7	57.2	54.0	11.8	26.7	12.1	
CDO_23	69.5	23.5	73.3	12.0	70.4	83.3	84%	56.5	19.1	57.0	40.2	13.6	29.2	9.9	
CUR_23	38.3	10.3	39.7	12.0	38.3	50.0	77%	33.4	9.0	33.5	23.9	6.4	16.5	4.4	
HER_23	51.1	29.4	59.0	18.0	52.4	60.0	87%	45.2	26.0	45.9	34.0	19.6	20.5	11.8	
IRY_23	32.4	10.1	34.0	6.0	32.7	41.7	78%	27.9	8.7	28.0	19.9	6.2	8.5	2.7	
KM7_23	60.3	29.1	66.9	24.0	60.5	80.0	76%	47.9	23.1	47.9	41.7	12.4	21.8	10.4	
K15_23	52.2	24.6	57.7	24.0	52.2	60.0	87%	45.4	21.2	45.5	31.4	14.6	20.0	9.3	
K30_23	62.5	19.5	65.5	18.0	62.5	90.0	89%	57.1	17.8	57.1	45.2	14.1	28.9	9.0	
MAQ_23	23.1	7.5	24.3	6.0	23.2	41.7	59%	20.9	6.5	20.0	15.1	4.9	10.2	3.3	
MPO_23	18.4	8.4	20.2	6.0	18.6	30.0	82%	17.2	8.0	17.3	13.6	6.5	7.2	3.6	
NAR_23	42.4	16.4	45.5	12.0	42.6	60.0	71%	35.2	13.6	35.2	25.6	9.9	17.1	6.6	
PBU_23	27.1	11.6	28.5	3.0	28.4	41.7	88%	25.1	10.9	26.4	17.5	7.5	11.4	4.9	
PFO_23	68.0	31.0	74.7	24.0	68.3	83.3	82%	61.6	28.1	61.7	41.9	19.1	27.0	12.3	
SGA_23	23.8	13.8	27.5	6.0	25.0	41.7	80%	23.7	13.8	25.0	20.0	11.6	11.8	6.9	
SRI_23	13.7	5.2	14.7	6.0	13.7	41.7	33%	12.4	4.7	12.5	9.1	3.4	5.9	2.2	
UMC_66	30.0	14.0	33.0	-	33.0	60.0	55%	20.1	9.4	22.2	26.5	1.7	10.2	4.7	
CAR_66	8.9	3.5	9.5					7.2	2.9	7.7	7.6	3.0	6.1	2.4	
INF_66	17.1	15.5	23.1					17.0	15.4	23.0	13.1	11.9	10.8	9.8	
WMA_66	4.2	1.7	4.5												

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2014-2023

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2020													
		MAXIMAS					SIMULTANEA			MEDIA		LEVE			
		MW	MVA	MVA	MVA Capac.	MVA Comp.	Pot. Inst. MVA	Utili- zación %	MW	MVA	MVA	MW	MVA	MW	MVA
METROPOLITANO	BMO_23	70,2	33,6	77,8	18,0	71,9	80,0	90%	53,6	25,6	54,1	55,8	26,8	25,0	12,0
	BFA_23	84,3	39,1	92,9	18,0	96,9	90,0	97%	60,4	28,0	61,2	52,3	24,3	28,8	13,3
	CAE_23	68,4	51,3	85,5	24,0	73,7	90,0	92%	53,9	40,4	56,3	41,9	31,5	27,8	20,9
	CAP_23	109,6	49,3	120,2	18,0	114,0	121,7	94%	107,6	48,4	111,8	64,8	29,2	37,9	17,1
	CAU_23	20,3	12,9	24,1	2,4	22,9	30,0	76%	13,8	8,8	15,2	8,7	5,5	5,2	3,3
	CEN_23	69,4	26,4	73,9	12,0	70,7	90,0	79%	10,1	7,0	19,8	56,8	20,8	9,8	3,6
	COL_23	15,8	8,2	17,8	3,0	16,7	20,0	83%	14,0	7,3	14,6	9,6	5,0	6,4	3,3
	ELA_23	49,4	16,9	52,2	12,0	49,6	60,0	83%	42,0	29,3	45,4	31,7	22,1	20,9	14,6
	FDM_23	81,4	44,0	92,5	24,0	93,8	90,0	93%	62,6	33,7	63,3	76,3	41,3	29,9	16,1
	GDI_23	74,1	30,6	80,1	18,0	75,1	90,0	83%	64,7	26,7	65,3	53,7	22,4	28,4	11,7
	GUA_23	95,5	45,7	105,9	24,0	97,9	101,7	96%	89,9	43,0	91,9	66,1	31,6	42,9	20,5
	IPS_23	51,0	26,6	57,5	12,0	53,1	60,0	88%	33,7	17,5	34,1	39,4	20,8	17,2	8,9
	ITG_23	81,1	28,3	85,9	24,0	81,2	100,0	81%	80,8	28,1	80,9	72,6	25,3	45,3	15,8
	LAM_23	205,5	106,4	231,4	48,0	213,7	240,0	89%	176,2	91,2	181,4	130,7	67,7	78,2	40,5
	LIM_23	137,1	78,8	158,1	24,0	147,7	160,0	92%	121,6	69,9	130,0	74,3	42,4	50,0	28,6
	LUQ_23	114,6	49,9	125,0	24,0	117,5	121,7	97%	103,1	44,9	105,2	77,8	33,9	49,3	21,5
	MRA_23	87,2	44,2	97,7	24,0	89,6	100,0	89%	76,4	38,6	76,8	68,6	28,2	32,7	16,4
	MEU_23	70,6	35,7	79,1	18,0	72,8	90,0	81%	47,7	24,0	48,1	51,6	26,4	23,9	12,0
	PAR_23	53,2	26,7	59,5	12,0	55,2	60,0	92%	44,0	22,0	45,1	29,8	14,9	19,1	9,5
	PBO_23	210,6	90,3	229,2	48,0	214,8	240,0	90%	168,5	71,4	170,1	177,1	74,4	80,3	33,8
	PCA_23	196,7	86,3	214,8	36,0	203,1	240,0	85%	119,2	51,8	120,2	182,6	80,3	60,6	26,4
	PIR_23	21,1	14,3	25,5	6,0	22,7	41,7	64%	15,7	10,6	16,4	10,2	6,9	6,6	4,4
	PSA_23	129,1	43,4	136,2	30,0	129,8	240,0	84%	92,8	42,9	92,8	124,7	42,0	42,5	14,3
	QUI_23	24,5	14,2	29,3	3,0	26,9	32,0	84%	21,2	12,2	23,1	14,3	8,2	9,6	5,5
	REP_23	76,2	34,2	83,5	24,0	76,9	90,0	85%	64,4	28,9	64,5	73,4	32,9	25,3	11,4
	SN_23	133,3	69,2	150,2	30,0	139,0	160,0	87%	121,8	63,2	126,2	89,3	46,3	56,7	29,4
	SIC_23	34,6	15,1	37,8	12,0	34,8	41,7	83%	32,9	13,9	33,0	28,9	11,9	18,2	7,6
	SLO_23	186,6	80,0	206,7	36,0	193,9	201,7	96%	162,6	72,6	166,8	162,3	77,0	70,8	33,7
	SMI_23	86,4	45,9	97,8	24,0	89,1	90,0	99%	56,2	29,7	56,5	69,1	37,1	29,0	15,4
	TBO_23	76,5	39,4	86,1	25,2	77,8	90,0	86%	68,7	35,4	69,4	52,7	27,1	34,9	18,0
	VAP_23	4,4	2,5	5,1	3,0	4,5	10,0	45%	4,2	2,3	4,2	2,9	1,6	2,0	1,1
	VAU_23	154,5	90,3	179,0	36,0	153,8	170,0	96%	119,6	69,4	124,2	138,1	81,4	60,2	34,9
	VEL_23	116,2	62,9	132,2	48,0	117,2	160,0	73%	96,2	51,8	96,3	85,4	46,8	44,7	24,2
	VFA_23	61,3	33,5	69,9	21,0	52,6	71,7	87%	48,5	26,5	48,8	37,8	20,5	22,5	12,3
	VIC_23	83,2	38,7	91,7	30,0	83,6	121,7	69%	75,8	35,2	75,8	52,5	24,5	30,9	14,4
	VTA_23	73,5	45,2	86,3	18,0	78,4	101,7	77%	60,9	37,5	64,0	55,4	34,1	26,4	16,2
ACE_66	12,3	3,8	12,9					11,9	3,7	12,4	8,9	2,8	5,4	1,7	
BCP_23	6,9	3,5	7,7					3,5	1,8	3,9	0,7	0,4	0,5	0,3	
CVP_06	0,4	4,1	9,4					0,8	3,3	7,5	7,4	3,0	4,3	2,1	
GHN_66	3,7	1,9	4,1					3,6	1,8	4,0	2,6	1,3	2,3	1,2	
VCE_66	20,9	12,6	24,4					16,1	9,7	18,8	9,9	5,9	6,0	3,6	
SUR	AYO_23	21,2	11,2	24,0	-	24,0	35,0	69%	21,1	11,1	23,8	16,2	8,6	10,8	5,7
	CAM_23	37,0	11,5	38,7	12,0	37,0	41,7	89%	33,4	10,4	33,5	29,6	9,2	17,5	5,5
	CBO_23	38,3	13,2	40,5	6,0	39,0	41,7	94%	36,8	12,7	37,4	24,1	8,3	13,1	4,5
	COG_23	37,0	11,5	38,7	-	38,7	60,0	65%	33,4	10,4	35,0	29,6	9,2	17,5	5,5
	ENC_23	73,9	23,0	77,4	27,0	74,1	120,0	62%	66,8	20,8	67,1	59,2	18,4	35,1	10,9
	FRA_23	7,1	3,4	7,8	-	7,8	30,0	26%	5,9	2,8	6,5	4,7	2,3	2,8	1,4
	MAU_23	17,0	5,0	17,7	-	17,7	41,7	43%	15,3	4,5	16,0	11,3	3,3	6,9	2,0
	NAT_23	36,9	10,9	38,5	3,0	37,7	41,7	91%	33,3	9,8	33,9	24,4	7,2	15,1	4,4
	PIB_23	49,7	13,8	45,8	9,0	44,9	60,0	75%	41,1	12,7	41,3	29,6	9,1	18,2	5,6
	PPO_23	27,2	8,3	28,5	3,0	27,7	30,0	82%	22,7	8,9	23,1	19,2	5,9	11,9	3,8
	SUB_23	36,2	21,0	41,8	6,0	39,2	41,7	94%	32,6	18,9	35,1	23,9	13,8	14,4	8,3
	SFA_23	31,7	14,3	34,8	6,0	32,8	41,7	79%	26,5	12,0	27,2	17,3	7,8	9,9	4,5
	SFP_23	25,7	8,0	26,9	3,0	26,2	30,0	87%	25,3	7,9	25,7	15,0	4,7	10,6	3,3
TRI_23	41,9	12,8	43,8	9,0	42,0	60,0	70%	34,2	10,5	34,3	30,0	9,2	18,5	5,7	
VIN_23	6,4	3,7	7,4	-	7,4	10,0	74%	6,5	3,8	7,5	3,2	1,9	2,1	1,2	
ESTE	ACY_23	88,9	49,3	101,6	30,0	91,0	120,0	76%	70,9	39,3	71,5	49,2	27,3	30,1	16,7
	ADN_23	70,9	33,0	78,2	-	78,2	80,0	98%	47,5	22,3	52,5	62,8	4,1	24,2	11,2
	APR_23	49,4	22,1	54,1	30,0	50,0	170,0	29%	31,9	14,3	35,6	47,6	0,3	17,0	7,6
	CAL_23	16,8	5,5	17,7	3,0	17,0	41,7	41%	15,7	5,1	15,9	10,2	3,3	6,9	2,3
	CAT_23	47,1	27,3	54,4	33,5	47,5	82,0	58%	47,0	27,2	47,4	39,5	22,9	23,4	13,6
	CDE_23	77,8	35,2	85,4	18,0	79,7	90,0	89%	62,1	28,2	62,9	59,2	13,0	29,2	13,2
	CDO_23	75,5	25,5	79,7	12,0	76,7	83,3	75%	61,4	20,5	62,0	43,8	14,0	31,7	10,7
	CUR_23	41,2	11,1	42,3	12,0	41,2	50,0	82%	35,9	9,6	36,9	25,7	6,9	17,8	6,5
	HER_23	55,9	32,1	64,4	18,0	57,6	60,0	96%	49,3	28,4	50,4	37,2	21,4	22,4	12,9
	IRY_23	35,1	10,9	36,8	6,0	35,5	41,7	85%	30,1	9,4	30,3	21,6	6,7	9,2	2,9
	KM7_23	66,0	31,8	73,3	24,0	66,5	80,0	83%	52,4	25,3	52,5	45,6	13,6	23,8	11,4
	K15_23	57,2	26,9	63,2	24,0	57,3	60,0	95%	49,7	23,2	49,8	34,4	16,0	21,9	10,1
	K30_23	68,3	21,3	71,6	18,0	68,4	90,0	76%	62,3	19,5	62,4	49,4	15,4	31,5	9,8
	MAQ_23	25,2	8,2	26,5	6,0	25,3	41,7	61%	21,8	7,1	21,8	16,5	5,3	11,1	3,6
	MFO_23	20,1	9,2	22,1	6,0	20,3	30,0	68%	18,7	8,8	18,9	14,8	7,1	7,8	3,9
	NAK_23	47,2	18,3	50,6	12,0	47,6	60,0	79%	39,2	15,2	39,3	28,5	11,1	19,0	7,4
	PBU_23	29,8	12,8	32,5	3,0	31,4	41,7	75%	27,7	12,0	29,1	19,3	8,3	12,5	5,4
PPO_23	74,6	34,1	82,0	24,0	75,3	83,3	90%	67,6	30,9	67,9	46,0	21,0	29,6	13,5	
SGA_23	26,1	15,1	30,1	6,0	27,6	41,7	66%	26,0	15,1	27,5	21,9	12,7	13,0	7,5	
SRI_23	15,1	5,7	16,1	6,0	15,1	41,7	70%	13,6	5,2	13,7	10,1	3,8	6,5	2,5	
UMC_66	38,2	17,8	42,1	-	42,1	60,0	70%	25,6	12,0	25,3	33,8	2,2	13,0	6,1	
CAR_66	9,1	3,6	9,8					7,4	2,9	7,9	7,8	3,1	6,3	2,5	
INP_66	18,7	16,9	25,2					18,6	16,9	25,1	14,3	13,0	11,8	10,7	
WMA_66	4,2	1,7	4,5					4,2	1,6	4,5	4,2	1,7	3,1	1,2	
NORTE	BDO_23	14,2	7,4	16,0	3,0	14,8	20,0	74%	12,9	6,7	13,4	11,3	5,9	5,9	3,1
	BVN_23	7,1	3,4	7,8	-	7,8	20,0	39%	6,4	3,1	7,1	5,6	2,7	2,9	1,4
	CEV_23	11,8	7,3	13,9	-	13,9	20,0	70%	9,3	5,7	10,9	5,5	3,4	2,9	1,8
	CCO_23	40,3	21,0	45,5	12,0	41,3	41,7	99%	36,7	19,2	37,4	32,0	16,7	16,7	8,7
	CON_23	57,4	23,6	62,0	18,0	57,7	60,0	96%	56,8	23,3	57,0	52,9	21,7	30,6	12,6
	HCR_23	37,5	26,7	46,0	12,0	40,2	61,7	65%	31,0	22,1	32,6	28,2	20,1	17,7	12,6
	PJC_23	45,9	23,6	51,6	18,0	46,3	60,0	77%	37,5	19,2	37,5	36,0	18,5	20,6	10,6
	VMI_23	10,7</													

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2014-2023

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2021														
		MAXIMAS						Pot. Inst. MVA	Utilización %	SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.	MW			MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr	
METROPOLITANO	BMO_23	71.2	33.9	78.8	18.0	72.9	80.0	91%	54.1	25.8	54.7	55.8	26.8	25.3	12.1	
	BPA_23	76.7	37.2	85.2	18.0	79.1	90.0	88%	53.4	25.7	53.9	51.8	25.4	26.1	12.6	
	CAE_23	73.8	55.3	92.2	24.0	80.2	90.0	89%	58.1	43.6	61.3	45.2	33.9	30.1	22.5	
	CAP_23	131.2	59.5	144.0	48.0	131.7	160.0	82%	126.3	57.2	126.6	81.8	37.4	45.7	20.8	
	CAU_23	22.1	14.0	26.2	2.4	25.0	30.0	83%	15.0	9.5	16.6	9.5	6.0	5.6	3.5	
	CEN_23	74.5	27.3	79.3	12.0	76.0	90.0	84%	20.5	7.5	21.0	60.9	22.3	10.8	3.9	
	COL_23	17.1	8.9	19.3	3.0	18.1	20.0	90%	15.1	7.9	15.9	10.3	5.4	6.9	3.8	
	EIO_23	53.2	19.2	56.2	12.0	53.8	60.0	89%	45.2	31.5	49.2	34.7	23.8	22.5	15.7	
	FCM_23	82.9	45.1	94.4	24.0	85.6	90.0	95%	63.6	34.4	64.4	77.8	42.4	30.4	16.5	
	GDI_23	79.9	33.0	86.4	18.0	81.2	90.0	90%	69.7	28.8	70.6	58.0	24.1	30.7	12.6	
	GUA_23	101.9	48.8	113.0	42.0	102.1	140.0	73%	95.9	45.9	95.9	70.5	33.7	45.7	21.9	
	IPS_23	55.2	28.7	62.3	12.0	57.7	60.0	96%	36.5	18.9	37.1	42.6	22.5	18.6	9.7	
	ITG_23	87.8	30.6	92.9	24.0	88.0	100.0	88%	87.4	30.5	87.6	78.7	27.4	49.1	17.1	
	LAM_23	223.7	115.8	251.8	48.0	233.7	240.0	97%	191.6	99.2	198.3	142.2	73.6	85.0	44.0	
	LIM_23	139.4	81.8	191.6	24.0	150.9	160.0	94%	123.4	72.5	132.6	73.7	43.3	50.0	29.3	
	LUQ_23	145.6	64.9	159.4	48.0	146.6	160.0	92%	130.8	58.3	131.2	97.3	43.2	61.9	27.5	
	MBLU_23	76.6	38.6	85.8	18.0	79.3	90.0	88%	51.8	26.0	52.4	55.8	28.6	25.9	13.1	
	MRA_23	86.0	43.0	96.2	24.0	88.1	100.0	88%	74.2	37.3	75.4	58.9	27.9	32.4	16.0	
	PAR_23	54.6	27.5	61.1	12.0	56.7	60.0	95%	45.1	22.6	46.3	30.6	15.3	19.6	9.8	
	PBO_23	227.0	97.3	247.0	48.0	232.3	240.0	97%	181.5	78.9	183.8	190.8	80.1	86.4	36.4	
	PCA_23	211.8	93.0	231.3	36.0	219.3	240.0	91%	128.3	55.8	129.8	196.6	86.4	65.2	28.4	
	PIR_23	25.8	16.8	30.8	6.0	28.0	41.7	67%	19.4	12.6	20.5	12.8	8.3	8.2	5.3	
	PSA_23	139.2	46.8	146.9	30.0	140.2	240.0	58%	100.0	33.9	100.1	134.5	45.2	45.9	15.4	
	QUI_23	26.4	15.3	30.5	3.0	29.1	32.0	91%	22.9	13.2	25.0	15.4	8.8	10.3	5.9	
	REP_23	82.2	36.8	90.0	24.0	83.2	90.0	92%	69.4	31.1	69.7	79.1	35.5	27.3	12.2	
	SAN_23	143.9	74.6	192.1	48.0	146.3	160.0	91%	131.4	68.1	132.9	96.3	50.0	61.2	31.8	
	SLO_23	181.5	86.4	201.0	36.0	188.4	201.7	93%	148.7	70.7	152.7	157.0	75.2	69.1	32.8	
	SIC_23	37.4	16.3	40.9	12.0	37.7	41.7	90%	35.6	15.0	35.7	31.2	12.9	19.7	8.2	
	SML_23	76.4	40.1	86.3	24.0	78.1	90.0	87%	50.1	26.2	50.2	59.9	31.9	25.7	13.5	
	TBO_23	82.4	42.4	92.7	25.2	84.2	90.0	94%	73.9	38.1	75.0	56.8	29.2	37.6	19.4	
	VAP_23	4.8	2.7	5.4	3.0	4.8	10.0	48%	4.5	2.5	4.5	3.1	1.7	2.1	1.2	
	VAU_23	198.6	112.2	228.1	60.0	205.3	250.0	82%	151.8	85.4	153.9	168.8	97.0	75.8	42.7	
	VEL_23	125.8	68.1	143.1	48.0	127.4	160.0	80%	104.2	56.1	104.5	92.4	50.6	48.5	26.2	
	VHA_23	67.5	36.8	76.9	21.0	69.3	110.0	63%	53.3	29.1	53.9	41.4	22.6	24.8	13.6	
	VIC_23	108.0	50.7	119.3	30.0	109.9	121.7	90%	96.0	45.1	97.2	73.5	34.6	40.0	18.8	
VTA_23	79.5	48.9	93.3	18.0	85.3	101.7	84%	65.8	40.5	69.6	59.9	36.9	28.6	17.8		
ACE_66	12.4	3.9	13.0	-	-	-	-	12.0	3.7	12.6	9.0	2.8	5.4	1.7		
BCP_23	7.3	3.7	8.2	-	-	-	-	3.7	1.9	4.2	0.8	0.4	0.5	0.3		
CVP_66	8.4	4.1	9.4	-	-	-	-	8.4	3.3	7.5	7.4	3.6	4.3	2.1		
GHN_66	4.0	2.0	4.5	-	-	-	-	3.9	1.9	4.3	2.8	1.4	2.4	1.2		
VCE_66	22.6	13.6	26.4	-	-	-	-	17.4	10.4	20.3	10.7	6.4	6.4	3.8		
ANO_23	23.3	12.3	26.3	-	26.3	35.0	75%	23.1	12.2	26.1	17.7	9.4	11.9	6.3		
CAM_23	86.3	17.5	88.9	12.0	86.5	83.4	68%	50.8	15.8	51.0	45.0	14.0	26.8	14.9		
CBO_23	41.5	14.3	43.9	6.0	42.4	83.4	51%	39.8	13.7	40.6	26.1	9.0	14.2	4.9		
COS_23	40.2	12.5	42.1	-	42.1	60.0	70%	36.3	11.3	38.0	32.2	10.0	19.0	5.9		
ENC_23	64.3	20.0	67.3	27.0	64.7	120.0	54%	58.1	18.1	58.8	51.5	16.0	30.4	9.5		
FRA_23	7.7	3.7	8.5	-	8.5	30.0	28%	6.4	3.1	7.1	5.1	2.5	3.1	1.5		
MAU_23	18.4	5.4	19.2	-	19.2	41.7	46%	16.6	4.9	17.3	12.2	3.6	7.5	2.2		
NAT_23	40.0	11.8	41.7	3.0	41.0	41.7	98%	36.1	10.6	36.9	26.5	7.8	16.4	4.8		
PIL_23	48.9	15.1	51.1	9.0	49.2	60.0	82%	44.9	13.8	45.2	32.4	10.0	19.9	6.1		
PPO_23	25.9	7.9	27.1	3.0	26.4	30.0	88%	21.6	6.6	21.9	18.3	5.6	11.3	3.4		
SUB_23	39.3	22.8	45.4	6.0	42.8	83.3	51%	35.4	20.5	38.3	26.1	15.1	15.7	9.1		
SPA_23	34.5	15.6	37.9	6.0	35.8	41.7	89%	28.8	13.0	29.7	18.8	8.5	10.8	4.9		
SPP_23	28.5	8.9	29.9	6.0	28.5	30.0	95%	28.0	8.7	28.0	26.7	5.2	11.8	3.7		
TRI_23	48.7	14.9	50.9	9.0	49.0	60.0	82%	39.8	12.2	39.9	34.9	10.7	21.5	6.6		
VIN_23	7.1	4.1	8.2	-	8.2	10.0	82%	7.2	4.2	8.3	3.4	2.0	2.2	1.3		
ACY_23	82.3	45.7	94.1	30.0	83.8	120.0	70%	65.9	36.6	66.2	45.9	25.0	28.0	15.5		
ADN_23	71.1	33.1	78.4	-	78.4	80.0	98%	47.7	22.4	52.6	63.0	4.0	24.2	11.3		
APR_23	53.7	24.0	58.8	30.0	54.0	170.0	32%	34.7	15.5	37.6	51.8	0.3	18.5	8.3		
CAL_23	18.2	6.0	19.2	3.0	18.5	41.7	44%	17.0	5.6	17.2	11.1	3.6	7.5	2.5		
CAT_23	51.4	29.8	59.5	33.5	51.6	82.0	63%	51.3	29.7	51.4	43.2	25.0	25.5	14.8		
CDE_23	64.9	29.3	71.3	18.0	65.9	90.0	73%	49.7	22.5	49.9	52.2	8.6	23.9	10.8		
CDO_23	81.8	27.6	86.3	12.0	83.3	83.3	100%	66.5	22.5	67.3	47.4	16.0	34.4	11.6		
CUR_23	44.2	11.9	45.8	12.0	44.2	50.0	88%	38.5	10.3	38.5	27.5	7.4	19.0	5.1		
HER_23	60.7	34.9	70.0	18.0	63.0	90.0	70%	53.6	30.8	55.1	40.4	23.2	24.3	14.0		
IRY_23	37.7	11.7	39.5	6.0	38.1	41.7	92%	32.4	10.1	32.6	23.2	7.2	9.9	3.1		
KN7_23	86.2	42.5	96.1	24.0	88.2	160.0	55%	68.3	33.7	68.9	57.3	19.0	30.6	15.0		
K15_23	62.4	29.4	68.9	24.0	62.6	90.0	70%	54.2	25.3	54.2	37.5	17.4	23.8	11.1		
K30_23	74.2	23.2	77.8	18.0	74.4	90.0	83%	67.7	21.1	67.8	53.7	16.8	34.3	10.7		
MAQ_23	27.4	8.9	28.8	6.0	27.5	41.7	66%	23.6	7.7	23.7	17.9	5.8	12.1	3.9		
MPO_23	21.7	10.0	23.9	6.0	22.1	30.0	74%	20.3	9.5	20.6	16.0	7.7	8.5	4.2		
NAR_23	52.3	20.3	56.1	12.0	52.9	60.0	88%	43.4	16.8	43.6	31.6	12.3	21.1	8.2		
PEU_23	32.7	14.0	35.6	3.0	34.5	41.7	83%	30.3	13.1	31.9	21.1	9.1	13.7	5.9		
PFO_23	101.4	46.3	111.5	24.0	103.8	121.7	85%	91.8	41.9	93.6	62.4	28.5	40.3	18.4		
SQA_23	28.5	10.5	32.9	6.0	30.3	41.7	73%	24.4	16.5	30.2	23.9	13.9	14.1	8.2		
SRL_23	16.5	6.3	17.7	6.0	16.5	41.7	40%	18.8	5.7	14.9	11.0	4.1	7.1	2.7		
UNJC_66	47.4	22.1	52.3	-	52.3	60.0	87%	31.8	14.9	35.1	42.0	2.7	16.2	7.5		
CAR_66	9.4	3.7	10.1	-	-	-	-	7.6	3.0	8.2	8.1	3.2	6.5	2.6		
INP_66	20.3	18.4	27.4	-	-	-	-	20.2	18.3	27.3	15.5	14.0	12.9	11.7		
WMA_66	4.3	1.7	4.6	-	-	-	-	4.3	1.7	4.6	4.3	1.7	3.1	1.2		
BDO_23	16.0	8.3	18.0	3.0	16.8	20.0	84%	14.5	7.6	15.2	12.7	6.6	6.6	3.4		
BVN_23	7.7	3.7	8.5	-	8.5	20.0	43%	7.0	3.4	7.8	6.1	3.0	3.2	1.5		
CBV_23	12.6	7.8	14.8	-	14.8	20.0	74%	9.9	6.1	11.6	6.0	3.7	3.1	1.9		
CCO_23	45.4	23.7	51.3	18.0	45.8	83.3	55%	41.4	21.6	41.5	36.0	18.8	18.8	9.8		
CON_23	63.0	25.9	68.1	18.0	63.5	90.0	71%	62.3	25.6	62.8	58.0	23.8	33.6	13.8		
HOR_23	40.7	29.0	50.0	12.0	44.1	61.7	71%	33.7	24.0	35.7	30.6	21.8	19.2	13.7		
PJC_23	48.9	25.1	55.0	18.0	49.5	60.0	82%	39.9	20.5	40.0	38.3	19.7	21.9	11.2		

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2014-2023

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2022													
		MAXIMAS				SIMULTANEA				MEDIA		LEVE			
		MW	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MW	MVA	MW	MVA		
METROPOLITANO	ALT_23	34,5	14,5	37,5	-	37,5	80,0	47%	32,6	13,4	35,3	27,8	11,3	17,5	7,1
	BMO_23	128,3	61,2	142,2	18,0	135,4	160,0	85%	97,5	46,6	101,6	100,6	48,2	45,6	21,8
	BFA_23	85,6	42,0	95,4	18,0	88,9	90,0	99%	58,9	28,8	59,9	59,3	29,6	29,0	14,3
	CAE_23	79,2	59,4	99,0	24,0	86,7	90,0	96%	62,3	46,7	66,3	48,5	36,4	32,2	24,2
	CAP_23	141,0	64,0	154,8	48,0	141,9	160,0	89%	135,7	61,5	136,3	87,9	40,1	49,0	22,3
	CAJ_23	23,5	14,9	27,9	2,4	26,7	30,0	89%	16,0	10,1	17,8	10,1	6,4	5,9	3,8
	CEN_23	80,2	29,4	85,4	12,0	82,1	90,0	91%	22,1	8,1	22,4	85,6	24,0	11,4	4,2
	COL_23	18,4	9,6	20,8	3,0	19,6	20,0	98%	16,3	8,5	17,2	11,1	5,8	7,4	3,9
	ELA_23	57,2	19,8	60,5	12,0	57,7	60,0	96%	48,6	33,9	53,3	36,7	25,6	24,2	16,9
	FDM_23	83,1	44,7	94,4	24,0	85,6	90,0	95%	63,9	34,2	64,7	77,8	42,0	30,5	16,4
	GDI_23	85,7	35,4	92,7	18,0	87,4	90,0	97%	74,8	30,9	75,9	62,2	25,9	32,9	13,5
	GLA_23	108,1	51,7	119,8	42,0	108,5	140,0	78%	101,7	48,7	101,9	74,8	35,8	48,5	23,2
	IPS_23	52,5	27,7	59,4	12,0	54,8	60,0	91%	34,3	18,0	34,8	41,5	22,2	17,7	9,3
	ITG_23	82,0	28,6	86,8	24,0	82,1	100,0	82%	81,6	28,4	81,7	73,5	25,6	45,8	15,9
	LAM_23	211,9	109,7	238,6	48,0	220,7	240,0	92%	181,5	93,9	187,2	134,8	69,7	80,6	41,7
	LIM_23	134,9	79,1	156,4	24,0	145,7	160,0	91%	119,3	70,0	127,9	71,5	41,9	48,4	28,4
	LUQ_23	148,3	67,8	163,1	48,0	149,6	160,0	94%	133,1	60,8	133,7	97,4	44,1	62,3	28,3
	MEU_23	75,7	38,4	84,9	18,0	78,4	90,0	87%	50,9	25,7	51,4	55,8	28,8	25,6	13,0
	MRA_23	87,5	43,3	97,6	24,0	89,6	100,0	90%	75,3	37,5	76,5	60,7	28,5	33,1	16,2
	PAR_23	52,3	26,5	58,6	12,0	54,3	60,0	90%	43,1	21,7	44,2	29,3	14,7	18,8	9,4
	PBO_23	229,2	96,4	248,6	48,0	234,3	240,0	98%	185,7	77,5	188,0	192,2	79,0	87,9	36,3
	PCA_23	226,7	99,5	247,6	36,0	235,5	240,0	98%	137,3	59,7	139,3	210,5	92,5	69,8	30,4
	PIR_23	34,4	21,3	40,4	6,0	37,6	41,7	90%	26,4	16,2	28,3	17,6	10,8	11,3	6,9
	PSA_23	161,9	55,9	171,3	30,0	164,0	240,0	88%	117,9	41,2	118,4	156,4	54,0	53,4	18,4
	QUI_23	28,3	16,4	32,7	3,0	31,3	32,0	98%	24,6	14,1	27,0	16,5	9,5	11,0	6,3
	REP_23	75,6	33,9	82,8	24,0	76,2	90,0	85%	63,8	28,6	64,0	72,8	32,7	25,1	11,2
	SAN_23	137,1	71,1	154,5	48,0	139,1	160,0	87%	125,1	64,9	126,3	91,8	47,6	58,4	30,3
	SIT_23	37,4	15,7	40,6	12,0	37,6	41,7	90%	35,3	14,5	35,4	30,1	12,2	18,9	7,7
	SLD_23	167,7	79,5	185,6	36,0	173,3	201,7	86%	138,0	65,3	141,1	143,6	68,5	64,2	30,4
	SMI_23	84,9	45,1	96,1	24,0	87,5	90,0	97%	55,2	29,2	55,4	67,9	36,4	28,5	15,1
	TBO_23	84,0	43,3	94,5	25,2	85,9	90,0	95%	75,4	38,8	76,6	57,9	29,8	38,3	19,7
	VAP_23	5,1	2,9	5,9	3,0	5,1	10,0	51%	4,8	2,7	4,8	3,3	1,8	2,3	1,3
	VAU_23	224,0	126,5	257,3	60,0	233,7	250,0	93%	171,5	96,5	175,4	190,2	109,3	85,6	48,2
	VEL_23	183,4	98,1	208,0	48,0	190,1	240,0	79%	154,2	82,1	157,9	130,5	70,5	71,1	38,0
	VHA_23	88,6	49,0	101,3	21,0	92,9	110,0	84%	71,4	39,6	73,8	53,1	29,3	32,4	17,9
	VIC_23	116,0	54,5	128,1	30,0	118,5	160,0	74%	103,1	48,4	104,7	78,8	37,1	43,0	20,2
VTA_23	85,6	52,7	100,5	18,0	92,3	101,7	91%	70,8	43,6	75,3	64,5	39,7	30,7	18,9	
ACE_66	12,6	3,9	13,2	-	-	-	-	12,2	3,8	12,7	9,2	2,9	5,5	1,7	
BCP_23	7,7	3,9	8,6	-	-	-	-	3,9	2,0	4,4	0,8	0,4	0,8	0,3	
CVP_66	8,6	4,1	9,5	-	-	-	-	6,9	3,3	7,6	4,3	3,6	4,3	2,1	
GHN_66	4,4	2,2	4,9	-	-	-	-	4,3	2,1	4,8	3,1	1,6	2,7	1,4	
VCE_66	24,4	14,7	28,5	-	-	-	-	18,8	11,3	21,9	11,5	6,9	6,9	4,1	
SUR	AYO_23	25,4	13,4	28,8	-	28,8	35,0	82%	25,3	13,4	28,6	19,4	10,3	13,0	6,9
	CAM_23	60,8	18,9	63,7	12,0	61,2	83,4	73%	54,9	17,1	55,2	48,7	15,1	28,8	9,0
	CBO_23	44,9	15,4	47,4	6,0	45,8	83,4	55%	43,0	14,8	43,9	28,2	9,7	15,4	5,3
	COS_23	43,4	13,5	45,5	-	45,5	60,0	76%	39,2	12,2	41,1	34,8	10,8	20,6	6,4
	ENC_23	69,5	21,6	72,8	27,0	69,7	120,0	58%	62,8	19,5	63,2	55,6	17,3	32,9	10,2
	FRA_23	8,4	4,1	9,3	-	9,3	30,0	31%	6,9	3,3	7,6	5,6	2,7	3,3	1,8
	MAJ_23	24,0	7,1	25,1	-	25,1	41,7	50%	21,6	6,4	22,6	15,9	4,7	9,8	2,9
	NAT_23	44,6	13,1	46,5	3,0	45,8	83,3	55%	40,2	11,8	41,1	29,5	8,7	18,2	5,4
	PIL_23	53,2	16,4	55,6	9,0	53,7	60,0	89%	48,9	15,1	49,3	35,2	10,8	21,5	6,7
	PPO_23	22,4	6,9	23,4	3,0	22,7	30,0	76%	18,3	5,6	18,5	16,0	4,9	9,9	3,0
	SJB_23	42,4	24,6	49,0	6,0	46,3	83,3	56%	38,2	22,1	41,5	28,1	16,3	16,9	9,8
	SFA_23	37,3	16,8	40,9	6,0	38,9	41,7	93%	31,2	14,1	32,2	20,4	9,2	11,6	5,2
	SFP_23	31,3	9,7	32,8	9,0	31,4	60,0	52%	30,8	9,6	30,8	18,4	5,7	13,0	4,0
	TRI_23	52,2	16,0	54,5	9,0	52,6	60,0	88%	42,6	13,1	42,8	37,4	11,5	23,0	7,1
VIN_23	7,4	4,3	8,5	-	8,5	10,0	85%	7,4	4,3	8,6	3,7	2,1	2,4	1,4	
ESTE	ACY_23	76,5	41,1	86,8	30,0	77,3	120,0	54%	59,1	31,9	59,1	46,6	19,9	25,7	13,9
	ADN_23	51,2	23,9	56,5	-	56,5	80,0	71%	34,3	16,1	37,9	45,4	2,9	17,5	8,1
	APR_23	46,9	21,0	51,4	36,0	49,2	170,0	29%	30,3	13,5	37,7	45,2	0,2	16,1	7,2
	CAL_23	19,8	6,5	20,8	3,0	20,1	41,7	48%	18,5	6,1	18,8	12,0	3,9	9,1	2,7
	CAT_23	58,7	32,3	64,4	33,5	55,7	82,0	58%	56,5	32,2	56,5	46,8	27,2	27,7	16,8
	CDE_23	70,4	31,8	77,2	18,0	71,7	90,0	80%	53,9	24,4	54,2	56,5	9,3	26,0	11,7
	CDO_23	80,0	27,0	84,4	18,0	80,5	83,3	97%	65,0	22,0	65,1	46,3	15,7	33,6	11,4
	CUR_23	46,9	12,6	48,6	12,0	46,9	50,0	94%	40,8	11,0	40,8	29,2	7,8	20,2	5,4
	HER_23	73,9	42,5	85,2	18,0	77,9	90,0	87%	65,2	37,5	68,1	49,1	28,3	29,6	17,0
	IRY_23	40,3	12,5	42,2	6,0	40,8	41,7	98%	34,6	10,8	34,9	24,7	7,7	10,5	3,3
	KM7_23	108,8	54,5	121,7	24,0	113,0	160,0	71%	86,0	43,1	88,1	70,3	25,0	38,2	19,0
	K15_23	67,6	31,8	74,8	24,0	68,1	90,0	76%	58,8	27,5	58,9	40,7	18,9	25,9	12,0
	K30_23	80,2	25,1	84,0	18,0	80,5	90,0	89%	73,2	22,8	73,3	58,0	18,1	37,1	11,8
	MAQ_23	37,7	12,4	39,7	6,0	38,3	41,7	92%	32,2	10,5	32,5	24,0	7,8	16,5	5,4
	MRT_23	23,4	10,8	25,8	6,0	23,9	30,0	80%	21,8	9,3	22,3	17,3	6,3	9,2	4,8
	NAR_23	57,5	22,3	61,7	18,0	57,6	60,0	96%	47,7	18,5	47,7	34,7	13,5	23,1	9,0
	PBU_23	35,6	15,3	38,7	12,0	35,7	41,7	86%	32,9	14,2	33,0	22,9	9,9	14,9	6,4
	PFO_23	110,3	50,4	121,2	24,0	113,4	121,7	93%	99,8	45,6	102,1	67,9	31,0	43,8	20,0
SGA_23	30,8	17,9	35,6	12,0	31,4	41,7	75%	30,7	17,8	31,3	25,9	15,0	15,3	8,9	
SRI_23	18,0	6,8	19,2	6,0	18,0	41,7	43%	16,2	6,2	16,2	12,0	4,5	7,8	2,9	
UMC_66	76,8	35,8	84,8	-	84,8	120,0	71%	61,5	24,2	66,9	68,1	4,4	26,2	12,2	
CAR_66	9,5	3,8	10,2	-	-	-	-	7,7</							

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PROYECCIÓN DE CARGAS POR BARRAS
2014-2023**

SISTEMA	NOMBRE	CARGAS 2023													
		MAXIMAS					Pot. Inst. MVA	Utilización %	SIMULTANEA			MEDIA		LEVE	
		MW	MVAr	MVA	MVAr Capac.	MVA Comp.			MW	MVAr	MVA	MW	MVAr	MW	MVAr
M E T R O P O L I T A N O	ALT_23	63,6	29,7	70,2	-	70,2	80,0	88%	58,4	26,5	64,1	48,7	21,7	30,8	13,9
	BMO_23	143,9	68,7	159,4	18,0	152,6	160,0	95%	109,5	52,3	114,8	113,6	54,5	51,1	24,4
	BPA_23	84,7	41,2	94,2	18,0	87,8	90,0	98%	59,4	28,5	60,4	65,8	32,1	29,7	14,3
	CAE_23	75,1	54,3	92,6	24,0	80,9	90,0	90%	59,3	44,3	62,7	46,1	34,4	30,6	22,9
	CAP_23	144,2	65,5	158,4	48,0	145,3	160,0	91%	138,5	62,8	139,3	90,3	41,3	50,2	22,8
	CAU_23	25,2	16,0	29,8	2,4	28,6	30,0	95%	17,1	10,8	19,1	10,8	6,9	6,4	4,0
	CEN_23	85,3	31,2	90,8	12,0	87,4	90,0	97%	23,5	8,6	23,7	69,8	25,5	12,1	4,4
	COL_23	21,5	11,2	24,2	3,0	23,0	30,0	77%	19,1	10,0	20,3	13,0	6,8	8,7	4,6
	ELA_23	55,9	19,2	59,1	12,0	56,4	60,0	94%	47,5	33,1	52,0	35,9	25,0	23,7	16,6
	FDM_23	85,7	47,4	97,9	24,0	88,8	90,0	99%	65,3	36,1	66,7	80,0	44,4	31,7	17,5
	GDI_23	84,1	34,8	91,0	18,0	85,8	90,0	95%	73,3	30,3	74,4	61,5	25,7	32,2	13,3
	GUA_23	114,0	54,6	126,4	42,0	114,7	140,0	82%	107,2	51,3	107,6	78,9	37,8	51,2	24,5
	IPS_23	83,5	42,3	93,6	12,0	88,8	90,0	99%	56,3	28,3	58,6	61,4	31,6	28,2	14,3
	ITG_23	87,7	30,6	92,9	24,0	87,9	100,0	88%	87,3	30,4	87,5	78,6	27,4	49,0	17,1
	LAM_23	227,7	117,9	256,4	48,0	238,2	240,0	99%	195,3	100,9	202,1	144,8	75,0	86,6	44,8
	LIM_23	138,7	81,3	160,8	24,0	150,0	160,0	94%	122,3	71,9	131,6	73,5	43,1	49,8	29,2
	LUJ_23	149,8	72,7	166,5	48,0	151,8	160,0	95%	134,2	65,1	135,2	94,2	45,0	60,9	29,2
	MBU_23	78,5	40,0	88,1	18,0	81,6	90,0	91%	52,7	26,7	53,4	58,3	30,1	26,5	13,5
	MRA_23	84,3	39,7	93,2	24,0	85,8	100,0	86%	71,9	34,1	72,6	62,1	27,8	32,3	15,0
	PAR_23	56,1	28,3	62,8	12,0	58,4	60,0	97%	46,2	23,3	47,6	31,4	15,8	20,1	10,1
	PBO_23	232,3	98,1	252,1	48,0	237,6	240,0	99%	187,9	78,7	190,4	194,4	80,1	89,0	36,9
	PCA_23	229,6	101,3	250,9	36,0	238,7	240,0	99%	136,4	59,7	138,4	213,6	94,4	69,6	30,6
	PIR_23	36,7	22,7	43,2	6,0	40,3	41,7	97%	28,2	17,3	30,4	18,7	11,4	12,0	7,4
	PSA_23	179,5	62,4	190,0	30,0	182,3	240,0	76%	131,7	46,3	132,7	171,2	59,3	59,7	20,8
	QIB_23	16,3	16,5	32,8	3,0	31,4	32,0	98%	24,4	14,1	26,8	16,4	9,5	11,7	6,3
	REP_23	80,5	36,1	88,2	24,0	81,4	90,0	90%	67,3	30,4	68,2	77,5	34,8	26,7	12,0
	SAN_23	146,2	75,9	164,7	48,0	148,9	160,0	93%	133,4	69,2	135,1	98,0	50,8	62,3	32,3
	SLO_23	188,8	88,4	208,5	48,0	193,1	201,7	96%	157,3	73,5	159,6	156,5	73,8	73,7	34,3
	SIC_23	37,4	17,5	41,3	12,0	37,8	41,7	91%	34,3	15,6	34,5	28,6	12,8	18,1	8,2
	SMI_23	82,9	43,8	93,8	24,0	85,3	90,0	95%	54,1	28,5	54,3	65,8	35,2	27,9	14,7
	TBO_23	86,3	44,5	97,1	25,2	88,4	90,0	98%	77,4	39,9	78,8	59,5	30,6	39,4	20,3
	VAP_23	5,4	3,0	6,2	3,0	5,4	10,0	54%	5,1	2,9	5,1	3,5	2,0	2,4	1,4
	VAU_23	226,6	126,3	259,4	60,0	236,1	250,0	94%	173,7	96,6	177,5	188,4	107,1	86,6	48,2
	VEL_23	207,3	111,7	235,5	48,0	216,9	240,0	90%	173,0	92,8	178,7	150,2	81,9	80,1	43,1
	VHA_23	96,5	53,4	110,3	21,0	101,8	110,0	93%	77,8	43,1	80,9	57,8	31,9	35,3	19,5
	VIC_23	153,9	72,6	170,1	30,0	159,6	160,0	100%	135,1	63,6	139,3	109,8	52,0	56,8	26,8
	VIA_23	91,3	56,2	107,2	24,0	96,8	143,4	67%	75,3	46,5	78,8	68,8	42,3	32,8	20,2
	ACE_66	12,7	4,0	13,3	-	11,1	12,0	81%	12,3	3,8	12,8	9,2	2,9	5,5	1,7
	BCP_23	8,1	4,1	9,1	-	7,1	8,0	88%	4,1	2,1	4,6	0,9	0,5	0,6	0,3
	CVP_66	8,7	4,2	9,7	-	7,7	8,0	90%	7,0	3,4	7,7	7,4	3,6	4,3	2,1
GHN_66	4,7	2,4	5,3	-	4,7	5,0	94%	4,5	2,3	5,1	3,3	1,7	2,9	1,5	
VCE_66	25,9	15,5	30,2	-	23,9	25,0	93%	19,9	11,9	23,2	12,3	7,4	7,4	4,4	
S U R	AYO_23	27,5	14,5	31,1	-	31,1	35,0	89%	27,3	14,4	30,9	20,9	11,1	14,0	7,4
	CAM_23	74,5	23,2	78,0	12,0	75,4	83,4	90%	67,3	20,9	67,9	59,7	18,6	35,3	11,0
	COB_23	48,1	16,5	50,8	6,0	49,2	83,4	59%	46,1	15,8	47,1	30,2	10,4	16,4	5,6
	COS_23	28,3	14,5	48,8	3,0	48,8	60,0	81%	24,3	13,1	44,0	37,3	14,4	44,0	10,0
	ENC_23	65,2	20,3	68,3	27,0	65,5	120,0	55%	58,9	18,3	59,5	52,2	16,2	30,9	9,6
	FRA_23	9,1	4,4	10,2	-	10,2	30,0	34%	7,5	3,6	8,3	6,0	2,9	3,7	1,8
	MAU_23	25,7	7,6	26,8	-	26,8	41,7	64%	23,1	6,8	24,1	17,0	5,0	10,5	3,1
	NAT_23	47,8	14,1	49,8	3,0	49,0	83,3	59%	43,0	12,7	44,1	31,6	9,3	19,5	5,7
	PIL_23	57,5	17,7	60,1	9,0	58,1	60,0	97%	52,3	16,3	53,3	38,1	11,7	23,4	7,2
	PPO_23	23,8	7,3	24,9	3,0	24,2	30,0	81%	19,5	6,0	19,7	17,1	5,2	10,5	3,2
E S T E	SUB_23	45,6	26,4	52,6	6,0	49,9	83,3	60%	41,0	23,8	44,7	30,1	17,4	18,2	10,5
	SFA_23	39,9	18,0	43,8	6,0	41,7	80,0	52%	33,4	15,1	34,6	21,8	9,8	12,5	5,6
	SFP_23	39,3	10,7	35,9	9,0	34,3	60,0	57%	30,7	11,6	33,7	20,1	6,2	14,2	4,4
	TRI_23	55,6	17,0	58,1	9,0	56,2	60,0	94%	45,4	13,9	45,7	39,8	12,2	24,5	7,6
	VIN_23	7,8	4,5	9,1	-	9,1	10,0	91%	7,9	4,6	9,1	3,9	2,3	2,5	1,4
	ACY_23	86,9	46,3	98,4	30,0	88,4	120,0	74%	66,5	35,6	66,7	54,6	21,4	29,3	15,6
	ADN_23	46,7	21,8	51,6	-	51,6	80,0	64%	31,3	14,7	34,6	41,4	2,6	15,9	7,4
	APR_23	45,5	20,4	49,9	36,0	48,1	170,0	28%	29,4	13,1	37,2	43,9	0,2	15,7	7,0
	CAL_23	21,1	6,9	22,2	3,0	21,5	41,7	52%	19,7	6,5	20,0	12,9	4,2	8,7	2,9
	CAT_23	60,0	34,8	69,3	33,5	60,0	82,0	73%	59,7	34,6	59,7	50,3	29,2	29,8	17,3
N O O R T E	CDE_23	75,7	34,2	83,1	18,0	77,4	90,0	86%	57,9	26,2	58,5	60,8	10,0	27,9	12,2
	CDO_23	85,4	28,9	90,2	18,0	86,1	121,7	71%	69,4	23,5	69,7	49,5	16,7	36,0	12,6
	CUR_23	49,6	13,3	51,4	12,0	49,6	71,7	69%	43,1	11,6	43,1	30,9	8,3	21,3	5,7
	HER_23	29,3	16,5	42,8	3,0	42,8	60,0	93%	26,3	14,1	26,8	52,7	30,2	37,3	18,3
	IRY_23	42,7	13,3	44,7	6,0	43,3	80,0	54%	36,5	11,4	37,0	26,2	8,1	11,2	3,5
	KN7_23	128,5	63,9	143,5	24,0	134,6	160,0	84%	102,9	51,1	106,4	82,6	30,2	45,7	22,5
	K15_23	72,8	34,3	80,4	24,0	73,5	90,0	82%	63,3	29,5	63,5	43,8	20,3	27,8	12,9
	K30_23	86,1	26,9	90,2	18,0	86,5	90,0	96%	78,5	24,5	78,7	62,2	19,4	39,7	12,4
	MAQ_23	40,4	13,2	42,5	6,0	41,0	41,7	98%	34,4	11,3	34,8	25,7	8,4	17,7	5,8
	MFO_23	25,0	11,5	27,5	6,0	25,6	30,0	85%	23,4	11,0	23,9	18,5	8,9	9,8	4,9
O E S T E	NAR_23	53,0	20,6	56,9	18,0	53,1	60,0	88%	44,0	17,0	44,0	32,0	12,4	21,4	8,3
	PEU_23	38,4	16,5	41,8	12,0	38,7	41,7	93%	35,5	15,3	35,7	24,7	10,6	16,1	6,9
	PFO_23	107,2	49,0	117,8	24,0	110,1	121,7	90%	87,3	44,3	89,1	66,0	30,1	42,6	19,4
	SCA_23	33,2	19,3	38,4	12,0	34,0	41,7	82%	33,1	19,2	33,8	27,9	16,2	16,5	9,6
	SRI_23	29,2	11,1	31,2	6,0	29,6	41,7	71%	25,3	9,8	25,8	18,8	7,1	12,3	4,7
	UNC_66	90,7	42,3	100,1	-	100,1	120,0	83%	60,3	28,5	67,1	80,4	5,1	30,9	14,4
	CAR_66	9,6	3,8	10,3	-	9,6	10,0	91%	7,3	3,1	8,4	8,3	3,3	6,6	2,6
	INP_66	23,5	21,3	31,7	-	23,5	31,7	75%	23,4	21,2	31,6	18,0	16,3	14,9	13,5
	WMA_66	4,3	1,7	4,6	-	4,3	4,6	93%	4,3	1,7	4,6	4,3	1,7	3,1	1,2
	BDO_23	15,2	7,9	17,2	3,0	16,0	20,0	80%	13,9	7,2	14,5	12,1	6,3	6,3	3,3
C E N T R A L	BVN_23	9,1	4,4	10,2	-	10,2	20,0	51%	8,3	4,0	9,2	7,2	3,5	3,8	1,8
	CEV_23	14,7	9,1	17,2	-	17,2	20,0	86%	11,5	7,1	13,5	6,9	4,3	3,6	2,2
	CCO_23	60,9	31,8	68,7	18,0	62,4	83,3	75%	55,4	28,9	56,5	48,2	25,2	25,1	13,1
	CON_23	70,4	28,9	76,1	18,0	71,2	90								

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Estratégica (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/DEE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

Anexo A.5

BALANCE DE GENERACIÓN Y DEMANDA DEL SISTEMA



ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN 2014 – 2023
BALANCE DE GENERACIÓN, CARGAS Y PÉRDIDAS

Carga Punta del Sistema

Año	Generación (MW)					Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	
2014	2.365	456	214	-	3.035	2.835	25	175	5,77
2015	2.694	502	214	-	3.410	3.176	25	209	6,13
2016	2.353	1.201	214	-	3.767	3.544	25	198	5,26
2017	2.597	1.328	214	-	4.139	3.892	25	222	5,37
2018	2.769	1.328	214	200	4.511	4.226	25	260	5,77
2019	3.098	1.338	214	200	4.850	4.590	25	235	4,84
2020	3.538	1.335	214	200	5.286	4.988	25	274	5,17
2021	3.978	1.338	214	200	5.730	5.389	25	316	5,51
2022	4.403	1.340	214	200	6.157	5.782	25	350	5,69
2023	4.819	1.337	214	200	6.570	6.197	25	347	5,29

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

Carga Media del Sistema

Año	Generación (MW)					Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	
2014	2.061	355	214	-	2.630	2.467	25	138	5,26
2015	2.440	391	214	-	3.045	2.846	25	174	5,70
2016	2.073	1.067	214	-	3.354	3.170	25	159	4,75
2017	2.289	1.174	214	-	3.677	3.473	25	178	4,85
2018	2.557	1.203	214	-	3.974	3.747	25	203	5,10
2019	2.849	1.220	214	-	4.283	4.065	25	193	4,51
2020	3.238	1.200	214	-	4.651	4.407	25	219	4,71
2021	3.614	1.200	214	-	5.028	4.758	25	246	4,89
2022	4.006	1.198	214	-	5.419	5.114	25	279	5,15
2023	4.339	1.220	214	-	5.773	5.459	25	289	5,00

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

Carga Leve del Sistema

Año	Generación (MW)					Cargas (MW)			% Pérdidas
	Itaipú	Yacretá	Acaray	Yguazú	Total	ANDE	Ventas	Pérdidas	
2014	1.025	214	214	-	1.453	1.371	25	57	3,92
2015	1.279	234	214	-	1.727	1.633	25	69	3,97
2016	1.138	579	214	-	1.931	1.838	25	69	3,55
2017	1.258	617	214	-	2.089	1.988	25	76	3,65
2018	1.386	654	214	-	2.254	2.144	25	85	3,76
2019	1.543	663	214	-	2.419	2.321	25	74	3,04
2020	1.763	651	214	-	2.628	2.517	25	86	3,27
2021	2.003	666	214	-	2.883	2.755	25	103	3,58
2022	2.199	657	214	-	3.070	2.936	25	109	3,54
2023	2.472	558	214	-	3.244	3.109	25	109	3,37

% Pérdidas = Pérdidas / Generación total

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Estratégica (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/DEE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

Anexo A.6

LONGITUD DE LÍNEA Y CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE GENERACION - TRANSMISION
 2014 - 2023

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Interconectado Nacional

Concepto	Unid.	Existente 2013	Aumento Previsto										Previsto 2023	
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		Total
Generación	MW	200		52			200						252	452
Líneas en 500 kV	km	363			363	154		348			225	210	1.300	1.662
Líneas en 220 kV	km	4.087												6.182
Construcción	km		575	32	379	143	110	200	200	410	47		2.095	
Recapacitación	km		258			165			121		48	188	780	
Líneas en 66 kV	km	1.257												1.402
Construcción	km		55	40	12	3		10	26				145	
Recapacitación	km		87	4	17	5	8	72	38			24	230	
Transformadores														
500/220 kV	MVA	3.445	850		600	1.800	600		1.575			1.200	6.625	10.070
220/66 kV	MVA	2.035	743	120	240	120	107	143	60	40	120	120	1.812	3.846
220/23 kV	MVA	1.812	771	410	258	282	410	80	275	778	320	87	3.671	5.484
66/23 kV	MVA	1.815	596	66	120	108	140	158	80	60	75	80	1.483	3.298
Compensación														
CER 220 kV	MVAr	-230/400		-120/140									-120/140	-350/540
CER 66 kV	MVAr	-80/150												-80/150
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr	240		40									40	280
B.C. 220 kV	MVAr	180					160						160	340
B.C. 23 kV	MVAr	822	300	117	18	102	57	36	99	132	99	6	966	1.788
Subestaciones	Un.	73	10	6	5	7	2	2	1	2	1	2	38	111



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE GENERACION - TRANSMISION
 2014 - 2023

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Central

Concepto	Unid.	Existente 2013	Aumento Previsto											Previsto 2023
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total	
Generación	MW													
Líneas en 500 kV	km											210	210	210
Líneas en 220 kV	km	1.560												1.607
Construcción	km										47	47	47	
Recapacitación	km		143								48	48	191	191
Líneas en 66 kV	km	89												89
Construcción	km													
Recapacitación	km													
Transformadores														
500/220 kV	MVA						60					1.200	1.200	1.200
220/66 kV	MVA	135								40		60	160	295
220/23 kV	MVA	348	42	167				42	38	167			455	803
66/23 kV	MVA	74	20				20				30	40	110	184
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	108	48	15		6	6	12	3	6	66		162	270
Subestaciones	Un.	10		2					1				4	14



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE GENERACION - TRANSMISION
 2014 - 2023

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Sur

Concepto	Unid.	Existente 2013	Aumento Previsto										Previsto 2023	
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		Total
Generación	MW													
Líneas en 500 kV	km	15			16	129							145	160
Líneas en 220 kV	km	674												1.152
Construcción	km		50		118		110			200			478	
Recapacitación	km		64				43			121			228	
Líneas en 66 kV	km	254												300
Construcción	km		5		5				10	26			46	
Recapacitación	km								55	38			93	
Transformadores														
500/220 kV	MVA	500	250			600				375			1.225	1.725
220/66 kV	MVA	235	120	60									180	415
220/23 kV	MVA	108	137				42				167	42	425	533
66/23 kV	MVA	248	50	16	80	10		80	30			30	296	544
Compensación														
CER 220 kV	MVAr													
CER 66 kV	MVAr													
Reac. 500 kV	MVAr													
Reac. 220 kV	MVAr	60												60
B.C. 220 kV	MVAr													
B.C. 23 kV	MVAr	72	42								6		48	120
Subestaciones	Un.	11	1		1	2			1	1	1		7	18



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE GENERACION - TRANSMISION
 2014 - 2023

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Este

Concepto	Unid.	Existente 2013	Aumento Previsto										Previsto 2023	
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		Total
Generación	MW	200		52			200						252	452
Líneas en 500 kV	km					25							25	25
Líneas en 220 kV	km	487												820
Construcción	km		145	22	45	120							332	
Recapacitación	km					122							122	
Líneas en 66 kV	km	276												293
Construcción	km		17										17	
Recapacitación	km		75										75	
Transformadores														
500/220 kV	MVA	2.345				1.200							1.200	3.545
220/66 kV	MVA	418	180	60	20		27	60	60				407	824
220/23 kV	MVA	223	273	163	42	80	68			118		38	783	1.006
66/23 kV	MVA	397	80	30	20		30	30		60			250	647
Compensación														
CER 220 kV	MVar													
CER 66 kV	MVar													
Reac. 500 kV	MVar													
Reac. 220 kV	MVar													
B.C. 220 kV	MVar	20												20
B.C. 23 kV	MVar	138	81	30	12	24	6	12	18		27		210	348
Subestaciones	Un.	14	5	2	1	2							10	24



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE GENERACION - TRANSMISION
 2014 - 2023

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Metropolitano

Concepto	Unid.	Existente 2013	Aumento Previsto											Previsto 2023	
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total		
Generación	MW														
Líneas en 500 kV	km	348			347				348			225		920	1.267
Líneas en 220 kV	km	738													871
Construcción	km		50	10	51	23								133	
Recapacitación	km		51									188		239	
Líneas en 66 kV	km	297													374
Construcción	km		33	40	2	3								77	
Recapacitación	km		12	4	17	5	2	17						56	
Transformadores															
500/220 kV	MVA	600	600		600		600		1.200					3.000	3.600
220/66 kV	MVA	1.113	383		120	60	80	23			120			785	1.898
220/23 kV	MVA	1.023	278	80	197	160	300	38	237	233	278			1.802	2.825
66/23 kV	MVA	1.012	366	20	20	90	90	40	30			40		696	1.708
Compensación															
CER 220 kV	MVAr	-150/250		-120/140										-120/140	-270/390
CER 66 kV	MVAr	-80/150													-80/150
Reac. 500 kV	MVAr														
Reac. 220 kV	MVAr	60													60
B.C. 220 kV	MVAr	160					80							80	240
B.C. 23 kV	MVAr	454	117	63		72	39	12	72	114		6		495	949
Subestaciones	Un.	28	3	2		3	2				1			11	39



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE GENERACION - TRANSMISION
 2014 - 2023

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Norte

Concepto	Unid.	Existente 2013	Aumento Previsto											Previsto 2023	
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total		
Generación	MW														
Líneas en 500 kV	km														
Líneas en 220 kV	km	418													1.073
Construcción	km		330		125				200					655	
Recapacitación	km														
Líneas en 66 kV	km	265													270
Construcción	km				5									5	
Recapacitación	km							6						6	
Transformadores															
500/220 kV	MVA														
220/66 kV	MVA	105	60		60							60		180	285
220/23 kV	MVA	109	42		10	42				93				187	296
66/23 kV	MVA	37	80			8			8	20				116	153
Compensación															
CER 220 kV	MVAr	-80/150												-80/120	-80/120
CER 66 kV	MVAr														
Reac. 500 kV	MVAr														
Reac. 220 kV	MVAr	100		40										40	140
B.C. 220 kV	MVAr														
B.C. 23 kV	MVAr	45	12	3	6		6		6	6	6			45	90
Subestaciones	Un.	7	1		2									3	10



ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
 PLAN MAESTRO DE GENERACION - TRANSMISION
 2014 - 2023

Longitud de Líneas, Capacidad Instalada en Subestaciones

Sistema Oeste

Concepto	Unid.	Existente 2013	Aumento Previsto											Previsto 2023
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total	
Generación	MW													
Líneas en 500 kV	km													
Líneas en 220 kV	km	210												660
Construcción	km				40					410				450
Recapitación	km													
Líneas en 66 kV	km	76												76
Construcción	km												24	24
Recapitación	km													
Transformadores														
500/220 kV	MVA													
220/66 kV	MVA	30			40				60				100	130
220/23 kV	MVA				10								20	20
66/23 kV	MVA	47									15		15	62
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	6		6										12
Subestaciones	Un.	3			1					1		1	3	6

ANDE

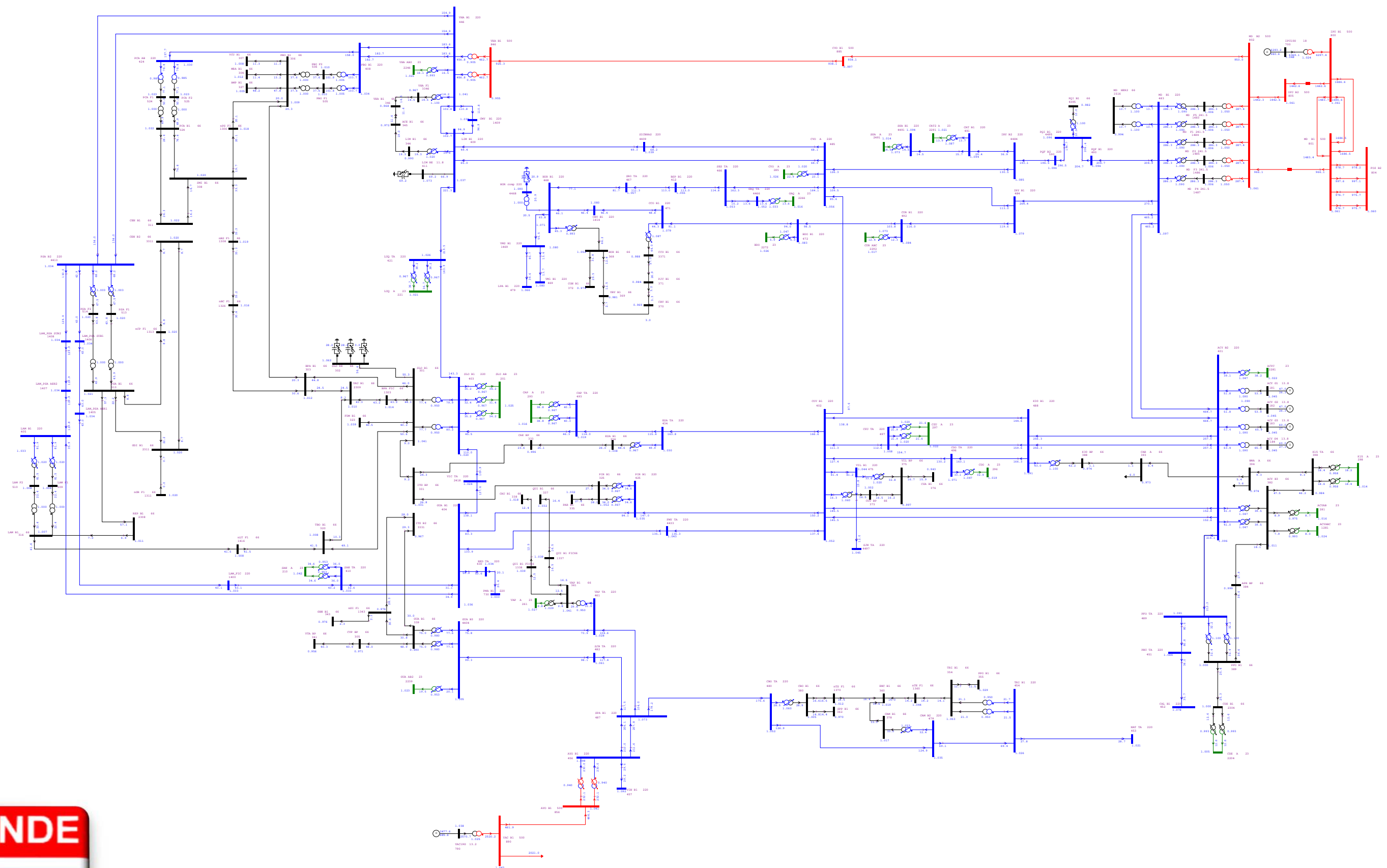
Dirección de Planificación General y Política Estratégica (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/DEE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

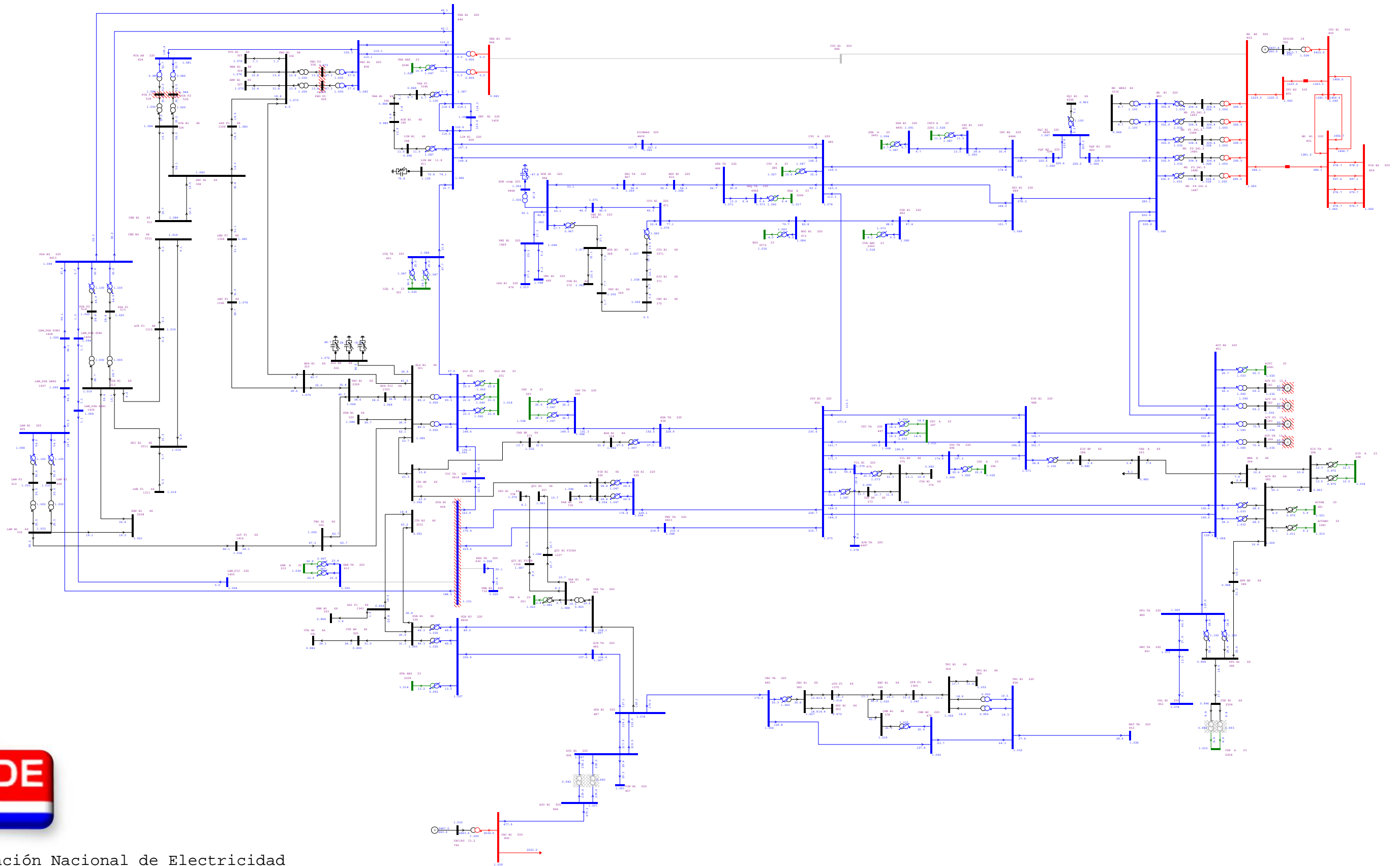
Anexo A.7

DIAGRAMAS DE FLUJOS DE POTENCIA Y TENSIONES DE BARRAS POR AÑO

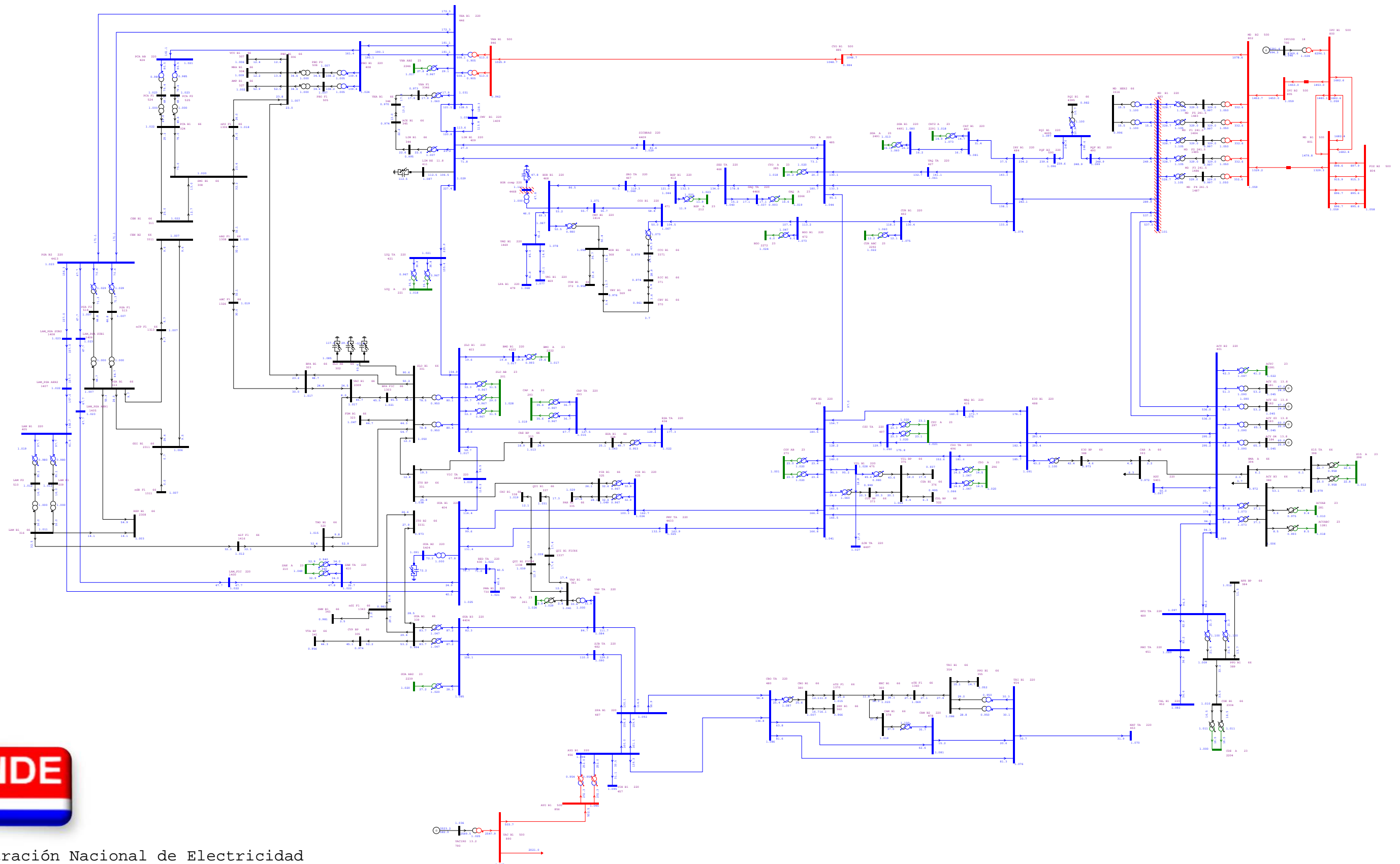


Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política
Empresarial
División de Estudios Energéticos

AÑO 2014: RÉGIMEN DE EMERGENCIA: FUERA DE SERVICIO LT 500 KV MARGEN DERECHA - VILLA HAYES

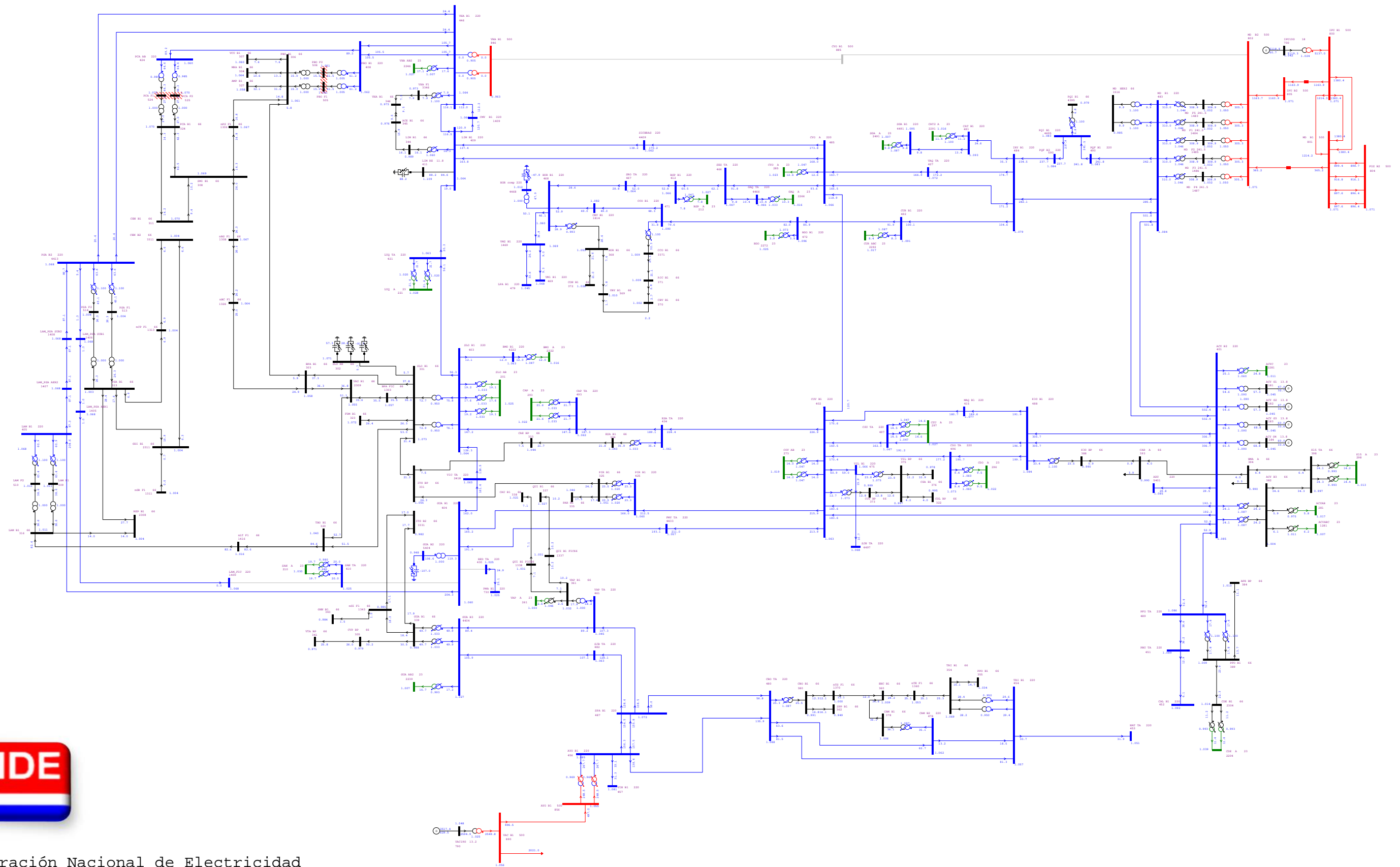


Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

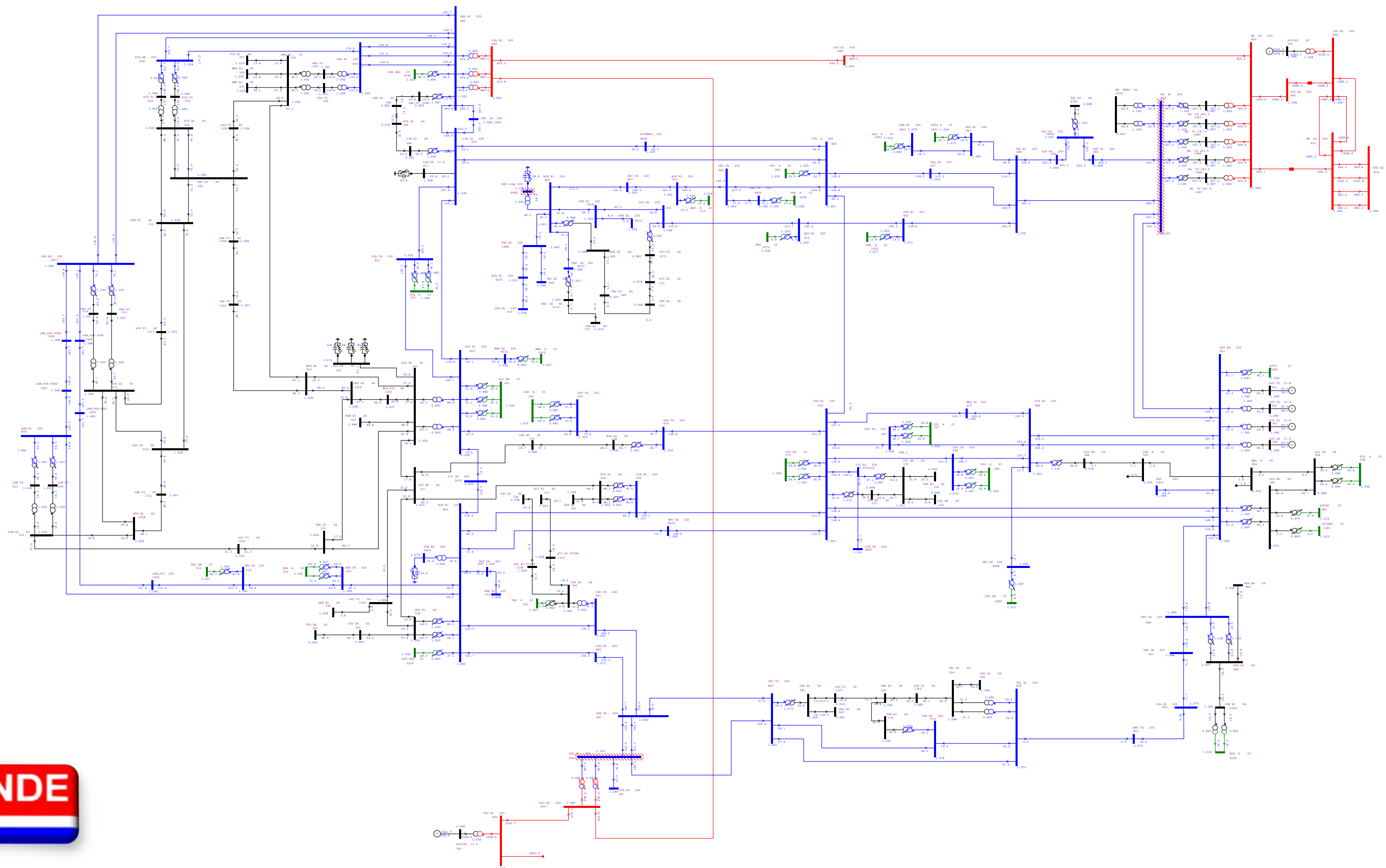


Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

AÑO 2015: RÉGIMEN DE EMERGENCIA: FUERA DE SERVICIO LT 500 KV MARGEN DERECHA - VILLA HAYES

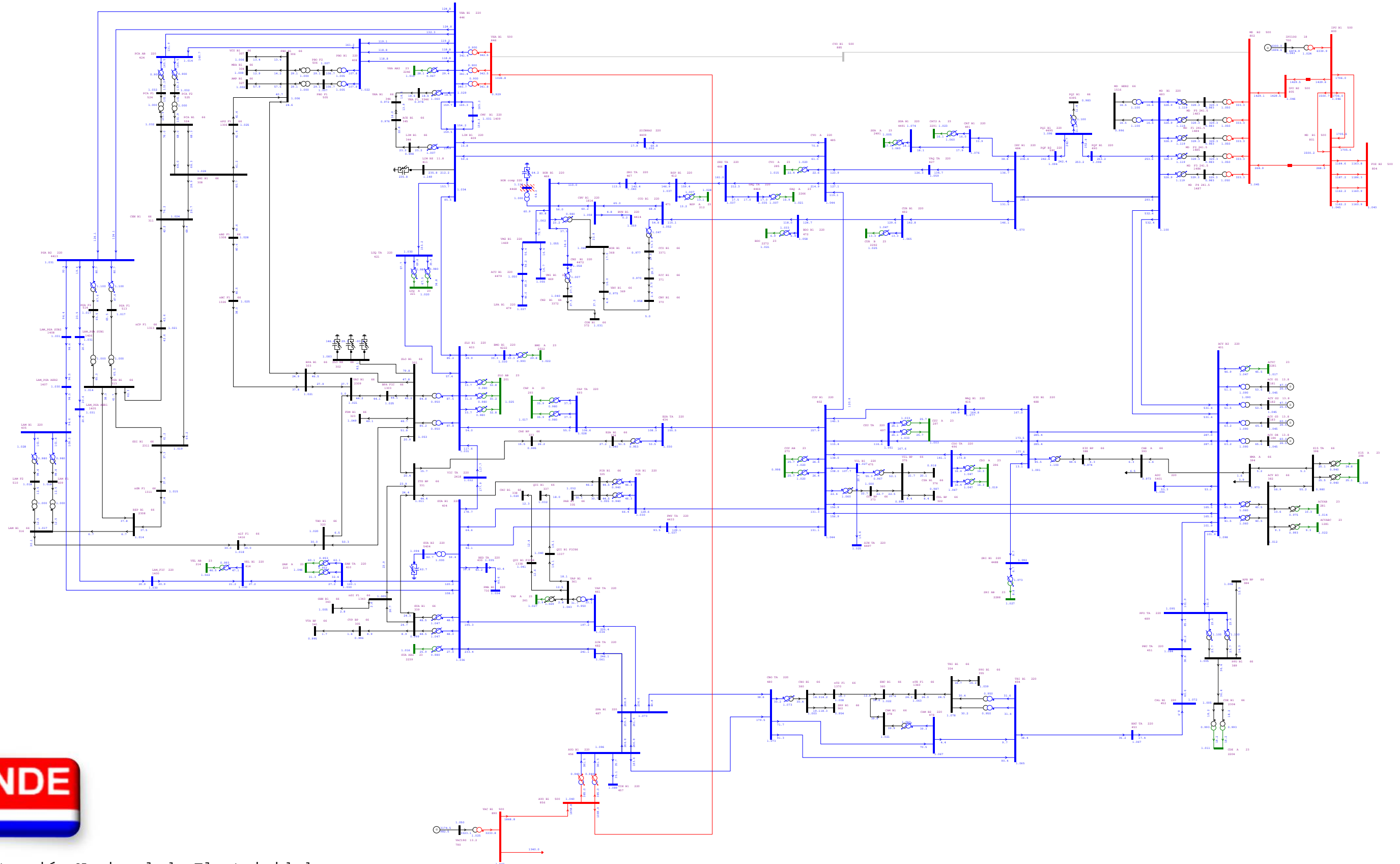


Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

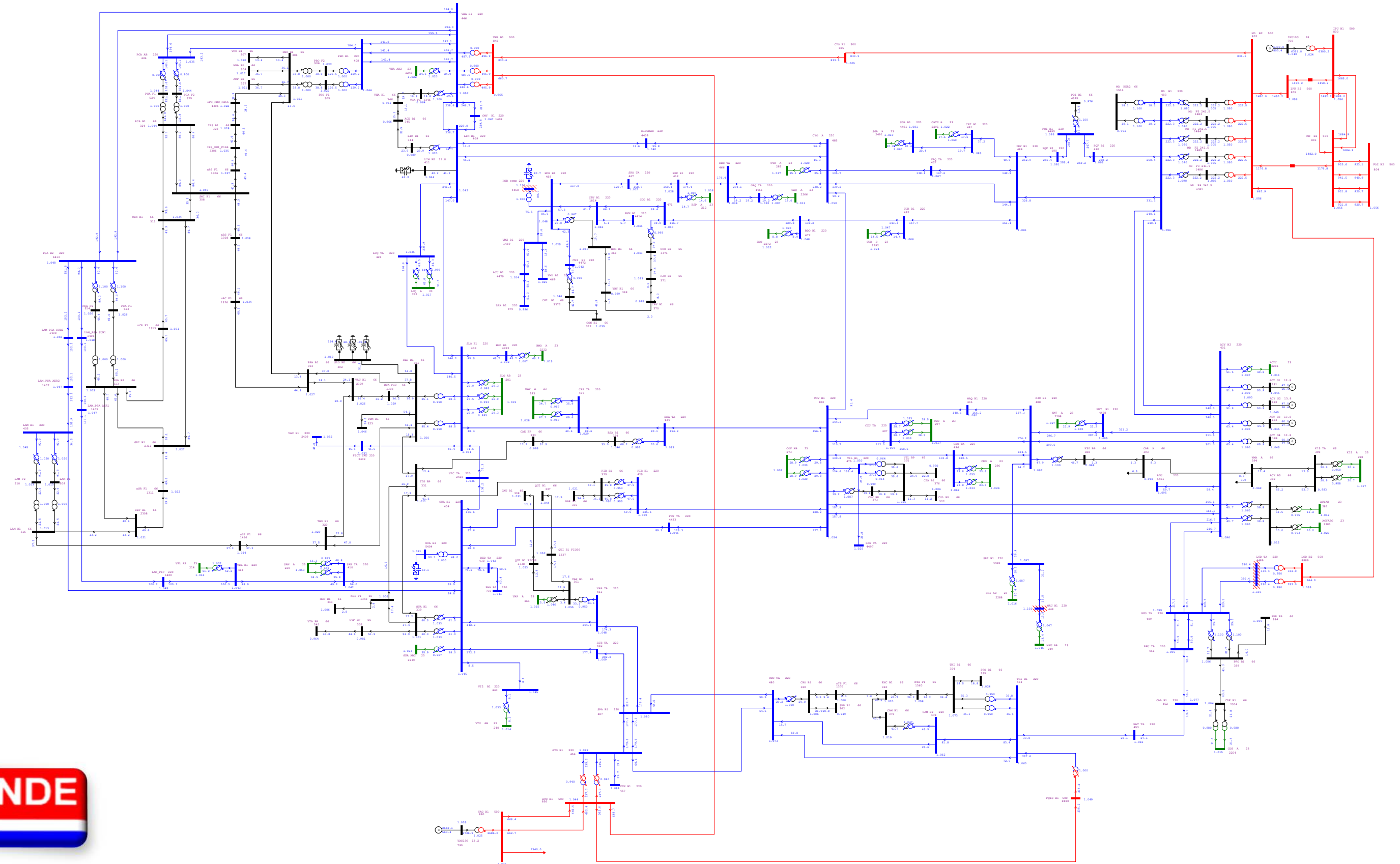


Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

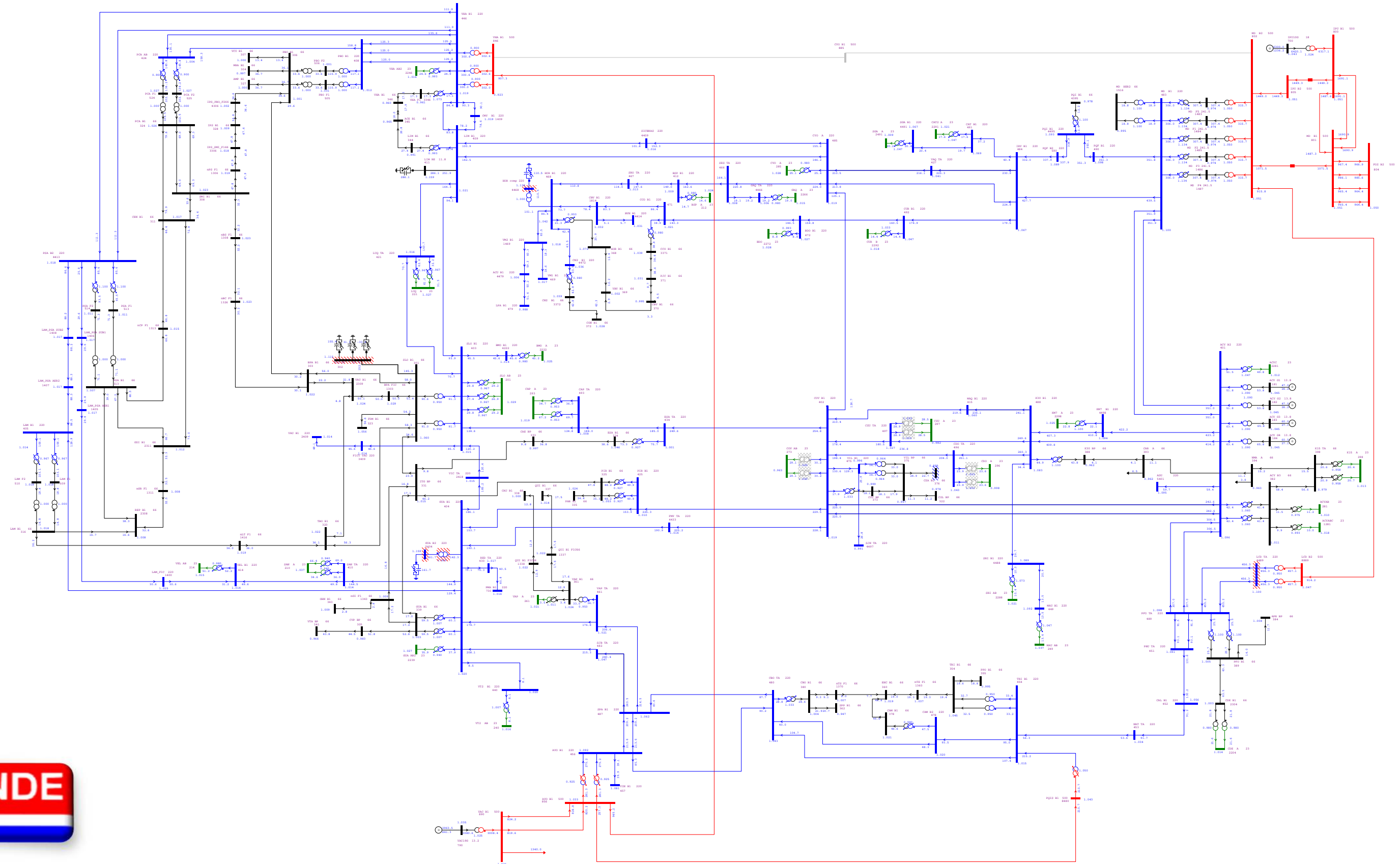
AÑO 2016: RÉGIMEN DE EMERGENCIA: FUERA DE SERVICIO LT 500 KV MARGEN DERECHA - VILLA HAYES



Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

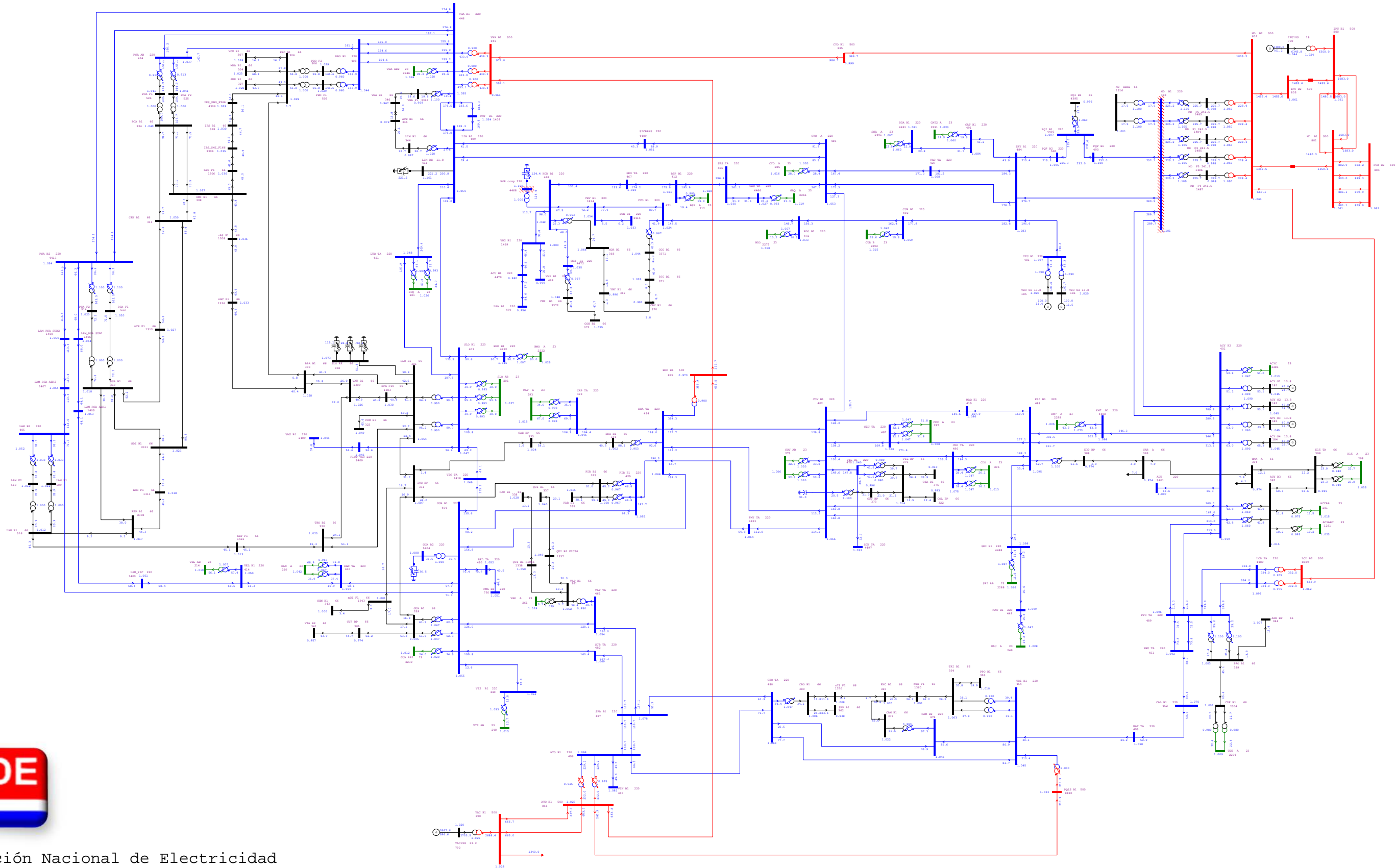


AÑO 2017: RÉGIMEN DE EMERGENCIA: FUERA DE SERVICIO LT 500 KV MARGEN DERECHA - VILLA HAYES



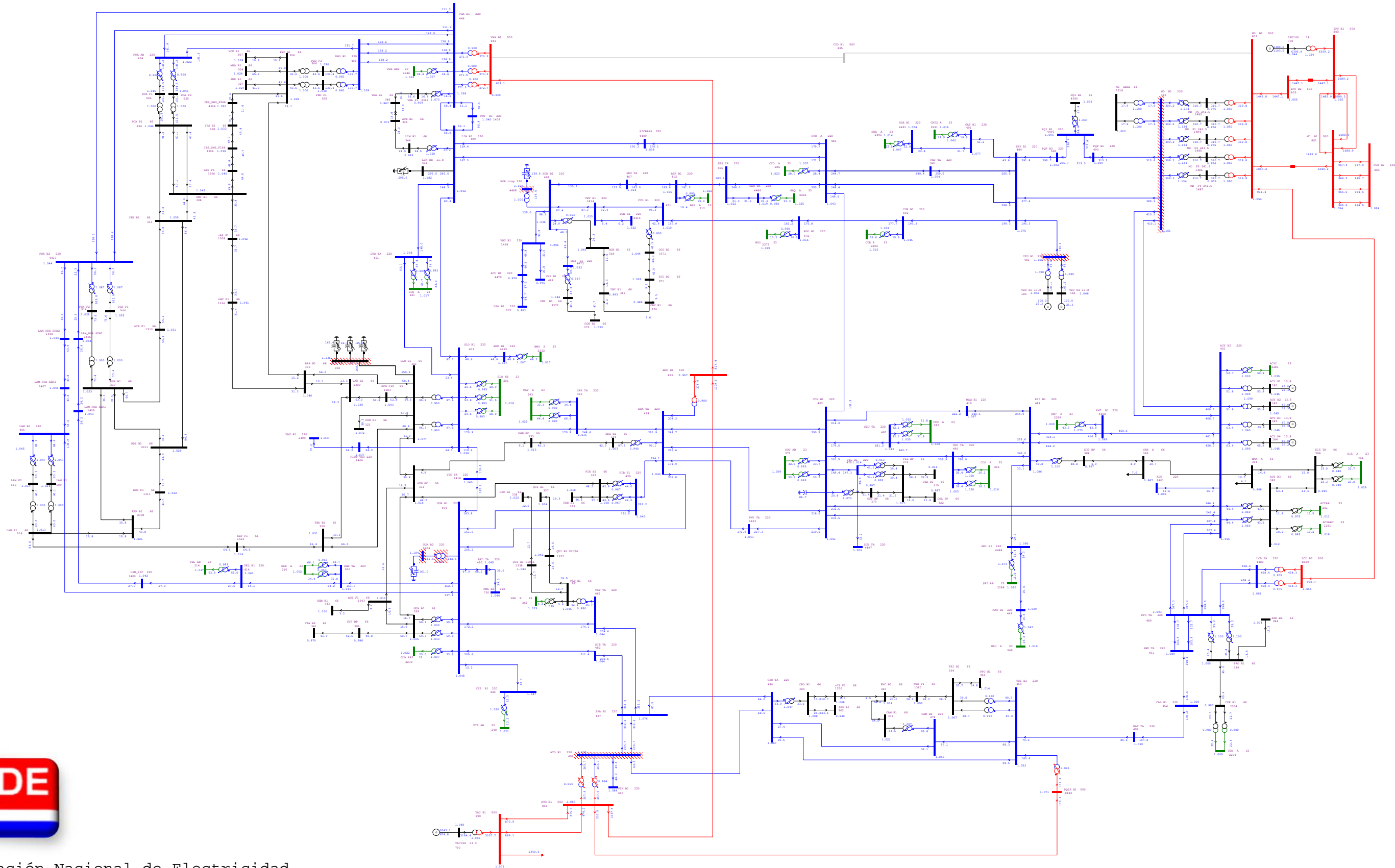
Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

AÑO 2018: RÉGIMEN NORMAL

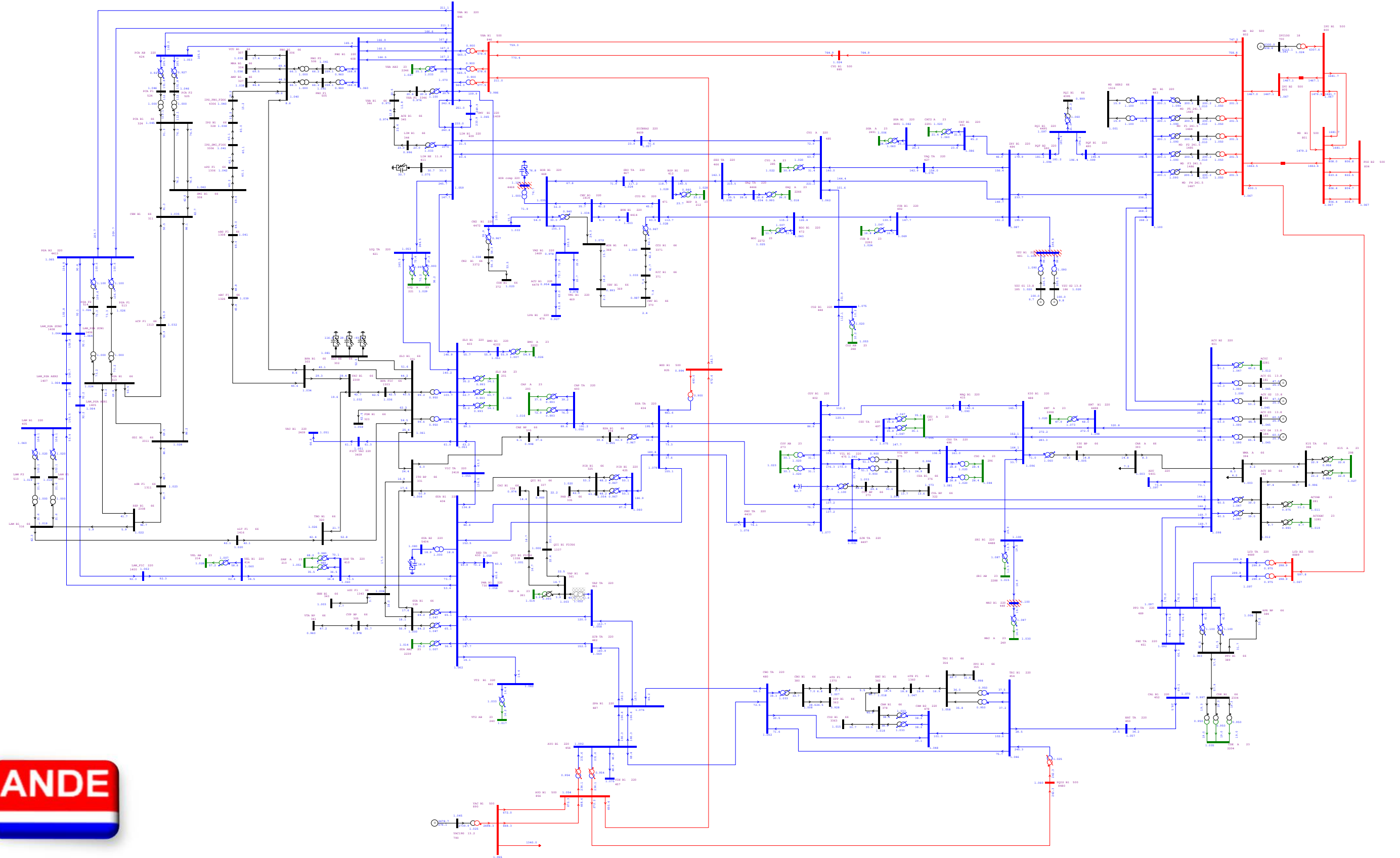


Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

AÑO 2018: RÉGIMEN DE EMERGENCIA: FUERA DE SERVICIO LT 500 KV MARGEN DERECHA - VILLA HAYES

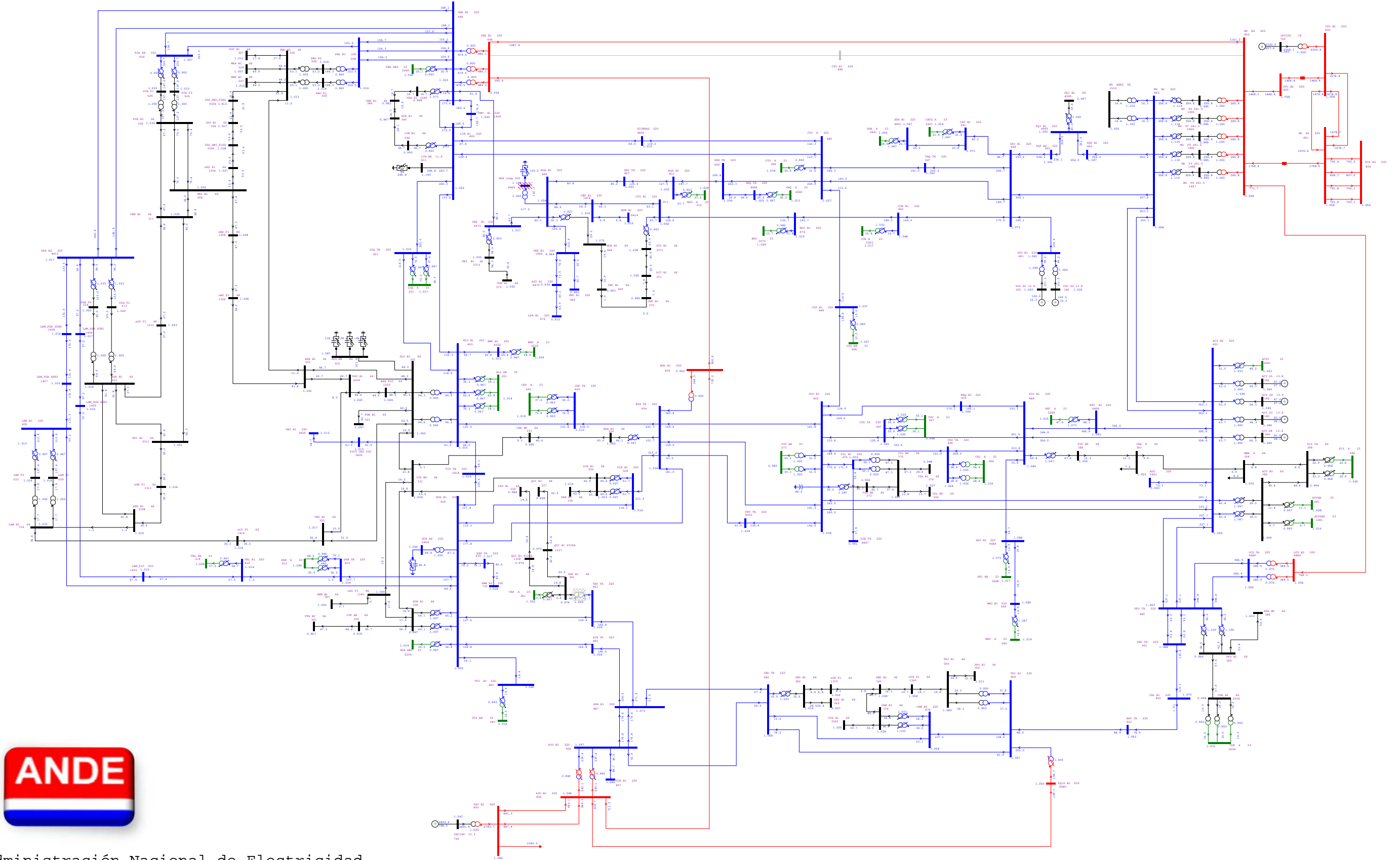


Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión



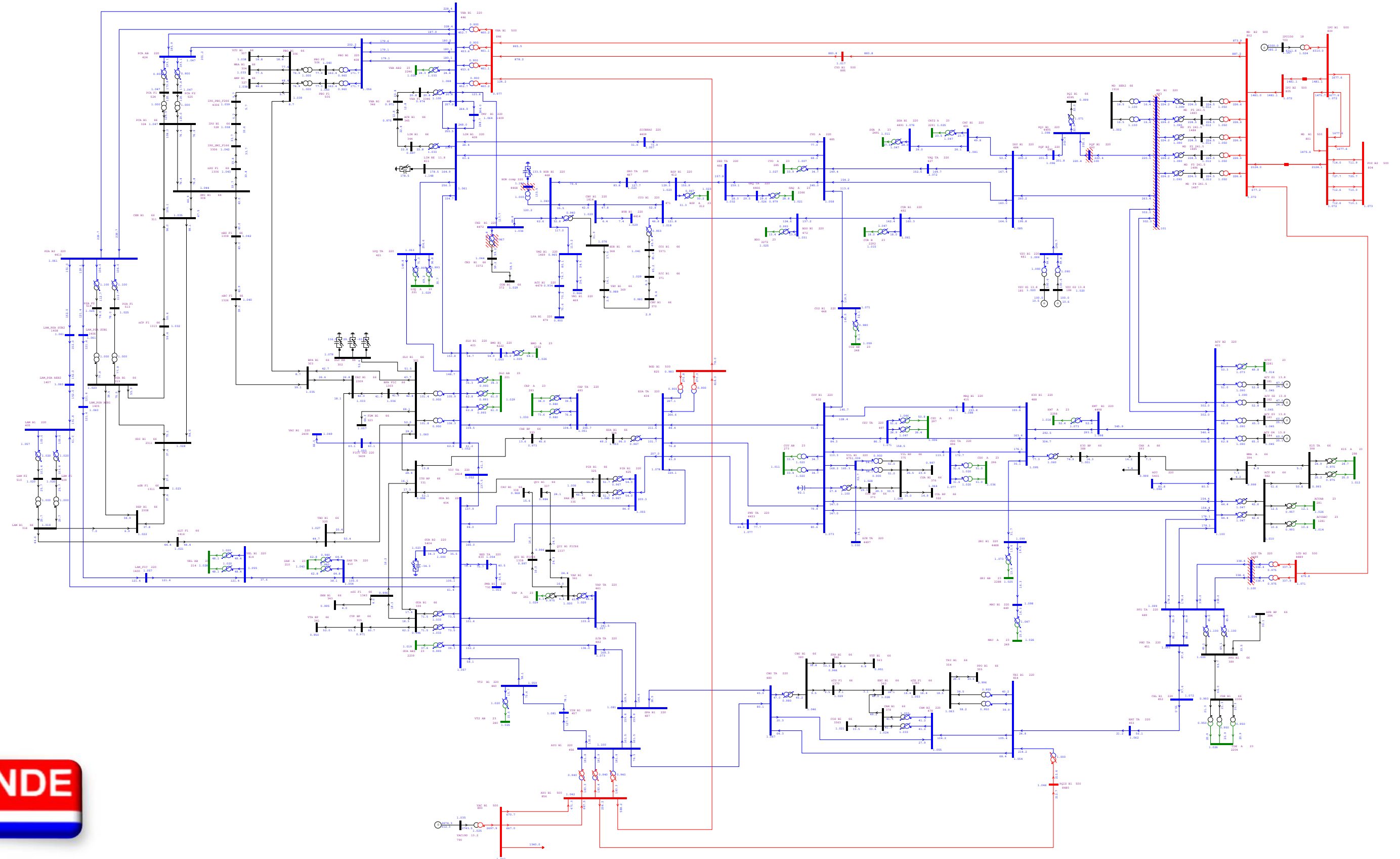
Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

AÑO 2019: RÉGIMEN DE EMERGENCIA: FUERA DE SERVICIO LT 500KV MARGEN DERECHA - VILLA HAYES



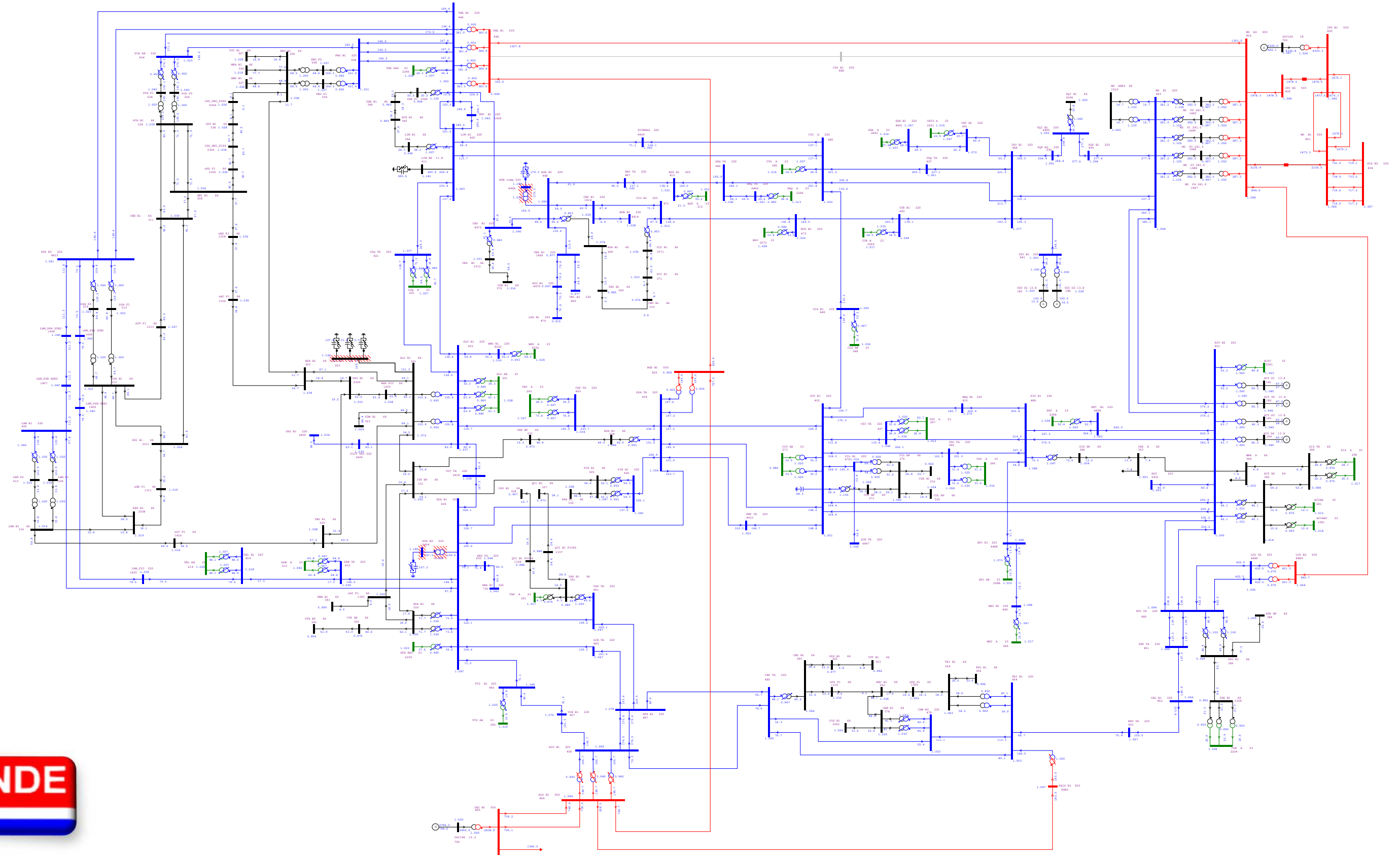
Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

AÑO 2020: RÉGIMEN NORMAL

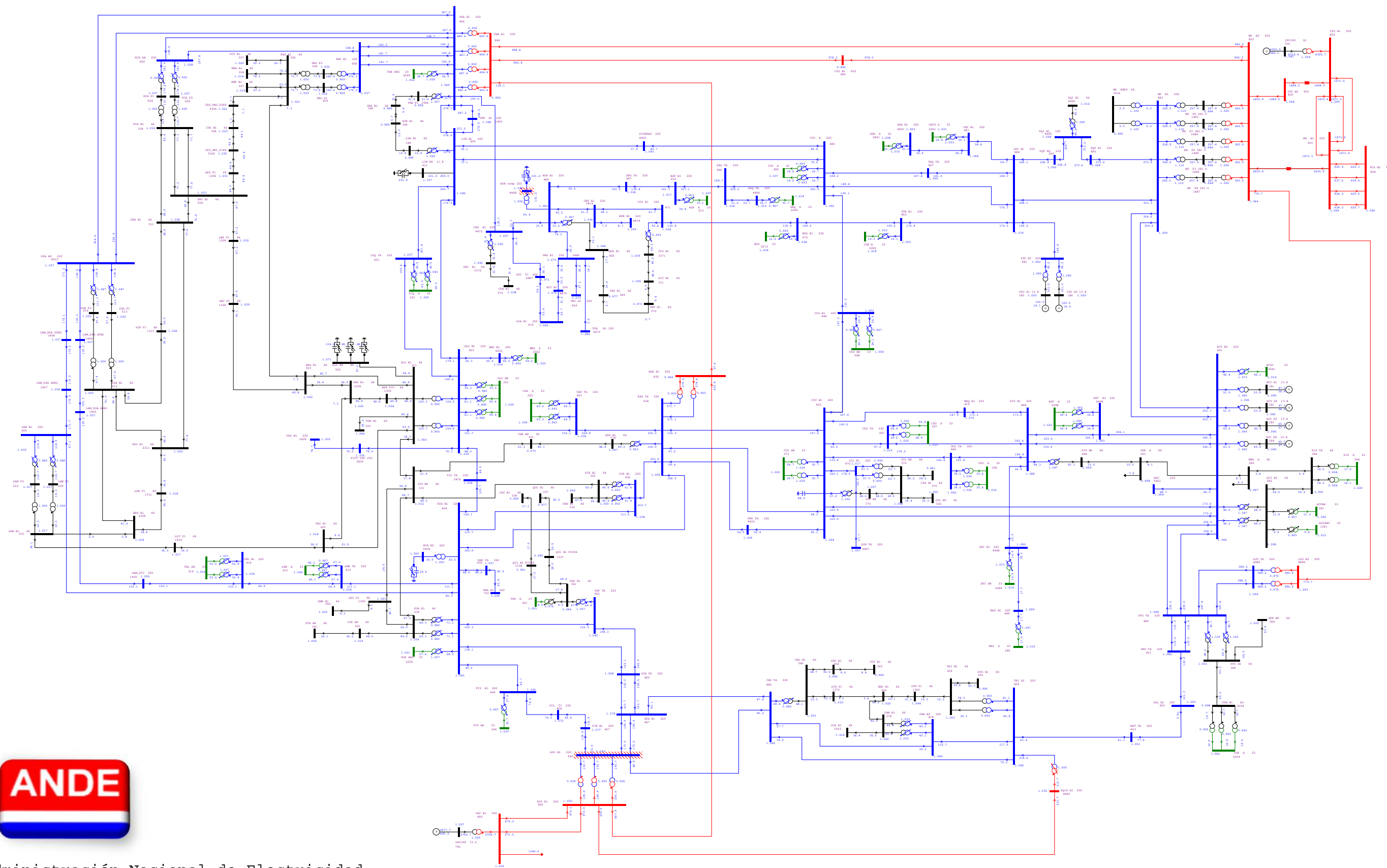


Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

AÑO 2020: RÉGIMEN DE EMERGENCIA: FUERA DE SERVICIO LT 500KV MARGEN DERECHA - VILLA HAYES

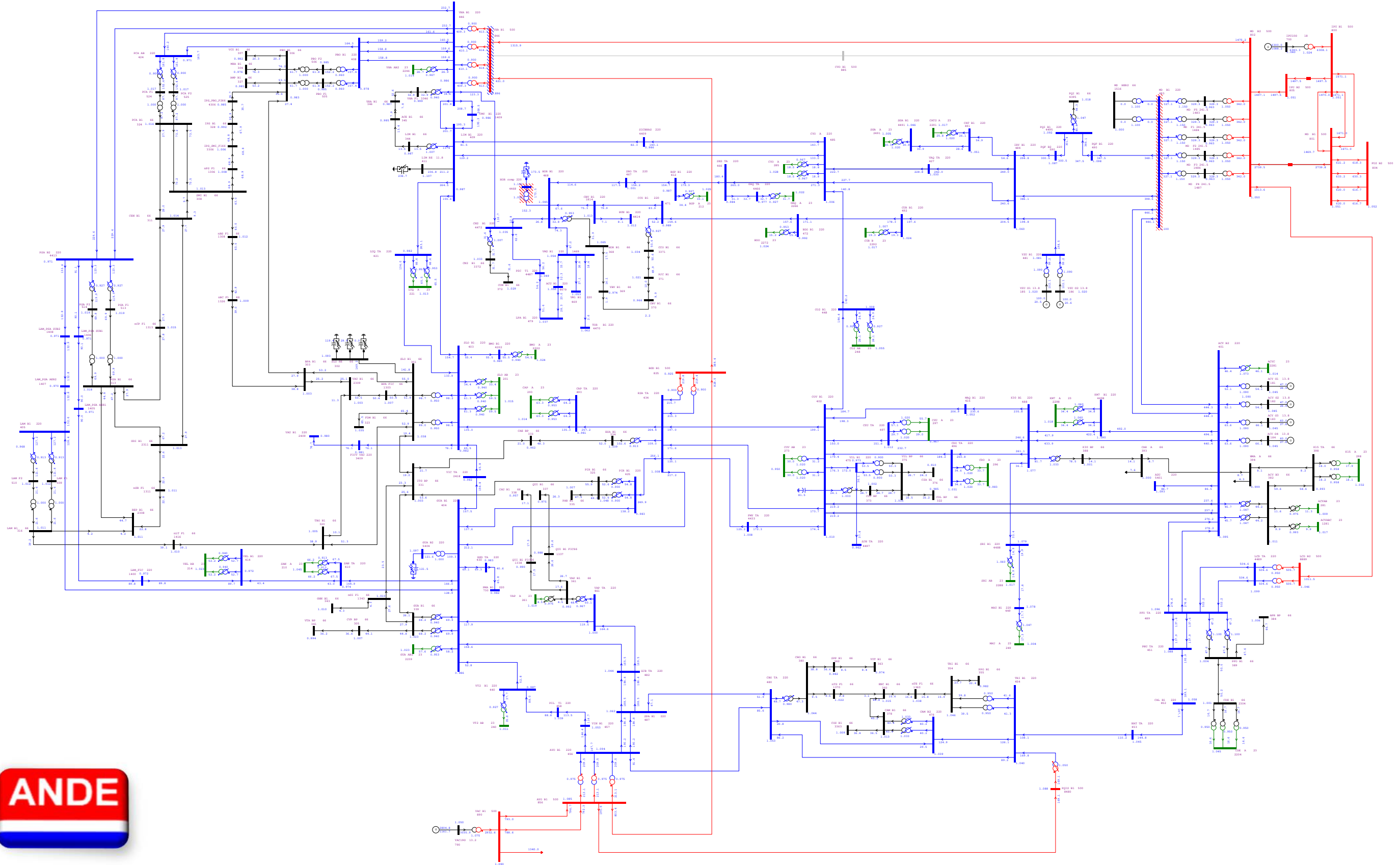


Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

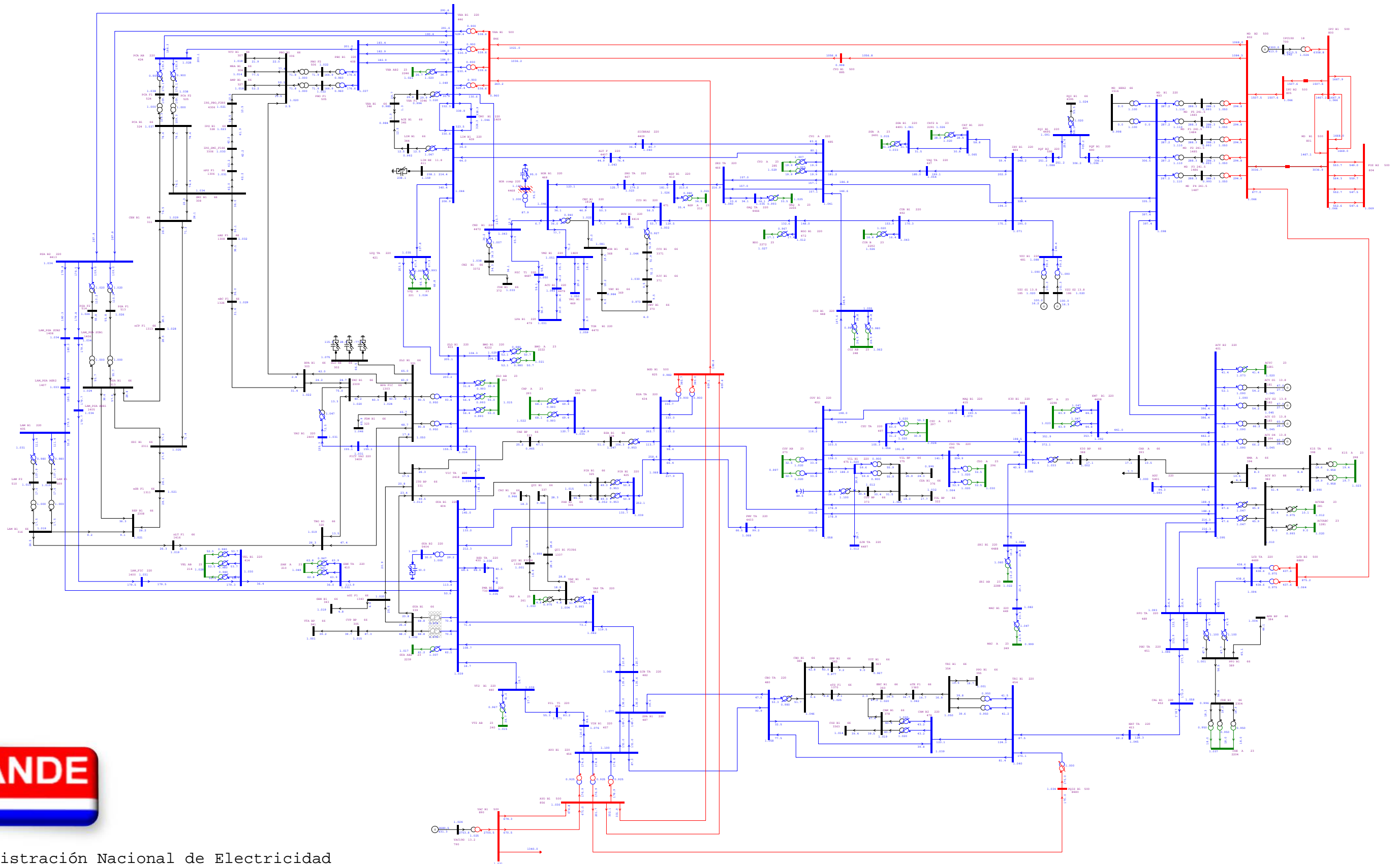


Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

AÑO 2021: RÉGIMEN DE EMERGENCIA: FUERA DE SERVICIO LT 500 KV MARGEN DERECHA - VILLA HAYES

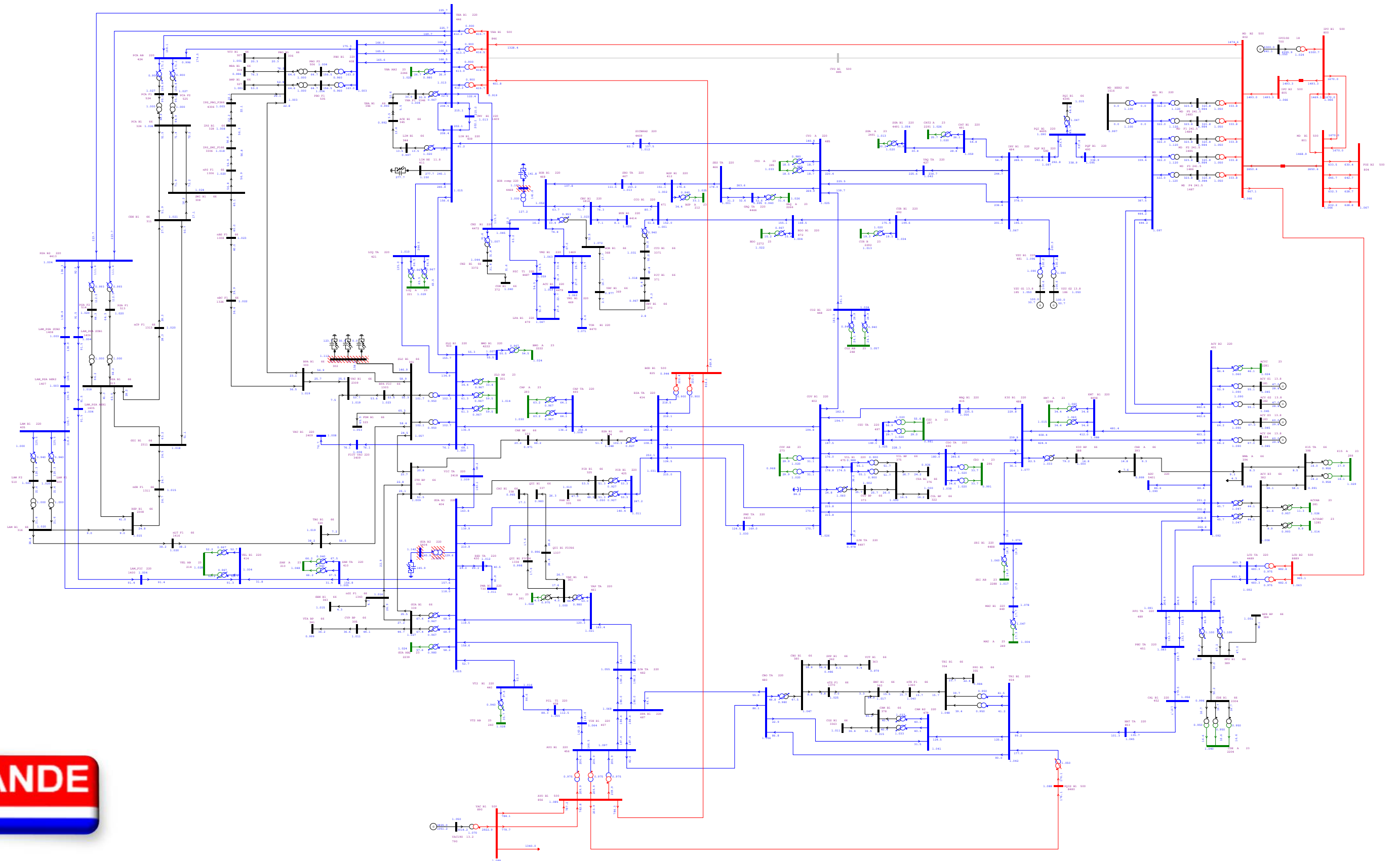


Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión



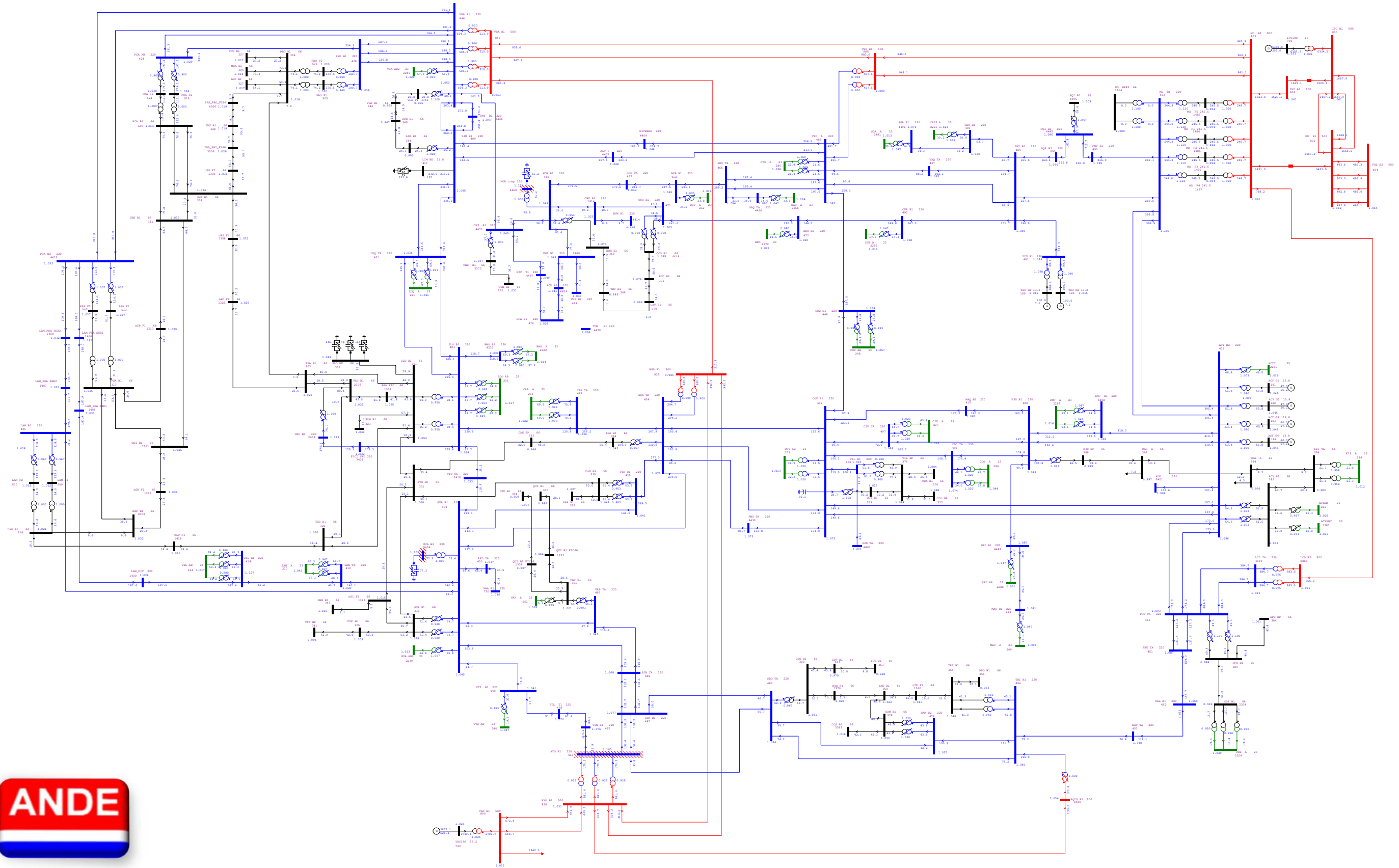
Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

AÑO 2022: RÉGIMEN DE EMERGENCIA: FUERA DE SERVICIO LT 500KV MARGEN DERECHA - VILLA HAYES



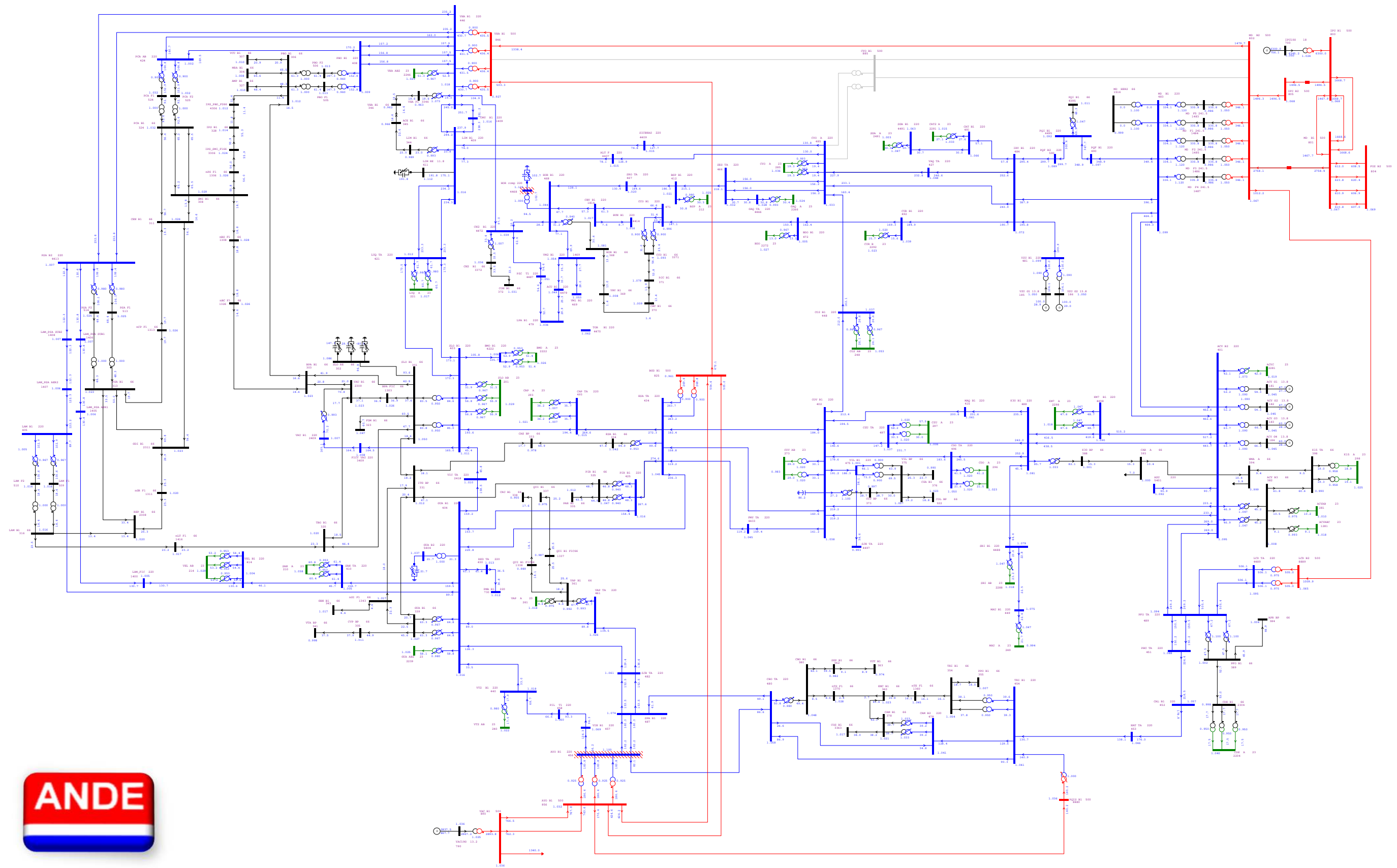
Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

AÑO 2023: RÉGIMEN NORMAL



Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

AÑO 2023: RÉGIMEN DE EMERGENCIA: FUERA DE SERVICIO SE 500 KV CARAYAO



Administración Nacional de Electricidad
Dirección de Planificación General y Política Empresarial
División de Estudios Energéticos
Departamento de Estudios de Generación y Transmisión

ANDE

Dirección de Planificación General y Política Estratégica (DP)

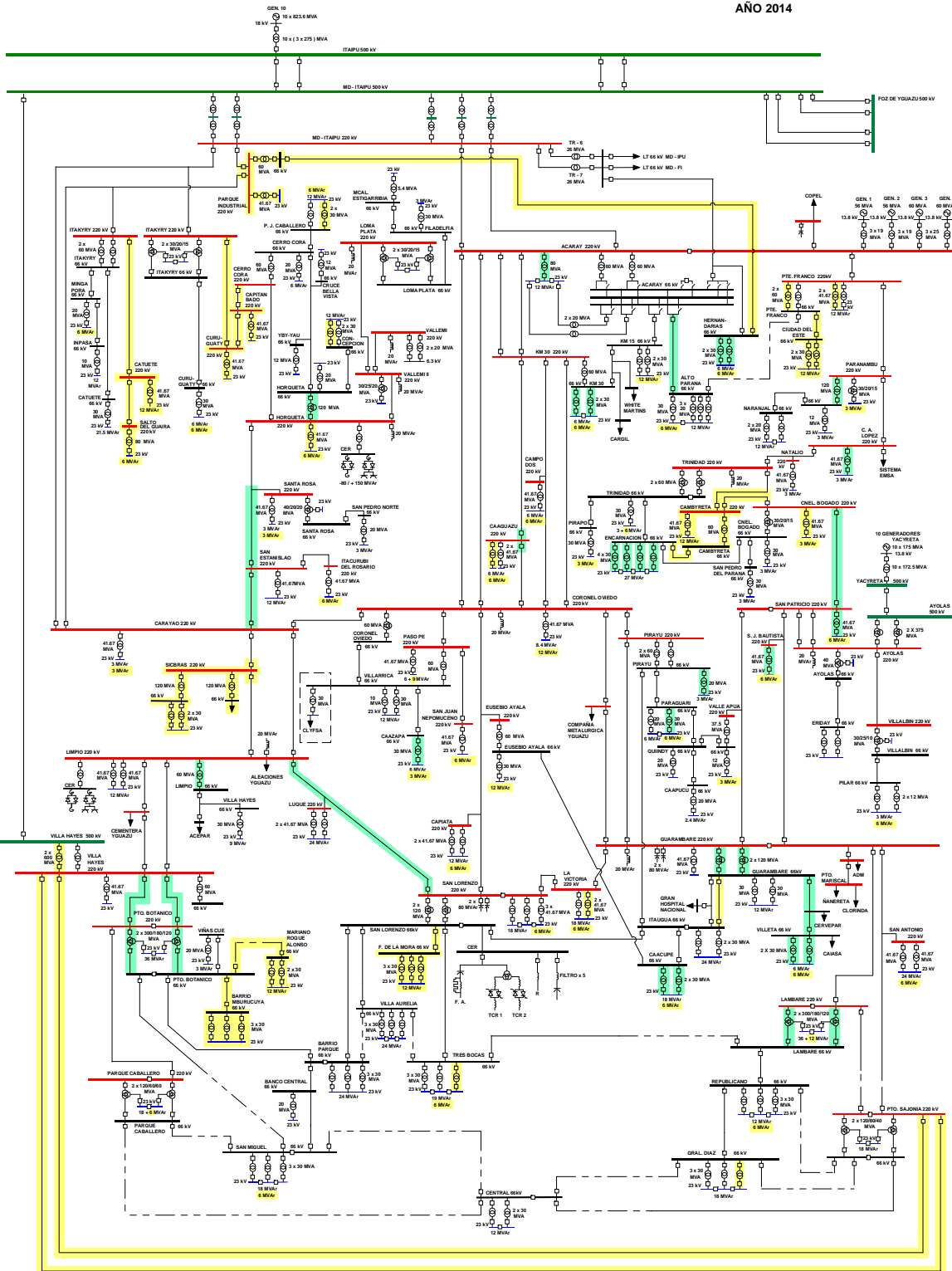
División de Estudios Energéticos (DP/DEE)

Departamento de Estudios de Generación y Transmisión (DP/DEG)

Anexo A.8

DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SIN

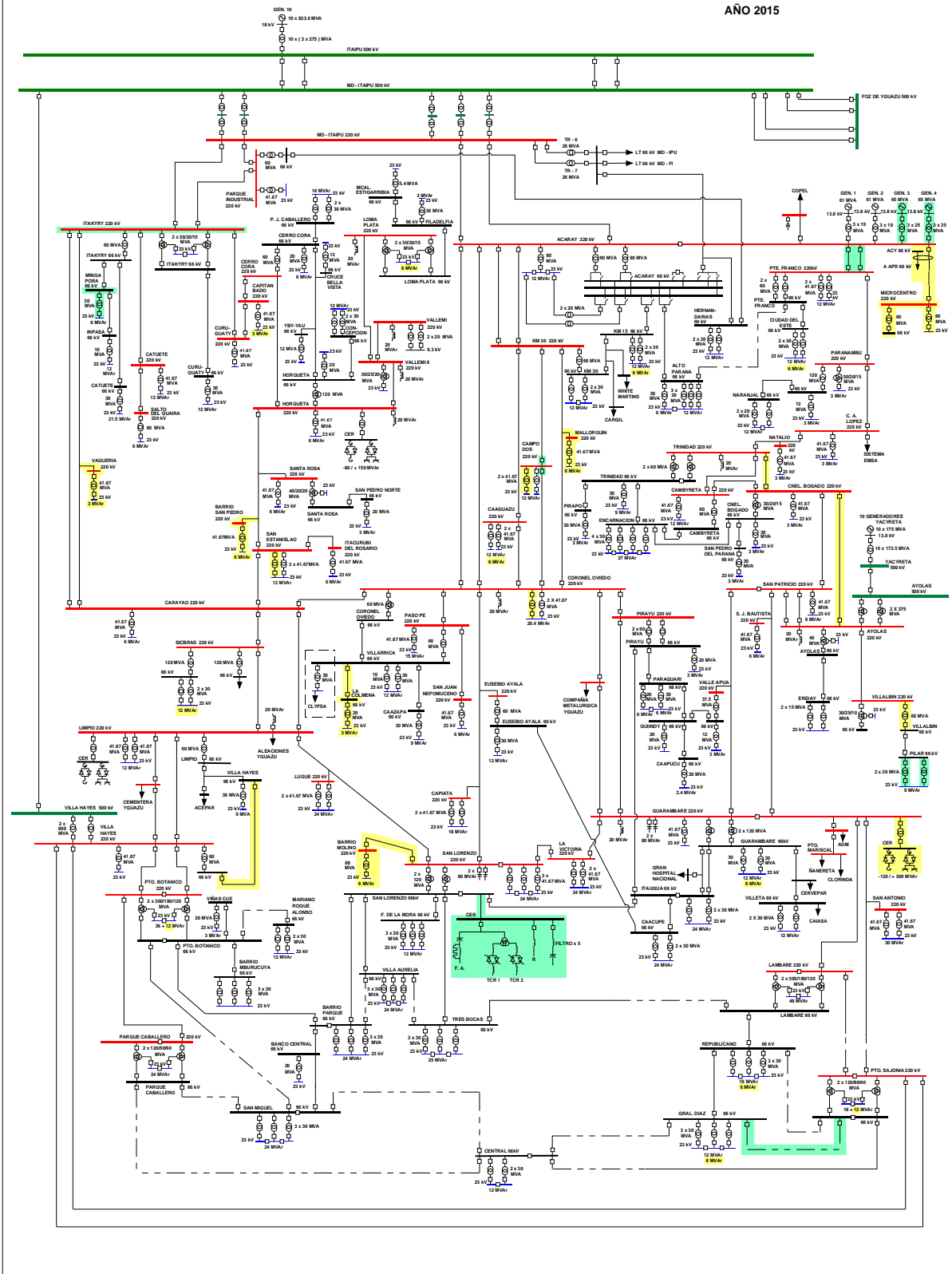
**SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2014**



ANDE	DP / DEG	FECHA: 02/10/13
		ARCHIVO: 2014-0

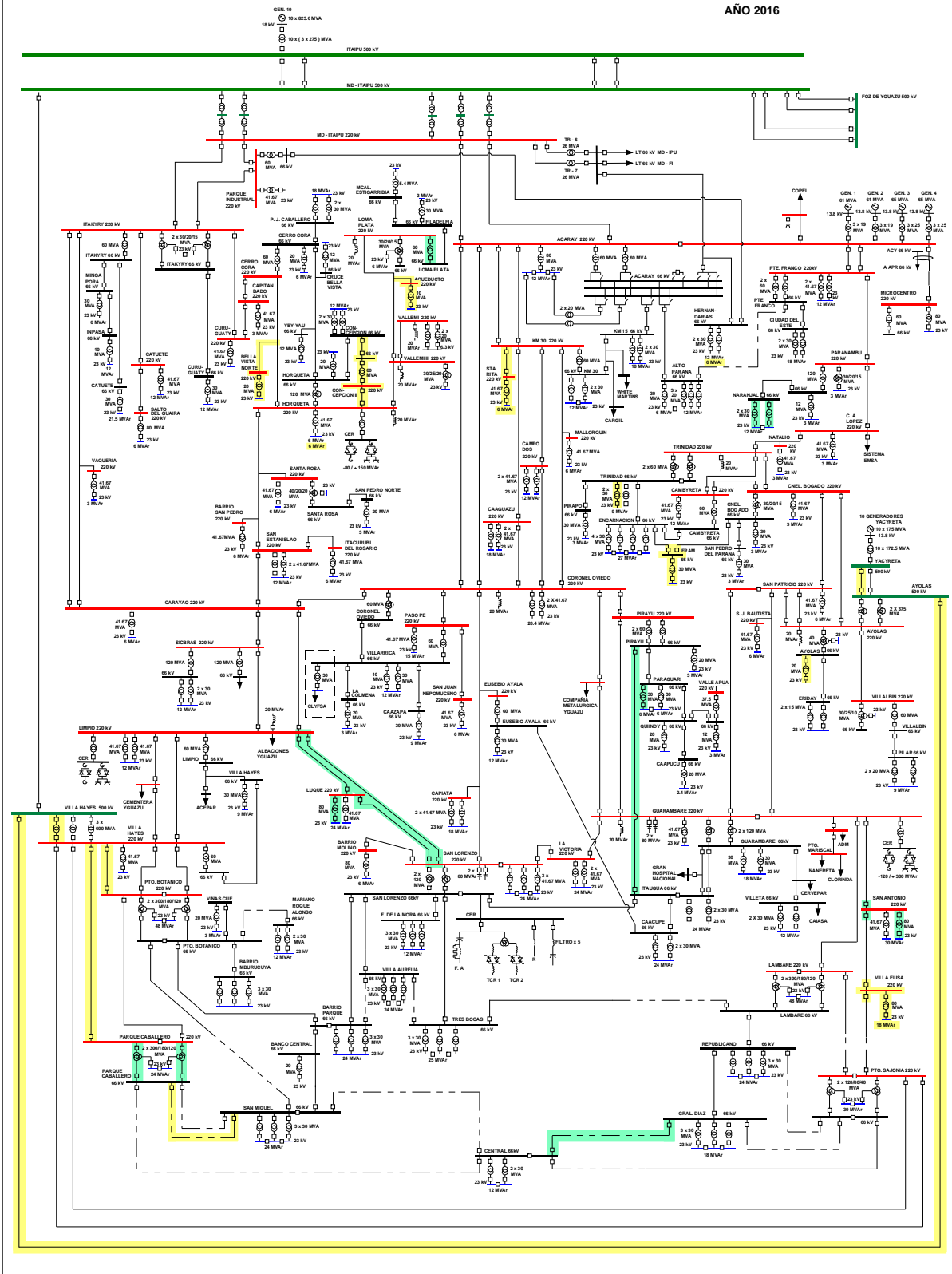
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

AÑO 2015



- 500 kV
- 220 kV
- 66 kV
- 23 kV
- OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
- ADECUACION Y/O CAMBIO

ANDE	DP / DEG	FECHA: 07/19/13
		ARCHIVO: 2015-D



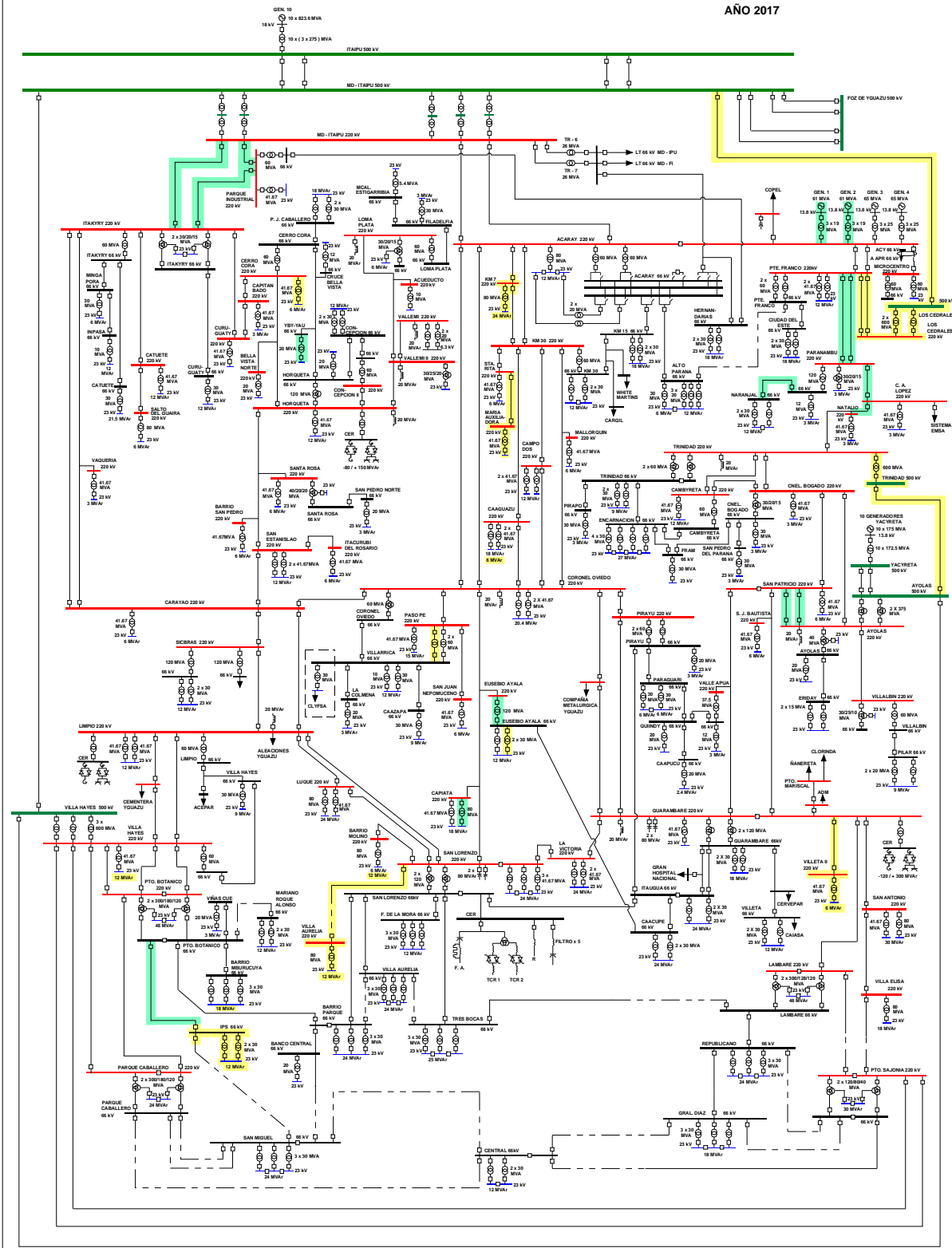
REFERENCIA

500 kV	OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO	
220 kV		
66 kV	ADECUACION Y/O CAMBIO	
23 kV		

ANDE	DP / DEG	FECHA: 08/10/13
		ARCHIVO: 2016-D

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

AÑO 2017



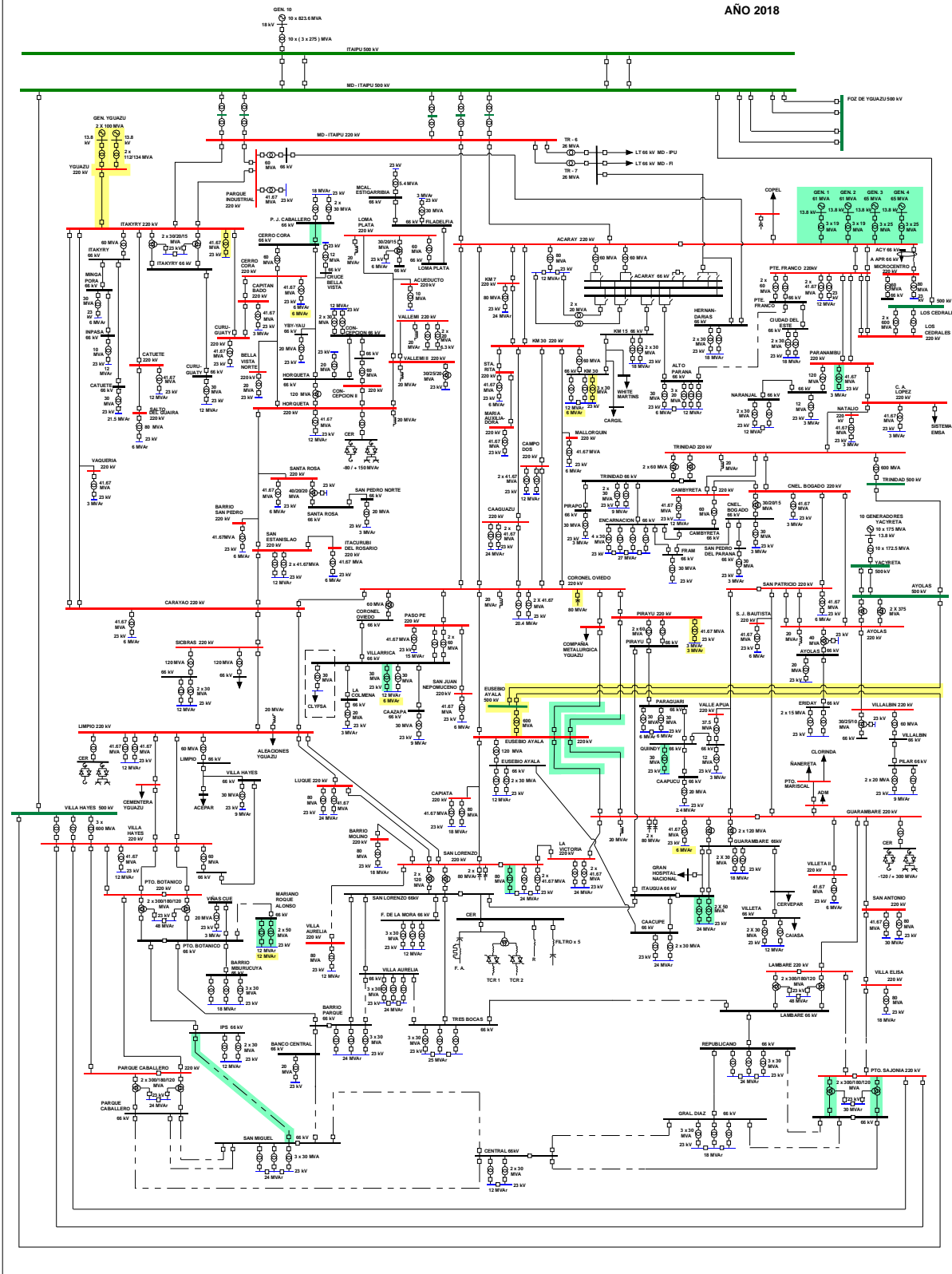
REFERENCIA

- 500 kV — OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO
- 220 kV — ADECUACION Y/O CAMBIO
- 66 kV — ADECUACION Y/O CAMBIO
- 23 kV — ADECUACION Y/O CAMBIO

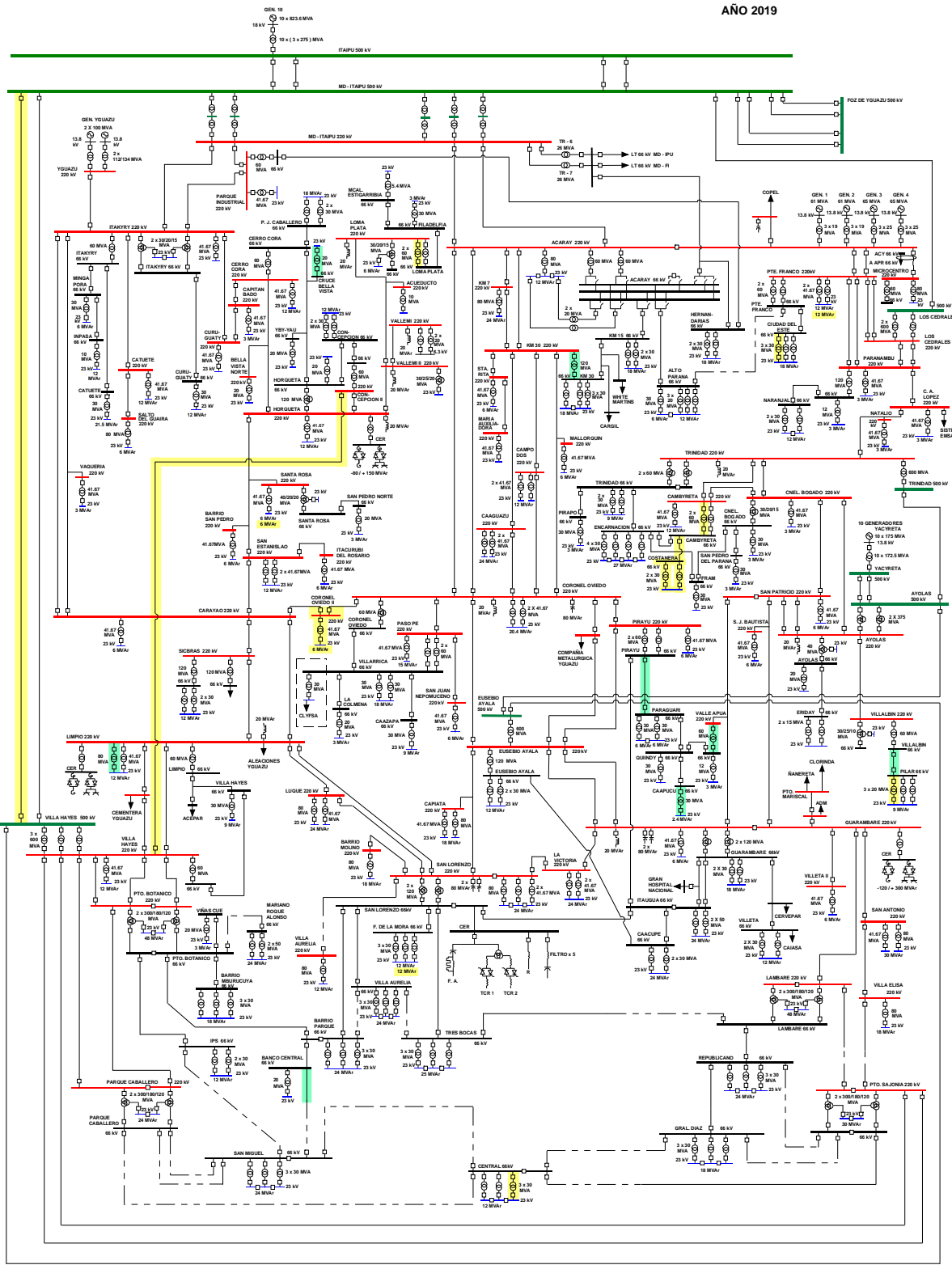
ANDE	DP / DEG	FECHA: 10/10/13
		ARCHIVO: 2017-D

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

AÑO 2018



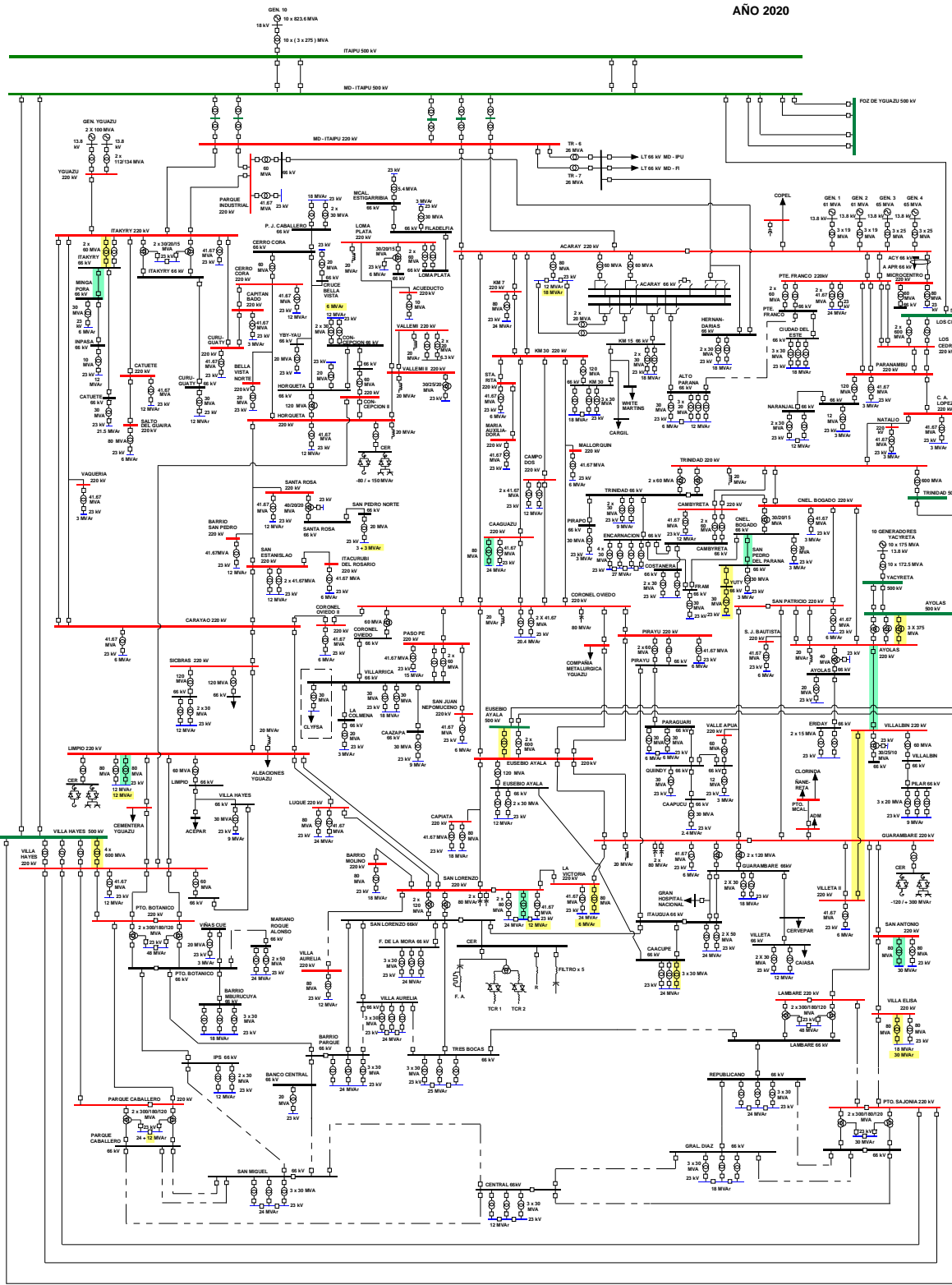
ANDE	DP / DEG	FECHA: 15/10/13
		ARCHIVO: 2018-D



ANDE	DP / DEG	FECHA: 16/10/13
		ARCHIVO: 2019-D

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

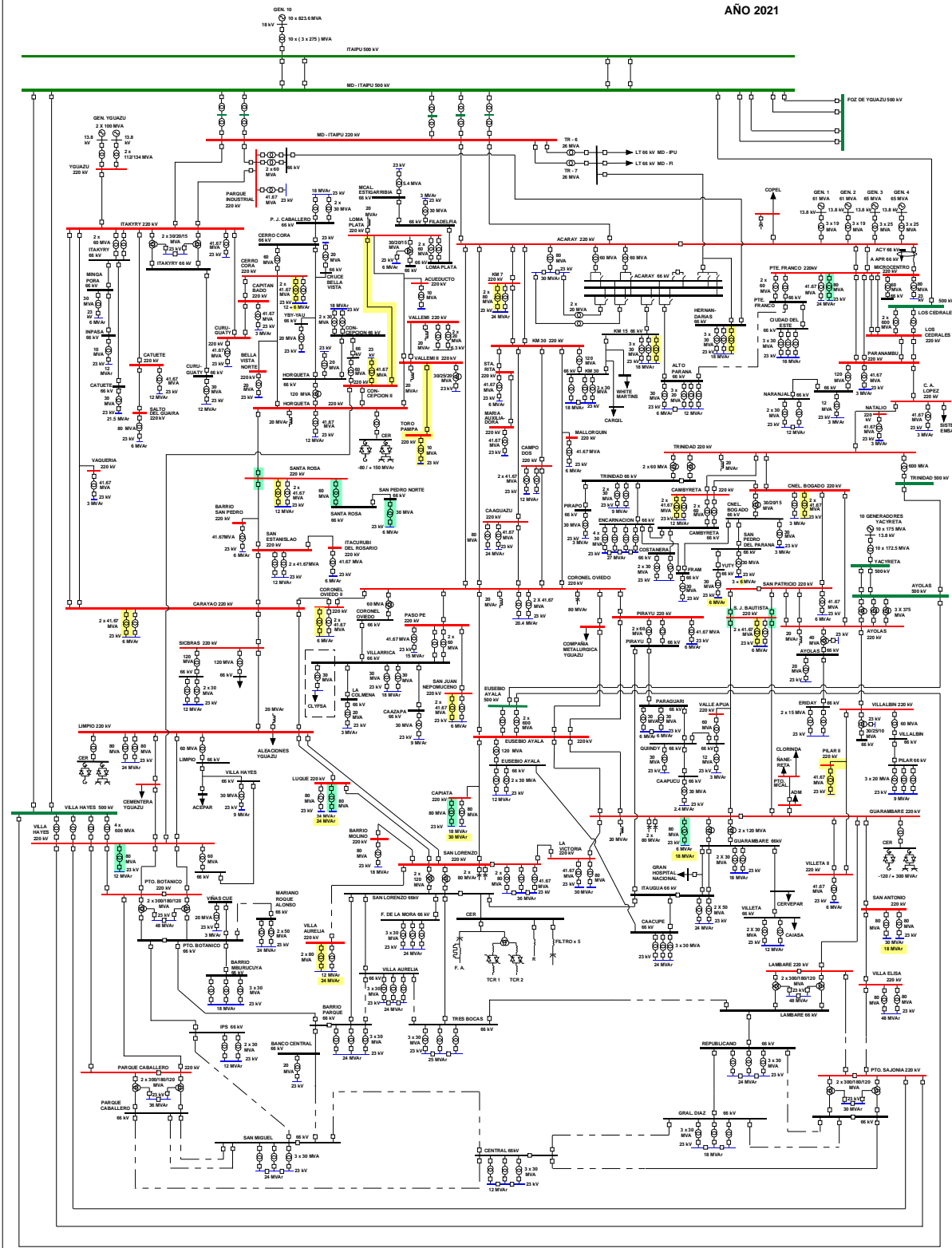
AÑO 2020



ANDE	DP / DEG	FECHA: 17/01/13
		ARCHIVO: 2020-D

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

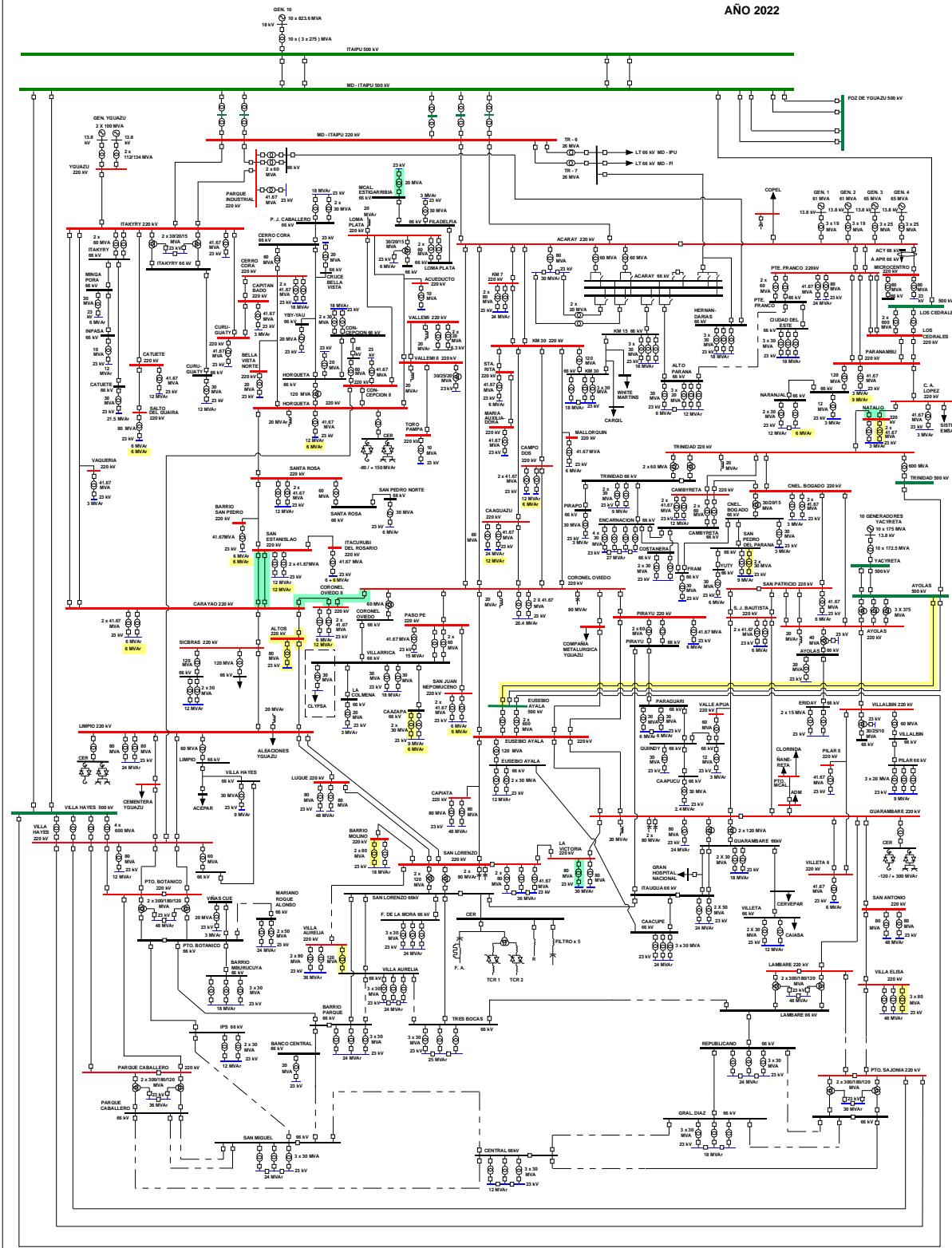
AÑO 2021



ANDE	DP / DEG	FECHA: 18/10/13
		ARCHIVO: 2021-D

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

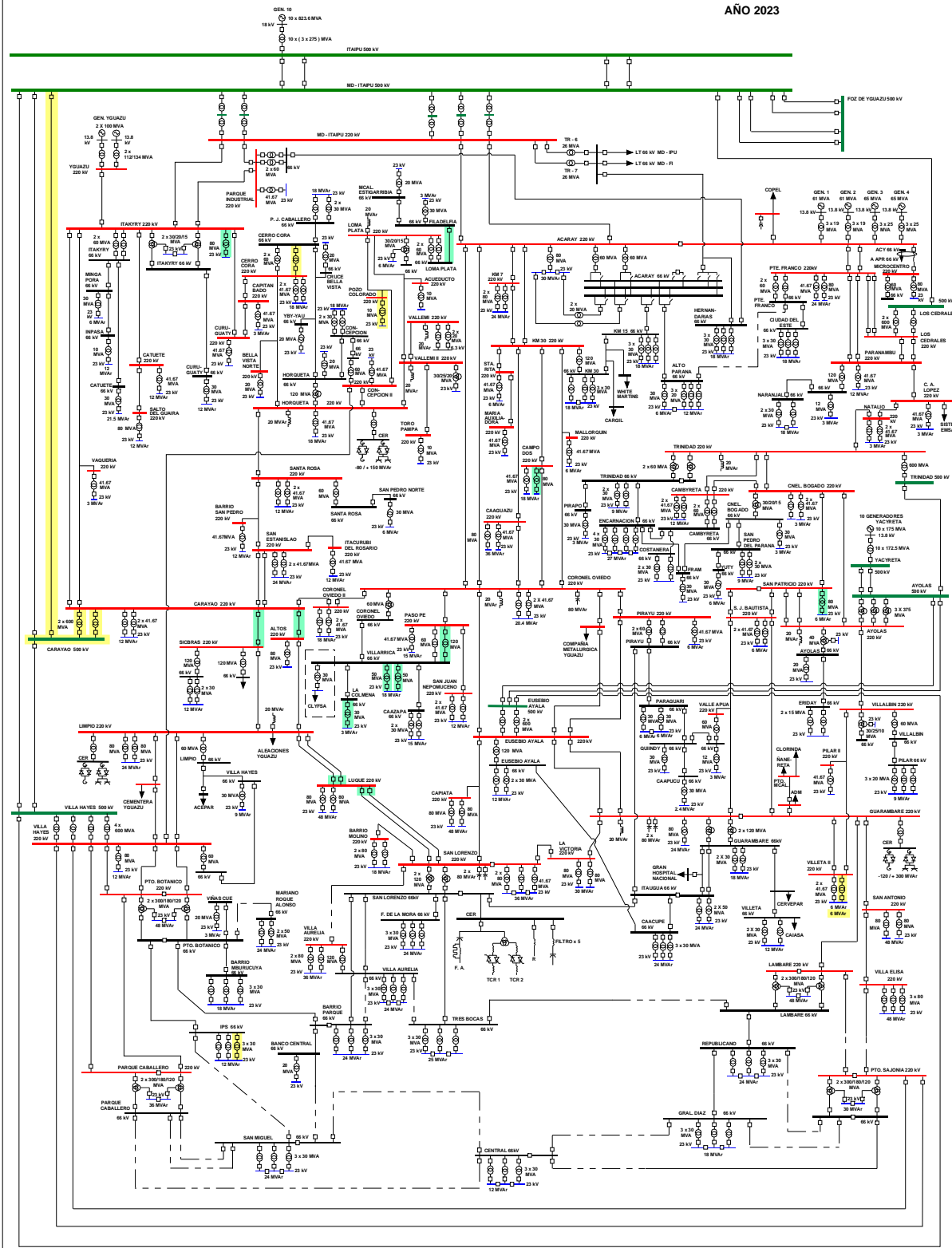
AÑO 2022



ANDE	DP / DEG	FECHA: 2013/13
		ARCHIVO: 2022-D

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

AÑO 2023



REFERENCIA

500 kV	OBRAS PROGRAMADAS EN EL AÑO	
220 kV		
66 kV	ADICIONADO Y/O CAMBIO	
23 kV		

ANDE	DP / DEG	FECHA: 26/10/13
		ARCHIVO: 2023-D