
Plan de Obras del FREBA 2015-2023

Informe Técnico Plan de Obras FREBA 2015-2023 – N° 1

Realizado por: Ariel Albanese; Luis Casamitjana;
Carlos Di Clemente, Martín Elié;
Carlos Fuhr; Carlos García;
Andrés Hornum; Fernando Mirassón;
Jorge Nizovoy; Julia Pardo

Versión: 3 (final)

Fecha: 25 de Setiembre de 2015

Resumen:

En el presente Informe se reseña el Plan de Obras de transmisión y transformación del sistema de transporte de energía eléctrica de la Provincia de Buenos Aires para el período 2015-2023, elaborado en forma conjunta por el Foro Regional Eléctrico de Buenos Aires (FREBA) y las empresas Transba S.A. y Transener S.A.

El mismo contiene todas las obras eléctricas localizadas en la Provincia de Buenos Aires, con independencia de que las mismas sean o no solventadas y/o financiadas a través del FITBA (Fondo Fiduciario para la Inversión en Transmisión en la Provincia de Buenos Aires).

CONTENIDO

PLAN DE OBRAS DEL FREBA 2015-2023.....	1
1. RESUMEN EJECUTIVO.....	3
1.1 INTRODUCCIÓN.....	3
1.2 SÍNTESIS DE RESULTADOS OBTENIDOS.....	5
1.3 DESCRIPCIÓN SINTÉTICA DEL PLAN.....	8
2. HIPÓTESIS DEL PLAN.....	9
2.1 OBRAS DE TRANSPORTE EN DESARROLLO EN LA PROVINCIA.....	9
2.2 OBRAS DE TRANSPORTE CONSIDERADAS POR REQUERIMIENTOS DE CONFIABILIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN.....	12
2.3 ESCENARIOS DE ESTUDIO.....	12
2.4 DEMANDA.....	12
2.4.1 Crecimiento de las demandas residenciales.....	12
2.4.2 Nuevas estaciones transformadoras requeridas por necesidades de distribución.....	13
2.5 GENERACIÓN.....	14
2.6 SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN 500 kV Y 220 kV.....	14
2.7 CRITERIOS DE CONFIABILIDAD DEL PLAN.....	15
2.7.1 Para líneas y transformadores de interconexión.....	15
2.7.2 Necesidades de transformación para abastecimiento en N.....	16
2.7.3 Necesidades de transformación para abastecimiento en N-1.....	16
3. RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS.....	17
3.1 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	17
3.1.1 Escenario horizonte 2023.....	17
3.1.2 Escenario 2021.....	17
3.1.3 Escenario 2019.....	17
3.2 NECESIDADES DE TRANSFORMACIÓN.....	18
3.2.1 Consideraciones sobre módulos de transformación.....	18
3.2.2 Transformadores previstos.....	19
3.3 ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.....	22
4. PRESUPUESTO DE LAS OBRAS DEL PLAN.....	23
4.1 COSTOS UNITARIOS Y METODOLOGÍA DE COSTEO SIMPLIFICADO.....	23
4.2 INVERSIONES NECESARIAS.....	23
5. ADVERTENCIAS PARA LA UTILIZACIÓN DEL PLAN.....	24
5.1 NECESIDAD DE REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DETALLADOS DE ETAPA 1 Y APROBACIONES.....	24
5.2 OBRAS RELACIONADAS.....	24
5.3 PLAZOS DE OBRA INVOLUCRADOS.....	24
 ANEXO I – Esquemas geográficos de expansión de la red	
ANEXO II – Esquemas unifilares de los flujos de carga PSS/E	
ANEXO III – Reportes de Estudios de Flujo de Carga	
ANEXO IV – Potencias de cortocircuito 2015-2023	
ANEXO V – Demandas particulares indicadas por las Distribuidoras	
ANEXO VI – Generación en la provincia de Buenos Aires	

1. Resumen Ejecutivo

1.1 Introducción

El 17 de junio de 2015, el FREBA y las empresas Transba S.A. y Transener S.A. acordaron revisar en forma conjunta el Plan de Obras de la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022” adicionando las ampliaciones previstas en el área de EDELAP, con el objeto de contar con un Plan de Obras unificado de transmisión y transformación para el sistema de transporte de energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires en 220, 132 y 66 kV, para el período 2015-2023. Por lo anterior, el área de cobertura analizada, va más allá de la jurisdicción de Transba S.A.

Para esto se constituyó un Grupo de Trabajo con la participación de especialistas de las partes, competentes en planificación de redes de transmisión, que tuvo como objetivo realizar el Plan, con plazo de finalización hacia fines de Setiembre de 2015.

Las pautas básicas establecidas para elaborar el Plan fueron:

- I. Alcance del plan: 8 años, período 2015-2023.
- II. Considerar incluidas en el Plan a las obras actualmente en desarrollo, asumiendo que las mismas se finalizarán en 2018. Entre ellas están las consideradas de interés regulatorio por Res. MI N° 888/2011 del Ministerio de Infraestructura (MI) de la Provincia de Buenos Aires, cuyo proceso licitatorio fue autorizado al FREBA por Res. MI 522/2013.
- III. Para determinar las fechas necesarias de puesta en servicio de las obras adicionales planificadas para el período 2019-2023, realizar estudios de flujo de carga para tres escenarios de pico anual de interés, uno el inmediato posterior a 2018 y los otros dos separados cada dos años, es decir, 2019, 2021 y 2023.
- IV. Adoptar criterios de desempeño en orden creciente de confiabilidad, para definir la necesidad de ingreso de las obras, con el objetivo de lograr con el Plan de Obras el cumplimiento estricto del criterio de diseño N-1 de Los Procedimientos Técnicos de CAMMESA (en adelante “Los Procedimientos”), en el escenario horizonte de 2023, y a su vez, evitar una alta concentración de las inversiones en el escenario de 2019.
- V. Generar el escenario de demanda para el horizonte del estudio, de 2023, a partir del último escenario de 2022 de la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022”, asumiendo una tasa de crecimiento anual de las demandas residenciales del 4%, remplazando las demandas puntuales por mejor información aportadas por los Distribuidores.
- VI. Elaborar los escenarios de demanda para 2021 y 2019 a partir de 2023, reduciendo las demandas residenciales con la misma tasa anual de mediano plazo de la Guía (4%).
- VII. No modelar las redes de los Distribuidores, por lo cual las necesidades de nuevas estaciones transformadoras de 132 kV para abastecimiento, constituyen datos de entrada aportados por los mismos.
- VIII. No considerar datos de nueva generación que a la fecha no tengan Solicitud de Acceso al SADI.
- IX. Definir como Centrales Térmicas Especiales (CTE), a aquellas que actualmente están en servicio y que conforme a los criterios de confiabilidad indicados más adelante no deben despacharse, contemplando para ellas las siguientes

- características: centrales térmicas compuestas por unidades generadoras de potencia inferior a 3 MW, combustible básico líquido e instaladas para resolver problemas de transporte.
- X. Posibilidad de cancelar propuestas de obras de transmisión y transformación incluidas en la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022”; incorporar alternativas, en casos que se acuerde su razonabilidad y conveniencia.
 - XI. Como nuevas EE.TT. de 500 kV, considerar:
 - 1. En el horizonte de 2023, las mismas que las que aparecen en la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022” (Vivoratá, 25 de Mayo, Cnel. Charlone y Nueva GBA), o alternativas que pudieran resultar del desarrollo del plan de obras y de los requerimientos de la red;
 - 2. Asumir en servicio cuando fuere necesario las EE.TT. Cnel. Charlone y Nueva GBA y/o sus alternativas, para satisfacer los criterios de desempeño establecidos.
 - 3. Para el escenario de 2019, se considerar en servicio las EE.TT. Vivoratá y 25 de Mayo (también la doble terna de 132 kV Vivoratá-Villa Gesell y obras complementarias).
 - XII. Criterios de confiabilidad del Plan para líneas y transformadores de interconexión:
 - 1. Escenario Año 2019:
 - 1.1. Desempeño del sistema en red completa (N) degradado a lo exigido por Los Procedimientos para red incompleta (N-1). Ejemplo: +/- 10% en N en 132 kV, en lugar del que correspondería aplicar: +/- 5% .
 - 1.2. Sin CTE en N; sí se permiten en N-1, si es imprescindible para que no haya cortes.
 - 1.3. Sin cortes en N-1, permitiendo la realización de maniobras para reponer el suministro, manteniendo fuera de servicio al equipo que falló.
 - 2. Escenario Año 2021:
 - 2.1. Cumplimiento de los criterios de control de tensión según Los Procedimientos en N y en N-1. Ejemplo: +/- 5% en N en 132 kV y +/- 10% en N-1.
 - 2.2. Sin CTE (tanto en N como en N-1).
 - 2.3. Sin cortes en N-1; se permite la realización de maniobras para reponer el suministro, manteniendo fuera de servicio al equipo que falló.
 - 3. Escenario Año 2023:
 - 3.1. Cumplimiento de los criterios de control de tensión según Los Procedimientos en N y en N-1. En N-1 debe cumplirse sin intervención de los operadores luego de la falla.
 - 3.2. Sin CTE (tanto en N como en N-1).
 - 3.3. Sin cortes en N-1, sin intervención de los operadores.
 - XIII. Evaluar primero el escenario año 2023, con el que se determina el conjunto total de obras del plan.
 - XIV. Para determinar necesidades de capacidad adicional de transformación para abastecimiento en N durante el período 2015 - 2023:
 - 1. partir del escenario 2023, cuyas demandas pico se determinan según lo detallado en el punto V;
 - 2. a partir de las demandas del año 2023, calcular las demandas de todos los años hasta el 2015 inclusive, tal que las demandas identificadas como residenciales respondan a un crecimiento anual del 4%; asumiendo el resto de la demanda constante todos los años;

3. en el caso de nuevas EE.TT., que absorberán parte de la demanda de otras existentes, los Distribuidores deben indicar qué porcentaje de demanda de cada una será trasladado para conformar la demanda total de la nueva E.T. en el año de su ingreso; lo que a su vez también se considerará para evaluar en cada año la carga de los transformadores;
 4. cuando la carga de un transformador existente alcance en un escenario futuro el 80% de su capacidad nominal, en ese año deberá ponerse en servicio nueva transformación;
 5. considerar para el período 2016-2018 las obras que actualmente se encuentran en desarrollo, según Res. MI 888/11 y aquellas previstas a ejecutar por las Distribuidoras. Adoptar las fechas previstas de entrada en servicio de cada una de las obras, para determinar qué EE.TT. considerar en cada año y la redistribución de demandas prevista con cada obra.
- XV. Muchas de las EE.TT. existentes poseen un elevado porcentaje de carga respecto a su potencia nominal, por lo que a lo largo de los años surge la necesidad de incrementar su capacidad de transformación para asegurar el abastecimiento según lo indicado en el punto XIV; lo que en muchos casos permite también cumplir satisfactoriamente con el criterio N-1, evitando energía no suministrada ante la pérdida de una máquina. Por otro lado, en la mayoría de las nuevas EE.TT. se prevé la instalación de dos transformadores con el objeto de satisfacer el criterio N-1, los que pueden entrar simultáneamente, o escalonados, según se considere conveniente en cada caso. Por último, en el año 2023, adicionar los transformadores necesarios para que todas las EE.TT. cumplan satisfactoriamente con el criterio N-1.
- XVI. Contemplar en el Plan la utilización de módulos de transformación estandarizados por EDEA, EDELAP y/o Transba S.A., en la medida de lo posible, pudiendo incorporarse en el Plan transformadores de repuesto que hagan factibles módulos no existentes, que pudieran considerarse de interés.
- XVII. En los cómputos de estimaciones de inversiones del Plan, las obras en 500 kV de Vivoratá, Cnel. Charlone y “Nueva GBA” no se contabilizan, dado que son inversiones previstas en el Plan Federal I o que serán impulsadas por otros mecanismos regulatorios para la ampliación del sistema de 500 kV.

1.2 Síntesis de Resultados Obtenidos

El Plan de Obras del FREBA 2015-2023 está basado en las obras contenidas en el escenario horizonte de la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022”. A estas se le adicionaron otras ampliaciones indicadas por los Distribuidores provinciales y municipales, con el objeto de satisfacer los requerimientos de demanda dentro de su área de concesión. También se remplazaron algunas ampliaciones del sistema por alternativas que se consideraron de mejor prestación.

Este conjunto de obras ampliado se ubicó en el escenario 2023, es decir un año más que el horizonte de la Guía de Referencia de Transba S.A. vigente, de modo de poder analizar las necesidades incrementales de ampliación del sistema con criterios de confiabilidad crecientes, en pasos de a dos años, partiendo de 2019, un año después de finalizado el conjunto de obras en desarrollo.

Para obtener el escenario 2023 se escaló la demanda residencial un 4 % respecto al escenario horizonte de la Guía actual y se analizó el desempeño de la red y el cumplimiento del criterio de diseño N-1 establecido para ese año, incorporando las obras que hicieran falta con este objeto.

Entre otros resultados de especial interés, este análisis puso en evidencia que con la futura E.T. de 500 kV Cnel. Charlone se requeriría de un significativo e ineficiente desarrollo de la red de 132 kV de la provincia de Buenos Aires, a partir del nodo Villegas 132 kV (vinculado a la anterior), para poder abastecer los centros de demanda de la provincia ubicados a grandes distancias. Consecuentemente quedó en claro que sería imprescindible construir una nueva E.T. de 500 kV en el noroeste de la provincia, cerca de la E.T. Junín 132 kV, que debería insertarse en el segundo tramo del corredor de 500 kV Río Diamante - Cnel. Charlone – Nueva GBA.

Con una visión de desarrollo del sistema de 500 kV a largo plazo, se seleccionó la alternativa consistente en construir en lugar de la E.T. Cnel. Charlone en el lugar previsto, dos EE.TT. 500/132 kV, una ubicada en la provincia de Córdoba, cercana al límite con la provincia de San Luis, sobre la traza prevista para la línea Río Diamante –Cnel. Charlone, y la segunda cerca de la localidad de General Arenales (provincia de Buenos Aires), para que pudiera ser de utilidad no sólo para Buenos Aires sino también para Santa Fe. De esta forma, la primera sería de interés para las provincias de San Luis (no beneficiada por el proyecto original), Córdoba y La Pampa, y, la segunda, para Santa Fe y Buenos Aires.

No obstante lo anterior, cabe destacar que más allá de que se cambie o no el lugar de emplazamiento de la E.T..Cnel. Charlone, es importante tener presente el resultado obtenido para la selección de la traza del tramo de línea hacia GBA, de modo de definir una localización óptima de esta nueva E.T., imprescindible para la provincia de Buenos Aires.

Así es que el presente Plan contempla a la E.T. General Arenales 500 kV y, por lo tanto, la red de 132 kV del área noroeste se desarrolla a partir de ella. Esto da origen a líneas como Gral. Arenales – Lincoln, Gral. Arenales - IMSA y Gral. Arenales – Colón, que no forman parte de las obras planteadas en la Guía de Referencia de Transba S.A. vigente.

El resto de las obras propuestas en el plan no se apartan significativamente de las obras ya previstas en esa Guía, salvo las requeridas para vincular las nuevas EE.TT. propuestas por los Distribuidores.

Con el conjunto de obras propuesto se logra que la red cumpla con los criterios de funcionamiento establecidos para red completa (N) e incompleta (N-1) en el año 2023.

A pesar de la importante cantidad de obras que contiene el Plan, se advierte que no se incluyeron ampliaciones que permitan que el corredor de 132 kV Bahía Blanca – Pedro Luro – Stroeder – Carmen de Patagones satisfaga el criterio N-1 para escenarios de demanda pico.

Dado que este corredor es muy largo y se encuentra alejado de alternativas de abastecimiento, atender este requerimiento significaría duplicarlo en su totalidad. Teniendo en cuenta que sus demandas no son muy altas y que la solución exigiría un

esfuerzo económico desproporcionado, se consideró que como está previsto instalar generación en el área patagónica, sería prematuro incorporar obras de infraestructura de la red de transporte para obtener una solución.

En las Tablas siguientes se muestran resultados globales sobre las obras que conforman el Plan de Obras del FREBA 2015 – 2023, que permiten cuantificar la magnitud de las inversiones requeridas para lograr el cumplimiento estricto de los criterios de diseño de Los Procedimientos en el escenario horizonte de 2023, tanto para “N” como para “N-1”.

Tabla 1 - Resumen de las obras discriminadas por año de ingreso asumido en el Plan de Obras

	ET	Transformadores 132 kV (MVA)		LAT 132 kV (km)	DT 132 kV (km)
		ET Existente	ET Futura		
Totales 2015	0	1	0	0	0
Totales 2016	3	16	5	210	0
Totales 2017	3	15	6	0	45
Totales 2018	11	9	21	549	135
Totales 2019	16	11	19	663	21
Totales 2020	0	0	2	8	0
Totales 2021	2	0	6	765	15
Totales 2022	0	0	0	0	0
Totales 2023	0	17	6	504.6	0
Repuesto			1		
Totales	35	69	66	2699.6	216

Tabla 2 - Módulos de transformadores que conforman el total del Plan de Obras destinados a abastecer las redes de 33 y 13.2 kV

Transformadores a 33 y 13.2 kV	Cantidad	MVA
132/33/13,2 kV 45/45/45 MVA	5	225
132/33/13,2 kV 45/30/45 MVA	6	270
132/33/13,2 kV 40/40/15 MVA	3	120
132/33/13,2 kV 30/30/30 MVA	1	30
132/33/13,2 kV 30/30/20 MVA	23	690
132/33/13,2 kV 30/30/10 MVA	3	90
132/33/13,2 kV 30/20/30 MVA	57	1710
132/33/13,2 kV 30/10/30 MVA	2	60

Transformadores a 33 y 13.2 kV	Cantidad	MVA
132/33/13,2 kV 20/20/6,6 MVA	1	20
132/33/13,2 kV 15/10/15 MVA	20	300
66/33/13,2 kV 15/10/15 MVA	1	15
132/33 kV 20 MVA	1	20
132/13,2 kV 40 MVA	10	400
Total	133	3950

Los 135 transformadores (69 en EE.TT. existentes + 66 en EE.TT. nuevas) indicados en la Tabla 1 incluyen los transformadores 132/66 kV de Pehuajó y Saliqueló, no considerados en la Tabla 2 porque no poseen vinculación a 33 y/o 13.2 kV.

1.3 Descripción sintética del Plan

A continuación se indica el costo estimado del plan, discriminado por tipo de equipamiento.

Tabla 3 – Estimación del monto de inversiones del Plan

	ET	Transformadores 132 kV		LAT 132 kV	DT 132 kV
		ET Existente	ET Futura		
Totales 2015	0	1	0	0	0
Totales 2016	3	16	5	210	0
Totales 2017	3	15	6	0	45
Totales 2018	11	9	21	549	135
Totales 2019	16	11	19	663	21
Totales 2020	0	0	2	8	0
Totales 2021	2	0	6	765	15
Totales 2022	0	0	0	0	0
Totales 2023	0	17	6	504,6	0
Repuesto			1		
Cantidad de Instalaciones	35	69	66	2699,6	216

MMUSD	315	75,9	72,6	728,9	75,6
--------------	------------	-------------	-------------	--------------	-------------

Total del Plan: 1.268 MMUSD

Promedio anual de inversiones en 8 años: 159 MMUSD

2. Hipótesis del Plan

2.1 Obras de transporte en desarrollo en la Provincia

Actualmente en la provincia de Buenos Aires se encuentra un importante número de obras en desarrollo, impulsadas por distintos actores. Para el progreso del Plan de Obras se asumió que la totalidad se encontrará en servicio en 2018, tomando los años posteriores para la incorporación de las restantes obras del Plan.

A continuación se listan las obras que actualmente se encuentran en desarrollo en la provincia de Buenos Aires, detallando la fecha prevista de su entrada en servicio.

Tabla 4 - Obras Resolución SE 01/03 - FREBA

Tipo	Obra	km o MVA	Fecha E/S
ET	25 de Mayo 500/132 kV	2 x 300 MVA	2018
LAT	Seccionamiento LAT 132 kV Bragado - Saladillo	DT 4,5 km	2018
LAT	25 de Mayo – Chivilcoy (132 kV)	68 km	2018

Tabla 5 - Obras Resolución MI 888/2011 – FREBA

Tipo	Obra	km o MVA	Fecha E/S
LAT	25 de Mayo – Bragado (132 kV)	57 km	2018
ET	9 de Julio 132/33/13.2 kV	2 x 30 MVA	2018
LAT	Bragado – 9 de Julio (132 kV)	72 km	2018
ET	Lobos 132/33/13.2 kV	30 MVA	2018
LAT	25 de Mayo – Lobos (132 kV)	101 km	2018
ET	San Nicolás Norte	2 x 30 MVA	2018
ET	G. Belgrano 132/33/13.2 kV	2x30 MVA	2018
LAT	G. Belgrano – Newton (132 kV)	35 km	2018
LAT	Chascomús – G. Belgrano (132 kV)	80 km	2018
ET	Mar del Plata Industrial 132/33/13.2 kV	2 x 30 MVA	2018
ET	Sur (Bahía Blanca) 132/33/13.2 kV	2 x 45 MVA	2018
ET	Villa Lía 220/132 kV Instalación barras de 132 kV	-	2018
ET	San Antonio de Areco Dos 132/33/13.2 kV	15 MVA	2018

Tipo	Obra	km o MVA	Fecha E/S
LAT	Villa Lía – S.A. de Areco Dos (VL hasta de T existente 132 kV)	9 km	2018
ET	C. Sarmiento 132/33/13.2 kV	2 x30 MVA	2018
LAT	C. Sarmiento – S.A. de A. Dos (132 kV)	32 km	2018
ET	Arrecifes 132/33/13.2 kV	2 x 30 MVA	2018
LAT	Arrecifes – C. Sarmiento (132 kV)	33 km	2018
LAT	Arrecifes – Salto (132 kV)	32 km	2018
ET	Ayacucho 132/33/13.2 kV	2 x 15 MVA	2018
ET	NORTE II	1 x 45 MVA	2019
ET	PATAGONES	2 x 30MVA	2016-17
ET	PIGÜÉ	2 x 30 MVA	2017
ET	COLON	1 x 30 MVA	2017
ET	MAR DEL TUYÚ	1 x 30 MVA	2016
ET	LAS TONINAS	1 x 30 MVA	2017

Tabla 6 - Obras del Oeste

Tipo	Obra	km o MVA	Fecha E/S
ET	Pehuajó 132/66/33/13.2 kV	40 MVA a 66 15 MVA a33/13	2016
LAT	Henderson – Pehuajó (132 kV)	70 km	2016
ET	G. Villegas 132/33/13.2 kV	2 x 30 MVA	2016
LAT	G. Villegas – Pehuajó (132 kV)	140 km	2016

Tabla 7 - Obras Resolución SE 01/03

Tipo	Obra	km o MVA	Fecha E/S
ET	Ramallo 500/220/132 kV	300 MVA 220 300 MVA 132	2016 2017
LAT	Campana – Zárate (132 kV)	Sec.	2017
LAT	Campana – Campana Tres	Sec.	2017
LAT	Atucha – Las Palmas (132 kV)	Sec.	2017
LAT	Las Palmas – Zárate (132 kV)	Sec.	2017

Tabla 8 - Obras del Plan Más Cerca

Tipo	Obra	km o MVA	Fecha E/S
ET	Bolívar 132/33/13.2 kV	2 x 30 MVA	2017
LAT	DT Bolívar – hasta secc. Henderson Olavarría	45 km	2017
ET	Puán 132/33/13.2 kV	2 x 30 MVA	2019/23

Tabla 9 - Obras del Plan Federal

Tipo	Obra	km o MVA	Fecha E/S
ET	Vivoratá 500/132	2 x 450 MVA	2018
LAT	Vivoratá – Mar del Plata y vinculaciones (132 kV)	-	2018
LAT	DT Vivoratá – V. Gesell (132 kV)	85 km	2018

Tabla 10 - Obras de EDELAP S.A.

Tipo	Obra	km o MVA	Fecha E/S
ET	Olmos 132/13.2 kV	2 x 40 MVA	2016
LAT	DT La Plata – Olmos (132 kV)	6.7 km	2016
ET	Berisso 132/13.2 kV	2 x 40 MVA	2017
LAT	DT Berisso, Secc. YPF – Este	5 km	2017
CAT	Berisso – Dique (132 kV)	10 km	2017
ET	Villa Elisa 132/13.2 kV	3 x 40 MVA	2017
CAT	City Bell – Villa Elisa (132 kV)	4.8 km	2017
LAT	Barragán – Villa Elisa (132 kV)	17 km	2018

Tabla 11 - Obras de ENARSA

Tipo	Obra	km o MVA	Fecha E/S
CAT	DT Barragán – Tolosa (132 kV)	5.8 km	2016
CAT	DT Barragán – Dique (132 kV)	5.4 km	2016

2.2 Obras de transporte consideradas por requerimientos de confiabilidad de la Distribución

A pedido de EDEA se consideró la vinculación en doble terna de 132 kV, de 21 km de longitud, que vinculará la ET Norte de 132 kV (actualmente en construcción en cercanías de Santa Clara del Mar) con la futura ET Vivoratá 500/132 kV.

Esta obra está justificada por EDEA ante la necesidad de contar con una vinculación alternativa para la ciudad de Mar del Plata, ya que una vez concretadas las obras de 132 kV asociadas al proyecto de Vivoratá, toda la ciudad quedará vinculada al SADI a través de la actual ET Mar del Plata.

La entrada en servicio de esta doble terna se prevé en el escenario de 2019.

2.3 Escenarios de estudio

Tal como se indicó en el punto 2.1, actualmente en la provincia de Buenos Aires se encuentra un importante número de obras en desarrollo: obras Resolución SE 01/03 – FREBA, obras Resolución MI 888/2011 – FREBA, Obras del Oeste, obras Resolución SE 01/03, obras del Plan Más Cerca, obras del Plan Federal, obras de EDELAP S.A., y obras de ENARSA.

Para el desarrollo del Plan de Obras se asume que la totalidad de estas obras se encontrará en servicio en 2018, tomando los años posteriores para la incorporación de las restantes obras del Plan. Es así que se determina como primer año de estudio al 2019.

Considerando que el año horizonte de estudio es el 2023, se determinan como escenarios de estudio los picos de verano de los años 2019, 2021 y 2023.

2.4 Demanda

2.4.1 Crecimiento de las demandas residenciales

Tal como se indica en la hipótesis de crecimiento de las demandas residenciales que se utilizó en la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022”, se partió de demandas obtenidas en relevamientos realizados durante los períodos de verano de 2013/2014 e invierno de 2014. Se adoptó, para la demanda residencial, una tasa de crecimiento del 2% para el año 2015, del 3% para el 2016 y una tasa constante del 4% anual para los años de estudio subsiguientes.

Siguiendo este criterio, el escenario de demanda para el horizonte del estudio 2023, se generó a partir del último escenario 2022 de la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022”, asumiendo una tasa de crecimiento anual de la demandas residenciales del 4%.

A las demandas así obtenidas se les aplicaron algunas correcciones puntuales de acuerdo con la información actualizada y detallada enviada por los Distribuidores (Anexo V), para obtener las demandas finales del escenario horizonte de estudio de 2023.

Los escenarios de demanda para 2021 y 2019 se elaboraron a partir de 2023, reduciendo las demandas residenciales con la misma tasa anual de mediano plazo de la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022” (4%).

2.4.2 Nuevas estaciones transformadoras requeridas por necesidades de distribución

En la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022” se presentan muchas obras asociadas a la construcción de futuras EE.TT. y que responden a las necesidades planteadas por los Distribuidores provinciales y municipales.

Dado que en la base de datos utilizada en los estudios no se encuentran modeladas las redes de los Distribuidores ni los transformadores AT/MT, la posible necesidad de nuevas estaciones transformadoras AT/MT para abastecimiento es un dato de entrada aportado por los mismos.

A continuación se listan las futuras EE.TT. indicadas por los Distribuidores que no se encuentran consideradas en la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022”.

Tabla 12 – Datos de nuevas EE.TT. requeridas por los Distribuidores

ET	Detalle	Ubicación	EE.TT. afectadas	Fecha E/S*
Campana Puerto	132/33/13.2 kV 2 x 45/45/45 MVA	Campana	Nuevas demandas	2019 2023
Junín Sur	132/33/13.2 kV 2 x 30/20/30 MVA	Junín	Descarga Junín e IMSA	2019 2023
Olavarría Tres	132/33/13.2 kV 2 x 30/20/30 MVA	Olavarría	Descarga Olavarría 132	2021
Roque Pérez	132/33/13.2 kV 2 x 15/10/15 MVA	Roque Pérez	Descarga Saladillo y Lobos	2021
Norte	132/33/13.2 kV 2 x 30/30/20 MVA	Santa Clara del Mar (MDP)		2018
Guaminí	132/33/13.2 kV 2 x 30/30/20 MVA	Guaminí	Descarga corredor de 66 kV proveniente de Trenque Lauquen	2019 2023
Este	132/33/13.2 kV 2 x 30/20/30 MVA	Bahía Blanca	Descarga Bahía Blanca Urbana	2019 2023
Olmos	132/13.2 kV 2 x 40/40 MVA	La Plata	Descarga La Plata, Paz y Sur	2016 2019
Berisso	132/13.2 kV 2 x 40/40 MVA	La Plata	Descarga Dique	2017
Villa Elisa	132/13.2 kV 2 x 40/40 MVA	La Plata	Descarga City Bell	2017
Ensenada de Barragán	132/13.2 kV 2 x 40/40 MVA	La Plata	Descarga Dique y Tolosa	2018

Nota: Fecha E/S: Se indican dos fechas en el caso que la E.T. entre en servicio con un solo transformador y el segundo se incorpore posteriormente.

Información adicional sobre localización y magnitud de las demandas asociadas se encuentra contenida en el Anexo V.

2.5 Generación

En cuanto a datos de generación disponible en la provincia de Buenos Aires, no se consideraron bajas ni altas, pero sí merecieron una consideración diferenciada aquellas centrales que tuvieran las siguientes características: centrales térmicas compuestas por unidades generadoras de potencia inferior a 3 MW, combustible básico líquido e instaladas para resolver problemas de transporte.

A este grupo de centrales, que actualmente están en servicio, se las denominó Centrales Térmicas Especiales (CTE).

Independientemente de que sus titulares sean o no agentes generadores del MEM, en conformidad con los criterios de desempeño de la red indicados en el punto 2.7.1, se consideró que en los tres escenarios de estudio, 2019, 2021 y 2023 no se despacharían las CTE, con excepción del año 2019, en que podrían ser despachadas en condición N-1 de la red, siempre y cuando esto evitara ENS.

En el Anexo VI se lista la generación vinculada a la red en el área Buenos Aires, donde pueden observarse las centrales identificadas como CTE.

2.6 Sistema de Transmisión en 500 kV y 220 kV

Para considerar la evolución de la red de 500 kV en el área de influencia del Plan de Obras bajo análisis, se estableció como hipótesis de estudio que en el año horizonte de 2023 se mantendrán las mismas obras que aparecen en la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022” (Vivoratá, 25 de Mayo, Cnel. Charlone y Nueva GBA).

Las EE.TT. Vivoratá y 25 de Mayo actualmente se encuentran en ejecución, con año de ingreso previsto anterior al 2019, por lo que se asumieron en servicio desde el primer escenario de estudio.

En el caso de las EE.TT. Cnel. Charlone y Nueva GBA, proyectadas, se planteó que se asumirán en servicio cuando sea necesario, según los criterios de desempeño establecidos.

Así mismo, se asumió la posibilidad de plantear alternativas a las obras presentadas en la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022”, si del análisis de los escenarios de estudio surgiera su conveniencia.

Esta situación se presentó con la futura ET Cnel. Charlone, donde el análisis del escenario horizonte pone en evidencia que considerar este ET requeriría un significativo e ineficiente desarrollo de la red de 132 kV de la provincia de Buenos Aires para lograr un aprovechamiento razonable de este punto de vinculación con la red de 500 kV, dado las grandes distancias a la que se encontraría la misma de los centros de demanda de la provincia.

En función de esto, se replanteó la ubicación de la ET Cnel. Charlone, proponiéndose la construcción de dos EE.TT. 500/132 kV en su remplazo, una ubicada en la provincia de Córdoba, cercana al límite con la provincia de San Luis, sobre la traza prevista para la línea Río Diamante –Cnel. Charlone, y la segunda, cerca de la localidad de General Arenales (provincia de Buenos Aires).

Con esta restructuración propuesta del futuro corredor Río Diamante – GBA, se podría lograr una apropiada vinculación de las cuatro provincias que atendería la ET Cnel. Charlone (Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba y La Pampa) e incluso incorporar a San Luis en la lista de provincias beneficiadas.

En la provincia de Buenos Aires, en lugar de Cnel. Charlone, la ubicación que se consideró para el emplazamiento de la nueva ET es la localidad de General Arenales y, por lo tanto, la red de 132 kV del área noroeste se desarrolló en función a esta futura ET. Esto dio origen a líneas como Gral. Arenales – Lincoln, Gral. Arenales – IMSA y Gral. Arenales – Colón, que no formaban parte de las obras planteadas en la “Guía de Referencia Transba S.A. 2015-2022”.

La futura ET Nueva GBA se mantiene tal cual estaba prevista en la “Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022”, así como los nuevos transformadores 500/132 kV – 300 MVA de las EE.TT. Campana y Bahía Blanca, y el de Villa Lía 200/132 kV–150 MVA.

2.7 Criterios de Confiabilidad del Plan

2.7.1 Para líneas y transformadores de interconexión

Los criterios adoptados para evaluar el desempeño de cada escenario se definieron con exigencia creciente hacia el año horizonte 2023, alcanzando en este escenario los establecidos en Los Procedimientos.

El cumplimiento de estos criterios establece la necesidad de entrada en servicio de las distintas obras del Plan para cada escenario.

Tabla 13 – Criterios de Desempeño para líneas y transformadores de interconexión

Escenario	Red N	Red N-1
2019	$U_{NOM} = \pm 10\%$ Carga de LAT < 100 % CTE fuera de servicio	$U_{NOM} = \pm 10\% (*)$ Carga de LAT < 100 % CTE sólo para evitar ENS
2021	$U_{NOM} = \pm 5\%$ Carga de LAT < 100 % CTE fuera de servicio	$U_{NOM} = \pm 10\% (*)$ Carga de LAT < 100 % CTE fuera de servicio
2023	$U_{NOM} = \pm 5\%$ Carga de LAT < 100 % CTE fuera de servicio	$U_{NOM} = \pm 10\% (**)$ Carga de LAT < 100 % CTE fuera de servicio

Referencias:

- CTE: Centrales Térmicas Especiales (unidades < 3 MW; con combustible líquido) definidas en el punto 2.5
- (*): Con eventuales maniobras luego de la falla
- (**): Sin maniobras luego de la falla

2.7.2 Necesidades de transformación para abastecimiento en N

Si bien los escenarios de estudio realizados para evaluar las obras de transporte son tres: 2019, 2021 y 2023, en el caso del análisis de necesidad de transformación se estimó la demanda de cada ET anualmente a lo largo del período 2015 – 2023.

Para esto se partió de la demanda asumida para el escenario horizonte (2023), determinada tal como se indica en el punto 2.4.1 y luego se redujo anualmente la misma, hasta el año 2015 inclusive, tal que la demanda identificada como residencial responda a un crecimiento anual del 4 %, mientras que el resto de la demanda se asumió constante para todos los años.

Así mismo, una vez determinado el Plan de Obras, y por lo tanto la fecha de entrada en servicio de las nuevas EE.TT., se estableció la redistribución de demanda con las EE.TT. adyacentes.

La metodología aplicada para determinar en que año se requiere la entrada en servicio de los nuevos transformadores sigue los siguientes pasos:

- Se parte de los transformadores actualmente en servicio, y a lo largo de los primeros años se van incorporando los transformadores correspondientes a obras en desarrollo o con fecha de entrada en servicio prevista.
- Se incorporan los transformadores (al menos uno) en cada una de las nuevas EE.TT. que conforman el Plan de Obras en el año que se asume la entrada en servicio de cada ET.
- Luego se analiza año a año durante todo el período de estudio (2015-2023), incorporándose nuevos transformadores en aquellos casos en que los instalados alcancen el 80% de su potencia nominal.

Si bien los criterios establecidos para evaluar la necesidad de instalación de transformadores responden a necesidades de abastecimiento, los mismos también atienden requerimientos de N-1.

2.7.3 Necesidades de transformación para abastecimiento en N-1

Con el objeto de cumplir los criterios de N-1 en el año horizonte, se incorporan los transformadores adicionales necesarios para que todas las EE.TT. puedan abastecer su demanda en el año 2023 ante la salida de servicio de una máquina.

En el caso de EE.TT. cercanas y con fuerte vinculación a través de la redes de media tensión, se admitió la posibilidad de transferencia de demanda entre ellas para asegurar el abastecimiento en N-1.

3. Resultados de los estudios

3.1 Estudios de Flujo de Carga

3.1.1 Escenario horizonte 2023

Se estudió como escenario horizonte el pico de verano 2023-2024. Éste presenta el estado de demandas tal como fuera detallado en las hipótesis de demanda (inciso 2.4) e incluye la totalidad de las obras del plan, que responden a los criterios de desempeño establecidos para N y N-1, según lo indicado en el inciso 2.7.1.

Los flujos de carga resultantes de este escenario se presentan en el Anexo II y los reportes de tensión y cargabilidad de vínculos en el Anexo III.

3.1.2 Escenario 2021

Partiendo del escenario 2023, se disminuyó el valor de las demandas residenciales en un 4% anual y se evaluó nuevamente el desempeño de la red. En particular, se estudiaron las obras prescindibles de forma tal que las aún presentes satisfagan los criterios de desempeño establecidos para 2021.

Este escenario presenta, por lo tanto, menor cantidad de líneas de transmisión y de transformadores que el precedente, con un desempeño acorde a lo exigido.

Los resultados de los flujos de carga pueden observarse en el Anexo II, así como los reportes de tensión y carga en el Anexo III.

3.1.3 Escenario 2019

Para la obtención de este escenario se reiteró el procedimiento previamente expresado: manteniendo una tasa decreciente del 4% anual para las demandas residenciales, se evalúa nuevamente el desempeño de la red y se prescinde de aquellas obras de modo tal que se satisfagan los criterios de desempeño establecidos para el año 2019.

Se obtienen así una menor cantidad de líneas de 132 kV y transformadores.

En el Anexo II se exponen los flujos de carga resultantes de este escenario; en el Anexo III los reportes ya mencionados.

3.2 Necesidades de transformación

3.2.1 Consideraciones sobre módulos de transformación

Los módulos de transformadores vigentes y estandarizados por Transba S.A. son los siguientes:

15/15/15 MVA - 132/34,5/13,8 kV
15/10/15 MVA - 132/34,5/13,8 kV
15/10/15 MVA - 66/34,5/13,8 kV
30/30/30 MVA - 132/34,5/13,8 kV
30/30/20 MVA - 132/34,5/13,8 kV
30/20/30 MVA - 132/34,5/13,8 kV
40/40/40 MVA - 132/34,5/13,8 kV
40/40/15 MVA - 132/34,5/13,8 kV
40/30/40 MVA - 132/34,5/13,8 kV
44/44/15 MVA - 132/13,8/13,2 kV (únicos en E.T. San Nicolás)
45/30/45 MVA - 132/34,5/13,8 kV (únicos en E.T. Norte II)

Del listado de obras que se elaboró durante los estudios del presente Plan, los únicos módulos no estandarizados que surgieron fueron:

45/45/45 MVA
30/30/10 MVA, que podría ser remplazado por el estándar de 30/30/20 MVA
30/10/30 MVA, que podría ser remplazado por el estándar de 30/20/30 MVA
20/20/6,6 MVA

Respecto del módulo de 45/45/45 MVA, se consideró que no habría problema en estandarizarlo y que quizás podría remplazar al módulo de 40/40/40 MVA, dada la poca diferencia de potencia entre los mismos, por lo que se acordó incluir en el Plan un transformador de repuesto de estas características, para viabilizar tal módulo.

Respecto de los módulos de 30/30/10 y 30/10/30 MVA, se consideró recomendable remplazarlos en la medida de lo posible por los módulos de 30/30/20 y 30/20/30 MVA respectivamente, dado que desde el punto de vista económico la diferencia entre ambos es menor a un 10 % del valor de máquina y desde el punto de vista constructivo son mas sencillos de construir estos últimos.

No obstante lo anterior, se consideraron casos particulares, como ser aquellas EE.TT. concebidas en un solo nivel de MT, para las cuales los transformadores ya fueron licitados y adjudicados o bien se pretende ampliar la ET con un módulo idéntico al instalado. Si bien son casos puntuales, serán objeto de tratamiento detallado en oportunidad de la Solicitud de Acceso de las respectivas ampliaciones.

Una revisión del módulo 20/20/6.6 MVA no fue considerado, ya que corresponde a un reposicionamiento de una máquina existente.

Por otra parte, para la realización de los anteproyectos de las obras, es conveniente tener presentes las siguientes consideraciones:

Es importante tener en cuenta en la evaluación de las ampliaciones y/o incremento de potencia de estaciones existentes, la configuración de barras de las Celdas (fundamentalmente en 13,2 kV). Dado que el cambio a módulos superiores en alguna oportunidad supera la capacidad admisible de las barras de Celdas muy antiguas y en algunos casos obsoletas.

Los nuevos sistemas de 13,2 kV con doble juego de barras están estandarizados a 3000 A por lo cual es correcto para el módulo inicial 15/10/15 MVA su remplazo natural 30/20/30 MVA y con limitaciones al 40/30/40 MVA.

Emplear transformadores de 45 MVA implicaría elevar la corriente de barras a 4000 A. Estas celdas son especiales y fuera de los estándares que son de 2500/3000 A.

Los comentarios anteriores aplican al doble juego. En celdas de simple juego con acoplamiento longitudinal no existe tal limitación.

Los módulos de transformadores vigentes y estandarizados por EDELAP son los siguientes:

40 MVA - 132/13,2 kV
40 MVA - 132/33 kV
20 MVA - 132/33 kV

Los módulos de transformadores vigentes y estandarizados por EDEA son los siguientes:

44/44/15 MVA - 132/13,2/13,2 kV
30/20/30 MVA - 132/33/13,2 kV

3.2.2 Transformadores previstos

De acuerdo con las hipótesis establecidas para determinar la necesidad de instalación de transformación adicional en las EE.TT. indicadas en los puntos 2.7.2 y 2.7.3, surge el siguiente listado:

Tabla 14 – Transformadores de abastecimiento que conforman el total del Plan de Obras

ET	Transformador	Año E/S
ET Luján II	1 x 30/20/30 MVA	2015
ET Monte	2 x 30/20/30 MVA	2016
ET Valeria del Mar	1 x 15/10/15 MVA	2016
ET Mar del Tuyú	1 x 30/20/30 MVA	2016
ET Balcarce	1 x 30/30/20 MVA	2016
ET G. Villegas	2 x 30/20/30 MVA	2016

ET	Transformador	Año E/S
ET Pehuajó	1 x 40/40/15 MVA 1 x 15/10/15 MVA	2016
ET Rojas	1 x 30/20/30 MVA	2016
ET Henderson	1 x 30/30/10 MVA	2016
ET Lincoln	2 x 30/20/30 MVA	2016
ET San Pedro	2 x 30/20/30 MVA	2016
ET Chacabuco	1 x 30/20/30 MVA	2016
ET Patagones	1 x 30/20/30 MVA	2016
ET Magdalena	1 x 20 MVA	2016
ET Olmos	1 x 40 MVA	2016
ET Bragado	1 x 30/30/20 MVA	2016
ET Bragado	1 x 30/30/20 MVA	2016
ET Chascomús	1 x 30/20/30 MVA	2017
ET Las Toninas	1 x 30/20/30 MVA	2017
ET González Chaves	1 x 15/10/15 MVA	2017
ET Mar de Ajó	1 x 30/10/30 MVA	2017
ET Miramar	1 x 30/20/30 MVA	2017
ET Villa Gesell	1 x 30/20/30 MVA	2017
ET Henderson	1 x 30/30/10 MVA	2017
ET Colón	1 x 30/20/30 MVA	2017
ET Chacabuco Industrial	1 x 15/10/15 MVA	2017
ET IMSA	1 x 15/10/15 MVA	2017
ET Bolívar	2 x 30/20/30 MVA	2017
ET Punta Alta	1 x 30/30/20 MVA	2017
ET Punta Alta	1 x 30/30/20 MVA	2017
ET Pigüé	1 x 30/30/20 MVA	2017
ET Patagones	1 x 30/20/30 MVA	2017
ET Villa Elisa	2 x 40 MVA	2017
ET Berisso	2 x 40 MVA	2017
ET Ayacucho	2 x 15/10/15 MVA	2018
ET General Belgrano	2 x 30/20/30 MVA	2018
ET Mar del Plata Industrial	2 x 30/20/30 MVA	2018
ET Las Armas	1 x 15/10/15 MVA	2018
ET Miramar	1 x 30/20/30 MVA	2018
ET Quequén	1 x 15/10/15 MVA	2018
ET 9 de Julio	2 x 30/20/30 MVA	2018
S. A. de Areco Dos	1 x 15/10/15 MVA	2018
ET Lobos	2 x 30/20/30 MVA	2018
ET San Nicolás Norte	2 x 30/20/30 MVA	2018
ET C. Sarmiento	2 x 30/20/30 MVA	2018
ET Arrecifes	2 x 30/20/30 MVA	2018
ET Rojas	1 x 30/20/30 MVA	2018
ET Las Palmas	1 x 30/30/20 MVA	2018
ET Sur	2 x 45/30/45 MVA	2018
ET Tornquist	2 x 30/30/20 MVA	2018
ET Cnel Suárez	2 x 30/30/20 MVA	2018
ET Barragán	2 x 40 MVA	2018

ET	Transformador	Año E/S
ET Tandil Industrial	2 x 30/20/30 MVA	2019
ET Brandsen	2 x 30/30/20 MVA	2019
ET Gral Madariaga	1 x 15/10/15 MVA	2019
ET Azul	1 x 30/30/20 MVA	2019
ET Villa Gesell	1 x 30/20/30 MVA	2019
ET Pergamino Industrial	1 x 30/30/30 MVA	2019
ET Chacabuco Industrial	1 x 30/20/30 MVA	2019
ET 25 de Mayo Dos	2 x 15/10/15 MVA	2019
ET Salliqueló	1 x 15/10/15 MVA	2019
ET SA de Giles	1 x 30/20/30 MVA	2019
ET Chivilcoy Dos	1 x 30/20/30 MVA	2019
ET Cardales	1 x 45/45/45 MVA	2019
ET Cardales (trafo de respaldo)	1 x 45/45/45 MVA	2019
ET Mercedes Dos	1 x 30/20/30 MVA	2019
ET Campana Puerto	1 x 45/45/45 MVA	2019
ET Junín Sur	1 x 30/20/30 MVA	2019
ET Ramallo Industrial	2 x 40/40/15 MVA	2019
ET Puán	1 x 30/30/20 MVA	2019
ET Stroeder	1 x 15/10/15 MVA	2019
ET Pedro Luro	1 x 15/10/15 MVA	2019
ET Guaminí	1 x 30/30/20 MVA	2019
ET Este (Bahía Blanca)	1 x 30/20/30 MVA	2019
ET Norte II (Bahía Blanca)	1 x 45/30/45 MVA	2019
ET Sur (La Plata)	1 x 40 MVA	2019
ET Este (La Plata)	1 x 40 MVA	2019
ET Olmos	1 x 40 MVA	2019
ET Cardales	1 x 45/45/45 MVA	2020
ET Mercedes Dos	1 x 30/20/30 MVA	2020
ET Brandsen	2 x 30/30/20 MVA	2021
ET Roque Pérez	2 x 15/10/15 MVA	2021
ET Olavarría Tres	2 x 30/20/30 MVA	2021
ET Balcarce	1 x 30/30/20 MVA	2023
ET Mar de Ajó	1 x 30/10/30 MVA	2023
ET Lincoln	1 x 30/20/30 MVA	2023
ET SA de Giles	1 x 30/20/30 MVA	2023
ET Zárate	1 x 30/30/20 MVA	2023
ET Chivilcoy Dos	1 x 30/20/30 MVA	2023
ET Campana Puerto	1 x 45/45/45 MVA	2023
ET Junín Sur	1 x 30/20/30 MVA	2023
ET C. Casares	1 x 15/10/15 MVA	2023
ET Ramallo Industrial	1 x 40/40/15 MVA	2023
ET Las Palmas	1 x 30/30/20 MVA	2023
ET Puán	1 x 30/30/20 MVA	2023
ET Guaminí	1 x 30/30/20 MVA	2023
ET Laprida	1 x 15/10/15 MVA	2023
ET Este (Bahía Blanca)	1 x 30/20/30 MVA	2023
ET Norte II (Bahía Blanca)	1 x 45/30/45 MVA	2023

ET	Transformador	Año E/S
ET Chañares	2 x 45/30/45 MVA	2023
ET Monte Hermoso	1 x 15/10/15 MVA	2023
ET Tres Arroyos	1 x 30/30/10 MVA	2023
ET Necochea	1 x 30/20/30 MVA	2023
ET Dolores	2 x 30/20/30 MVA	2023

3.3 Estudios de Cortocircuito

El objetivo de estos estudios fue determinar las máximas solicitudes que pueden esperarse en las EE.TT. de la red con la implementación del Plan de Obras, para apreciar los incrementos de potencias de cortocircuito que resultarían en el año horizonte para todas aquellas barras incluidas en la base de datos para estudios, básicamente en los niveles de 220, 132 y 66 kV.

Por lo tanto, estos estudios no garantizan que los requerimientos en niveles inferiores de tensión sean admisibles.

En los cálculos realizados se han modificado los escenarios de los estados pico de verano de los años bajo estudio para establecer las condiciones de operación más exigentes. Como incide directamente en el cálculo el estado previo de los generadores en servicio, tanto las unidades locales como las unidades próximas a la zona de influencia se consideran con despacho pleno con la mayor sobrexcitación posible, y todas las barras de las EE.TT. acopladas (aún si ya existieran restricciones operativas que lo impiden), de modo de maximizar el aporte a las corrientes de falla.

Con estas hipótesis fueron obtenidas las potencias de cortocircuito monofásicas y trifásicas en 220, 132 y 66 kV, a partir de los valores de falla simétrica en estado subtransitorio.

En el Anexo IV de este Informe se listan estas potencias para el año horizonte del plan, comparándolas con los valores de potencia de cortocircuito del año 2015, tomados de las Guías de Referencia de Transba S.A. 2015-2022 y Edelap 2014-2018.

Se destacan en color rojo algunas barras, en las que se supera la capacidad de los interruptores, tanto en la ET San Nicolás de Transba S.A. en 132 kV, como en algunas EE.TT. de EDELAP, también en 132 kV y una en particular en 220 kV. Se verificó que utilizando similares configuraciones operativas que las que actualmente se vienen adoptando para solucionar estos problemas, tal superación no ocurre.

Cabe mencionar que los estudios de cortocircuito no fueron realizados en las barras de MT de las estaciones, lo que hará necesario un estudio particular para cada obra. El alcance de este análisis no abarca estos detalles.

4. Presupuesto de las obras del Plan

4.1 Costos unitarios y metodología de costeo simplificado

Por las mismas razones indicadas en 5.1, no se realizó un presupuesto detallado obra por obra sino que se obtuvo una estimación presupuestaria a nivel de planificación para todo el conjunto de obras, considerando los siguientes costos unitarios, expresados en MMUSD (millones de dólares estadounidenses):

- Nueva E.T. 132/33/13.2 kV, con dos salidas de línea de 132 kV, dos campos de transformación, un acoplamiento de barras, incluyendo obra civil: 9 MMUSD
- Costo de un transformador y equipamiento asociado: 1,1 MMUSD
- km de vínculo simple terna de 132 kV: 0,27 MMUSD
- km de doble terna de 132 kV: 0,35 MMUSD

Por lo indicado, los costos son solo una primera aproximación, ya que a los efectos de poder tener una estimación cuantitativa más acabada de los costos del plan, deberían hacerse presupuestos basados en la etapa de ingeniería de detalle, para cada una de las obras.

4.2 Inversiones necesarias

De acuerdo a la estimación de costos por ítem indicada en el punto 4.1, a continuación se indica el costo estimado del plan, discriminado por año y por ítem.

Tabla 15 – Estimación del monto de inversiones del Plan

	ET	Transformadores 132 kV		LAT 132 kV	DT 132 kV
		ET Existente	ET Futura		
Totales 2015	0	1	0	0	0
Totales 2016	3	16	5	210	0
Totales 2017	3	15	6	0	45
Totales 2018	11	9	21	549	135
Totales 2019	16	11	19	663	21
Totales 2020	0	0	2	8	0
Totales 2021	2	0	6	765	15
Totales 2022	0	0	0	0	0
Totales 2023	0	17	6	504,6	0
Repuesto			1		
Cantidad de Instalaciones	35	69	66	2699,6	216
MMUSD	315	75,9	72,6	728,9	75,6

Total del Plan: 1.268 MMUSD

Promedio anual de inversiones en 8 años: 159 MMUSD

5. Advertencias para la utilización del Plan

5.1 Necesidad de realización de estudios detallados de Etapa 1 y aprobaciones

Las obras contenidas en este Plan de ninguna manera evitan la necesidad y obligación de realización de los estudios detallados que exige el Procedimiento Técnico N° 1 de CAMMESA (PT 1), para asegurar la factibilidad de las mismas y poder definir las respectivas especificaciones básicas y una mejor estimación de las inversiones involucradas. Consecuentemente, se considera prudente advertir que las ampliaciones propuestas están sujetas a validación en dicho marco reglamentario.

En efecto, teniendo en cuenta los objetivos de este Plan, que pretende mostrar la magnitud de múltiples inversiones necesarias para cumplir con los criterios de confiabilidad establecidos, a partir de estudios realizados en un plazo de tres meses, no ha sido posible examinar en detalle si las ampliaciones propuestas son factibles de ejecutar técnicamente. Esto es así tanto en lo que concierne a disponibilidad de espacio en las estaciones transformadoras existentes y eventuales necesidades de cambios de parte de las instalaciones por el impacto de la ampliación (como por ejemplo capacidad de carga y cortocircuito de las instalaciones), como en lo referente a las posibilidades de liberación de las trazas de las nuevas líneas.

Estas razones eventualmente pueden conducir a la necesidad de realización de mayores obras y/u obras alternativas, las que entonces pueden involucrar mayores costos.

Consecuentemente, todas aquellas obras que involucran ampliaciones de estaciones transformadoras existentes o nuevas líneas, tienen presupuestos asociados que pueden diferir de los que finalmente sean necesarios ejecutar.

5.2 Obras relacionadas

Deberá tenerse en cuenta que a la hora de fijar prioridades para la realización de parte de las obras no puede dejar de considerarse que hay obras que aisladamente pueden no ser de utilidad e inclusive hasta ser inutilizables si no se hacen las obras asociadas de las cuales dependen.

5.3 Plazos de obra involucrados

Para que las obras se encuentren en servicio en las fechas previstas del Plan o en las que realmente se decidieran, deberán tenerse en cuenta las siguientes estimaciones de tiempos involucrados:

- Realización de estudios de Etapa 1 (estudios eléctricos y ambientales), tramitación de la Solicitud, elaboración del Pliego, licitación, evaluación de ofertas, firma del Contrato: 9 - 12 meses;
- Plazo para la realización de una nueva línea o E.T.: 18 meses;
- Ampliación de capacidad de transformación de una E.T.: 15 meses (incluye el plazo de fabricación de la máquina, que puede demandar entre 10 y 12 meses de trabajo, aunque depende mucho de los compromisos de trabajo de los fabricantes).

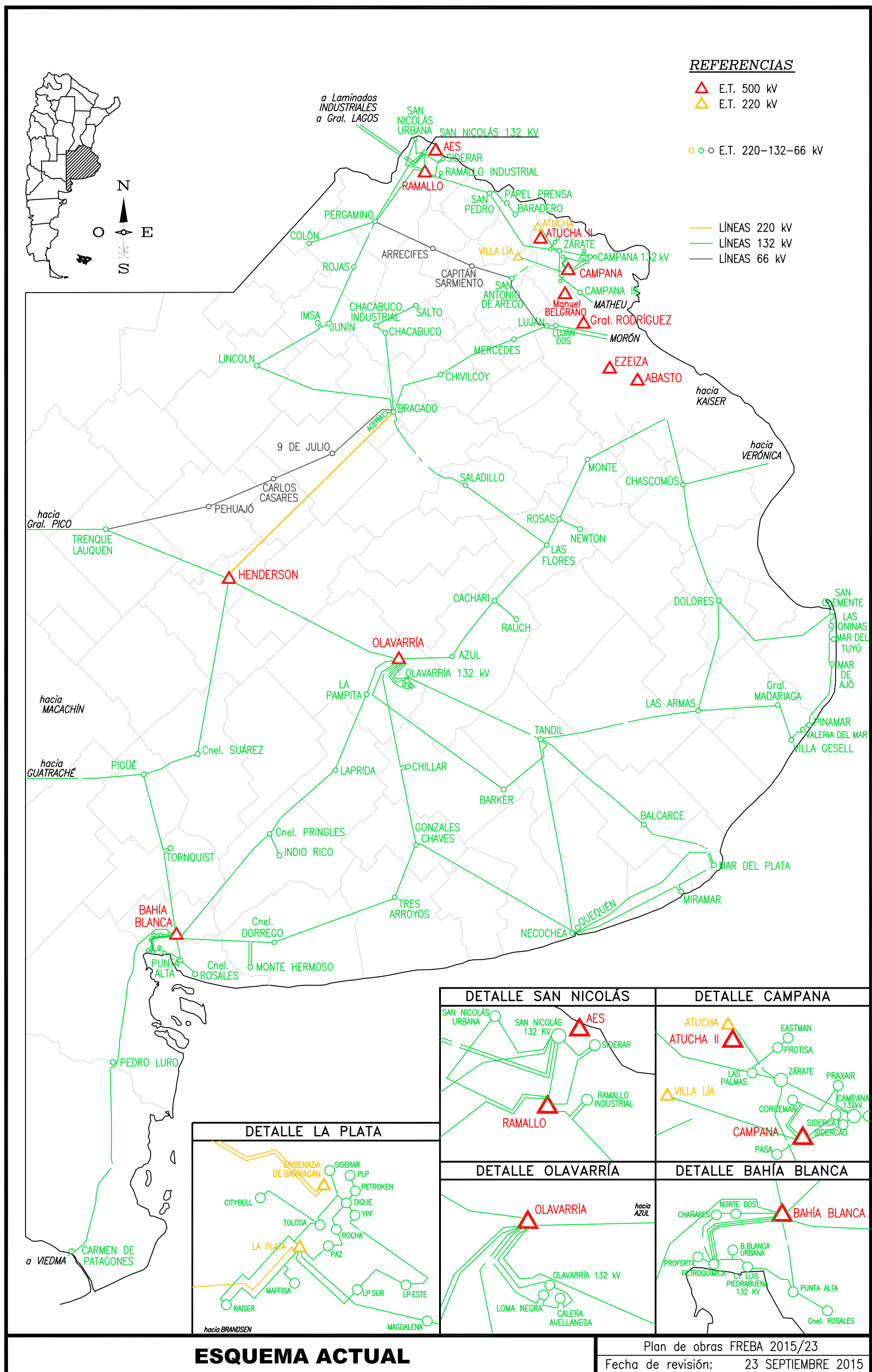
ANEXO I

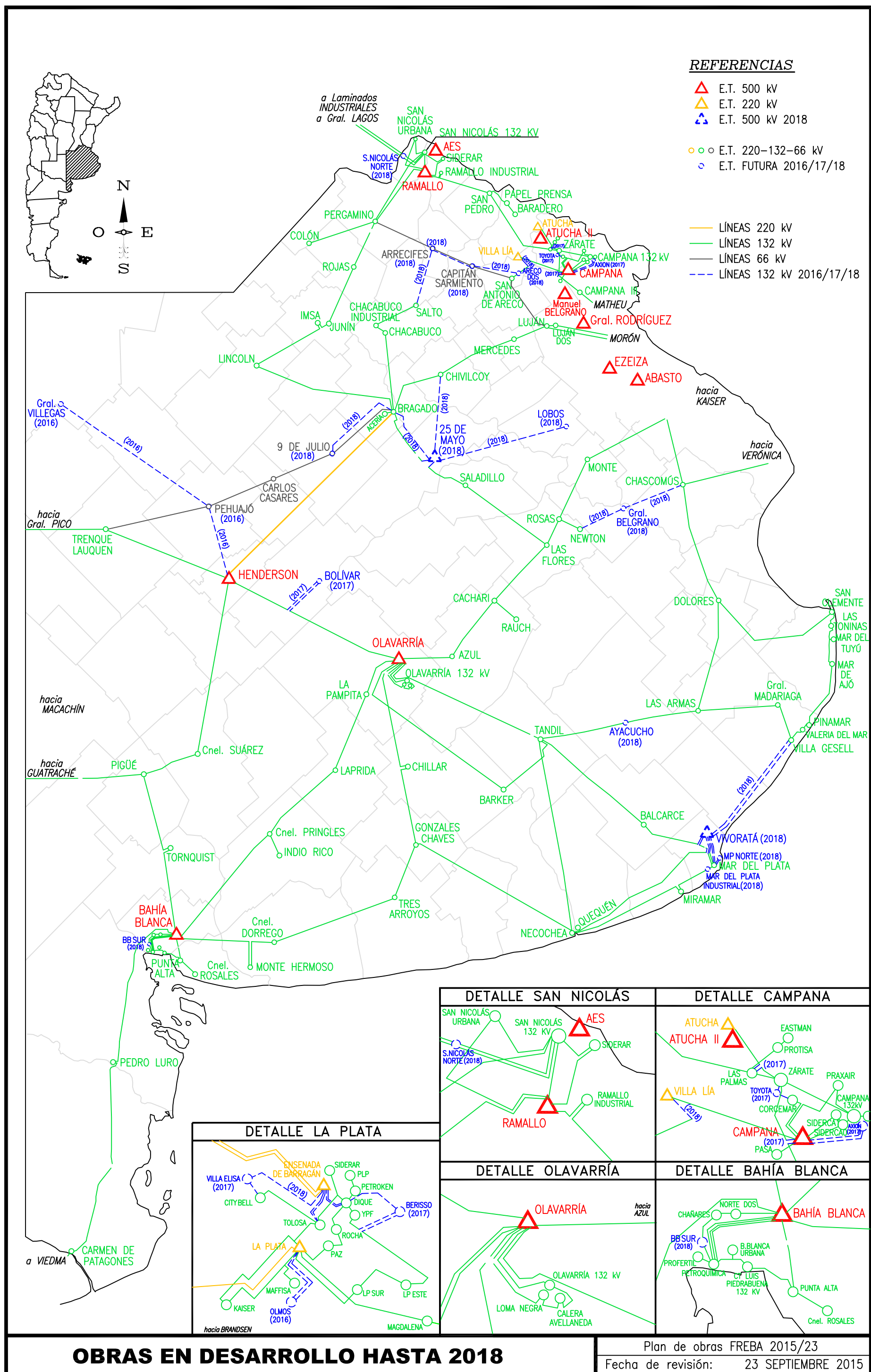
Esquemas geográficos de expansión de la red

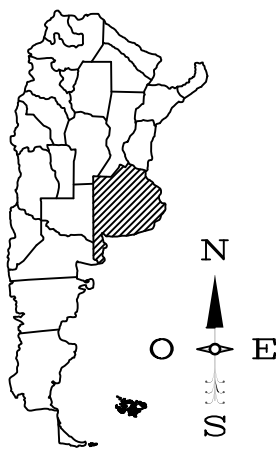
Aclaraciones para la interpretación de los esquemas

En el Anexo I se muestra el esquema geográfico del sistema de transmisión actual (2015) y la evolución del mismo prevista conforme a los presentes estudios, para los escenarios de 2018, 2019, 2021 y 2023. Las obras ingresadas hasta 2018 inclusive se muestran en color azul, en naranja las de 2019, en celeste las de 2021 y en fucsia las de 2023.

En el último esquema de ese Anexo se muestran con dichos colores los nombres de aquellas EE.TT. cuya capacidad de transformación se propone ampliar, tanto para EE.TT. existentes como para nuevas que fueron ampliadas a lo largo del período de estudio. En casos en que se propuso más de una ampliación, se subrayó el nombre de la E.T., con el color correspondiente al respectivo año.





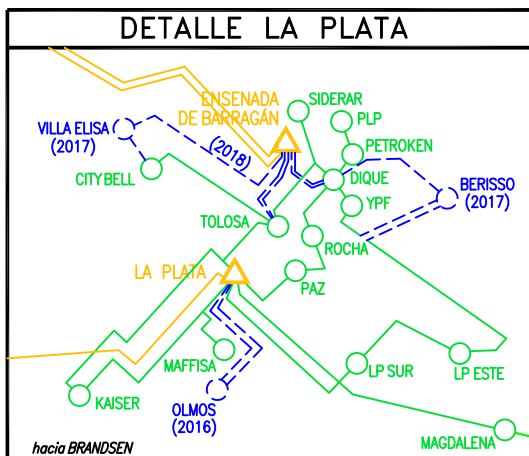
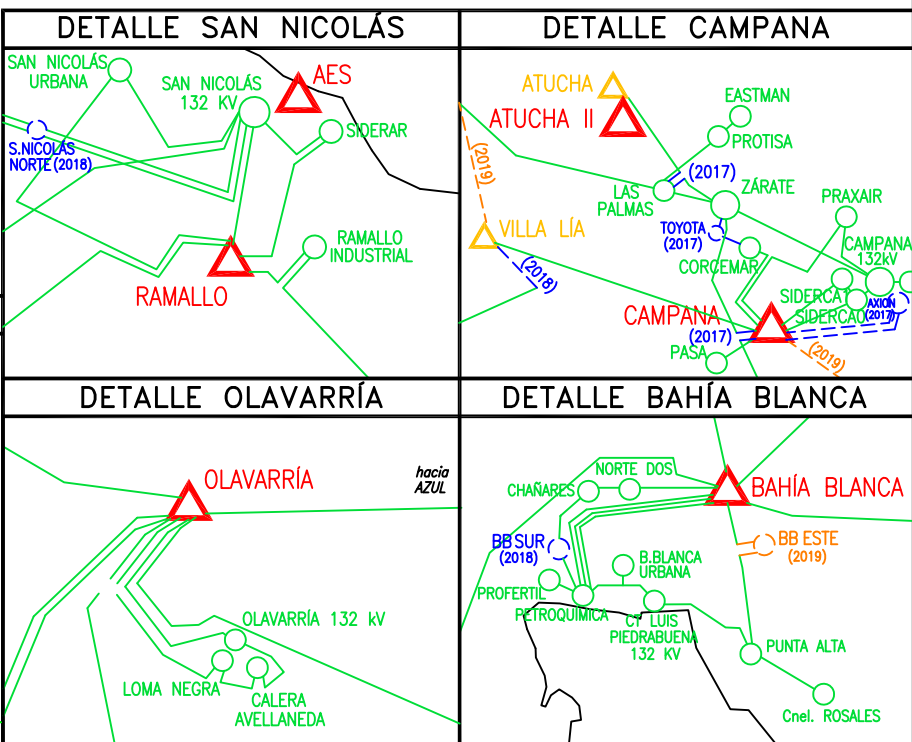
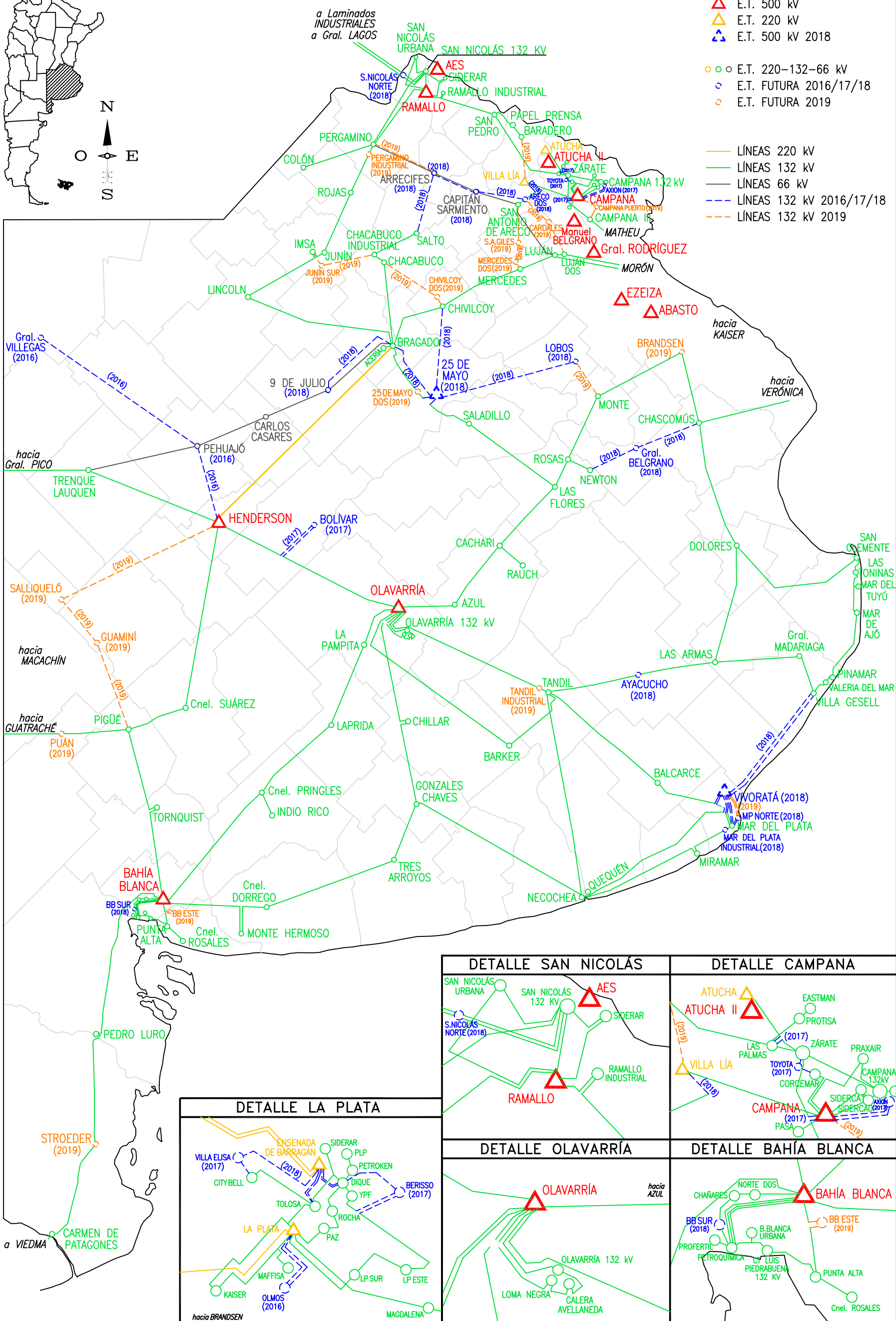


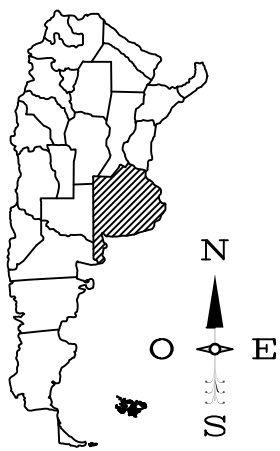
REFERENCIAS

- △ E.T. 500 kV
- △ E.T. 220 kV
- △ E.T. 500 kV 2018

- E.T. 220-132-66 kV
- E.T. FUTURA 2016/17/18
- E.T. FUTURA 2019

- LÍNEAS 220 kV
- LÍNEAS 132 kV
- LÍNEAS 66 kV
- LÍNEAS 132 kV 2016/17/18
- LÍNEAS 132 kV 2019

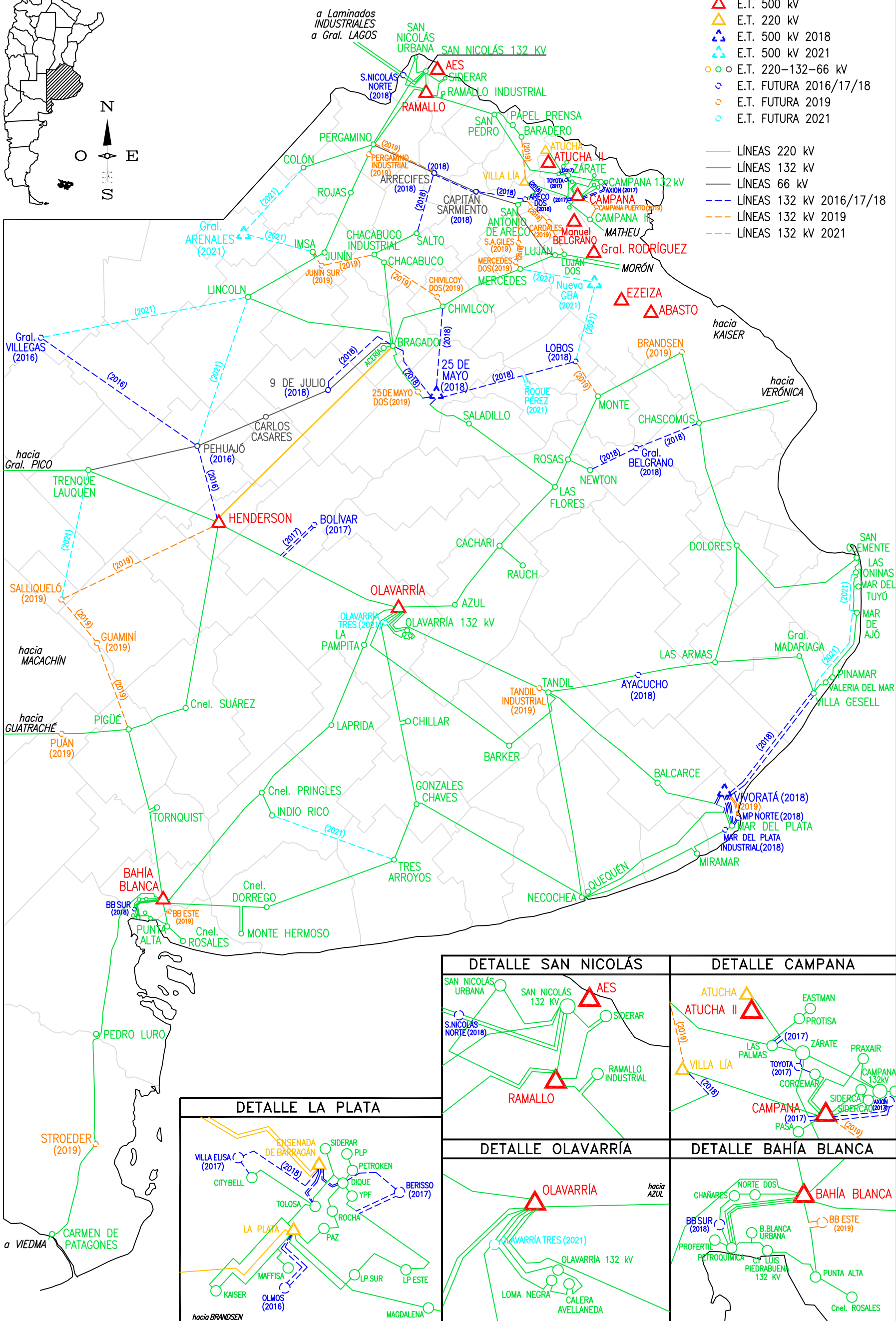




REFERENCIAS

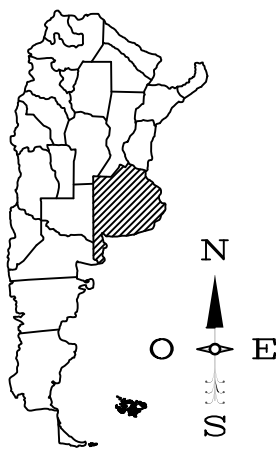
- E.T. 500 kV
- E.T. 220 kV
- E.T. 500 kV 2018
- E.T. 500 kV 2021
- E.T. 220-132-66 kV
- E.T. FUTURA 2016/17/18
- E.T. FUTURA 2019
- E.T. FUTURA 2021

- LÍNEAS 220 kV
- LÍNEAS 132 kV
- LÍNEAS 66 kV
- LÍNEAS 132 kV 2016/17/18
- LÍNEAS 132 kV 2019
- LÍNEAS 132 kV 2021



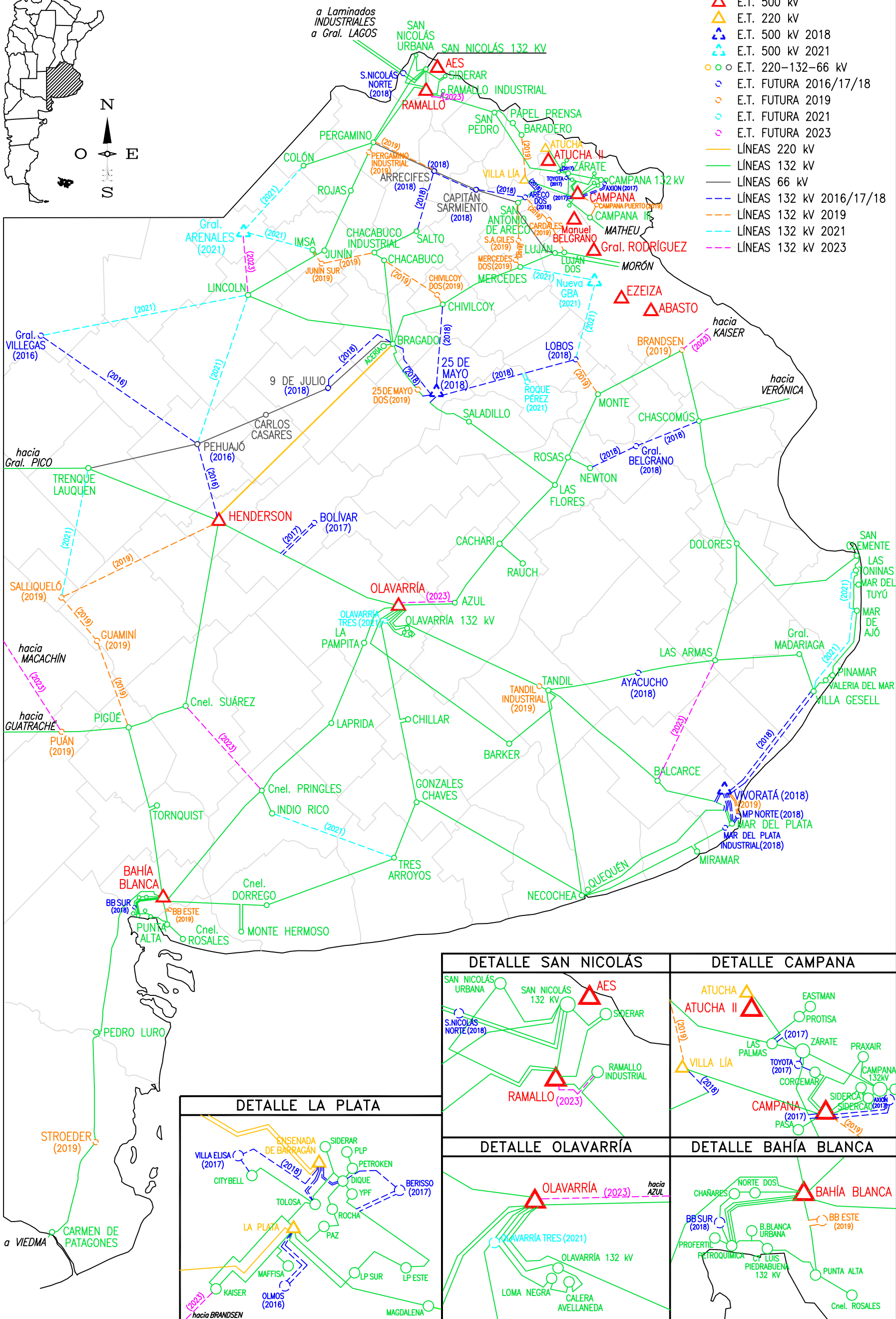
OBRAS PROPUESTAS AÑO 2021

Plan de obras FREBA 2015/23
Fecha de revisión: 23 SEPTIEMBRE 2015

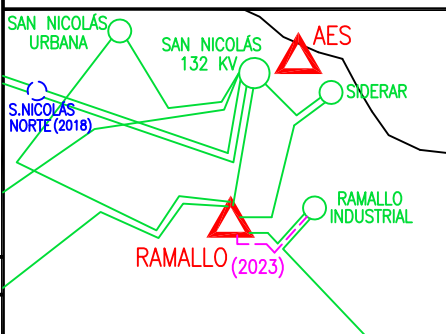


REFERENCIAS

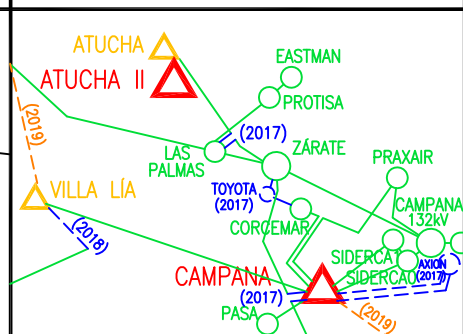
- E.T. 500 kV
- E.T. 220 kV
- E.T. 500 kV 2018
- E.T. 500 kV 2021
- E.T. 220-132-66 kV
- E.T. FUTURA 2016/17/18
- E.T. FUTURA 2019
- E.T. FUTURA 2021
- E.T. FUTURA 2023
- LÍNEAS 220 kV
- LÍNEAS 132 kV
- LÍNEAS 66 kV
- LÍNEAS 132 kV 2016/17/18
- LÍNEAS 132 kV 2019
- LÍNEAS 132 kV 2021
- LÍNEAS 132 kV 2023



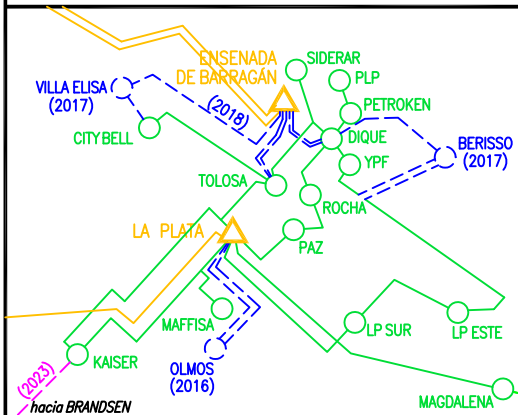
DETALLE SAN NICOLÁS



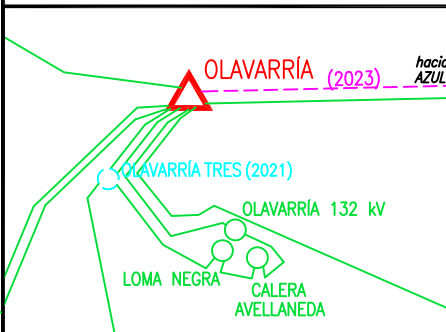
DETALLE CAMPANA



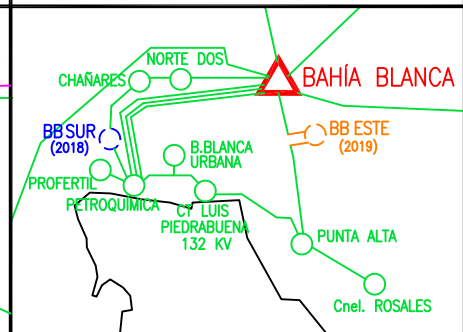
DETALLE LA PLATA

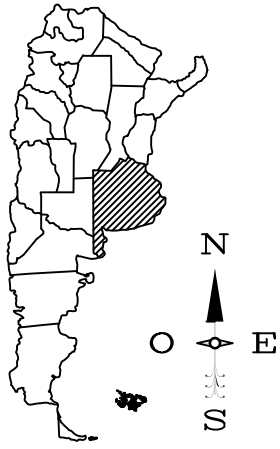


DETALLE OLAVARRÍA



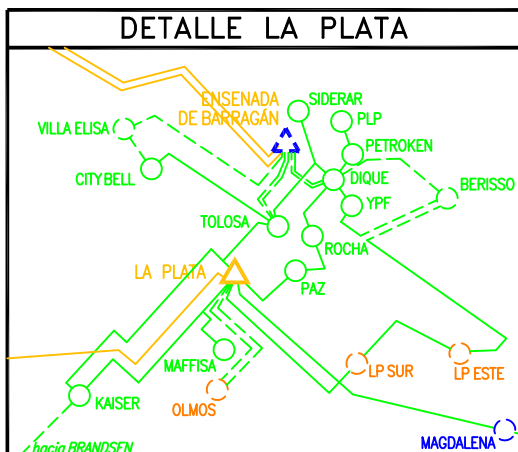
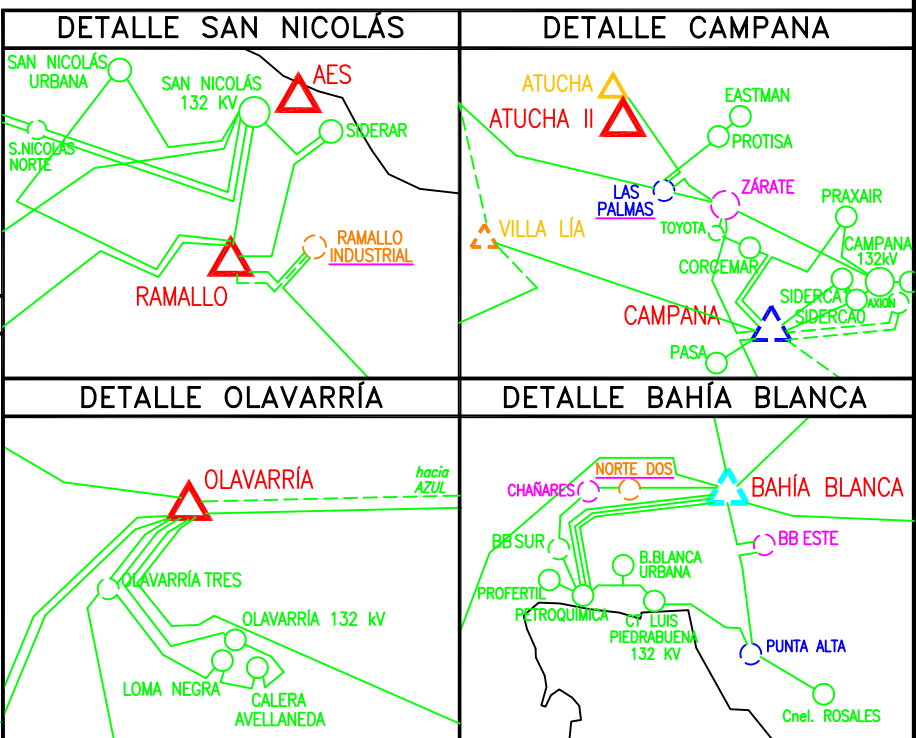
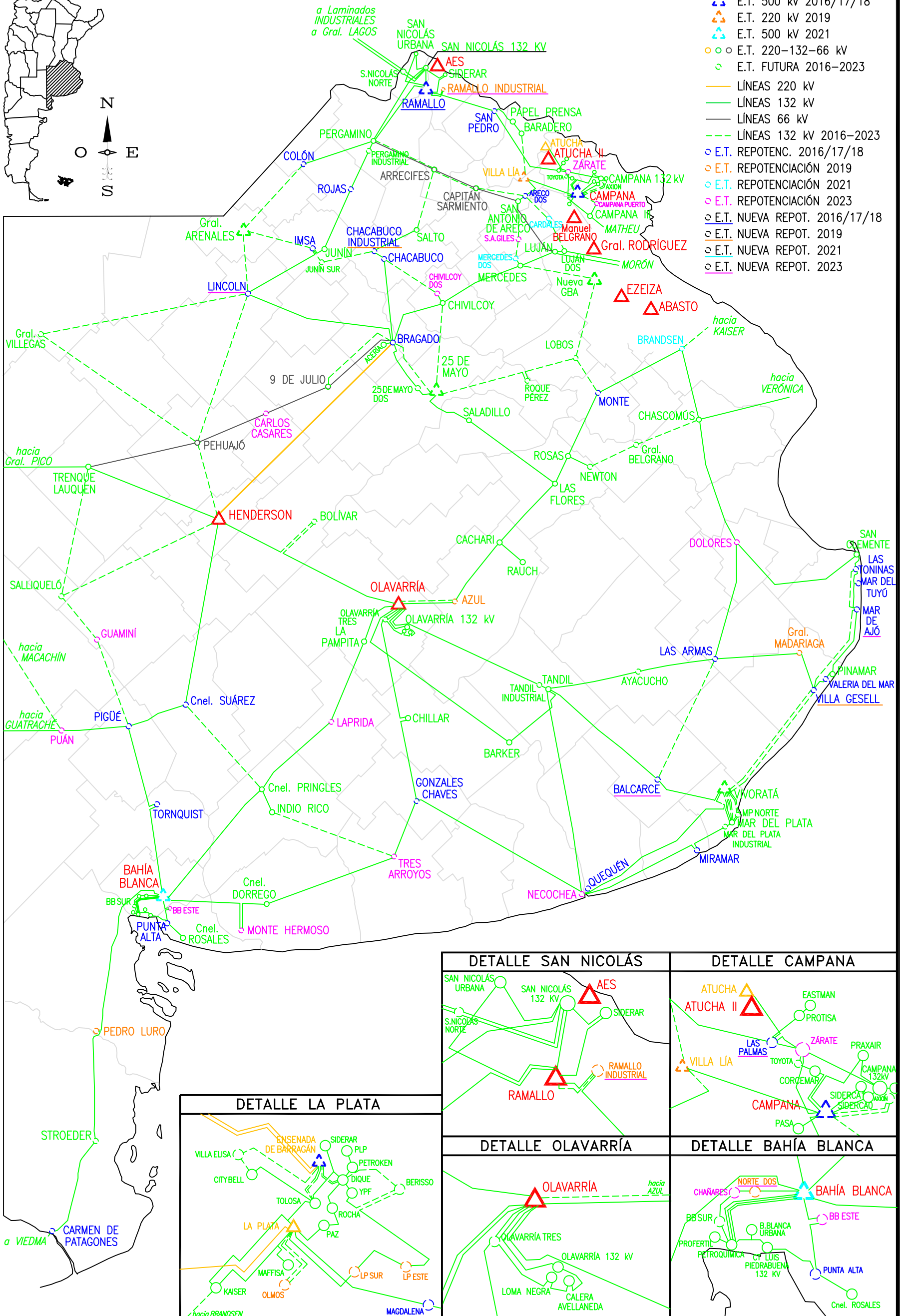
DETALLE BAHÍA BLANCA





REFERENCIAS

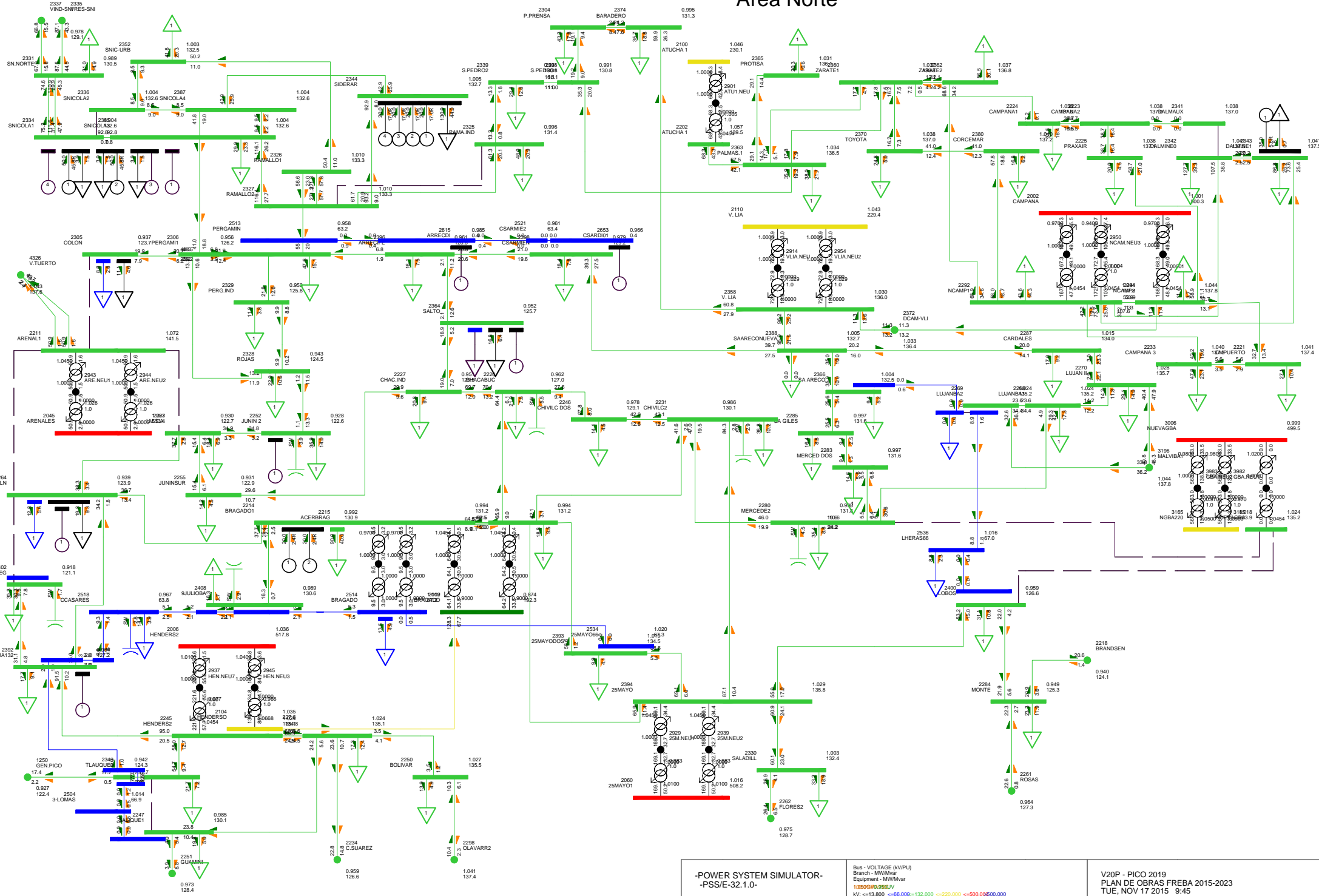
- △ E.T. 500 kV
- △ E.T. 220 kV
- △ E.T. 500 kV 2016/17/18
- △ E.T. 220 kV 2019
- △ E.T. 500 kV 2021
- E.T. 220-132-66 kV
- E.T. FUTURA 2016-2023
- LÍNEAS 220 kV
- LÍNEAS 132 kV
- LÍNEAS 66 kV
- - - LÍNEAS 132 kV 2016-2023
- E.T. REPOTENC. 2016/17/18
- E.T. REPOTENCIACIÓN 2019
- E.T. REPOTENCIACIÓN 2021
- E.T. REPOTENCIACIÓN 2023
- E.T. NUEVA REPOT. 2016/17/18
- E.T. NUEVA REPOT. 2019
- E.T. NUEVA REPOT. 2021
- E.T. NUEVA REPOT. 2023



ANEXO II

Esquemas unifilares de los flujos de carga PSS/E

Área Norte

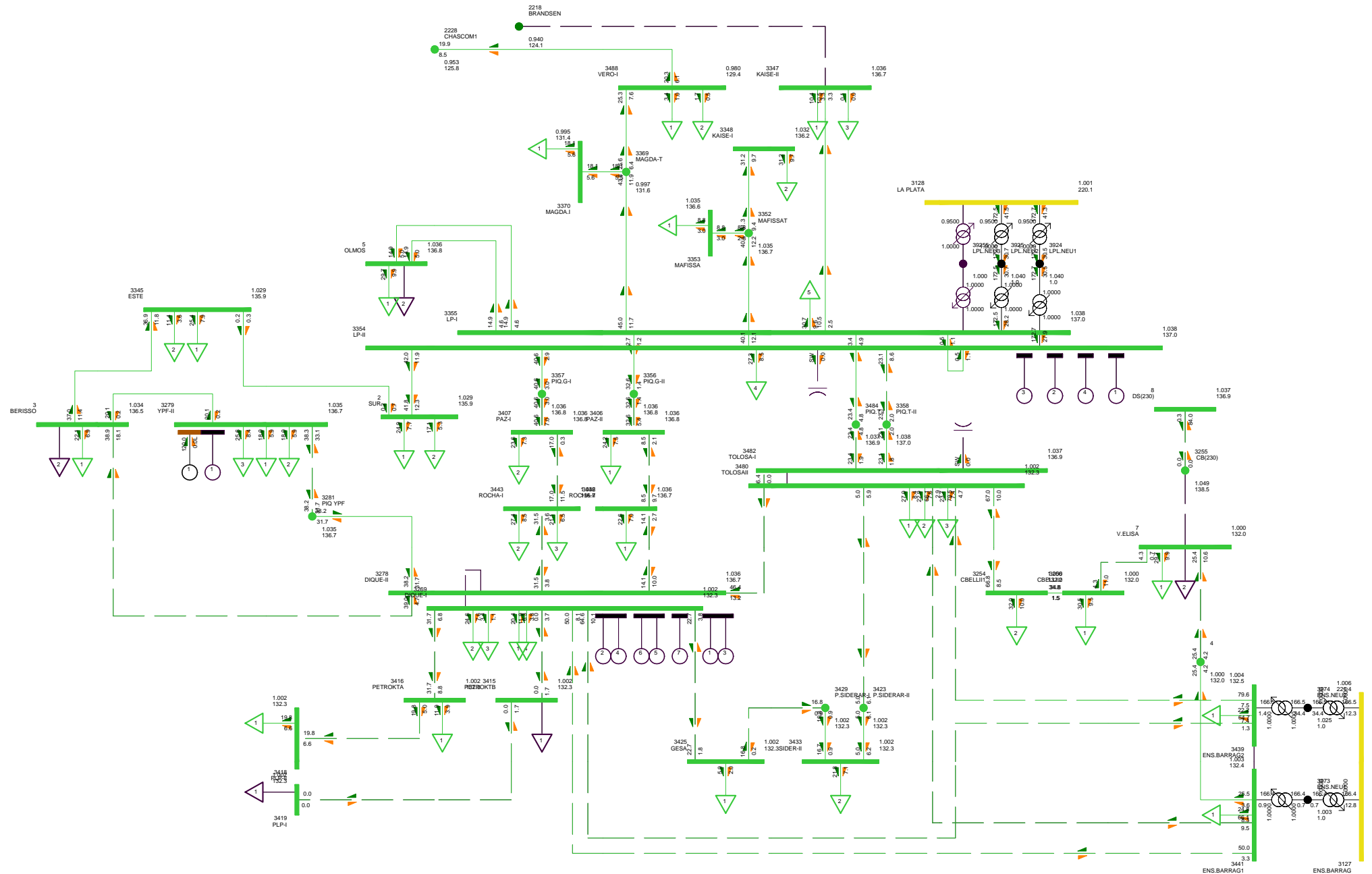


-POWER SYSTEM SIMULATOR-
-PSS/E-32.1.0-

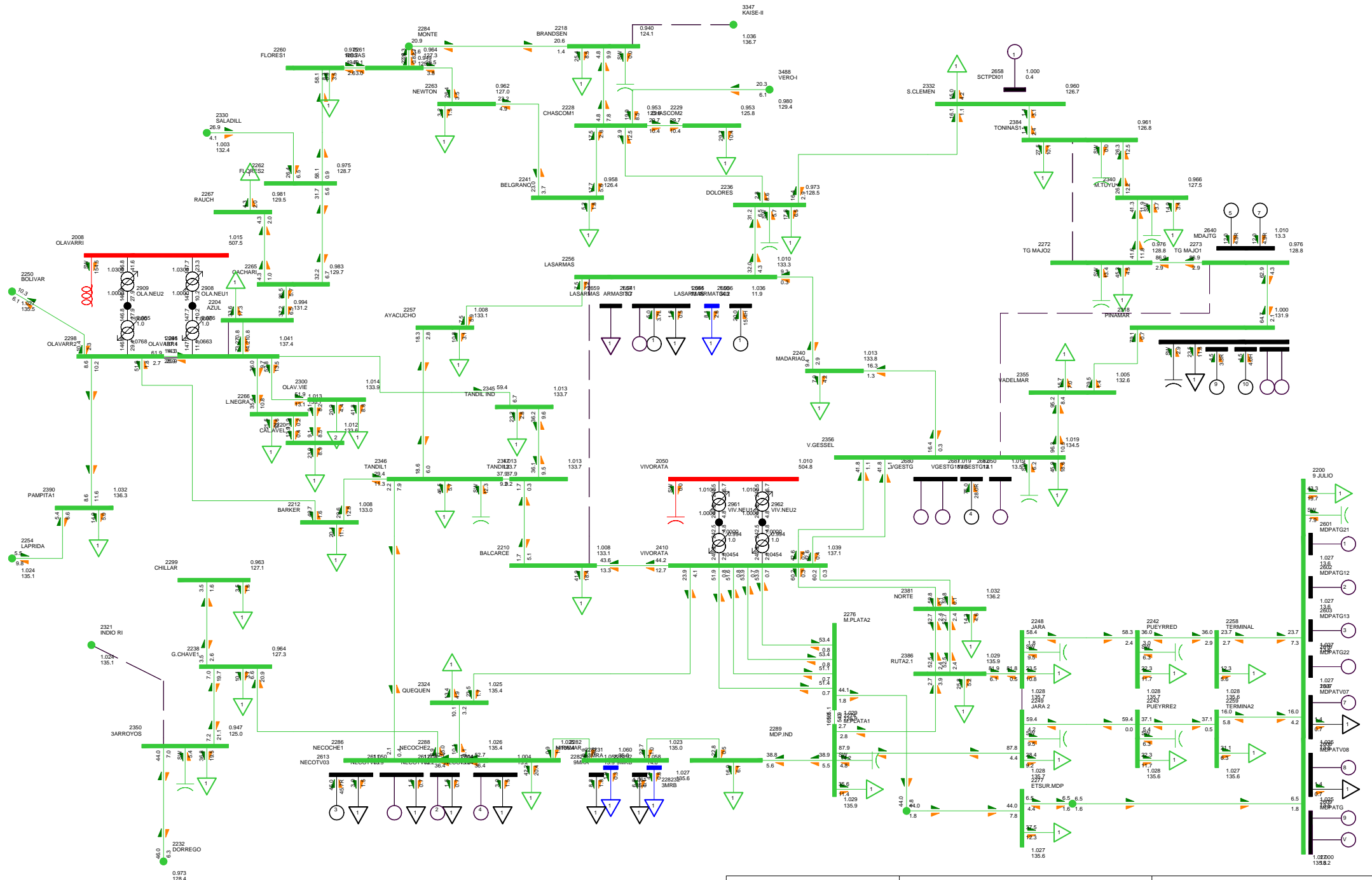
Bus - VOLTAGE (kV/PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
1.0000/0.9500/0.9500
KV: <=13.800 <=68.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000/500.000

V20P - PICO 2019
PLAN DE OBRAS FREBA 2015-2023
TUE, NOV 17 2015 9:45

Área Edelap



Área Atlántica

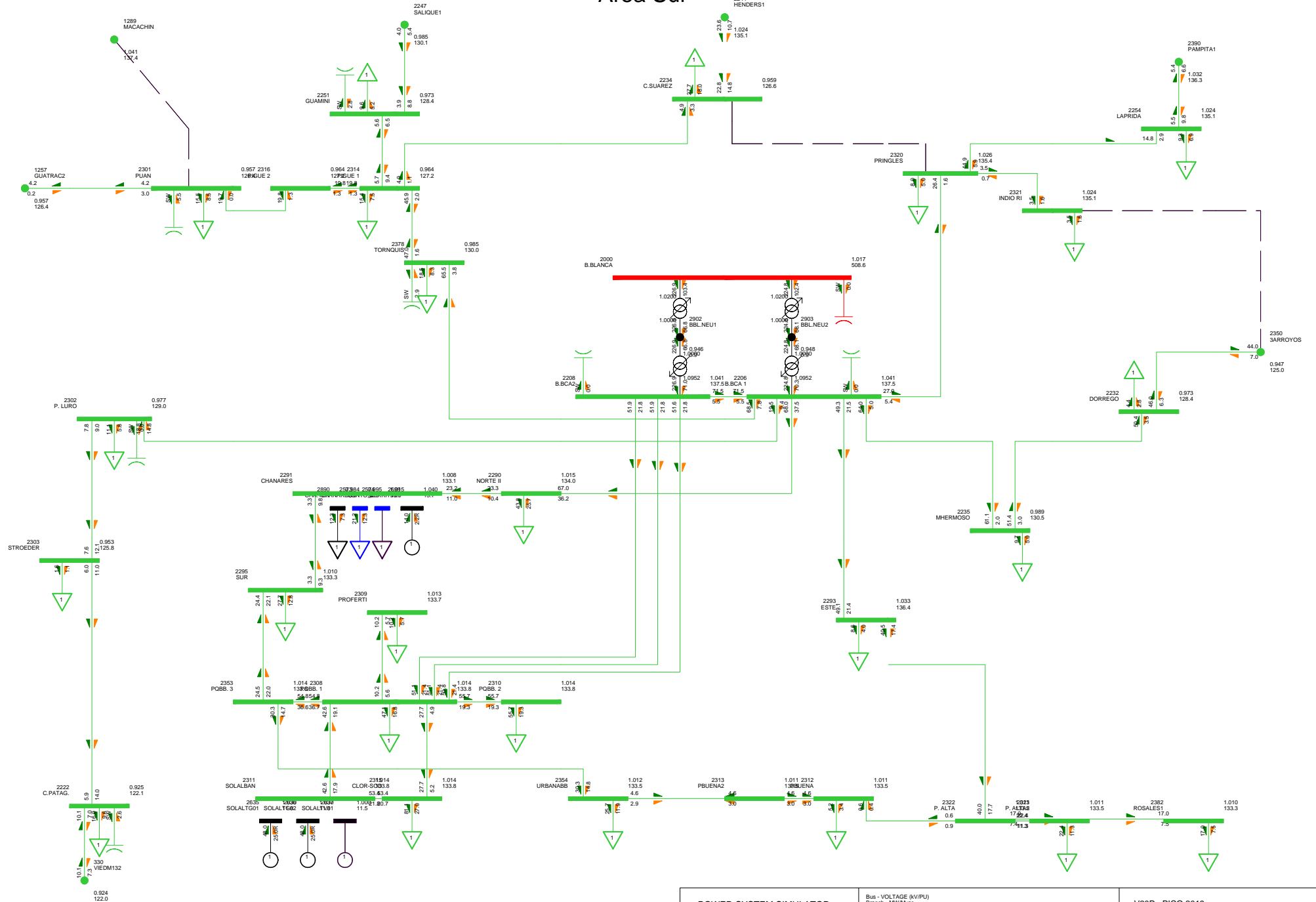


-POWER SYSTEM SIMULATOR-
-PSS/E-32.1.0-

Bus - VOLTAGE (kV/PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
1.050000.950000
kV: <=13.800 <=66.000<=132.000 <=220.000 <=500.000000.000

V20P - PICO 2019
PLAN DE OBRAS FREBA 2015-2023
TUE, NOV 17 2015 9:47

Área Sur



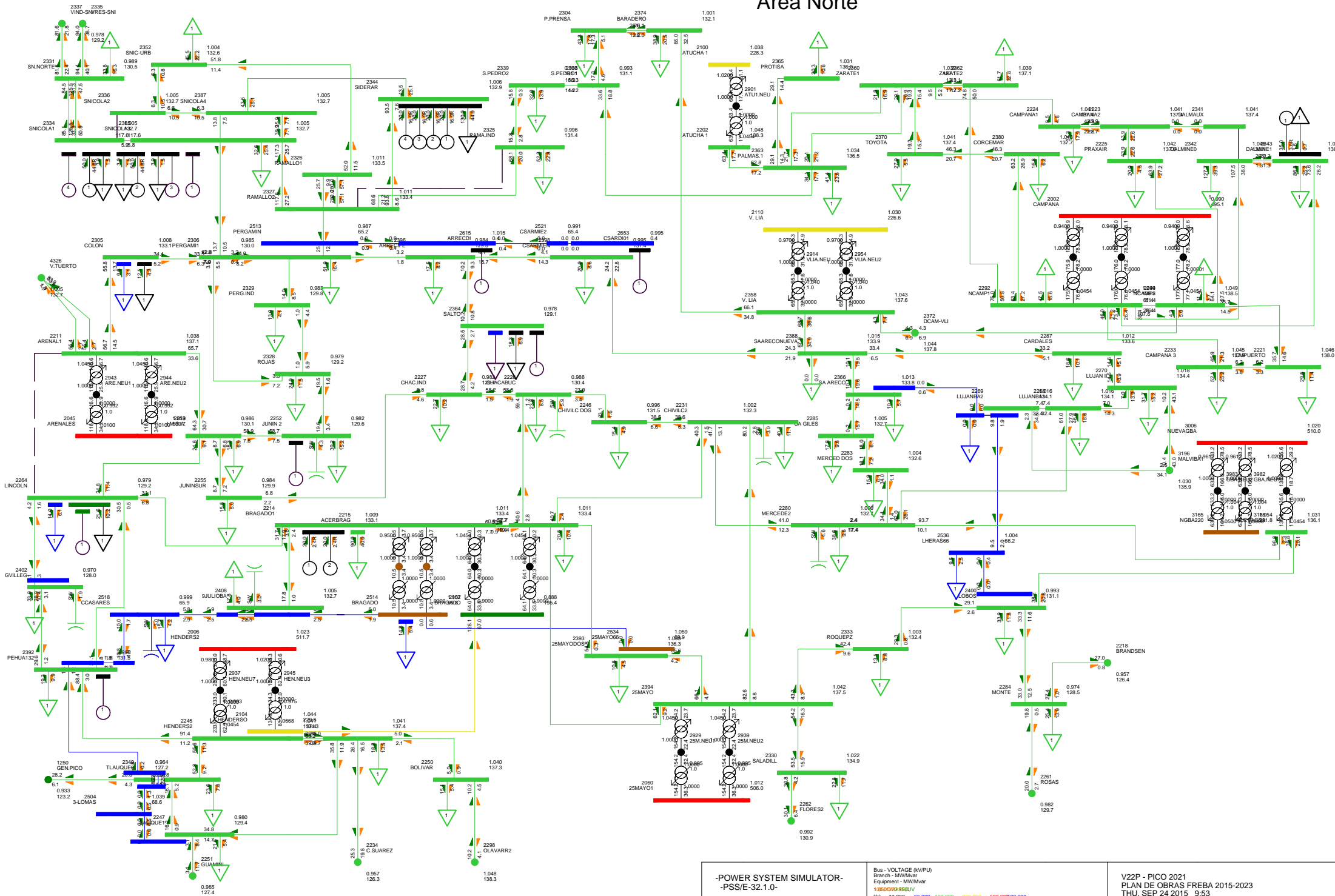
-POWER SYSTEM SIMULATOR-
-PSS/E-32.1.0-

Bus - VOLTAGE (kV/PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar

10050000.9500V
kV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 <=500.000

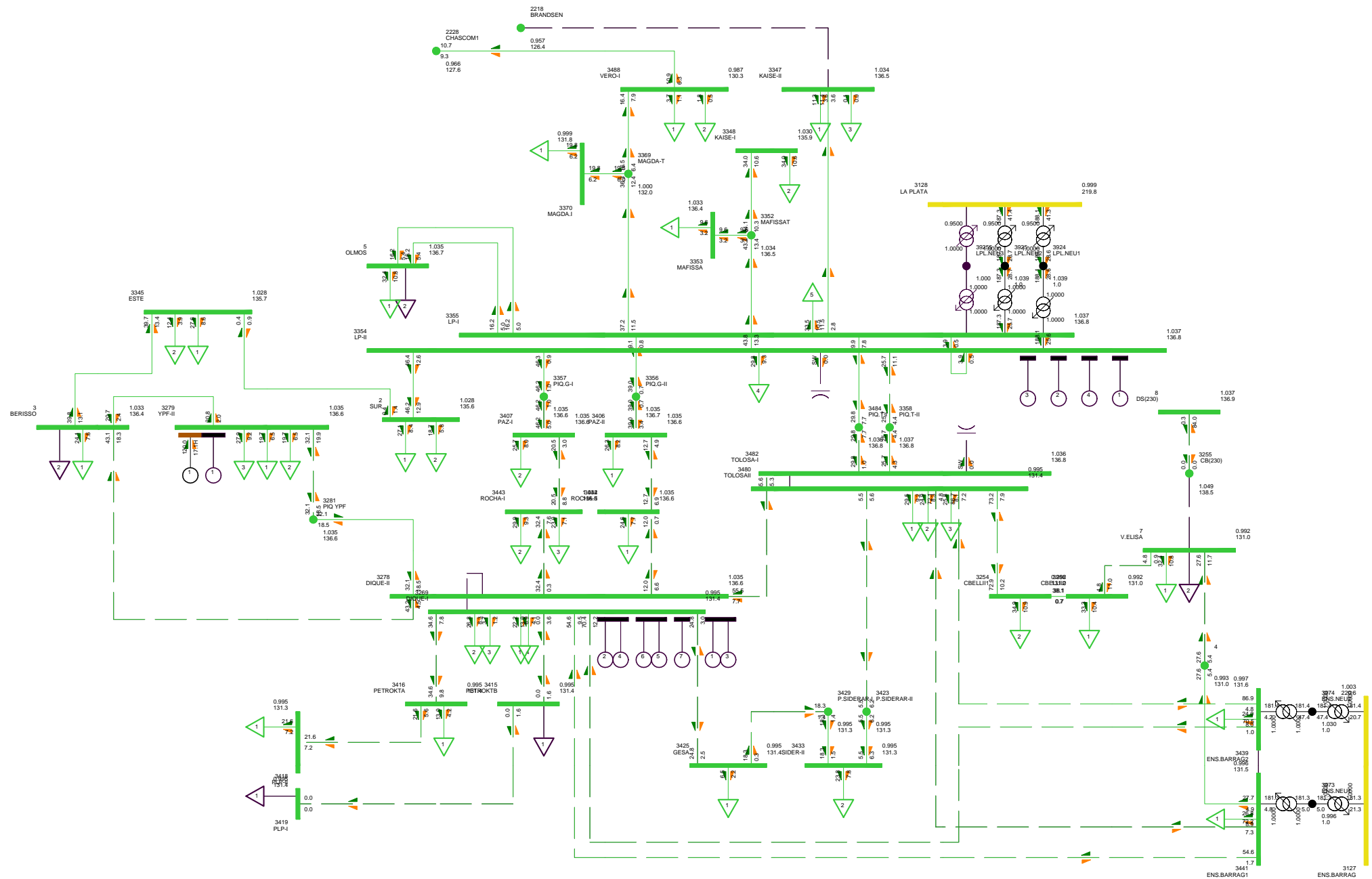
V20P - PICO 2019
PLAN DE OBRAS FREBA 2015-2023
TUE, NOV 17 2015 9:47

Área Norte



-POWER SYSTEM SIMULATOR- -PSS/E-32.1.0-	Bus - VOLTAGE (kV/PU) Branch - MW/Mvar Equipment - MW/Mvar 1.0500V0.9500V kV: <=13.80V <=68.00V <=132.00V <=220.00V <=500.00V500.000	V22P - PICO 2021 PLAN DE OBRAS FREBA 2015-2023 THU, SEP 24 2015 9:53
--	--	--

Área Edelap

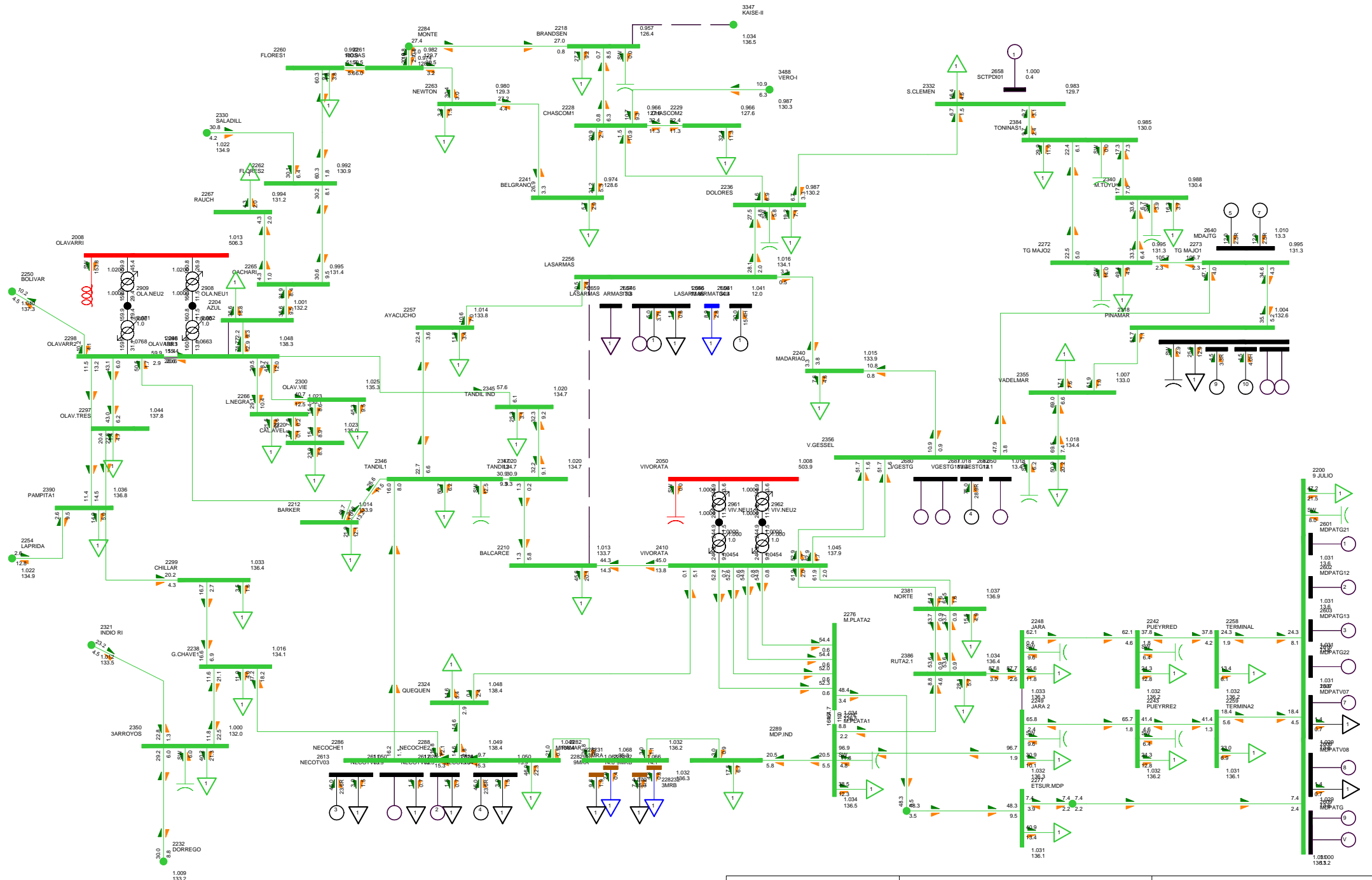


-POWER SYSTEM SIMULATOR
-PSS/E-32.1.0-

Bus - VOLTAGE (kV/PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
100500V0.950UV
kV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 <=500.000

V22P - PICO 2021
PLAN DE OBRAS FREBA 2015-2023
THU, SEP 24 2015 9:53

Área Atlántica

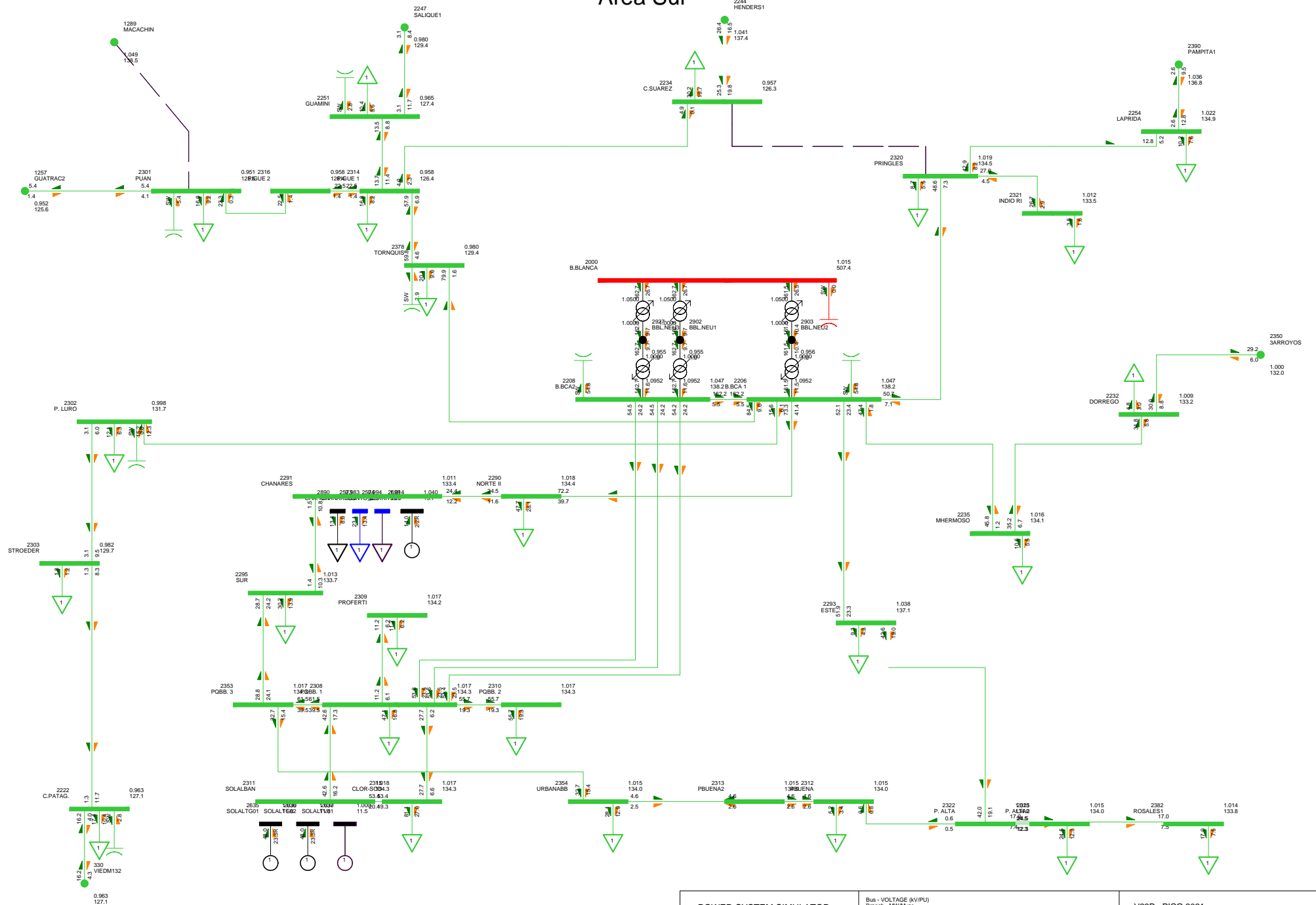


-POWER SYSTEM SIMULATOR-
-PSS/E-32.1.0-

Bus - VOLTAGE (kV/PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
1.050000.955000
kV: <=13.800 <=66.000<=132.000 <=220.000 <=500.000600.000

V22P - PICO 2021
PLAN DE OBRAS FREBA 2015-2023
THU, SEP 24 2015 9:52

Área Sur

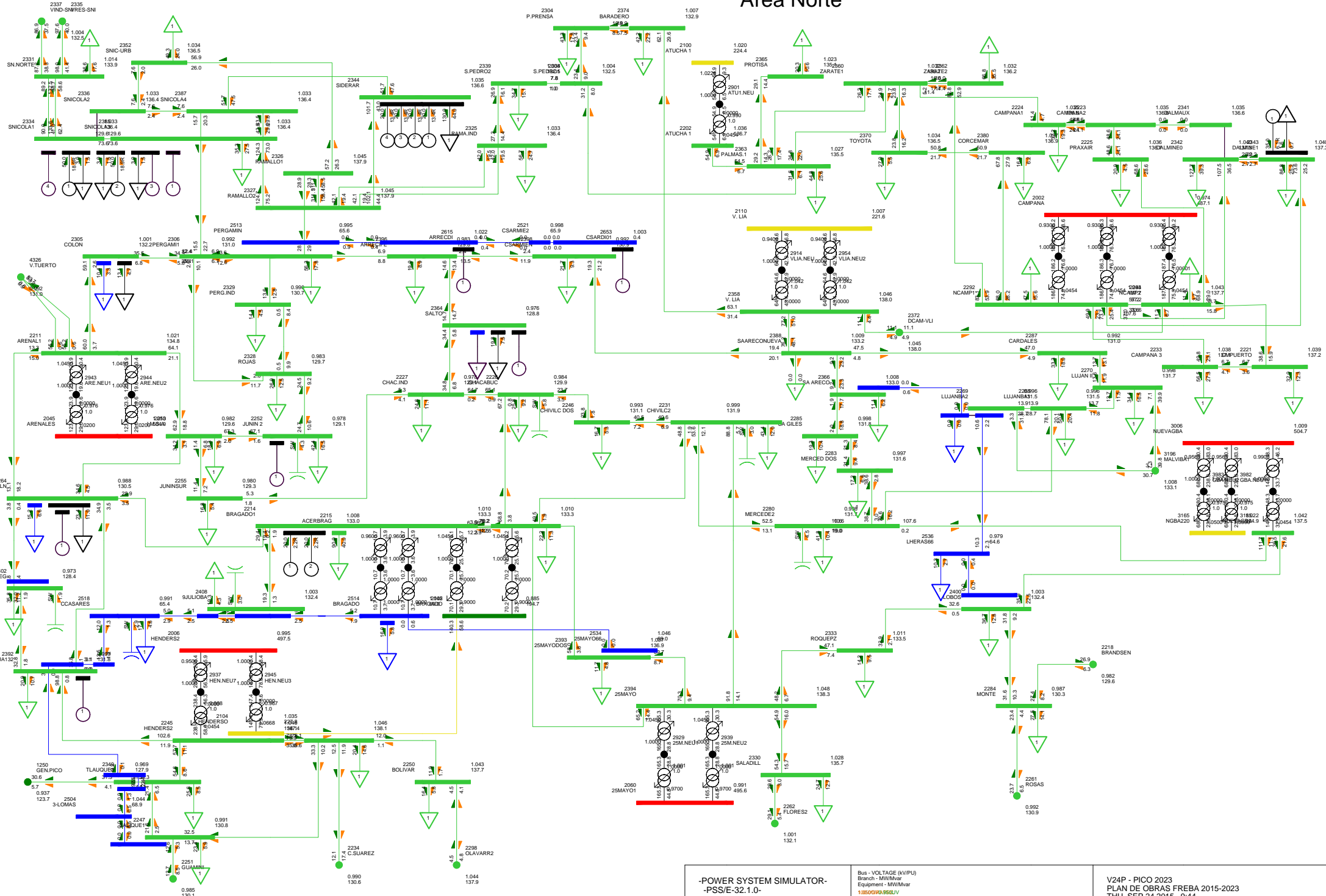


-POWER SYSTEM SIMULATOR-
-PSS/E-32.1.0-

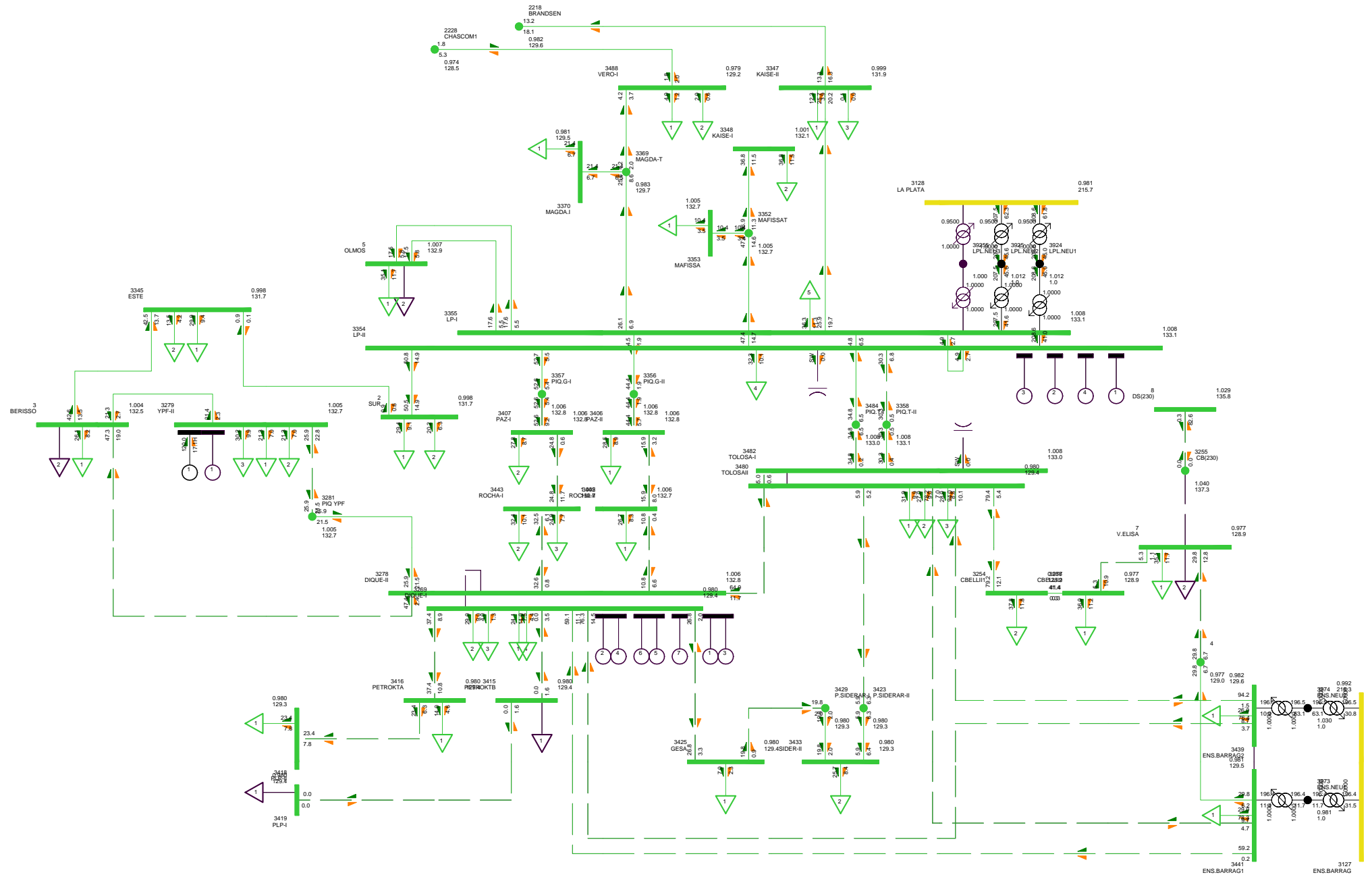
Bus - VOLTAGE (kV/PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
105.000, 95.000 JV
kV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 <=500.000

V22P - PICO 2021
PLAN DE OBRAS FREBA 2015-2023
THU, SEP 24 2015 9:54

Área Norte



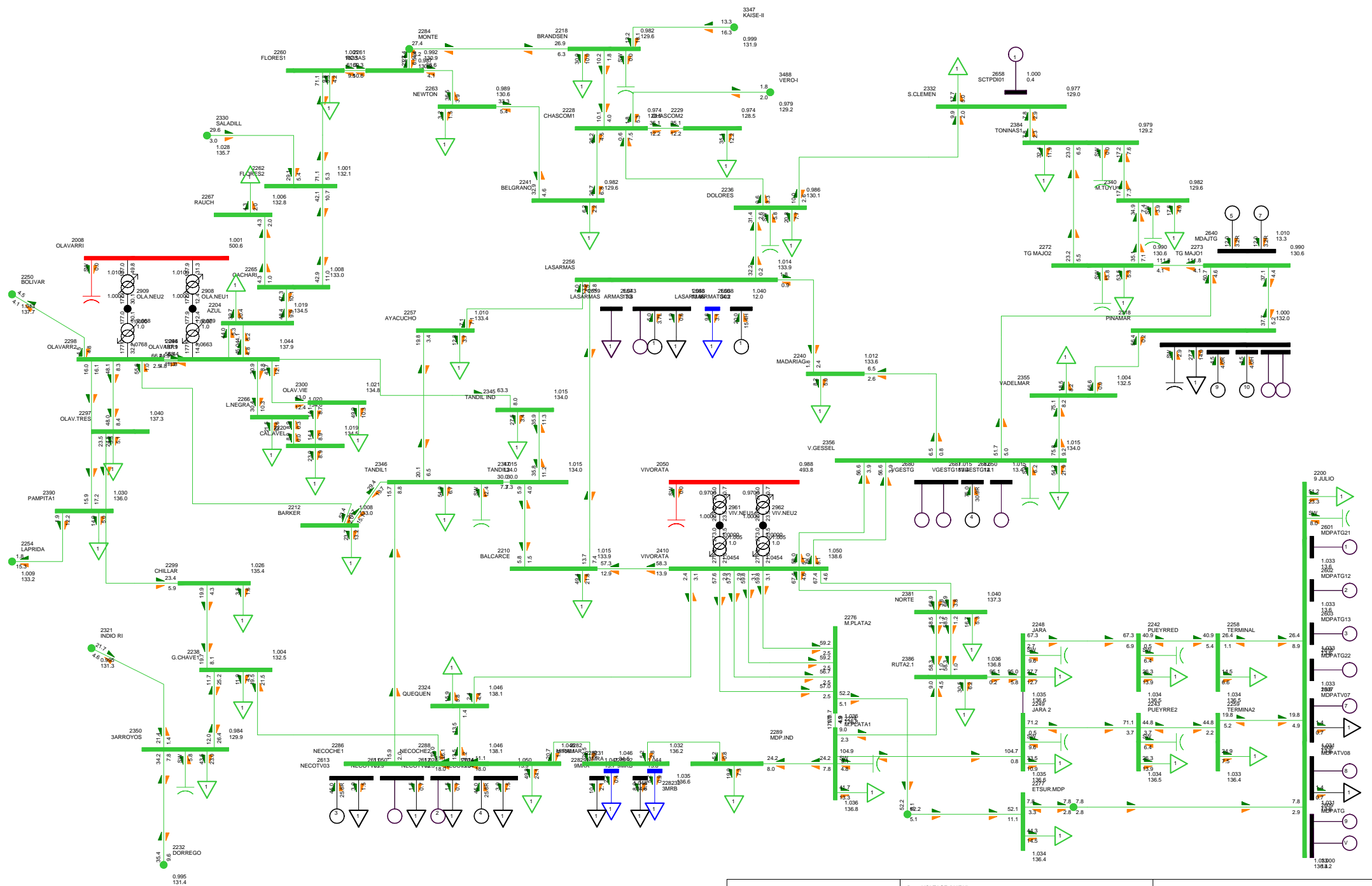
Área Edlap

-POWER SYSTEM SIMULATOR
PSS/E 32.1.0

Bus - VOLTAGE (kV/PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
10500V0.950LV
kV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 <=500.000

V24P - PICO 2023
PLAN DE OBRAS FREBA 2015-2023
THU, SEP 24 2015 9:44

Área Atlántica

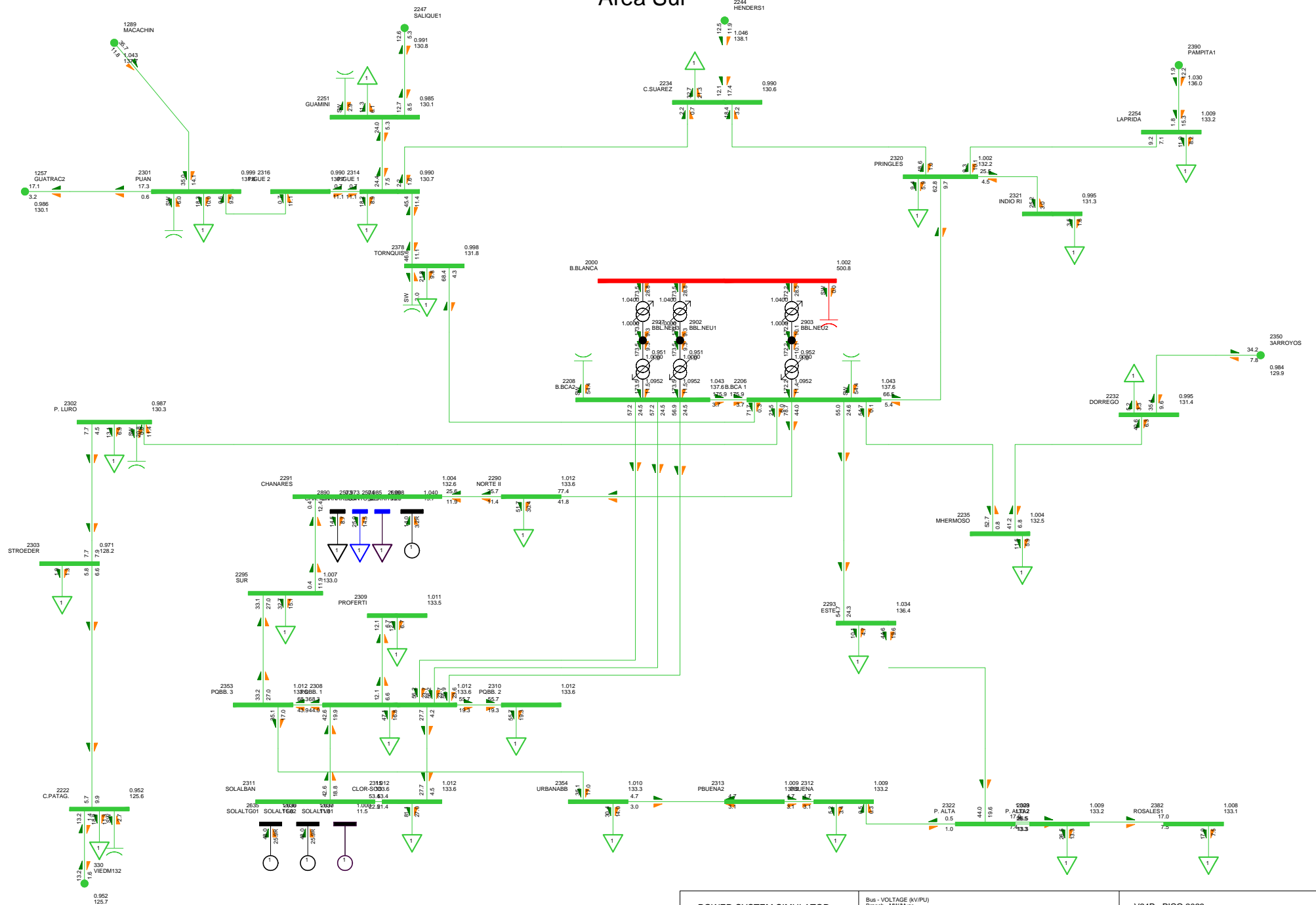


-POWER SYSTEM SIMULATOR
-PSS/E-32.1.0-

Bus - VOLTAGE (kV/PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar
1005000.950UV
kV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 <=500.000

V24P - PICO 2023
PLAN DE OBRAS FREBA 2015-2023
THU, SEP 24 2015 9:52

Área Sur



-POWER SYSTEM SIMULATOR-
-PSS/E-32.1.0-

Bus - VOLTAGE (kV/PU)
Branch - MW/Mvar
Equipment - MW/Mvar

10050000.9500V
kV: <=13.800 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 <=500.000

V24P - PICO 2023
PLAN DE OBRAS FREBA 2015-2023
THU, SEP 24 2015 9:44

ANEXO III

Reportes de estudios de flujo de carga PSS/E

Escenario Pico de Verano 2019/20

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E

CASO: V20P - PICO VERANO 2019/20

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.1000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.8968	197.31								

OUTPUT FOR AREA 5 [BS.AS.]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)

CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET C:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
* NONE *															

OUTPUT FOR AREA 3 [G.B.A.]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)

CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET C:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
* NONE *															

Escenario Pico de Verano 2021/22

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E

CASO: V22P - PICO VERANO 2021/22

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2514		BRAGADO		66.000	5	1.0572	69.776	2534		25MAYO66		66.000	5	1.0585	69.861
2606		ARGETG01		15.700	5	1.0500	16.485	2610		ATUCNU01		21.000	5	1.0500	22.050
2613		NECOTV03		13.200	5	1.0500	13.860	2621		ATUCNU03		21.000	5	1.0500	22.050
2627		BROWNTG02		20.000	5	1.0500	21.000	2670		SIDETV		13.200	5	1.0500	13.860
2675		SNICTV15		20.000	5	1.0500	21.000	2679		SOMITV		13.200	5	1.0500	13.860
2688		BELGRTG1		20.000	5	1.0500	21.000	2689		BELGRTG2		20.000	5	1.0500	21.000
2695		BELGRTG1		20.000	5	1.0600	21.200	2696		BELGRTG2		20.000	5	1.0600	21.200
2815		BGD.TER3		13.200	5	1.0563	13.944	2816		BGD.TER4		13.200	5	1.0563	13.944
2921		BGD.NEU3			5	1.0563		2922		BGD.NEU4			5	1.0563	
3620		ENSECO01		11.500	3	1.0657	12.255	228231		3MRA		33.000	5	1.0685	35.260
228232		3MRB		33.000	5	1.0698	35.303	228260		GEN_MR		0.3800	5	1.0529	0.400
228291		9MRA		13.200	5	1.0635	14.038	228292		9MRB		13.200	5	1.0664	14.077

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.8881	195.38	2275		LINC.TER		13.800	5	0.9488	13.094
2641		LINCIDI01		0.4000	5	0.9488	0.380								

OUTPUT FOR AREA 5 [BS.AS.]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)

CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET C:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
* NONE *															

OUTPUT FOR AREA 3 [G.B.A.]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)

CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET C:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
* NONE *															

Escenario Pico de Verano 2023/24

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E

CASO: V24P - PICO VERANO 2023/24

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2606		ARGETG01		15.700	5	1.0500	16.485	2613		NECOTV03		13.200	5	1.0500	13.860
2670		SIDETV		13.200	5	1.0500	13.860	2675		SNICTV15		20.000	5	1.0500	21.000
2695		BELGRTG1		20.000	5	1.0600	21.200	2696		BELGRTG2		20.000	5	1.0600	21.200
2697		BELGRTV1		20.000	5	1.0500	21.000								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2102		BRAGADO		220.00	5	0.8850	194.69								

OUTPUT FOR AREA 5 [BS.AS.]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)

CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET C:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
* NONE *															

OUTPUT FOR AREA 3 [G.B.A.]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)

CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET C:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
* NONE *															

ANEXO IV

Potencias de cortocircuito 2015 - 2023

NIVELES DE CORTOCIRCUITO

Potencias Simétricas de Cortocircuito, para los escenarios del Pico Verano 2016/17 al 2023/24

Estación Transformadora			Potencia Admisible [MVA]	2015 S [MVA]		2023 S [MVA]		ΔS [MVA]	
No.barra PSS	Nombre	Un [kV]		Trifásico	Monofásico	Trifásico	Monofásico	Trifásico	Monofásico
2	SUR	132	5000	2326	2011	2723	1955	398	-
3	BERISSO	132	FUTURA	-	-	4826	4191	-	-
5	OLMOS	132	FUTURA	-	-	4053	3555	-	-
7	V.ELISA	132	FUTURA	-	-	4093	3549	-	-
2102	BRAGADO	220	12000	1281	1383	1915	1884	634	502
2104	HENDERSO	220	12000	2671	2630	2753	2721	83	90
2200	NUEVEDEJULIO	132	FUTURA	-	-	3351	3172	-	-
2202	ATUCHA 1	132	5000	2062	2005	2295	2192	233	187
2204	AZUL	132	3500	852	701	1391	1085	539	384
2206	B.BCA 1	132	7000	3559	4080	4988	5920	1429	1840
2210	BALCARCE	132	5000	756	615	1163	875	408	260
2211	ARENAL1	132	FUTURA	-	-	3739	4131	-	-
2212	BARKER	132	5000	747	592	765	599	17	7
2214	BRAGADO1	132	5000	1276	1499	2461	2540	1186	1041
2218	BRANDSEN	132	FUTURA	-	-	1339	853	-	-
2220	CAL.AVEL	132	3500	1296	1141	1289	1140	-	-
2221	CMPUERTO	132	FUTURA	-	-	3499	2755	-	-
2222	C.PATAG.	132	6250	140	181	282	312	142	131
2224	CAMPANA1	132	5000	3282	2853	3523	3080	241	227
2225	PRAXAIR	132	9000	3369	2927	3639	3177	269	250
2226	CHACABUC	132	5000	545	525	1538	1147	993	622
2227	CHAC.IND	132	7000	484	459	1531	1082	1047	623
2228	CHASCOM1	132	5700	681	577	1081	811	400	234
2230	CHIVILCO	132	5000	782	651	1805	1317	1023	666
2232	DORREGO	132	5000	498	411	549	435	51	24
2233	CAMPANA 3	132	Sin Datos	2643	1783	3542	2722	899	940
2234	C.SUAREZ	132	5700	554	486	952	735	398	249
2235	MHERMOSO	132	9000	600	420	643	433	43	14
2236	DOLORES	132	3500	668	589	809	660	142	72
2238	G.CHAVE1	132	1780	670	556	803	625	133	69
2240	MADARIAG	132	5000	778	689	1033	814	255	124
2241	BELGRANO	132	FUTURA	-	-	705	436	-	-
2242	PUEYRRED	132	Sin Datos	1495	1498	3372	3091	1877	1593
2243	PUEYRRE2	132	Sin Datos	1515	1529	3373	3092	1858	1563
2244	HENDERS1	132	5700	1908	2061	2158	2261	250	199
2245	HENDERS2	132	5700	1910	2064	2161	2264	251	200
2246	CHIVILC DOS	132	FUTURA	-	-	1389	925	-	-
2247	SALIQUE1	132	FUTURA	-	-	735	463	-	-
2248	JARA	132	Sin Datos	1490	1478	3488	3199	1998	1721
2249	JARA 2	132	Sin Datos	1517	1518	3489	3200	1972	1682
2250	BOLIVAR	132	FUTURA	-	-	769	354	-	-
2251	GUAMINI	132	FUTURA	-	-	636	395	-	-
2252	JUNIN 2	132	2500	693	713	1664	1391	971	679
2253	I.M.S.A.	132	5700	663	652	1925	1519	1262	867
2254	LAPRIDA	132	5000	631	517	748	578	117	61
2255	JUNINSUR	132	FUTURA	-	-	1637	1171	-	-
2256	LASARMAS	132	5000	895	972	1189	1218	294	246
2257	AYACUCHO	132	FUTURA	-	-	747	507	-	-
2258	TERMINAL	132	Sin Datos	1511	1542	3292	3038	1781	1496
2259	TERMINA2	132	Sin Datos	1523	1562	3292	3038	1770	1476
2260	FLORES1	132	6250	648	464	1038	643	390	179
2261	ROSAS	132	9000	583	426	995	618	412	192
2263	NEWTON	132	9000	543	391	870	541	327	150
2264	LINCOLN	132	5700	629	697	1596	1453	967	756
2265	CACHARI	132	9000	606	413	828	515	223	101
2266	L.NEGRA	132	2500	1260	1043	1258	1044	-	1
2267	RAUCH	132	9000	464	309	592	367	128	58
2268	LUJANBA1	132	3500	1463	1268	2662	2077	1199	809
2270	LUJAN II	132	7000	1469	1169	2801	2010	1331	841
2272	TG MAJO2	132	7200	682	784	1082	1146	400	362
2274	M.PLATA1	132	6250	1546	1523	3585	3214	2039	1691
2277	ETSUR.MDP	132	Sin Datos	1457	1382	2998	2433	1541	1051
2278	MERCEDE1	132	5700	849	685	2118	1470	1269	785
2282	MIRAMAR	132	5300	913	911	1091	1029	178	118
2283	MERCEDES DOS	132	FUTURA	-	-	1802	1165	-	-
2284	MONTE	132	5700	434	351	1131	761	697	410
2285	SA GILES	132	FUTURA	-	-	1572	947	-	-
2286	NECOCHE1	132	5000	1820	2140	1981	2276	161	136

Estación Transformadora			Potencia Admisible [MVA]	2015 S [MVA]		2023 S [MVA]		ΔS [MVA]	
No.barra PSS	Nombre	Un [kV]		Trifásico	Monofásico	Trifásico	Monofásico	Trifásico	Monofásico
2287	CARDALES	132	FUTURA	-	-	1566	931	-	-
2289	MDP.IND	132	FUTURA	-	-	2581	2034	-	-
2290	NORTE II	132	5000	1838	1613	2112	1764	274	151
2291	CHANARES	132	9000	1813	1440	2053	1539	240	99
2292	NCAMP1	132	7200	4617	4800	5561	6114	944	1315
2293	ESTE	132	FUTURA	-	-	2632	2082	-	-
2295	SUR	132	FUTURA	-	-	2572	2155	-	-
2296	OLAVARR1	132	7200	3648	4159	3872	4409	224	250
2297	OLAV.TRES	132	FUTURA	-	-	2179	1671	-	-
2299	CHILLAR	132	9000	736	473	772	485	36	12
2300	OLAV.VIE	132	5000	1372	1350	1357	1343	-	-
2301	PUAN	132	FUTURA	-	-	947	615	-	-
2302	P. LURO	132	5700	279	259	372	304	94	45
2303	STROEDER	132	FUTURA	-	-	297	247	-	-
2304	P.PRENSA	132	5700	780	604	1421	1013	641	409
2305	COLON	132	9000	555	509	1242	1135	686	626
2306	PERGAMI1	132	3500	1329	1151	2251	1883	921	732
2308	PQBB. 1	132	7500	2710	2843	3239	3252	529	409
2312	PBUENA	132	6250	2186	2024	2478	2183	292	158
2314	PIGUE 1	132	5700	623	540	1110	843	487	303
2318	PINAMAR	132	5000	868	912	1241	1174	373	262
2320	PRINGLES	132	5000	610	492	1046	782	436	291
2321	INDIO RI	132	9000	370	260	679	462	310	202
2322	P. ALTA	132	5700	1676	1410	1605	1284	-	-
2324	QUEQUEN	132	5000	1686	1800	1837	1908	151	108
2325	RAMA.IND	132	7000	1805	1290	3001	2224	1196	934
2326	RAMALLO1	132	7000	4315	4753	5805	6314	1490	1561
2328	ROJAS	132	5000	818	709	1484	1156	666	447
2329	PERG.IND	132	FUTURA	-	-	1787	1475	-	-
2330	SALADILL	132	5700	572	494	1457	1122	886	628
2331	SN.NORTE	132	FUTURA	-	-	3529	2921	-	-
2332	S.CLEMEN	132	3500	590	563	815	720	224	158
2333	ROQUEPZ	132	FUTURA	-	-	886	513	-	-
2334	SNICOLA1	132	5000	4329	5089	5465	6152	1135	1064
2338	S.PEDRO1	132	2500	978	781	1577	1163	599	382
2340	M.TUYU	132	3750	630	636	912	843	282	207
2344	SIDERAR	132	Sin Datos	4264	4852	5153	5396	890	544
2345	TANDIL IND	132	FUTURA	-	-	1129	793	-	-
2346	TANDIL1	132	5700	1143	838	1195	856	52	19
2348	TLAUQUE1	132	5700	581	552	837	738	255	186
2350	3ARROYOS	132	5000	527	482	745	633	219	151
2352	SNIC-URB	132	5000	3179	3021	3853	3465	675	444
2354	URBANABB	132	5000	2346	2274	2705	2498	359	224
2355	VADELMAR	132	9000	908	936	1375	1251	467	315
2356	V.GESSEL	132	7000	1028	1178	1945	2006	918	828
2358	V. LIA	132	5000	2909	2922	3906	3666	997	744
2360	ZARATE1	132	5000	3749	3229	4309	3894	560	665
2362	ZARATE2	132	5000	3741	3222	4307	3890	565	668
2363	PALMAS. 1	132	7000	2310	1656	3517	2868	1208	1212
2364	SALTO	132	7200	378	457	1204	1140	825	683
2365	PROTISA	132	7200	1767	1185	2414	1717	647	532
2366	SA ARECO	132	7000	1070	697	2222	1380	1151	684
2367	EASTMAN	132	7200	1694	1126	2283	1600	589	473
2370	TOYOTA	132	FUTURA	-	-	3842	3246	-	-
2374	BARADERO	132	7200	542	366	1434	918	892	552
2378	TORNQUIS	132	5700	693	480	855	544	162	64
2380	CORCEMAR	132	7000	3676	3120	3977	3421	301	301
2381	NORTE	132	FUTURA	-	-	3162	2562	-	-
2382	ROSALLES1	132	7000	1443	1133	1386	1047	-	-
2384	TONINAS1	132	9000	611	590	918	842	307	252
2386	RUTA2.1	132	Sin Datos	1497	1477	3477	3129	1980	1652
2388	SAARECONUEVA	132	FUTURA	-	-	2419	1526	-	-
2390	PAMPITA1	132	7000	1233	862	1301	887	68	25
2392	PEHUA132	132	FUTURA	-	-	998	750	-	-
2393	25MAYODOS	132	FUTURA	-	-	2071	1570	-	-
2394	25deMAYO	132	FUTURA	-	-	3675	4153	-	-
2396	ARRECIFE	132	FUTURA	-	-	1534	1053	-	-
2398	CSARMEN	132	FUTURA	-	-	1405	847	-	-
2400	LOBOS	132	FUTURA	-	-	1258	783	-	-
2402	GVILLEG	132	FUTURA	-	-	471	272	-	-
2408	9JULIOBA	132	FUTURA	-	-	497	296	-	-
2410	VIVORATA	132	FUTURA	-	-	4722	4917	-	-
2507	PEHUAJO	66	1600	454	476	538	559	84	83
2508	TLAUQUE1	66	1200	420	483	527	589	107	106
2509	LUJAN	66	1500	386	351	377	360	-	10
2510	SA AREC1	66	1500	73	70	72	71	0	1

Estación Transformadora			Potencia Admisible [MVA]	2015 S [MVA]		2023 S [MVA]		ΔS [MVA]	
No.barra PSS	Nombre	Un [kV]		Trifásico	Monofásico	Trifásico	Monofásico	Trifásico	Monofásico
2511	CSARMIE1	66	1500	155	179	152	177	-	-
2512	ARRECIFE	66	1500	236	170	233	172	-	2
2513	PERGAMIN	66	1500	396	304	419	317	23	13
2514	BRAGADO	66	1500	591	698	765	863	174	165
2515	9JULBA1	66	1200	198	125	209	129	11	3
2518	CCASARES	66	1200	200	128	212	132	12	4
2519	GVILLEG	66	Sin Datos	72	42	78	45	6	3
2530	SALIQUEL	66	FUTURA	-	-	96	58	-	-
3127	ENS.BARRAG	220	15000	8704	7509	9937	17914	1233	10405
3128	LA PLATA	220	15000	7466	6443	8200	5837	734	-
3185	NUEVAGBA	132	FUTURA	-	-	2339	2381	-	-
3254	CBELLII1	132	5000	3697	3193	4422	3759	725	565
3269	DIQUE-I	132	5000	5224	4508	6201	7173	977	2664
3279	YPF-II	132	5000	4862	4198	5582	5787	719	1589
3345	ESTE	132	5000	2328	2013	2875	2075	547	62
3347	KAISE-II	132	5000	1836	1588	2255	1504	419	-
3348	KAISE-I	132	5000	1928	1667	2029	1354	101	-
3353	MAFISSA	132	5000	2629	2272	2824	2075	195	-
3355	LP-I	132	5000	4926	4250	5696	6483	770	2233
3370	MAGDA.I	132	5000	900	769	801	591	-	-
3407	PAZ-I	132	5000	4399	3798	5114	4775	715	976
3416	PETROKTA	132	5000	5007	4322	5896	6518	888	2196
3419	PLP-I	132	5000	4843	4181	5665	6041	821	1860
3433	SIDER-II	132	5000	4033	3483	5076	3928	1043	445
3439	ENS.BARRAG2	132	5000	5237	4521	6218	7690	980	3170
3443	ROCHA-I	132	5000	4820	4161	5642	5911	822	1750
3482	TOLOSA-I	132	5000	5152	4447	6064	7026	912	2580
3488	VERO-I	132	5000	661	569	717	499	55	-

ANEXO V

Demandas particulares indicadas por las Distribuidoras

DATOS DE DEMANDAS

Demandas particulares indicadas por las Distribuidoras, para los escenarios del Pico Verano 2023/24

(*) nota = la demanda de la zona de EDEA fue tomada de "Guía de Referencia de Transba S.A. 2015-2022"

Bus Number	Bus Name	Id	Area Number/Name	Zone Number/Name	Owner Number/Name	In Service	Scalable	Pload (MW)	Qload (Mvar)
2	SUR 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	29.4	9.1
2	SUR 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	20.2	6.3
3	BERISSO 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	26.1	8.2
3	BERISSO 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	0	1	30.0	10.0
5	OLMOS 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	35.1	11.7
5	OLMOS 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	0	1	30.0	10.0
7	V.ELISA 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	35.1	11.7
7	V.ELISA 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	0	1	30.0	10.0
9	FANELLI 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	11.7	3.9
2200	9 JULIO 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	51.2	23.3
2204	AZUL 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	39.7	20.4
2210	BALCARCE 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	49.4	21.8
2212	BARKER 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	23.7	13.2
2214	BRAGADO1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	0	0	8.0	-10.0
2215	ACERBRAG 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	1	0	90.0	40.0
2216	BRAGADO2 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	22.2	11.3
2218	BRANDSEN 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	30.0	10.0
2220	CAL.AVEL 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	2 INDUSTRIA	1	0	23.0	8.9
2221	CMPUERTO 132.00	1	5 BS.AS.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	32.0	12.3
2222	C.PATAG. 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	18.9	11.3
2224	CAMPANA1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	37.2	19.3
2225	PRAXAIR 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	1	0	20.0	4.5
2226	CHACABUC 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	25.8	9.2
2227	CHAC.IND 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	24.6	11.1
2229	CHASCOM2 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	35.1	12.2
2230	CHIVILCO 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	43.4	12.0
2232	DORREGO 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	5.2	3.3
2233	CAMPANA 3 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	56.5	27.3
2234	C.SUAREZ 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	32.7	21.3
2235	MHERMOSO 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	11.5	5.9
2236	DOLORES 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	20.8	7.7
2238	G.CHAVE1 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	11.9	4.4
2240	MADARIAG 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	8.2	5.0
2241	BELGRANO 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	6.2	2.2
2242	PUEYRRED 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	26.3	13.9
2243	PUEYRRED 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	26.3	13.9
2244	HENDERS1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	20.4	14.6
2246	CHIVILCO DOS 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	16.7	5.3
2247	SALIQUE1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	23.4	5.9
2248	JARA 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	27.7	12.7
2249	JARA 2 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	33.5	10.9
2250	BOLIVAR 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	16.4	5.8
2251	GUAMINI 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	11.3	6.1
2252	JUNIN 2 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	42.4	16.5
2253	I.M.S.A. 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	0	18.3	7.0
2254	LAPRIDA 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	11.0	8.2
2255	JUNINSUR 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	16.8	5.4
2257	AYACUCHO 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	12.8	3.7
2258	TERMINAL 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	14.5	6.6
2259	TERMINA2 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	24.9	7.5
2260	FLORES1 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	9.8	4.2
2263	NEWTON 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	2 INDUSTRIA	1	0	3.2	1.5
2264	LINCOLN 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	0.0	0.0
2266	L.NEGRA 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	2 INDUSTRIA	1	0	21.5	10.6
2267	RAUCH 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	2 INDUSTRIA	1	0	4.3	2.0
2268	LUJANBA1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	50.5	20.4
2270	LUJAN II 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	34.4	16.5
2271	LINC.SEC 34.500	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	15.2	6.6
2272	TG MAJO2 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	53.5	5.3
2274	M.PLATA1 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	41.7	13.3
2275	LINC.TER 13.800	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	23.4	11.0
2277	ETSUR.MDP 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	44.3	14.5
2278	MERCEDE1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	42.9	19.3
2280	MERCEDE2 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	41.8	10.4
2282	MIRAMAR 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	0	1	34.3	9.4
2283	MERCED DOS 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	17.2	6.6
2284	MONTE 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	27.5	14.1
2285	SA GILES 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	19.3	10.4
2287	CARDALES 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	33.3	18.1
2288	NECOCHE2 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	49.8	24.1
2289	MDP.IND 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	19.0	7.3
2290	NORTE II 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	51.7	30.4
2292	NCAMP1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	1	1	47.5	15.6
2293	ESTE 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	10.1	4.7
2294	NCAMP2 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	1	0	11.4	3.7
2295	SUR 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	32.7	15.1
2297	OLAV.TRES 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	24.5	5.1
2299	CHILLAR 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	2 INDUSTRIA	1	0	3.5	1.6
2300	OLAV.VIE 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	0	49.0	10.3
2301	PUAN 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	18.3	10.0
2302	P. LURO 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	13.1	6.9
2303	STROEDER 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	1.9	1.3
2304	P.PRENSA 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	1	0	43.3	17.8
2305	COLON 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	0.0	0.0
2307	PERGAM12 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	56.3	17.8
2308	PQBB. 1 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	0	47.1	16.8
2309	PROFERTI 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	12.1	6.7

Bus Number	Bus Name	Id	Area Number/Name	Zone Number/Name	Owner Number/Name	In Service	Scalable	Pload (MW)	Qload (Mvar)
2310	PQBB. 2 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	0	55.7	19.3
2312	PBUENA 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	0	5.2	3.4
2314	PIGUE 1 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	18.2	8.9
2315	CLOR-SOD 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	0	81.1	27.0
2317	COL.SEC 33.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	10.4	3.3
2319	COL.TER 13.200	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	13.1	4.7
2320	PRINGLES 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	9.4	5.9
2321	INDIO RI 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	2 INDUSTRIA	1	0	3.5	1.6
2323	P. ALTA2 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	26.5	13.3
2324	QUEQUEN 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	15.9	5.8
2325	RAMA.IND 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	56.7	24.7
2328	ROJAS 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	26.0	12.5
2329	PERG.IND 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	14.1	4.5
2330	SALADILL 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	24.7	12.7
2331	SN.NORTE 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	36.6	17.6
2332	S.CLEMEN 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	17.7	5.0
2333	ROQUEPZ 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	14.2	9.5
2339	S.PEDRO2 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	34.7	15.1
2340	M.TUYU 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	17.6	4.0
2342	DALMINEO 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	1	0	127.7	39.3
2343	DALMINE1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	1	0	86.8	25.2
2345	TANDIL IND 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	27.5	3.4
2346	TANDIL1 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	54.9	6.7
2348	TLAUQUE1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	25.6	8.5
2350	3ARROYOS 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	43.5	23.0
2352	SNIC-URB 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	49.3	24.0
2354	URBANABB 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	30.4	14.0
2355	VADELMAR 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	18.5	8.2
2356	V.GESSEL 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	54.2	21.9
2360	ZARATE1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	67.6	36.0
2362	ZARATE2 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	66.8	35.5
2363	PALMAS.1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	44.8	25.6
2364	SALTO 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	22.4	8.5
2365	PROTISA 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	1	0	20.3	10.6
2366	SA ARECO 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	11.1	6.2
2367	EASTMAN 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	1	0	8.8	3.9
2368	SALT.SEC 33.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	16.0	5.7
2369	SALT.TER 13.200	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	19.8	7.5
2370	TOYOTA 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	1	1	27.0	5.5
2374	BARADERO 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	42.2	22.2
2378	TORNQUIS 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	21.8	9.8
2380	CORCEMAR 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	0	16.8	6.2
2381	NORTE 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	16.7	5.4
2382	ROSALES1 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	2 INDUSTRIA	1	0	17.0	7.5
2384	TONINAS1 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	32.4	11.9
2385	SNICOLA3 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	35.3	27.5
2386	RTA2.1 132.00	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	30.5	6.2
2387	SNICOLA4 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	0.0	0.0
2388	SAARECONUEVA132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	0.0	0.0
2390	PAMPITA1 132.00	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	2 INDUSTRIA	1	0	14.0	5.0
2392	PEHUA132 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	20.9	10.7
2393	25MAYODOS 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	11.7	4.8
2396	ARRECIFE 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	19.0	8.9
2398	CSARMIE1 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	21.7	9.3
2400	LOBOS 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	36.7	12.8
2402	GVLLEG 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	35.8	11.2
2408	9JULIOBA 132.00	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	19.3	4.3
2504	3-LOMAS 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	12.8	3.5
2507	PEHUAJO 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	15.4	7.9
2508	TLAUQUE1 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	0.0	0.0
2509	LUJAN 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	0.0	0.0
2511	CSARMIE1 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	16.5	7.1
2512	ARRECIFE 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	15.6	7.3
2515	9JULBA1 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	14.2	3.2
2517	RIVADBA 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	15.1	3.8
2518	CCASARES 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	17.1	4.6
2519	GVLLEG 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	0.0	0.0
2520	SA AREC2 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	0.0	0.0
2528	LUJ-AUX 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	0.0	0.0
2530	SALIQUEL 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	10.6	2.7
2532	BG I 66 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	16.0	5.8
2534	25MAYO66 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	9.2	3.8
2536	LHERAS66 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	10.3	2.7
2538	LOBOS 66 66.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	23.4	7.6
2540	RIVAD 33 33.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	0	1	0.0	0.0
2542	RIVA13.2 13.200	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	0.0	0.0
2544	VILLEG33 33.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	9.5	2.5
2546	VILL13.2 13.200	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	1 DEMANDA	1	1	16.9	5.9
2556	LASARMAS 33.000	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	9.6	3.1
2573	CHANARES 33.000	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	25.0	14.5
2574	PUNTO_E 33.000	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	0	1	8.2	4.2
2606	ARGETG01 15.700	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	4.0	2.0
2607	MDPATV07 13.200	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	3 SS.AA.	1	0	1.4	0.7
2608	MDPATV08 13.200	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	3 SS.AA.	1	0	1.4	0.7
2610	ATUCNU01 21.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	22.0	11.0
2611	NECOTV01 13.200	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	3 SS.AA.	1	0	1.5	0.7
2612	NECOTV02 13.200	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	3 SS.AA.	1	0	1.5	0.7
2613	NECOTV03 13.200	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	3 SS.AA.	1	0	3.0	1.5
2614	NECOTV04 13.200	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	3 SS.AA.	1	0	3.0	1.5
2620	ATUCNU02 21.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	45.0	15.0
2621	ATUCNU03 21.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	45.0	15.0
2629	BBLATV29 20.000	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	3 SS.AA.	1	0	15.0	7.0
2630	BBLATV30 20.000	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	3 SS.AA.	1	0	15.0	7.0
2657	ARMAS TG 13.200	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	1.9	0.6

Bus Number	Bus Name	Id	Area Number/Name	Zone Number/Name	Owner Number/Name	In Service	Scalable	Pload (MW)	Qload (Mvar)
2659	LASARMAS 13.200	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	0	1	2.4	0.8
2670	SIDETV 13.200	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	1.6	0.7
2671	SNICTV11 13.200	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	3.0	1.5
2672	SNICTV12 13.200	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	3.0	1.5
2673	SNICTV13 13.200	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	3.0	1.5
2675	SNICTV15 20.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	15.0	7.0
2679	SOMITV 13.200	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	2 INDUSTRIA	1	0	130.0	44.0
2692	S.NIC-G1 15.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	4.0	2.0
2693	S.NIC-G2 15.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	4.0	2.0
2694	S.NIC-V1 20.000	1	5 BS.AS.	21 BA.CENTR	3 SS.AA.	1	0	15.0	7.0
2870	PIN.TER 13.200	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	27.7	14.0
2890	CHA.TER 13.800	1	5 BS.AS.	24 BA.SUR	1 DEMANDA	1	1	14.5	8.7
3254	CBELLII 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	37.8	11.8
3256	CBELLII2 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	36.0	11.2
3269	DIQUE-I 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	24.1	7.5
3269	DIQUE-I 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	29.0	9.0
3269	DIQUE-I 132.00	3	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	4.0	1.3
3269	DIQUE-I 132.00	4	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	14.0	4.4
3279	YPF-II 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	21.3	7.0
3279	YPF-II 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	21.3	7.0
3279	YPF-II 132.00	3	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	30.2	9.9
3345	ESTE 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	29.9	9.4
3345	ESTE 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	13.5	4.2
3347	KAISE-II 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	12.3	3.9
3347	KAISE-II 132.00	3	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	0.1	0.0
3348	KAISE-I 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	36.8	11.5
3353	MAFISSA 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	10.4	3.5
3354	LP-II 132.00	4	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	32.3	10.1
3355	LP-I 132.00	5	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	36.3	11.3
3370	MAGDA.I 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	21.4	6.7
3406	PAZ-II 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	28.5	8.9
3407	PAZ-I 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	27.8	8.7
3415	PETROKTB 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	0	1	12.0	3.9
3416	PETROKTA 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	14.0	4.6
3418	PLP-II 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	23.4	7.8
3419	PLP-I 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	0	1	20.0	6.7
3425	GESA 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	7.0	2.3
3433	SIDER-II 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	25.7	8.4
3439	ENS.BARRAG2 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	26.0	8.7
3441	ENS.BARRAG1 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	29.0	9.7
3442	ROCHA-II 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	26.7	8.3
3443	ROCHA-I 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	32.4	10.1
3443	ROCHA-I 132.00	3	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	24.9	7.7
3480	TOLOSAIL 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	31.9	9.9
3480	TOLOSAIL 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	27.0	9.0
3480	TOLOSAIL 132.00	3	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	28.0	8.8
3488	VERO-I 132.00	1	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	4.0	1.2
3488	VERO-I 132.00	2	3 G.B.A.	23 BA.NORTE	1 DEMANDA	1	1	2.0	0.6
228231	3MRA 33.000	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	2.2	0.4
228232	3MRB 33.000	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	5.2	0.9
228291	9MRA 13.200	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	10.4	2.1
228292	9MRB 13.200	1	5 BS.AS.	22 BA.ATLAN (*)	1 DEMANDA	1	1	8.0	1.3

ANEXO VI

Generación en la provincia de Buenos Aires

Columnas A-P Fuente: CAMMESA - Base de Cálculo Mayo-Octubre 2015

Generación distribuida desestimable

Oferta Energética/Térmica/Datos Grupos Térmicos (Físicos)

Agente	Región	Grupo	Detalle	Potencia Efectiva	Potencia máxima	Potencia mínima	Combustible	Cons Esp Medio Histórico	S.Aux	Cons Esp Medio Bruto Real por Comb.	Cons Esp Medio Neto Real por Comb.	Gen dist. desest. (FREBA-Minuta 2)	Agentes MEM (Transba-DIR)
QUIL3A3A	BAS	3ARRDI01	3 ARROY QUILMES	3.5	3.5		GO	2290	0	2290	2290	x	
EDENBA1G	BAS	ARENDI01	#N/A	0.42	0.42		GO	2114	2.2	2067	2113	x	
CTLARMAG	BAS	ARMATG01	LAS ARMAS	5.2	5.2		GN	3031	0	3020	3020		x
CTLARMAG	BAS	ARMATG01	LAS ARMAS	5.2	5.2		GO	3031	0	3031	3031		x
CTLARMAG	BAS	ARMATG02	LAS ARMAS	5.2	5.2		GN	3031	0	3020	3020		x
CTLARMAG	BAS	ARMATG02	LAS ARMAS	5.2	5.2		GO	3031	0	3031	3031		x
CTLARM2G	BAS	ARMATG03	LAS ARMAS	24.9	24.9		GN	2660	0	2660	2660		x
CTLARM2G	BAS	ARMATG03	LAS ARMAS	24.9	24.9		GO	2660	0	2660	2660		x
CTARREAG	BAS	ARREDI01	CT ARRECIFES AGGREKO	20	20		GO	2618	0	2426	2426	x	
NUCLEOEG	BAS	ATU2NUCL	ATUCHA II	745	745		U2	2495	7.11	2495	2686		
NUCLEOEG	BAS	ATUCNUCL	ATUCHA	362	370	100	UA	2801	6.08	2801	2982		
LOMABA3A	BAS	BARKTG01	BARKER L.NEGRA	10.1	10.1		GN	2900	0	2900	2900		
CPBUENAG	BAS	BBLATV29	BAHIA BLANCA	310	310	155	FO	2526	4.3	2480	2591		
CPBUENAG	BAS	BBLATV29	BAHIA BLANCA	310	310	155	GN	2526	4.3	2629	2747		
CPBUENAG	BAS	BBLATV30	BAHIA BLANCA	310	310	155	GN	2504	4.3	2694	2815		
CPBUENAG	BAS	BBLATV30	BAHIA BLANCA	310	310	155	FO	2504	4.3	2433	2542		
EDENBA1G	BAS	BOLIDI01	#N/A	0.42	0.42		GO	2114	2.2	2067	2113	x	
CTBRAGAG	BAS	BRAGTG01	BRAGADO ENARSA	25	25		GN	2646	0	2646	2646		x
CTBRAGAG	BAS	BRAGTG01	BRAGADO ENARSA	25	25		GO	2646	0	2646	2646		x
CTBRAGAG	BAS	BRAGTG02	BRAGADO ENARSA	25			GN	2646	0	2646	2646		x
CTBRAGAG	BAS	BRAGTG02	BRAGADO ENARSA	25			GO	2646	0	2646	2646		x
TGBROWNG	BAS	BROWTG01	GUIL. BROWN	300	300		GO	0	0	0	0		
TGBROWNG	BAS	BROWTG01	GUIL. BROWN	300	300		GN	0	0	0	0		
TGBROWNG	BAS	BROWTG02	GUIL. BROWN	300	300		GN	0	0	0	0		
TGBROWNG	BAS	BROWTG02	GUIL. BROWN	300	300		GO	0	0	0	0		
EDENBA1G	BAS	CANADI01	#N/A	0.33	0.33		GO	2132	2.1	2087	2132	x	
EDENBA1G	BAS	CARDI01	#N/A	0.42	0.42		GO	2114	2.2	2067	2113	x	
ECCOENERG	BAS	CERITV01	ECCOENERG CERRI	13.2	13.2		GN	2457	0	2457	2457		
CTCOLBUG	BAS	COLBDI01	COLON BSAS SULLAIR	15			GO	2388	0	2388	2388	x	
CTCSARSG	BAS	CSARDI01	CAPT. SARMIENTO SECCO	5	5		GO	2150	0	2406	2406	x	
TMBELGRG	BAS	GBELCC01	#N/A	436.5	436.5	207.5	GO	1489	2.9	1623	1671		
TMBELGRG	BAS	GBELCC01	#N/A	436.5	436.5	207.5	GN	1489	2.9	1510	1555		
TMBELGRG	BAS	GBELCC02	#N/A	436.5	436.5	207.5	GN	1489	2.9	1510	1555		
TMBELGRG	BAS	GBELCC02	#N/A	436.5	436.5	207.5	GO	1489	2.9	1623	1671		
TMBELGRG	BAS	GBELTG01	GRAL BELGRANO	293.51	293.51	130	GN	2216	2.9	2160	2225		
TMBELGRG	BAS	GBELTG01	GRAL BELGRANO	293.51	293.51	130	GO	2216	2.9	2360	2430		
TMBELGRG	BAS	GBELTG02	GRAL BELGRANO	293.51	293.51	130	GO	2216	2.9	2360	2430		
TMBELGRG	BAS	GBELTG02	GRAL BELGRANO	293.51	293.51	130	GN	2216	2.9	2160	2225		
TMBELGRG	BAS	GBELTV01	GRAL BELGRANO	285.98	285.98				2.9				
CTJUNISG	BAS	JUNIDI01	CT JUNIN SoENERGY	19.6	19.6		GO	2100	0	2282	2282	x	x
CTLINCSG	BAS	LINCIDI01	CT LINCOLN SoENERGY	15			GO	2280	0	2280	2280	x	x
CTLOBOSG	BAS	LOBODI01	CT LOBOS SULLAIR	15.68	15.68		GO	2374	0	2374	2374	x	
CTLAPLSG	BAS	LPLADI01	LA PLATA SULLAIR	40.4	40.4		GO	2381	0	2310	2310	x	
CTMAGAPG	BAS	MAGDDI01	MAGDALENA ENARSA	25	25		GO	2350	0	2350	2350	x	
CATLANTG	BAS	MDAJTG15	MAR DE AJÓ	15	17	8	GO	3900	0.5	3881	3901		
CATLANTG	BAS	MDAJTG15	MAR DE AJÓ	15	17	8	GN	3900	0.5	3863	3882		
CATLANTG	BAS	MDAJTG17	MAR DE AJÓ	15	17	8	GN	4000	0.5	4056	4076		
CATLANTG	BAS	MDAJTG17	MAR DE AJÓ	15	17	8	GO	4000	0.5	3980	4000		
CATLANTG	BAS	MDPATG12	MAR DEL PLATA	16	17	8	GN	3741	0.2	4050	4058		
CATLANTG	BAS	MDPATG12	MAR DEL PLATA	16	17	8	GO	3741	0.2	3734	3741		
CATLANTG	BAS	MDPATG13	MAR DEL PLATA	24	25	10	GN	3452	0.12	3770	3775		
CATLANTG	BAS	MDPATG13	MAR DEL PLATA	24	25	10	GO	3452	0.12	3448	3452		
CATLANTG	BAS	MDPATG19	MAR DEL PLATA	15	16	8	GO	3741	0.2	3734	3741		
CATLANTG	BAS	MDPATG19	MAR DEL PLATA	15	16	8	GN	3741	0.2	4125	4133		
CATLANTG	BAS	MDPATG20	MAR DEL PLATA	15	16	8	GN	3741	0.2	4150	4158		
CATLANTG	BAS	MDPATG20	MAR DEL PLATA	15	16	8	GO	3741	0.2	3734	3741		
CATLANTG	BAS	MDPATG21	MAR DEL PLATA	25	25	10	GN	3452	0.12	3988	3993		
CATLANTG	BAS	MDPATG21	MAR DEL PLATA	25	25	10	GO	3452	0.12	3448	3452		
CATLANTG	BAS	MDPATG22	MAR DEL PLATA	25.88	25.88		GO	3260	0	3260	3260		
CATLANTG	BAS	MDPATG22	MAR DEL PLATA	25.88	25.88		GN	3260	0	3260	3260		
CATLANTG	BAS	MDPATV07	MAR DEL PLATA	27	30	14	GN	3171	5	2879	3031		
CATLANTG	BAS	MDPATV07	MAR DEL PLATA	27	30	14	FO	3171	5	3171	3338		
CATLANTG	BAS	MDPATV08	MAR DEL PLATA	29	30	14	GN	3306	5.18	2980	3143		
CATLANTG	BAS	MDPATV08	MAR DEL PLATA	29	30	14	FO	3306	5.18	3305	3486		
CTMIRMEG	BAS	MIRIDI01	CT MIRAMAR I ENERGY	20			GO	2290	0	2290	2290	x	x
CATLANTG	BAS	NECOTV01	NECOCHEA	32	33	14	FO	3028	5	3028	3187		
CATLANTG	BAS	NECOTV01	NECOCHEA	32	33	14	GN	3028	5	3247	3418		
CATLANTG	BAS	NECOTV02	NECOCHEA	32	33	14	FO	3206	5	3206	3375		
CATLANTG	BAS	NECOTV02	NECOCHEA	32	33	14	GN	3206	5	3373	3551		
CATLANTG	BAS	NECOTV03	NECOCHEA	70	70	26	GN	2768	5.2	2772	2924		
CATLANTG	BAS	NECOTV03	NECOCHEA	70	70	26	FO	2768	5.2	2768	2920		
CATLANTG	BAS	NECOTV04	NECOCHEA	70	70	26	FO	2786	5.2	2786	2939		
CATLANTG	BAS	NECOTV04	NECOCHEA	70	70	26	GN	2786	5.2	2762	2914		
NIDEJU1A	BAS	NIDETV	NIDERA JUNIN	7			GN	7237	0	7237	7237		
CTOLAVAG	BAS	OLADTG01	OLAVARR DELIVER	19.4	19.4		GN	2660	0	2660	2660		x
CTOLAVAG	BAS	OLADTG01	OLAVARR DELIVER	19.4	19.4		GO	2660	0	2660	2660		x
CTOLAVAG	BAS	OLADTG02	OLAVARR DELIVER	19.4			GO	2660	0	2660	2660		x
CTOLAVAG	BAS	OLADTG02	OLAVARR DELIVER	19.4			GN	2660	0	2660	2660		x

Agente	Región	Grupo	Detalle	Potencia Efectiva	Potencia máxima	Potencia mínima	Combustible	Cons Esp Medio Histórico	S.Aux	Cons Esp Medio Bruto Real por Comb.	Cons Esp Medio Neto Real por Comb.	Gen dist. desest. (FREBA-Minuta 2)	Agentes MEM (Transba-DIR)
LOMAOL3A	BAS	OLAVDI01	OLAVAR (LNEGRA)	5.6	5.6		GO	2150	0	2150	2150	x	
CTPEHUSG	BAS	PEHUDI01	CT PEHUAJÓ SoENERGY	19.7	19.7		GO	2100	0	2292	2292	x	x
CTPINAMG	BAS	PINATG07	PINAMAR	5	5	3.61	GN	3011	0	2997	2997		x
CTPINAMG	BAS	PINATG07	PINAMAR	5	5	3.61	GO	3011	0	2997	2997		x
CTPINAMG	BAS	PINATG08	PINAMAR	5.5	5.5	3.54	GN	3011	0	2997	2997		x
CTPINAMG	BAS	PINATG08	PINAMAR	5.5	5.5	3.54	GO	3011	0	2997	2997		x
CTPINAMG	BAS	PINATG09	PINAMAR	5	5	3.75	GO	3011	0	2997	2997		x
CTPINAMG	BAS	PINATG09	PINAMAR	5	5	3.75	GN	3011	0	2997	2997		x
CTPINAMG	BAS	PINATG10	PINAMAR	5	5	4.13	GN	3011	0	2997	2997		x
CTPINAMG	BAS	PINATG10	PINAMAR	5	5	4.13	GO	3011	0	2997	2997		x
CTREALSG	BAS	REALDI01	REALICO SECCO	24			GO	2252	0	2252	2252	x	
EDENBA1G	BAS	RIVADI01	#N/A	0.84	0.84		GO	2084	1.2	2059	2084	x	
LOMASB3A	BAS	SBAYDI01	SIERR BAYAS(LN)	3.6	3.6		GO	2150	0	2150	2150	x	
EDEABA1G	BAS	SCTPDI01	SAN CLEM. TUYU	14	14	0	GO	1892	0	1892	1892	x	
EDENBA1G	BAS	SGILDI01	#N/A	0.42	0.42		GO	2114	2.2	2067	2113	x	
CTSATOSG	BAS	SLTODI01	SALTO SoENERGY	22.5			GO	2280	0	2280	2280	x	x
SOLALB2A	BAS	SOLATG01	SOLALBAN	120.8	120.8		GO	2400	0.83	2380	2400		
SOLALB2A	BAS	SOLATG01	SOLALBAN	120.8	120.8		GN	2400	0.83	2380	2400		
CTGVILAG	BAS	VGADDI01	VILLEGAS AGGREKO	23.5			GO	2293	0	2293	2293	x	
EDENBA1G	BAS	VGASDI01	#N/A	1.68	1.68		GO	2043	0.7	2029	2043	x	
CEVIGE3G	BAS	VGEPDI01	VILLA GESELL PRECARIA	2.96	2.96		GO	2059	0	2059	2059	x	
CATLANTG	BAS	VGESTG11	VILLA GESELL	14	16	8	GN	3700	0.5	3787	3806		
CATLANTG	BAS	VGESTG11	VILLA GESELL	14	16	8	GO	3700	0.5	3682	3701		
CATLANTG	BAS	VGESTG14	VILLA GESELL	17	17	10	GO	3900	0.3	4025	4037		
CATLANTG	BAS	VGESTG16	VILLA GESELL	14	17	8	GN	3850	0.5	3911	3931		
CATLANTG	BAS	VGESTG16	VILLA GESELL	14	17	8	GO	3850	0.5	3831	3850		
CTGESELG	BAS	VGESTG18	VILLA GESELL	80			GO	2401	0	2554	2554		
CTGESELG	BAS	VGESTG18	VILLA GESELL	80			GN	2401	0	2496	2496		