

ESTADO DE SITUACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN 132 kV DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

PLAN DE OBRAS 2019-2021

REDUCCIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GEED/UGEEM)

Versión:	Fecha:	Comentarios:
A	Febrero 2019	
B	Abril 2019	

INDICE

INDICE	2
RESUMEN EJECUTIVO	4
CONCLUSIONES	7
1. OBJETO	8
2. GLOSARIO	8
3. ANTECEDENTES	9
4. GENERALIDADES DEL SISTEMA ACTUAL DE TRANSPORTE DE LA PROVINCIA DE BS. AS.	12
4.1. CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA	12
4.2. CARACTERÍSTICAS DE LA RED DEL SISTEMA DE TRANSPORTE	12
4.2.1. ZONA NORTE	14
4.2.2. ZONA CENTRO/OESTE	15
4.2.3. ZONA ATLÁNTICA	16
4.2.4. ZONA SUR	17
4.2.5. ZONA RÍO DE LA PLATA	18
ANEXO I	19
ESTUDIOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA EL CORTO Y MEDIANO PLAZO	19
A. DESARROLLO	20
A.i. BASE DE DATOS UTILIZADA	20
A.ii. PREMISAS ADOPTADAS	20
A.iii. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS	21
A.iv. ESCENARIOS DE ESTUDIO	21
B. ANALISIS PARA EL VERANO 2018/2019	23
B.i. OBRAS DE AMPLIACION CONSIDERADAS	23
B.ii. RESULTADOS ESTUDIOS ELECTRICOS VERANO 2018/2019	24
C. ANALISIS PARA EL VERANO 2019/2020	30
C.i. OBRAS DE AMPLIACION CONSIDERADAS	30
C.ii. RESULTADOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS ESCENARIO VERANO 2019/2020	31
D. ANALISIS PARA EL VERANO 2020/2021	36
D.i. OBRAS DE AMPLIACION CONSIDERADAS	36
D.ii. RESULTADOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS ESCENARIO VERANO 2020/2021	37
ANEXO II	41
SALIDAS GRAFICAS FLUJOS DE POTENCIA	41
ANEXO III	66
DESPACHO DE GENERACION DISTRIBUIDA (GEED/UGEEM)	66
E. DESPACHO DE LAS CENTRALES DE GENERACION DISTRIBUIDA	67
E.i. CENTRALES GEED (Resolución SEE N°19/2017)	67
E.ii. CENTRALES UGEEM (Resolución SEE N°1782/2006)	69

ANEXO IV	70
PLAN DE OBRAS DE EXPANSIÓN 2019-2021	70
ANEXO V	76
COSTOS DE GENERACIÓN 2019-2021	76

RESUMEN EJECUTIVO

Este documento deja en evidencia que el abastecimiento energético de la Provincia de Buenos Aires presenta una alta dependencia del despacho forzado de las Centrales Térmicas de generación, y al mismo tiempo muestra debilidad del Sistema de Transporte por Distribución Troncal, el cual para escenarios de alta demanda opera sin cumplir los criterios establecidos en las reglamentaciones vigentes del Anexo 4 de los Procedimientos de CAMMESA.

En ese sentido, se realizaron los correspondientes estudios de flujos de potencia en estado estacionario, tomando como premisa la minimización progresiva de la generación eléctrica distribuida mediante el desarrollo de un plan de obras para los próximos tres años, las cuales conformaran la primera etapa de un Plan Integral de Obras a largo plazo.

Es importante destacar que dicho plan de obras es el que se requiere para lograr el objetivo de reducir los requerimientos de generación en la Provincia de Buenos Aires, sin considerar al GBA y sin tener en cuenta el origen de los fondos necesarios para su ejecución.

Para el desarrollo del trabajo se partió de la base de potenciar el uso de nodos fuente existentes del sistema de 132 kV, tales como la ET Ezeiza 220/132 kV y ET Villa Lia 220/132 kV, y adicionalmente contemplar el aporte de las futuras ET 25 de Mayo 500/132 kV y ET Vivotatá 500/132 kV. A partir de dichos nodos, se buscó desarrollar el sistema de 132 kV de la Provincia de Buenos Aires a través de nuevos vínculos y nuevas EETT, considerando el aporte de las nuevas Centrales Térmicas de la Resolución SEE Nro. 21/2016, como así también las Centrales de la Resolución SEE Nro. 287/2017 dentro del territorio de la Provincia de Buenos Aires.

De la ejecución del presente trabajo, surgieron nuevas obras que modificarían en parte el Plan originalmente desarrollado entre la Provincia y TRANSBA que consideraba el período 2015-2023, como por ejemplo la alimentación en 132 kV a la futura ET Nueve de Julio desde 25 de Mayo, en lugar del vínculo originalmente planteado desde Bragado; o bien la nueva ET Lobos 132/33/13.2 kV que se propone alimentar desde el nodo Ezeiza a través de una nueva línea de 132 kV Cañuelas de 42 km de longitud. También se propone un nuevo vínculo de 132 kV entre las EETT Junín y Chacabuco Industrial, a fines de que la CT Salto II (de Resolución SEE Nro. 21/2016) de 60 MW inyecte potencia al corredor 132 kV Bragado-Pergamino.

El plan de obras, resultado de los estudios desarrollados, resumen las siguientes unidades físicas:

km de LAT	MVA a incorporar	Nuevas EETT [uni]	Ampliaciones EETT existentes [uni]
487	600	7	10

Nota: En el cuadro anterior no se han computado las LAT 132 kV asociadas a la nueva ET Vivotatá 500/132 kV.

Totalizando un monto total estimado de USD183,8 MM (ANEXO IV).

En la valorización citada precedentemente se consideraron obras en ejecución y por ejecutar, dentro de los próximos tres años, lo que se resume en las tablas expuestas a continuación:

Fecha E/S	Descripción de la obra
dic-18	Ampliación ET MIRAMAR (1era. Etapa): Contempla el reemplazo del transformador T1MR 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por una máquina de 30/20/30 MVA
dic-18	Ampliación ET LINCOLN (1era. Etapa): Contempla el reemplazo de los transformadores T1LI y T2LI 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por dos máquinas de 30/20/30 MVA
dic-18	Ampliación ET MAR DE AJÓ (1era. Etapa): Contempla el reemplazo del transformador T2MJ 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por una máquina de 30/10/30 MVA
dic-18	Nueva ET Puan: Contempla la construcción de una nueva Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV de 2x30/30/20 MVA.
dic-18	Nueva ET Brandsen: Contempla la construcción de una nueva Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV de 1x30/30/20 MVA.
dic-18	Vinculación 132 kV Mar del Plata-Villa Gesell en doble terna (autorización provisoria del ENRE por el Ver. 2018-19, hasta la E/S de la ET Vivotatá 500/132 kV).
abr-19	Ampliación ET IMSA (Junín): Contempla la instalación de un segundo transformador de potencia (T2IM) de 15/10/15 MVA-132/33/13,2 kV y campos asociados, y la construcción de barras de 33 kV.
oct-19	Nueva ET "25 de Mayo" de 2x300 MVA - 500/132 kV y el seccionamiento de la línea de 132 kV Bragado - Saladillo y construcción LAT 132 kV Doble Terna de 4,5 km de longitud.
dic-19	Ampliación ET MIRAMAR (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de de equipos existentes.
dic-19	Ampliación ET LINCOLN (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de de equipos existentes.
dic-19	Ampliación ET MAR DE AJÓ (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de de equipos existentes.
dic-19	Nueva ET Tandil Industrial: Contempla la construcción de una nueva Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA.
dic-19	Ampliación ET La Plata: Instalación de un tercer transformador de potencia de 132/13,2 kV de 40 MVA
dic-19	Ampliación ET City Bell: Instalación de un tercer transformador de potencia de 132/13,2 kV de 40 MVA
dic-19	Ampliación ET Las Toninas: Instalación de un segundo transformador de potencia de 30/30/20 MVA (*).
dic-19	Ampliación ET Balcarce: Reemplazo del T1BL de 15/10/15 MVA por uno de 30/30/20 MVA.
dic-19	Ampliación ET Tornquist: Reemplazo del transformador T1TO por una máquina de 30/30/20 MVA o Instalar 2do Transformador de 15/10/15 MVA.

Fecha E/S	Descripción de la obra
dic-19	Ampliación ET Gónzales Chavés: Reemplazo del transformador T1GC de 10/10/3,3 MVA por uno de 15/10/15 MVA.
abr-20	Ampliación ET Quequén 132/33/13,2 kV: Contempla el reemplazo del transformador T1QU 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por una máquina de 30/30/30 MVA y la instalación de un 2do. TR (T2QU) de 30/30/30 MVA más campos asociados.
abr-20	Nueva LAT 132 kV 25 de Mayo - Chivilcoy de 68 km.
jun-20	LAT 132 kV Chacabuco Industrial - Junín de 40 km y Ampliación ET IMSA cambiando T2IM de 15/10/15 a 30/20/30 MVA
jun-20	Nueva ET Lobos 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y LAT 132 kV Cañuelas-Lobos de 42 km.
dic-20	Nueva ET Bolívar 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y seccionamiento de la línea de 132 kV Henderson - Olavarría y nueva LAT 132 kV doble terna de 45 km hacia la nueva ET Bolívar.
dic-20	Nueva ET Vivotatá 500 kV y Vinculaciones de 132 kV a Villa Gesell (dos ternas), Mar del Plata (cuatro ternas), Balcarce y Quequén.
mar-21	Nueva ET General Villegas 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y LAT 132 kV Pehuajó - Gral. Villegas de 140 km.
mar-21	Nueva ET Nueve de Julio 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y LAT 132 kV 25 de Mayo - Nueve de Julio de 78 km.
mar-21	Nueva ET Chivilcoy Dos 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y seccionamiento LAT 25 de Mayo - Chivilcoy y construcción LAT 132 kV Doble Terna de 19 km de longitud hasta la nueva ET "Chivilcoy Dos"
mar-21	Ampliación ET Villa Lía 220/132 kV; LAT 132 kV Villa Lía-C. Sarmiento de 43 km; Nueva ET C. Sarmiento 132/33/13,2 kV
mar-21	Ampliación ET Villa Gesell 132/33/13,2 kV: Reemplazo del transformador T2GV de 15/10/15 MVA por uno de 40/30/40 MVA
mar-21	Ampliación ET San Pedro 132/33/13,2 kV: Reemplazo de uno de los transformadores de 15 MVA (T1SH y T2SH) por una máquina de 30/20/30 MVA

(*) Se encuentra bajo análisis una obra de ampliación alternativa considerándose un estudio que contemple la red de subtransmisión en 33 kV asociada.

Tal como se citó anteriormente, este conjunto de obras, corresponde a una primera etapa y forman parte de un Plan Integral de Obras a largo plazo, debido a que la solución de los serios problemas estructurales que presenta el Sistema de Transporte Provincial de 132 kV (**Ver Figura 7- ANEXO IV**), deberá abordarse de manera global, y no de manera individual para solucionar inconvenientes de muy corto plazo.

CONCLUSIONES

En función de los estudios realizados, los cuales se consolidan en el Anexo I al presente documento, se arriba a las siguientes conclusiones:

- ✓ Se propone una nueva vinculación en 132 kV al sistema de transporte por distribución troncal de la Provincia de Buenos Aires, desde un nodo fuerte de 500 kV como lo es el de Ezeiza, a través de una LAT 132 kV entre Cañuelas y Lobos.
- ✓ Se propone un mayor uso de la ET Villa Lía 220/132 kV, a través de la ampliación de la misma de modo de generar una nueva vinculación en 132 kV, mediante la ejecución de una LAT entre Villa Lía y Capitán Sarmiento (con su respectiva ET 132/33/13,2 kV).
- ✓ Se genera un nuevo aporte de potencia desde el sistema de 500 kV a través de la entrada en servicio de la nueva Estación Transformadora 25 de Mayo y vinculaciones en 132 kV.
- ✓ Se genera un nuevo aporte de potencia desde el sistema de 500 kV a través de la entrada en servicio de la nueva Estación Transformadora Vivotatá y vinculaciones en 132 kV.
- ✓ Se mejoran sustancialmente los perfiles de tensión de los nodos de 132 kV del Sistema de Transporte por Distribución Troncal, considerando un despacho mínimo de centrales de generación a partir de combustibles fósiles, tanto de GEED como de UGEEM.
- ✓ Se prescinde de gran parte del despacho de generación térmica forzada a partir de la utilización de combustibles líquidos, tanto GEED como UGEEM, las cuales presentan elevados costos de operación y mantenimiento, además de provocar serios trastornos medioambientales.
- ✓ De los estudios de flujos de potencia desarrollados, se observan varios transformadores de intensidad asociados a vínculos de transmisión de 132 kV con carga elevada, por lo que se propone la realización de un recambio integral de equipos, más aun considerando que en esta etapa de estudio solo se han analizado escenarios en condición N.

1. OBJETO

El presente documento contempla un análisis técnico respecto a la situación actual del Sistema Eléctrico de Transporte a través del cual se abastece la Provincia de Buenos Aires, junto con el desarrollo de un plan de obras a mediano plazo comprendido entre los años 2019-2022 con el fin de reducir en forma gradual los requerimientos de despacho de la generación térmica distribuida (GEED-Res. SEE N°19-2017 y UGEEM-Res. SEE N°1782-2006), logrando un abastecimiento energético eficiente en condiciones normales de operación (N); y determinar la necesidad mínima de generación móvil, mediante la reubicación de los motogeneradores existentes o incorporando nuevas unidades en aquellos nodos del sistema que no fueran alcanzados por el plan de obras dentro del período en estudio.

2. GLOSARIO

GEED	Generación de energía eléctrica distribuida.
UGEEM	Unidad de generación de energía eléctrica móvil.
LAT	Línea aérea de alta tensión.
ET	Estación Transformadora.
AT	Alta Tensión.
ST	Subtransmisión.
SADI	Sistema Argentino de Interconectado.
CT	Central Térmica.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
CONDICIÓN OPERATIVA "N"	Considera la condición de operación normal de la red.
CONDICIÓN OPERATIVA "N-1"	Considera la condición de operación ante contingencia simple.
TG	Turbina de Gas.
TV	Turbina de Vapor.
PE	Parque Eólico.

3. ANTECEDENTES

La Provincia de Buenos Aires atraviesa una situación crítica en lo que respecta al abastecimiento energético, la cual se ha agravado en los últimos años, debido fundamentalmente a la falta de obras de infraestructura eléctrica en el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de 132 kV a través del cual se vinculan los concesionarios del servicio de distribución eléctrica, divididos en cuatro Empresas Distribuidoras Provinciales y doscientos Distribuidores Municipales (Cooperativas Eléctricas), Grandes Usuarios y Generadores.

El alto grado de saturación de las instalaciones que conforman el Sistema de Transporte Provincial para atender los requerimientos de demanda en condiciones de operación N, fundamentalmente para cubrir los picos diurnos y nocturnos, se debe fundamentalmente al elevado nivel de carga de los transformadores de potencia de las Estaciones Transformadoras de 132/33/13,2 kV, como así también a serios problemas de regulación de tensión en distintos nodos del Sistema Eléctrico.

Este déficit de potencia fue parcialmente cubierto con la instalación de centrales térmicas generadoras, distribuidas en distintos puntos de vinculación con el Sistema Eléctrico, aunque no acompañaron el crecimiento vegetativo de la demanda.

A partir del año 2008 y hasta el 2012, dentro del Proyecto de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (Centrales GEED) promovido por ENARSA, se instalaron centrales eléctricas del tipo térmicas en distintos nodos del sistema, vinculadas principalmente a barras de media tensión (33 y 13,2 kV) de las Estaciones Transformadora operadas y mantenidas por TRANSBA y los Distribuidores Provinciales, y de Unidades de Generación Eléctrica Distribuida Móvil (UGEEM), despachadas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), o bien localmente operadas por los Distribuidores Eléctricos; aunque en escenarios de alta transferencia de demanda se producen restricciones en el suministro energético.

Dichas centrales se caracterizan por estar conformadas por varios motogeneradores de baja potencia, del orden de los 800 y 1400 kW, los cuales operan con combustibles líquidos (gas oil). Las mismas producen trastornos ambientales debido a la generación CO₂ y gases de efecto invernadero y la generación de ruido audible. Además estas centrales presentan elevados costos de operativos.

En las tablas 1 y 2 que se muestran a continuación se enumeran las centrales térmicas distribuidas instaladas en la Provincia desde el año 2008:

TABLA 1.: Centrales de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED- Res SEE 19/2017)

Denominación de la Central	Empresa Operadora	Fecha E/S	Zona	Potencia Instalada [MW]
Junín	SOENERGY ARGENTINA S.A.	abr-08	Norte	22.4
Pehuajó (*)	SOENERGY ARGENTINA S.A.	may-08	Norte	22.4
La Plata	SULLAIR ARGENTINA S.A.	nov-08	Río de La Plata	40.4
Capitán Sarmiento	INDUSTRIAS JUAN F. SECCO	ene-10	Norte	5.0
Colón	SULLAIR ARGENTINA S.A.	dic-10	Norte	15.3
General Villegas	AGGREKO ARGENTINA SRL	ene-11	Norte	23.5
Salto (*)	SOENERGY ARGENTINA S.A.	ene-11	Norte	22.5
Lincoln	SOENERGY ARGENTINA S.A.	ene-11	Norte	15.0
Arrecifes	AGGREKO ARGENTINA SRL	may-11	Norte	15.0
Lobos	SULLAIR ARGENTINA S.A.	oct-11	Norte	19.7
Miramar	ENERGYST RENTAL SOLUTIONS ARGENTINA S.A.	jun-12	Atlántica	20.0
Magdalena	APR ENERGY SRL	nov-12	Río de La Plata	25.0
TOTAL =				246.20

(*) Las Centrales Térmicas Pehuajó y Salto fueron desafectadas, razón por la cual no se consideraron despachadas en el presente análisis.

TABLA 2.: Centrales de Generación de Energía Eléctrica Móvil (UGEEM – Res SEE 1782/2006)

Denominación de la Central	Empresa Operadora	Fecha E/S	Zona	Potencia Instalada [MW]
Brandsen	INDUSTRIAS JUAN F. SECCO	feb-18	Río de La Plata	9.5
Nueve de Julio	INDUSTRIAS JUAN F. SECCO	feb-18	Centro	7.0
Guaminí	AGGREKO ARGENTINA SRL	feb-18	Sur	5.6
C. Casares (Moctezuma)	INDUSTRIAS JUAN F. SECCO	feb-18	Norte	5.6
Tornquist	INDUSTRIAS JUAN F. SECCO	feb-18	Sur	5.6
Bolívar	INDUSTRIAS JUAN F. SECCO	feb-18	Norte	3.8
Casbas	INDUSTRIAS JUAN F. SECCO	feb-18	Sur	2.1
Puan	INDUSTRIAS JUAN F. SECCO	feb-18	Sur	1.4
TOTAL =				40.55

Por otra parte, la Secretaria de Energía Eléctrica mediante la Resolución N°220/2007 habilitó la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación adicional presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores no agentes del MEM, lo cual dio origen a las centrales indicadas en la siguiente tabla 3.

TABLA 3.: Centrales instaladas por Resolución SEE N°220/2007 en la Provincia de Bs. As.

Denominación de la Central	Zona	Potencia Instalada [MW]
Villa Gesell (TGN°18)	Atlántica	80.0
Bragado	Norte	49.8
Olavarría	Atlántica	38.8
CT Las Armas II	Atlántica	23.4
Pinamar	Atlántica	21.0
CT Las Armas	Atlántica	10.4
TOTAL =		223.37

A partir del año 2016, con el objetivo de contar con mayor oferta de potencia y energía de mejor eficiencia, CAMMESA realizó una licitación bajo la Resolución SEE N°21/2016, a través de la cual se emplazaron Centrales Térmicas de Generación a partir de turbinas a gas con módulos desde 20 MW, incrementándose la potencia instalada en la Provincia en unos 1073 MW, las cuales se indican en la siguiente tabla.

TABLA 4.: Centrales Térmicas instaladas por Resolución SEE N°21/2016 en la Provincia Bs. As.

Denominación de la Central	Zona	Potencia Instalada [MW]
CT LAS PALMAS	Norte	202.0
CT BARKER II	Atlántica	139.0
CT GRAL. ROJO	Norte	138.0
CT LUJÁN II	Norte	127.0
CT SAN PEDRO	Norte	103.0
CT ING. WHITE (Piedrabuena)	Sur	100.0
CT NUEVE DE JULIO (Mar del Plata)	Atlántica	88.0
CT SALTO II	Norte	60.0
CT BRAGADO II	Norte	58.0
CT BRAGADO III	Norte	58.0
TOTAL =		1073.00

Adicionalmente, en el marco de la Resolución SEE N°287/2017, se adjudicaron proyectos asociados al cierre de ciclos combinados de las centrales ejecutadas por Resolución SEE N°21/2017 (tabla 4) y co-generación, maximizando la eficiencia de las centrales y amentando la potencia instalada, tal como se muestra en la tabla 5.

TABLA 5.: Centrales Térmicas con cierres de ciclo instaladas por Resolución SEE N°287/2017

Denominación de la Central	Zona	Potencia Instalada [MW]
CT GRAL. ROJO	Norte	104.0
CT SAN PEDRO	Norte	105.0
CT BARKER II	Atlántica	105.0
TOTAL =		314.00

4. GENERALIDADES DEL SISTEMA ACTUAL DE TRANSPORTE DE LA PROVINCIA DE BS. AS.

4.1. CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA

La demanda máxima de la Provincia de Buenos Aires presenta un desplazamiento geográfico estacional, dado que en la época estival alcanza su máximo en la zona de la costa atlántica, mientras que en invierno se da en la zona centro-norte.

Asimismo, debido a la masiva instalación de equipos de aire acondicionado utilizados para refrigeración domiciliaria, comercial y oficinas, la demanda en el verano presenta cierta analogía en el horario de resto y de pico.

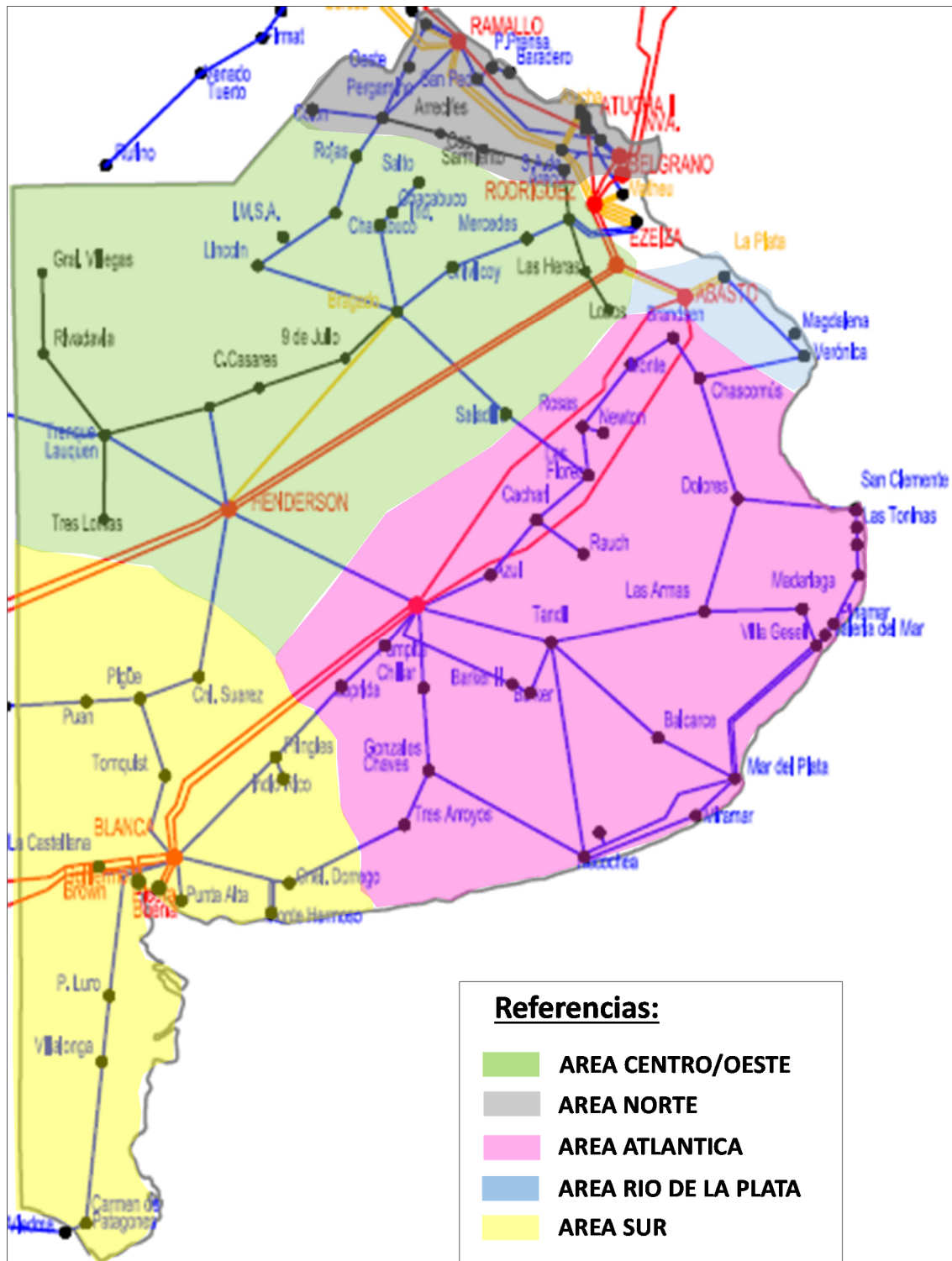
La zona centro-norte presenta gran parte de su demanda del tipo industrial, por lo que se mantiene prácticamente constante, y dependiendo de las características de las mismas pueden presentarse fluctuaciones en los valores de las tensiones de las barras a las cuales se encuentran vinculadas.

4.2. CARACTERÍSTICAS DE LA RED DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

El abastecimiento energético de la Provincia de Buenos Aires presenta una alta dependencia del despacho forzado de generación térmica distribuida de elevado costo operativo, fundamentalmente en las zonas norte, centro/oeste y atlántica.

Si bien en los últimos dos años a partir de las licitaciones realizadas en el marco de las Resoluciones SEE N°21/2016 y N°287/2017 se han instalado centrales de generación eléctrica de gran porte y alto rendimiento mediante turbinas turbo gas y de vapor vinculadas al Sistema de Transporte de 132 kV, es imprescindible el despacho de algunas de las centrales GEED y UGEEM a partir de combustible líquido (gas oil) para mantener los perfiles de tensión en barras del sistema en valores aceptables y evitar saturaciones de vínculos y transformadores de potencia AT/AT y AT/MT, en condiciones normales de operación.

FIGURA 1: Esquema geográfico PBA por zona



4.2.1. ZONA NORTE

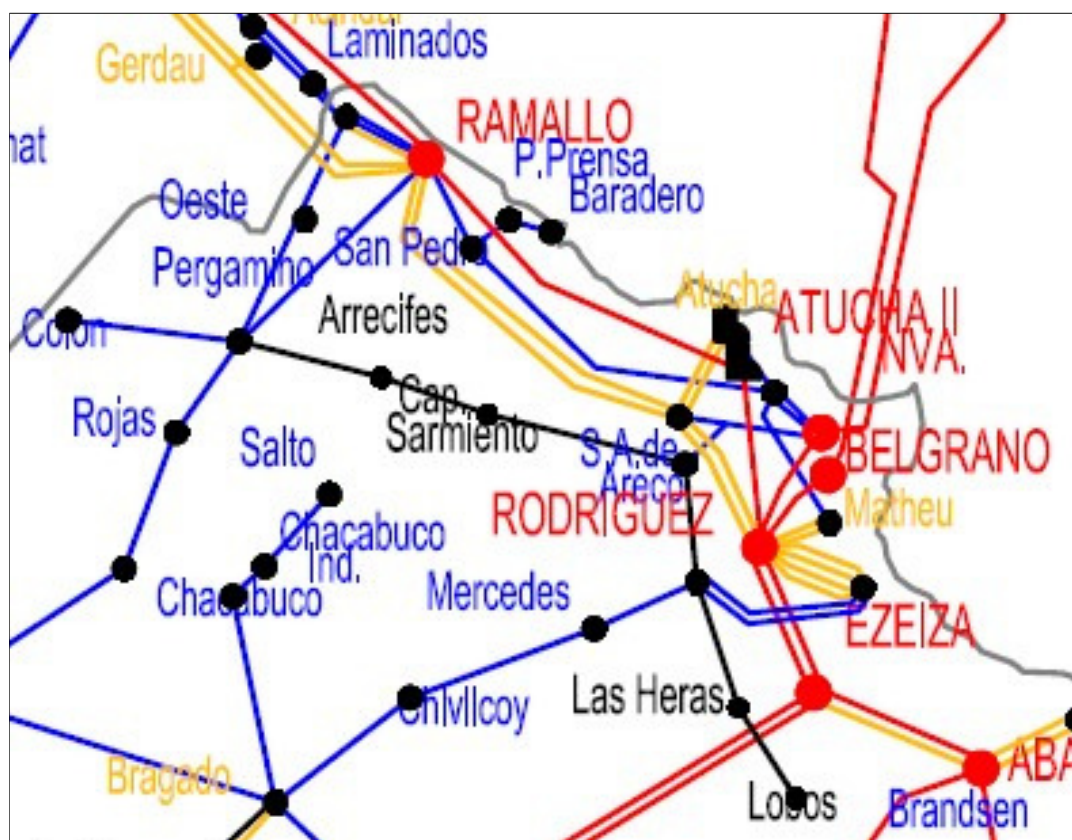
La zona norte de la provincia presenta una red de 132 kV bastante mallada y con líneas de corta longitud, aunque muchas operan al límite de su capacidad nominal por estar concebidas con conductor de 185/30 mm² Al-Ac, razón por la cual no soportan contingencias simples (N-1), aunque en escenarios de muy alta transferencia de demanda podrían presentarse saturaciones en condiciones de red completa.

No obstante, la entrada en servicio de las Centrales Térmicas Las Palmas (202 MW), San Pedro (103 MW) y Gral. Rojo (138 MW), brindan un apoyo importante al área.

En el nivel de 66 kV, el corredor Pergamino-Arrecifes-C. Sarmiento-S.A. de Areco presenta serios problemas de regulación de tensión operando abierto en C. Sarmiento salida S.A. de Areco, por lo que bajo esta condición operativa es necesario el aporte de las actuales centrales GEED Arrecifes y C. Sarmiento.

En cuanto a la capacidad de transformación de las Estaciones Transformadoras AT/MT dispuestas con dos transformadores de potencia, se observa que la mayoría no verifica la condición N-1 ante la indisponibilidad de una de las máquinas, ya sea por contingencia o mantenimiento programado de uno de los mismos.

FIGURA 2: Esquema geográfico zona NORTE



4.2.2. ZONA CENTRO/OESTE

El centro de la provincia se abastece principalmente del corredor de 220 kV Henderson-Bragado, el cual presenta problemas de regulación de tensión, alcanzando valores del orden de 0.90 en p.u. en el nodo 220 kV Bragado en condición operativa "N", considerando incluso el despacho de las nuevas centrales en servicio por Resolución SEE N°21/2016, y de las GEED Junín y Lincoln.

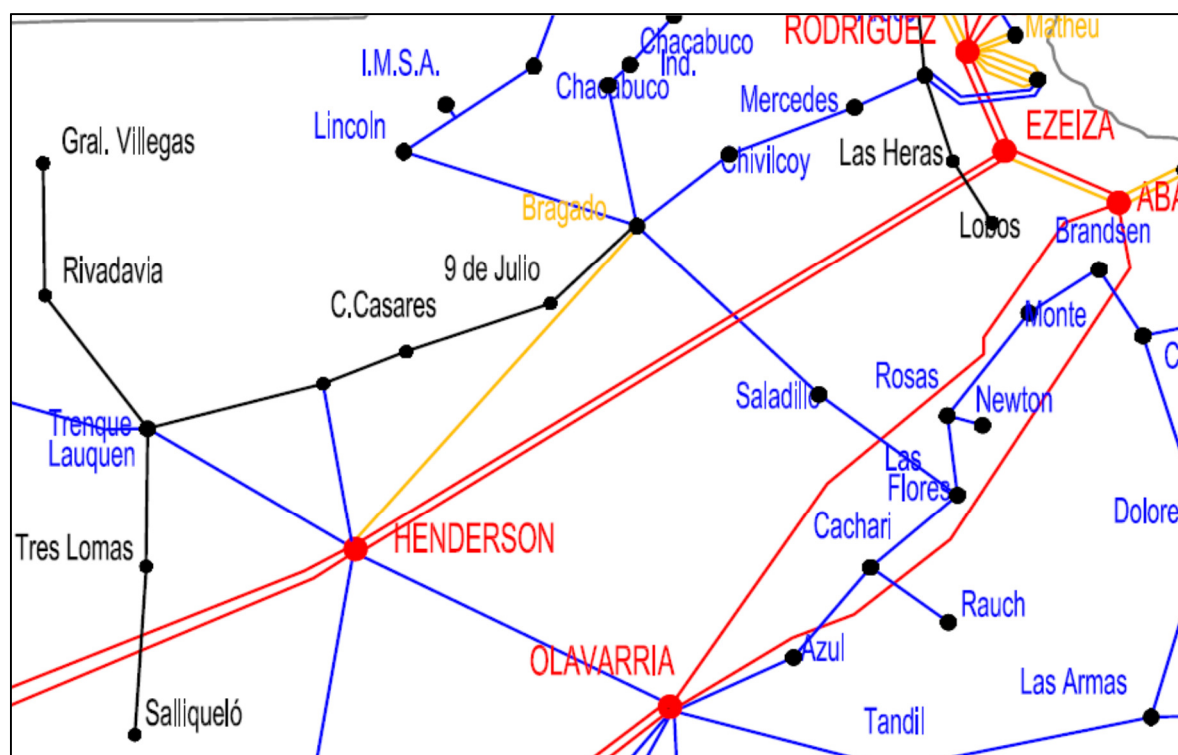
Con la entrada en servicio de la nueva Estación Transformadora Pehuajó 132/66/33/13,2 kV y la LAT 132 kV Henderson-Pehuajó fue desafectada la central GEED Pehuajó de 22,4 MW la cual estaba constituida por 16 motogeneradores diésel de 1,4 MW cada uno.

Por su parte, la regulación de tensión del corredor de 66 kV Luján-Las Heras-Lobos, se sostiene despachando la totalidad de la potencia disponible en la central GEED Lobos por 19,8 MW, quedando al límite, con valores de 0.92 en p.u. en la barra de 66 kV de la ET Lobos.

En cuanto a la región oeste, presenta una alimentación radial en 66 kV a partir del nodo Trenque Lauquen, por lo cual presenta cierta debilidad ante contingencias simples. Además depende del despacho forzado de generación térmica de la GEED Gral. Villegas a fines de regular tensión en el corredor T. Lauquen-Rivadavia-Gral. Villegas, problemática que se traslada hacia el sistema de subtransmisión de 33 kV conectado aguas abajo de las EETT Rivadavia y Gral. Villegas.

Asimismo, con la entrada en servicio de la Central Térmica Salto II la cual cuenta con un TG de 60 MW (Res. SEE N°21/2016), fue desafectada la Central GEED Salto de 22,5 MW, la cual estaba conformada por 16 motogeneradores diésel de 1,4 MW cada uno.

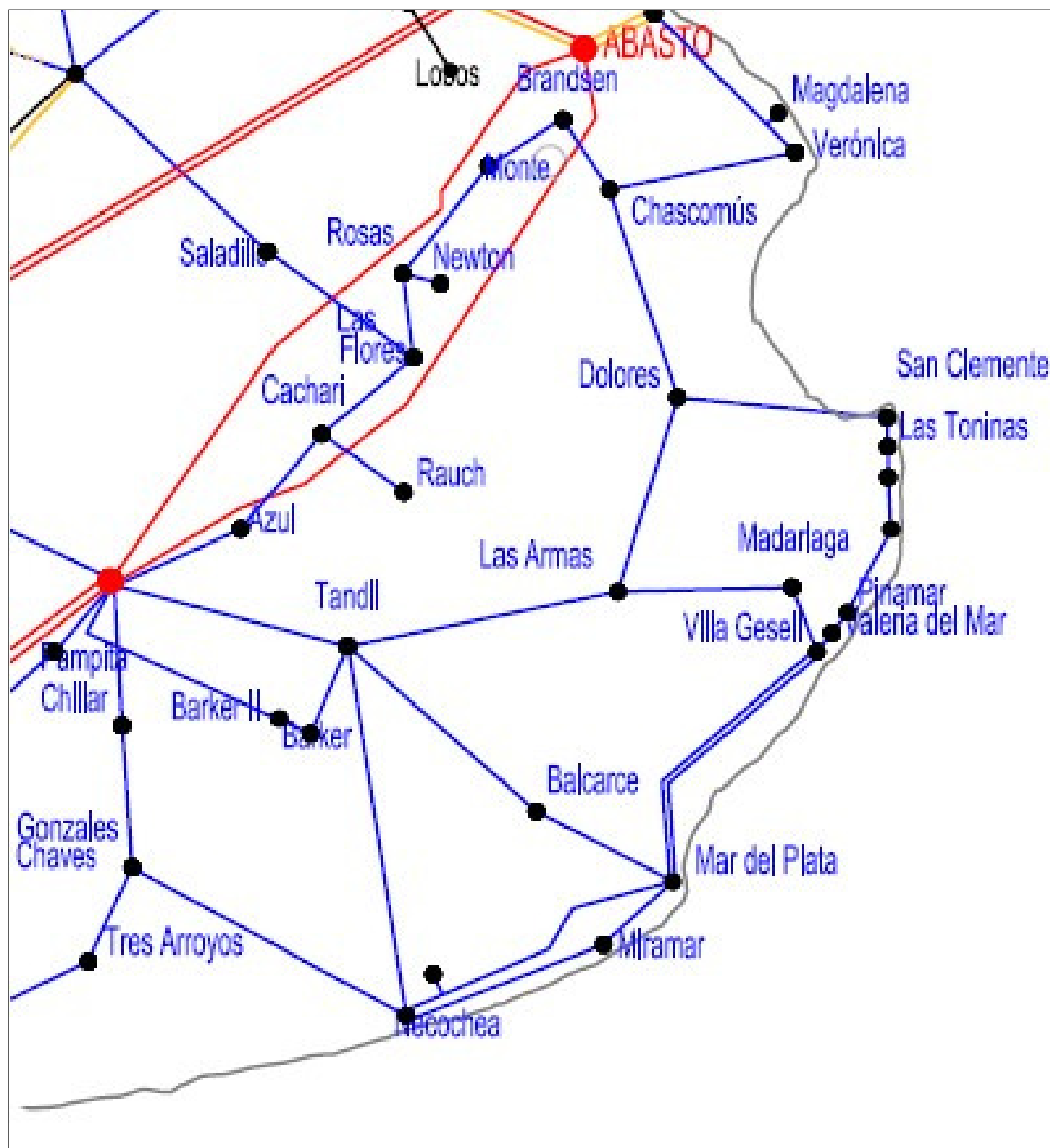
FIGURA 3: Esquema geográfico zona CENTRO/OESTE



4.2.3. ZONA ATLÁNTICA

La demanda del período estival de la zona atlántica es sostenida mediante el aporte de generación considerada como forzada, de modo de subsanar los problemas de saturación de instalaciones y regulación de tensión, fundamentalmente en la costa atlántica norte, dando lugar a una alta dependencia de la máxima disponibilidad de la generación forzada en la región.

FIGURA 4: Esquema geográfico zona ATLÁNTICA

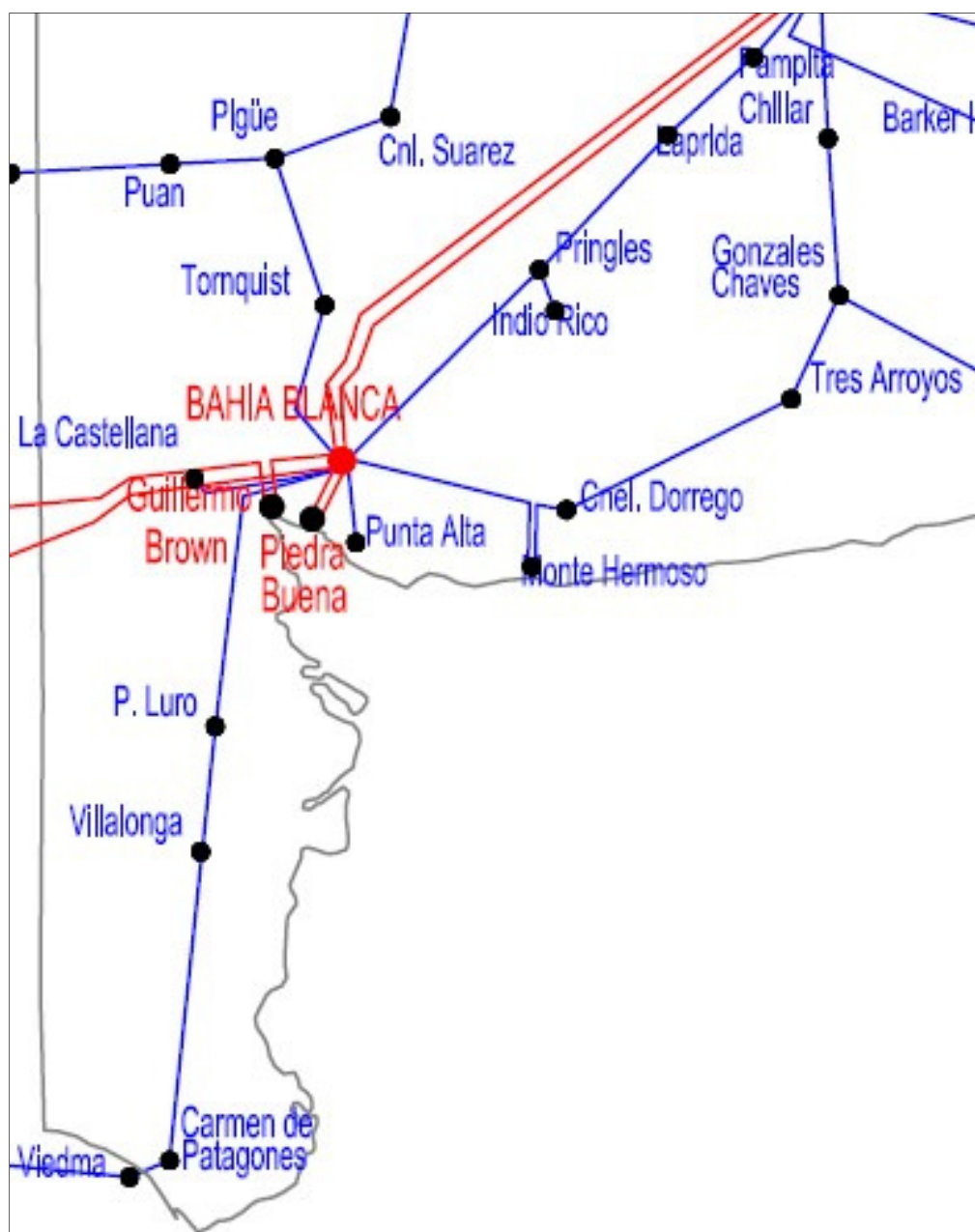


4.2.4. ZONA SUR

El sistema eléctrico de AT de la región no presenta tensiones de barra fuera de banda ni elementos sobrecargados.

La entrada en servicio de los Parques Eólicos (PE) “Mario Cebreiro” (antes llamado Corti) de 100 MW y “La Castellana” de 99 MW aportan potencia al nodo Bahía Blanca, contribuyendo a reducir la carga de los transformadores de 500/132 kV de la ET Bahía Blanca.

FIGURA 5: Esquema geográfico zona SUR



4.2.5. ZONA RÍO DE LA PLATA

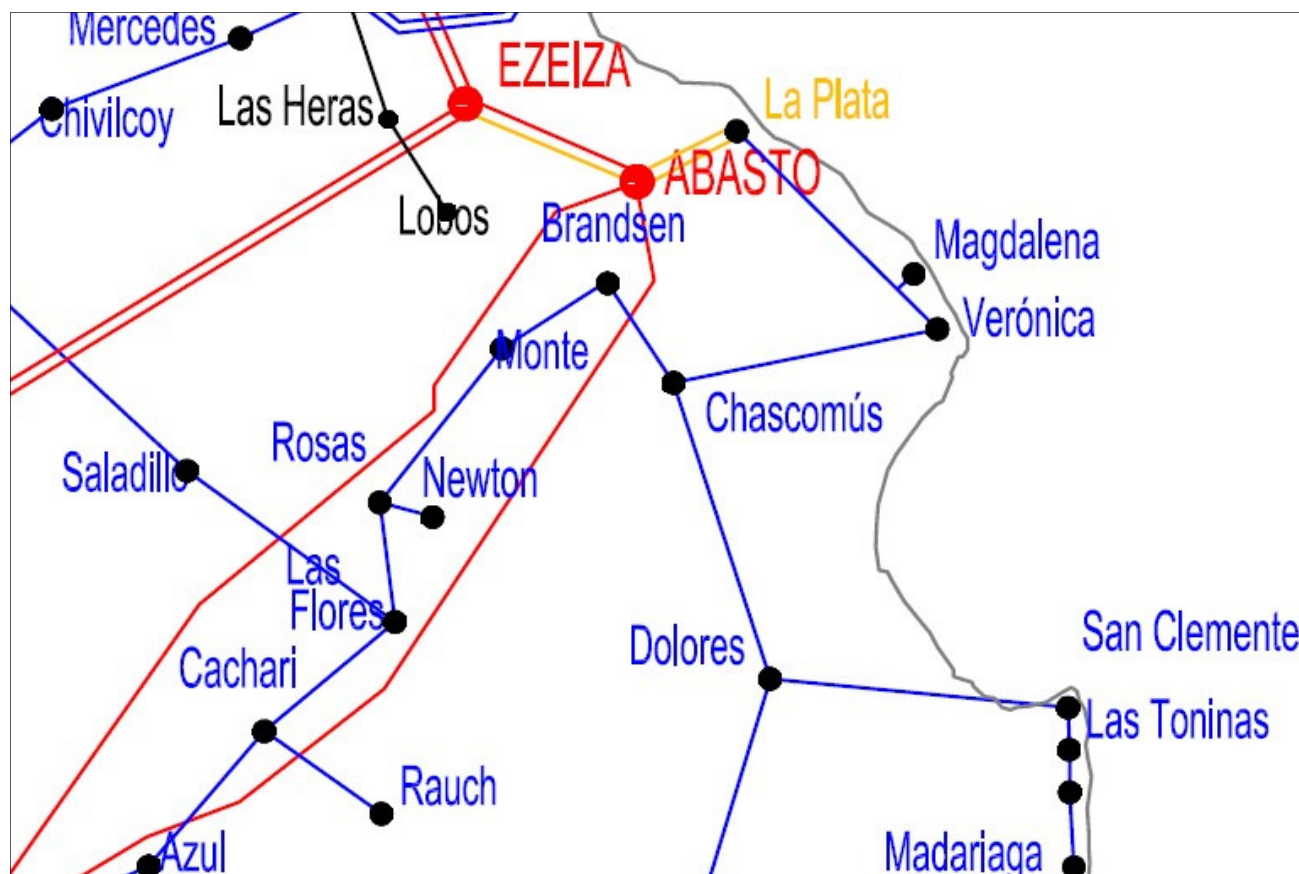
La zona Río de la Plata contempla el área de abastecimiento de EDELAP y de las Cooperativas Brandsen, Pipinas, Altamirano, Punta Indio y Jeppener.

La alimentación principal al Sistema de Alta Tensión se realiza a través del vínculo de 220 kV en doble terna entre la Estación Transformadora Abasto 500/220 kV (EDESUR) y la Estación Transformadora La Plata 220/132/13,2 kV (EDELAP), presentando en la actualidad una fuerte dependencia del mismo.

En líneas generales no se transgrede ningún límite de transporte, es decir, que no se registran tensiones fuera de la banda permitida ni sobrecargas en líneas o transformadores.

Por otra parte, cabe aclarar que en el área se encuentra instaladas las siguientes generadoras: Central Térmica Ensenada de Barragán (560 MW), La Plata Cogeneración LPC (120 MW), Central Dique (48 MW), Central Térmica GEED La Plata (40,4 MW) y la Central Térmica GEED Magdalena (25 MW), además de la UGEEM Brandsen (9,45 MW).

FIGURA 6: Esquema geográfico zona RÍO DE LA PLATA



ANEXO I

ESTUDIOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA EL CORTO Y MEDIANO PLAZO

A. DESARROLLO

En función de lo antes expuesto, se procedió a realizar un análisis técnico con el mayor detalle posible en función de los datos recabados de CAMMESA, TRANSBA y los Distribuidores Provinciales/Municipales.

A.i. BASE DE DATOS UTILIZADA

Para el desarrollo del correspondiente análisis técnico se tomaron como base los siguientes datos:

- Despacho de Energía (MWh) de las GEED y UGEEM, tomados de los informes mensuales de generación publicados por CAMMESA (Períodos 2016-2018) – Ver tablas del Anexo II.
- Datos de Potencia (MW-MVAr) y Tensiones (kV) de barras (13.2, 33, 66 y 132 kV) obtenidos del SCADA de TRANSBA (Períodos 2016-2018).
- Datos de Corriente (A) por salidas de línea de 13.2, 33 y 66 kV y Tensiones de barras (kV) obtenidos del SCADA de EDEN.
- Datos de Potencia (MW-MVAr) y Tensiones (kV) de barras (13.2, 33 y 132 kV) obtenidos del SCADA de EDELAP (Períodos 2016-2018).
- Base de datos en formato PSSE obtenidos de las Guías de Referencia de TRANSBA y EDELAP para el escenario Verano Pico 2018-2019.
- Avance de las obras ejecutadas o en ejecución, tanto en el Sistema de Transporte de 132 kV como de Subtransmisión de 33 kV.

A.ii. PREMISAS ADOPTADAS

A continuación se resumen las principales premisas adoptadas para el desarrollo del trabajo:

- El análisis únicamente considera el abastecimiento de energía en condición operativa “N”.
- Se adopta una tasa de crecimiento del 3% en potencia para los escenarios posteriores al verano pico 2018/2019.
- Se considera el pleno despacho de las centrales de Resolución SEE Nro. 21/2016, las cuales aportan al sistema de 132 kV.
- Se considera que, para la condición “N” se admita un nivel de tensión mínimo de 0.92 p.u. en barras de 132 kV y de 66 kV (*).

(*) Se adoptó dicho valor debido a que actualmente el Sistema Eléctrico por Distribución Troncal de 132 kV opera con tensiones fuera de la banda admisible conforme a lo establecido en el Anexo 16 de CAMMESA (+/-5%). No obstante, a medida que se produzca la entrada en servicio de las obras estructurales, se alcanzará el objetivo de entrar nuevamente en la banda admisible.

A.iii. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS

Se desarrollaron los estudios eléctricos básicos en estado estacionario de flujos de potencia.

Se utilizó para la realización de los mismos el software PSSE en su versión 32, y el escenario base de verano pico 2018-2019 se confeccionó a partir de los archivos .raw y .seq de las Guías de Referencia de TRANSBA 2018-2025 y EDELAP 2018-2022.

A.iv. ESCENARIOS DE ESTUDIO

Se simularon los siguientes escenarios de estudio, de acuerdo al siguiente detalle:

TABLA 6.: Escenarios de estudio Verano 2018/19

ARCHIVO	ESCENARIO	CONDICIÓN OPERATIVA	ESTADO	FIGURA
V19p_TBA_1825_DEBA-FREBA_SO.sav	Pico Verano 2018-19	N	Sin Obras	FIG.1-Centro-Norte
V19p_TBA_1825_DEBA-FREBA_SO.sav	Pico Verano 2018-19	N	Sin Obras	FIG.2-PO-AS-CT-AA 66 kV
V19p_TBA_1825_DEBA-FREBA_SO.sav	Pico Verano 2018-19	N	Sin Obras	FIG.3-Luján-Lobos 66 kV
V19p_TBA_1825_DEBA-FREBA_SO.sav	Pico Verano 2018-19	N	Sin Obras	FIG.4-Nodo Ramallo-V.Lia
V19p_TBA_1825_DEBA-FREBA_SO.sav	Pico Verano 2018-19	N	Sin Obras	FIG.5-Nodo Atucha-Campana
V19p_TBA_1825_DEBA-FREBA_SO.sav	Pico Verano 2018-19	N	Sin Obras	FIG.6-Sur
V19p_TBA_1825_DEBA-FREBA_SO.sav	Pico Verano 2018-19	N	Sin Obras	FIG. 7-Centro
V19p_TBA_1825_DEBA-FREBA_SO.sav	Pico Verano 2018-19	N	Sin Obras	FIG.8-Atlántica-Río de la Plata

TABLA 7.: Escenarios de estudio Verano 2019/20

ARCHIVO	ESCENARIO	CONDICIÓN OPERATIVA	ESTADO	FIGURA
V20p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2019-20	N	Con Obras	FIG.9-Centro-Norte
V20p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2019-20	N	Con Obras	FIG.10-PO-AS-CT-AA 66 kV
V20p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2019-20	N	Con Obras	FIG.11-Luján-Lobos 66 kV
V20p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2019-20	N	Con Obras	FIG.12-Nodo Ramallo-V.Lia
V20p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2019-20	N	Con Obras	FIG.13-Nodo Atucha-Campana
V20p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2019-20	N	Con Obras	FIG.14-Sur
V20p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2019-20	N	Con Obras	FIG. 15-Centro
V20p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2019-20	N	Con Obras	FIG.16-Atlántica-Río de la Plata

TABLA 8.: Escenarios de estudio Verano 2020/21

ARCHIVO	ESCENARIO	CONDICIÓN OPERATIVA	ESTADO	FIGURA
V21p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2020-21	N	Con Obras	FIG.17-Centro-Norte
V21p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2020-21	N	Con Obras	FIG.18-PO-AS-CT-AA 66 kV
V21p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2020-21	N	Con Obras	FIG.19-Luján-Lobos 66 kV
V21p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2020-21	N	Con Obras	FIG.20-Nodo Ramallo-V.Lia
V21p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2020-21	N	Con Obras	FIG.21-Nodo Atucha-Campana
V21p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2020-21	N	Con Obras	FIG.22-Sur
V21p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2020-21	N	Con Obras	FIG. 23-Centro
V21p_TBA_1825_DEBA-FREBA_CO.sav	Pico Verano 2020-21	N	Con Obras	FIG.24-Atlántica-Río de la Plata

B. ANALISIS PARA EL VERANO 2018/2019

B.i. OBRAS DE AMPLIACION CONSIDERADAS

Para este período se consideraron en servicio las siguientes obras de ampliación en el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de 132 kV:

TABLA 9.: Ampliaciones en el sistema de transporte para el verano 2018/2019

Descripción de la obra	Comentarios
Ampliación ET MIRAMAR (1era. Etapa): Contempla el reemplazo del transformador T1MR 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por una máquina de 30/20/30 MVA	Elimina la necesidad de mantener operativa la GEED Miramar (20 MW) para el Verano 2018/19. Hasta no finalizar la obra en su totalidad, la potencia del nuevo trafo quedará limitada en 11 MVA en 33 kV y 18 MVA en 13,2 kV.
Ampliación ET LINCOLN (1era. Etapa): Contempla el reemplazo de los transformadores T1LI y T2LI 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por dos máquinas de 30/20/30 MVA	Reduce la necesidad de despacho de la GEED Lincoln en 8 MW, la cual permanece operativa para regular tensión en barras de 132 kV. Hasta no finalizar la obra en su totalidad, la potencia del nuevo trafo quedará limitada en 11 MVA en 33 kV y 18 MVA en 13,2 kV.
Ampliación ET MAR DE AJÓ (1era. Etapa): Contempla el reemplazo del transformador T2MJ 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por una máquina de 30/10/30 MVA	Hasta no finalizar la obra en su totalidad, la potencia del nuevo trafo quedará limitada en 18,3 MVA en 13,2 kV.
Nueva ET Puan: Contempla la construcción de una nueva Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV de 2x30/30/20 MVA.	Elimina restricciones de demanda debido a los problemas de regulación de tensión del corredor de 33 kV Pigüe-Puan-Azopardo-Darregueria y Pigüe-Puan-Azopardo-17 de Agosto-Villa Iris-J. Arauz
Nueva ET Brandsen: Contempla la construcción de una nueva Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV de 1x30/30/20 MVA.	Mejora el abastecimiento eléctrico a la localidad de Brandsen.
Vinculación 132 kV Mar del Plata-Villa Gesell en doble terna (autorización provisoria del ENRE por el Ver. 2018-19, hasta la E/S de la ET Vivoratá 500/132 kV).	Mejora el perfil de tensión de las barras que conforman la red de transporte de 132 kV de la costa atlántica norte.

TABLA 10.: Generación Térmica considerada (Res. SEE N°21/2016)

Central Generadora	Potencia [MW]	Vinculación al SADI
GRAL. ROJO	138.00	Se vincula a través del seccionamiento de la LAT 132 kV San Nicolás – Pergamino mediante la nueva ET San Nicolás Oeste.
BRAGADO II	58.00	Se vincula a barras de 132 kV de la ET Bragado.
BRAGADO III	58.00	Se vincula a barras de 132 kV de la ET Bragado.
SALTO II	60.00	Se vincula a barras de 132 kV de la ET Salto.
LUJÁN II	127.00	Se vincula a barras de 132 kV de la ET Luján II.
SAN PEDRO	103.00	Se vincula a barras de 132 kV de la ET San Pedro.
LAS PALMAS	202.00	Se vincula a barras de 132 kV de la ET Las Palmas.
BARKER II	139.00	Se vincula a través del seccionamiento de la LAT 132 kV Olavarría – Barker mediante la nueva ET Barker II.
ING. WHITE (Piedrabuena)	100.00	Se vincula a barras de 132 kV de la ET Piedrabuena.
NUEVE DE JULIO (Mar del Plata)	88.00	Se vincula a barras de 132 kV de la ET Mar del Plata.

B.ii. RESULTADOS ESTUDIOS ELECTRICOS VERANO 2018/2019

En función de los estudios de flujos de potencia para el escenario de verano pico 2018-2019, se muestran a continuación los distintos reportes arrojados por el software PSSE.

a) Reporte control de tensión por barra:

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)
2104		HENDERSO		220.00	5	1.0507	231.15								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9200:

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	0.9007	198.16								

b) Reporte carga de líneas de transmisión:

OUTPUT FOR AREA 5 [BS.AS.]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)
CURRENT LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING:

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X												
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT	RATING	PERCENT
2268		LUJANBAL		132.00*	5	2270		LUJAN II		132.00	5	1	84.0	91.5	91.8	108.6	77.4
2308		PQBB. 1		132.00	5	2309		PROFERTI		132.00*	5	1	30.9	34.3	90.1	45.7	67.6
2366		SA ARECO		132.00*	5	2372		DCAM-VLI		132.00	5	1	36.1	34.3	105.3	91.5	39.5
																169.2	21.3

OUTPUT FOR AREA 3 [G.B.A.]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)
CURRENT LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING:

FROM BUS				TO BUS				RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT
3254	CBELLII1	132.00*	3	3480	TOLOSAII	132.00	3	2	73.6	80.0	92.0	80.0	92.0

c) Reporte carga de transformadores:

OUTPUT FOR AREA 5 [BS.AS.]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
MVA LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING:

FROM BUS				TO BUS				RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT
2210	BALCARCE	132.00*	5	3WNDTR	T2BL	WND	1	5	1	27.7	30.0	92.4	--
2214	BRAGADO1	132.00*	5	3WNDTR	T3BG	WND	1	5	1	19.1	20.0	95.5	20.0
2214	BRAGADO1	132.00*	5	3WNDTR	T4BG	WND	1	5	2	19.1	20.0	95.5	20.0
2216	BRAGADO2	132.00*	5	3WNDTR	T6BG	WND	1	5	1	13.8	15.0	92.1	--
2238	G.CHAVE1	132.00*	5	3WNDTR	T1GC	WND	1	5	1	9.3	10.0	92.8	--
2268	LUJANBA1	132.00*	5	3WNDTR	T1LJ	WND	1	5	1	36.8	40.0	92.0	--
2268	LUJANBA1	132.00*	5	3WNDTR	T2LJ	WND	1	5	1	37.1	40.0	92.7	--
2324	QUEQUEN	132.00*	5	3WNDTR	T1QU	WND	1	5	1	14.1	15.0	93.7	--
2346	TANDILL1	132.00*	5	3WNDTR	T3TD	WND	1	5	1	27.4	30.0	91.3	--
2378	TORNQUIS	132.00*	5	3WNDTR	T1TO	WND	1	5	1	13.7	15.0	91.3	15.0
2384	TONINAS1	132.00*	5	3WNDTR	T1LO	WND	1	5	1	30.2	30.0	100.8	--
2514	BRAGADO	66.000*	5	3WNDTR	T3BG	WND	2	5	1	18.8	20.0	94.1	20.0
2514	BRAGADO	66.000*	5	3WNDTR	T4BG	WND	2	5	2	18.8	20.0	94.1	20.0
223831	G.CHAVE1	33.000*	5	3WNDTR	T1GC	WND	2	5	1	9.0	10.0	90.3	--
224436	HENDERS1	33.000*	5	3WNDTR	T6HE	WND	2	5	1	18.5	20.0	92.3	20.0

OUTPUT FOR AREA 3 [G.B.A.]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
MVA LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING:

FROM BUS				TO BUS				RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT
3256	CBELLII2	132.00*	3	325691	BARRA13.2KV	13.200	3	1	38.7	40.0	96.7	40.0	96.7
3354	LP-II	132.00*	3	335494	BARRA13.2KV	13.200	3	4	36.4	40.0	90.9	40.0	90.9
3355	LP-I	132.00*	3	335595	BARRA13.2KV	13.200	3	5	37.5	40.0	93.9	40.0	93.9

d) Reporte generadores:

GEED

MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
2638	LOBOSDI	0.3800	1	19.8	5.2	14.9	-14.9	1.0500	19.5	0.9671	20.1			21	5
2641	LINCIDI01	0.4000	1	7.0	11.6	11.6	-5.8	1.0364	13.0	0.5183	19.2			21	5
2642	VGADDI01	0.4000	1	15.0	9.6	22.3	0.0	1.0400	17.1	0.8419	40.6			21	5
2652	JUNIDI01	0.3800	1	20.0	12.6	15.0	-5.0	1.0500	22.5	0.8453	26.2			23	5
2653	CSARDI01	0.4000	1	5.0	2.1	4.7	-2.3	1.0300	5.3	0.9236	7.8			23	5
3697	CTLAPLATA2	0.4000	2	5.6	4.2	4.2	-6.5	1.0206	6.9	0.8000	10.9			8	4
SUBSYSTEM TOTALS				72.4	45.3	72.6	-34.5				124.9				

UGEEM

MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
2504	3-LOMAS	66.000	1	1.4	1.0	1.0	-1.0	0.9605	1.8*	0.8000	100.0			21	5
221931	BARRA33KV	33.000	1	9.5	0.9	7.1	-7.1	1.0000	9.5	0.9952	100.0			8	3
224436	HENDERS1	33.000	1	3.8	-3.0	3.2	-3.2	1.0000	4.8	0.7865	100.0			1	5
251592	9JULBA1	13.200	1	2.8	-1.2	5.2	-5.2	1.0000	3.1	0.9179	8.8			1	5
251834	CCASARES	33.000	1	1.4	0.9	1.0	-105.0	1.0000	1.7	0.8347	100.0			1	5
SUBSYSTEM TOTALS				18.9	-1.3	17.7	-121.6				408.8				

RES. SEE N#220

MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
2654	BRAG TGS	11.500	1	22.0	7.1	11.2	-8.4	1.0500	22.0	0.9511	28.0			21	5
2654	BRAG TGS	11.500	2	22.0	7.1	11.2	-8.4	1.0500	22.0	0.9511	28.0			21	5
2656	ARMATG03	11.500	1	20.0	14.5	15.4	-7.0	1.0500	23.5	0.8090	28.0			22	5
2683	PINTG7-8	13.200	7	4.0	0.2	3.6	-2.8	1.0180	3.9	0.9993	6.2			22	5
2683	PINTG7-8	13.200	8	4.0	0.2	3.6	-2.8	1.0180	3.9	0.9993	6.2			22	5
2684	PINATG09	11.000	9	4.5	0.1	4.0	-2.0	1.0200	4.4	0.9999	6.9			22	5
2685	PINATG10	11.000	10	4.5	-0.1	4.0	-2.0	1.0200	4.4	0.9999	6.9			22	5
2698	OLAVATG12	11.500	1	20.0	15.0	15.0	-8.0	1.0383	24.1*	0.8000	24.0			22	5
2698	OLAVATG12	11.500	2	20.0	15.0	15.0	-8.0	1.0383	24.1*	0.8000	24.0			22	5
225691	LASARMAS	13.200	1	4.5	2.6	4.0	-3.7	1.0470	5.0	0.8651	6.9			22	5
225691	LASARMAS	13.200	2	4.5	2.6	4.0	-3.7	1.0470	5.0	0.8651	6.9			22	5
SUBSYSTEM TOTALS				130.0	64.3	91.0	-56.8				172.0				

RES. SEE N#21

MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
2600	ROJOTG01	11.500	1	40.0	26.7	33.0	-16.5	1.0500	45.8	0.8320	65.5			23	5
2618	ROJOTG02	11.500	2	40.0	26.7	33.0	-16.5	1.0500	45.8	0.8320	65.5			23	5
2619	ROJOTG03	11.500	3	40.0	26.7	33.0	-16.5	1.0500	45.8	0.8320	65.5			23	5
2628	MDPATG23	11.500	23	40.0	35.0	40.0	-21.0	1.0500	50.6	0.7527	63.5			22	5
2631	MDPATG24	11.500	24	40.0	34.9	40.0	-21.0	1.0500	50.6	0.7532	63.5			22	5

2632 LUJBTG01	11.500 1	63.5	40.2	41.2	-23.3	1.0500	71.6	0.8452	77.7	21	5
2633 LUJBTG02	11.500 2	63.5	40.2	41.2	-23.3	1.0500	71.6	0.8452	77.7	21	5
2634 BRA2	11.500 3	29.0	16.5	16.5	-7.5	1.0575	31.6	0.8692	32.7	21	5
2634 BRA2	11.500 4	29.0	16.5	16.5	-7.5	1.0575	31.6	0.8692	32.7	21	5
2639 BRA3	11.500 5	20.0	16.5	16.5	-7.5	1.0597	24.5	0.7714	32.7	21	5
2639 BRA3	11.500 6	20.0	16.5	16.5	-7.5	1.0597	24.5	0.7714	32.7	21	5
2643 SAL2TG01	11.500 1	60.0	22.9	29.4	-19.0	1.0500	61.2	0.9340	66.8	21	5
2645 PEDRTG01	11.500 1	20.0	8.9	27.0	-20.0	1.0200	21.4	0.9142	65.9	23	5
2646 ZARATG01	11.500 1	50.5	6.0	27.0	-20.0	1.0200	49.9	0.9930	65.9	23	5
2647 ZARATG02	11.500 2	50.5	6.0	27.0	-20.0	1.0200	49.9	0.9930	65.9	23	5
2655 PEDRTG02	11.500 2	20.0	8.9	27.0	-20.0	1.0200	21.4	0.9142	65.9	23	5
2664 ZARATG03	11.500 3	50.5	6.0	27.0	-20.0	1.0200	49.9	0.9930	65.9	23	5
2665 ZARATG04	11.500 4	50.5	6.0	27.0	-20.0	1.0200	49.9	0.9930	65.9	23	5
2701 CT BARKER	10.500 1	70.0	25.3	89.3	-69.1	1.0400	71.6	0.9405	184.5	22	5
SUBSYSTEM TOTALS		797.0	386.2	608.0	-376.2				1256.2		

Comentarios de los reportes

Zona Norte:

No se observan problemas de regulación de tensión en las barras del sistema de transmisión de la región norte.

Por otra parte, se observan transformadores de corriente asociados a determinados vínculos de transmisión que presentan una carga elevada respecto a su capacidad nominal, como el vínculo de 132 kV Luján – Luján II (TI destino de 400 A) y una leve sobrecarga en el TI de origen de 150 A del vínculo entre la ET S.A. de Areco y la derivación en T Villa Lía/Campana (**Ver Figura 3-ANEXO II**).

Respecto al corredor de 66 kV Pergamino-Arrecifes-C. Sarmiento-S.A. de Areco, se adoptó una nueva configuración para la operación normal (N) del mismo, con el objeto de minimizar el despacho de la generación forzada en el nodo, siendo la misma la siguiente:

“Demanda de nodo Arrecifes desde ET Pergamino, operando el corredor abierto en ET Arrecifes salida de línea a C. Sarmiento. La demanda de C. Sarmiento en 13,2 kV y uno de los transformadores 33/13,2 kV de C. de Areco desde S.A. de Areco a través del autotransformador 132/66 kV T3AA; y la demanda del segundo transformador de C. de Areco desde el transformador T4AA de 132/33/13,2 kV. De esta manera, puede prescindirse de la GEED Arrecifes (15 MW), pero deberá mantenerse operativa la GEED de C. Sarmiento (5 MW)” (**Ver Figura 2-ANEXO II**).

Es importante remarcar que dicha configuración deberá ser planteada y consensuada desde la Provincia (DEBA/FREBA) a TRANSBA y CAMMESA.

En cuanto a los transformadores de potencia de AT/MT, los TRs T1LJ y T2LJ de la ET Luján, presentan una carga que supera levemente el 90%, aunque uno de los dos transformadores de la ET Luján Dos se muestra descargado, por lo que se supone que con obras de vinculación en media tensión en los niveles de 33 y 13,2 kV, podría transferirse demanda de una estación a otra.

Asimismo, no se consideró necesario el despacho de la Central GEED Colón (15,3 MW).

Zona Centro:

La potencia transmitida por el corredor de 220 kV Henderson-Bragado es 182,9 MVA (163,6 MW), un 33% por encima de la potencia natural de la línea, siendo la tensión del nodo Bragado de 0.9 en p.u. saliendo con una tensión en la barra de la ET Henderson del 1.05 en p.u. (**Ver Figura 7-ANEXO II**).

No obstante, considerado el despacho de generación térmica en la zona dado por el aporte de las centrales generadoras incorporadas por Resolución SEE N°21/2016 (Gral. Rojo, Bragado II y III, Salto II y Luján II), más la generación plena de la GEED Junín (20 MW) y despacho parcial de la GEED Lincoln (7 MW), las tensiones en los corredores de 132 kV Bragado – Pergamino y Bragado – Luján se mantienen en banda.

Por otra parte, en la ET Bragado, los autotransformadores 132/66 kV de 20 MVA (T3BG y T4BG), presentan una carga elevada, considerando incluso la inyección de potencia desde el nodo de 132 kV Pehuajó, por lo que deberán mantenerse operativas las UGEEM emplazadas en Nueve de Julio y Carlos Casares, pero con una menor potencia instalada de 2,8 MW y 1,4 MW, respectivamente. Asimismo, el transformador T6HE de la ET Henderson 132/33/13,2 kV, presenta una carga elevada, siendo el limitante el devanado de 33 kV de 20 MVA, aunque se cuenta con el apoyo de generación móvil distribuida en Bolívar (3,8 MW), Henderson (1,7 MW) y Daireaux (2,4 MW), instaladas en el Sistema de 33 kV aguas abajo.

El nodo Lobos, abastecido en forma radial desde el corredor de 66 kV Luján – Las Heras – Lobos, presenta una alta dependencia de la GEED Lobos considerando el máximo despacho de la Central en 19,8 MW, logrando una regulación de tensión aceptable y evitando la sobrecarga de los autotransformadores de 132/66 kV de 15 MVA de la ET Luján (T3LJ y T4LJ) (**Ver Figura 3-ANEXO II**).

Por otra parte, se observa que los transformadores de corriente asociados al tramo Luján – Las Heras del corredor de 66 kV (TI destino 200 A) que vincula al nodo Lobos, se encuentran al límite de su capacidad nominal.

Asimismo, no se consideraron los despachos de las Centrales GEED Pehuajó (22,4 MW) y Salto (22,5 MW), dado que las mismas han sido desafectadas.

Zona Oeste:

No se observan elementos sobrecargados ni problemas de regulación de tensión de tensión, dejando en evidencia que la entrada en servicio del nuevo vínculo de 132 kV Henderson-Pehuajó y la Nueva ET Pehuajó 132/66/33/13,2 kV presenta un impacto positivo aunque no suficiente, quedando el abastecimiento con una alta dependencia del aporte de generación de la CT Gral. Villegas, aunque reduciendo la misma en 15 MW.

Por su parte la central UGEEM CASBAS (1,4 MW) y el aporte de generación local instalado en la red de la Distribuidora EDEN en Tres Lomas (1,1 MW), contribuyen a la regulación de tensión en el sistema de subtransmisión, y por consiguiente aguas arriba en el nodo de 132 kV Trenque Lauquen.

Zona Atlántica:

Con el objeto de mantener los valores de tensión dentro de valores aceptables en el corredor de 132 kV Bragado–Chascomús ($U \geq 0.92$ p.u.), deberá mantenerse operativa con su máximo despacho (9,5 MW) la UGEEM Brandsen (**Ver Figura 8 -ANEXO II**).

Por su parte, la regulación de tensión en la zona de la costa atlántica norte se sostiene considerando la máxima disponibilidad en el despacho de las centrales turbogas de la Resolución SEE N°220 instaladas en Las Armas, Pinamar y Villa Gesell, observándose el impacto positivo de la entrada en servicio de la vinculación en 132 kV en doble terna entre Mar del Plata y Villa Gesell.

En cuanto a la central GEED Magdalena de 25 MW instalados, puede desafectarse en su totalidad.

En cuanto a la carga de los transformadores de potencia de las distintas Estaciones Transformadoras, se observa que en Las Toninas el TR T1LO de 30/30/20 MVA de 132/33/13,2 kV presenta una leve sobrecarga, mientras que los transformadores de potencia de las siguientes Estaciones Transformadoras presentan carga elevada:

- ET Quequén el TR T1QU de 15/10/15 MVA-132/33/13,2 kV.
- ET González Chavéz el TR T1GC de 132/33/13,2 kV de 10/10/3,3 MVA.
- ET Balcarce el TR T2BL de 30/30/20- 132/33/13,2 kV.
- ET Tandil el TR T3TD de 132/33/13,2 kV de 30/30/20 MVA.

Zona Sur:

En la región sur no existen problemas de regulación de tensión en el nivel de 132 kV.

En lo que respecta a la carga de los transformadores de potencia, solo se observa que el transformador T1TO de la Estación Transformadora Tornquist de 15/10/15 de 132/33/13,2 kV presenta una carga 91,3%, considerando la transferencia de demanda de 1,5 MVA hacia ET Norte Dos a través de un vínculo de 33 kV, razón por la cual no se consideró necesario el despacho de la UGEEM de Tornquist de 5,6 MW.

En cuanto a las centrales UGEEM emplazadas en Guaminí (5,6 MW) y Puan (1,4 MW), no se consideró necesario su despacho, considerando en servicio la nueva Estación Transformadora Puan de 2x30/30/20 MVA de 132/33/13,2 kV, obra la cual descarga los transformadores de potencia de la ET Pigüe.

Zona Río de la Plata:

En el área Río de la Plata, no se observan problemas de regulación de tensión en ninguna barra del sistema de transmisión de 132 y 220 kV.

En cuanto a la carga de los transformadores de potencia de las distintas Estaciones Transformadoras, se observa que en los TRs de la ET La Plata de 40 MVA y 132/13,2 kV, presentan una leve saturación, la cual puede evitarse considerando un despacho mínimo de la central GEED La Plata, o bien realizando transferencias de demanda hacia otra Estación Transformadora vecina a través de la red de media tensión de 13,2 kV. La misma situación ocurre con el TRN°1 de la ET City Bell, el cual alcanza una carga del 97%, pudiéndose transferir demanda en media tensión hacia una ET aledaña.

Por su parte, el vínculo de 132 kV Tolosa-City Bell constituido con cable armado subterráneo refrigerado en aceite, presenta una elevada carga, superior al 90% respecto al límite térmico del mismo, considerando oportuno aclarar que este vínculo presenta una importante degradación en su aislación debido a su antigüedad.

En cuanto a la central GEED La Plata, la misma operativa con un despacho mínimo de 5,6 MW de los 40,4 MW instalados.

C. ANALISIS PARA EL VERANO 2019/2020

C.i. OBRAS DE AMPLIACION CONSIDERADAS

Para este período se consideraron en servicio las siguientes obras de ampliación en el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de 132 kV:

TABLA 11.: Ampliaciones en el sistema de transporte para el verano 2019/2020

Descripción de la obra	Comentarios
Ampliación ET IMSA (Junín): Contempla la instalación de un segundo transformador de potencia (T2IM) de 15/10/15 MVA-132/33/13,2 kV y campos asociados, y la construcción de barras de 33 kV.	Permite aliviar la carga de los transformadores de la ET Junín, transfiriendo demanda a través de las redes de 13,2 y 33 kV mediante la ejecución de obras estructurales, hacia la ET IMSA.
Nueva ET "25 de Mayo" de 2x300 MVA - 500/132 kV y el seccionamiento de la línea de 132 kV Bragado - Saladillo y construcción LAT 132 kV Doble Terna de 4,5 km de longitud.	Obra fundamental para el abastecimiento en el área centro de la Provincia de Bs. As. a causa de las limitaciones que presenta el vínculo de 220 kV Henderson - Bragado, solucionando en gran parte los problemas de regulación de tensión en los corredores de 132 kV asociados al nodo Bragado.
Ampliación ET MIRAMAR (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de equipos existentes.	Permite la explotación al máximo de los 60 MVA instalados en la Estación Transformadora, permitiendo cubrir el de la demanda y mejorar el abastecimiento a la red de Subtransmisión de 33 kV mediante el desarrollo la misma.
Ampliación ET LINCOLN (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de equipos existentes.	Permite la explotación al máximo de los 60 MVA instalados en la Estación Transformadora, permitiendo cubrir el de la demanda y mejorar el abastecimiento a la red de Subtransmisión de 33 kV mediante el desarrollo la misma.
Ampliación ET MAR DE AJÓ (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de equipos existentes.	Permite la explotación al máximo de los 60 MVA instalados en la Estación Transformadora, permitiendo cubrir el de la demanda y mejorar el abastecimiento a la red de Subtransmisión de 33 kV mediante el desarrollo la misma.
Nueva ET Tandil Industrial: Contempla la construcción de una nueva Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA.	Permite transferir demanda desde la ET Tandil a la nueva ET, descargando así los transformadores de potencia de la ET actual.
Ampliación ET La Plata: Instalación de un tercer transformador de potencia de 132/13,2 kV de 40 MVA	Mejora el abastecimiento eléctrico a la localidad de Melchor Romero y barrio Malvinas.
Ampliación ET City Bell: Instalación de un tercer transformador de potencia de 132/13,2 kV de 40 MVA	Mejora el abastecimiento eléctrico a las localidades de City Bell, Arturo Seguí, Gonnet y Villa Elisa.
Ampliación ET Las Toninas: Instalación de un segundo transformador de potencia de 30/30/20 MVA.	Mejora el abastecimiento eléctrico a las localidades de Las Toninas y Santa Teresita.
Ampliación ET Balcarce: Reemplazo del T1BL de 15/10/15 MVA por uno de 30/30/20 MVA.	Mejora el abastecimiento eléctrico de la localidad de Balcarce.

TABLA 12.: Ampliaciones en el sistema de transporte para el verano 2019/2020 (continuación)

Descripción de la obra	Comentarios
Ampliación ET Tornquist: Reemplazo del transformador T1TO por una máquina de 30/30/20 MVA o Instalar 2do Transformador de 15/10/15 MVA.	Mejora el abastecimiento eléctrico de la localidad de Tornquist.
Ampliación ET Gonzales Chavés: Reemplazo del transformador T1GC de 10/10/3,3 MVA por uno de 15/10/15 MVA.	Mejora el abastecimiento eléctrico a las localidades de Gonzales Chavés, De La Garma, San Cayetano y Benito Juárez.

Además deberán considerarse el reemplazo de los siguientes transformadores de corriente asociados a vínculos de transporte:

- LAT 132 kV Luján Dos-Luján (1LDLJ1): TI Destino de 400 A, a reemplazar unidades de 600 A.
- LAT 132 kV S.A. de Areco-"T" a Campana-Villa Lía (1AATE1): TI Origen de 150 A, a reemplazar por unidades de 600 A.
- LAT 66 kV Luján-Las Heras: TI Destino de 200 A, a reemplazar por uno de 300 A.

TABLA 13.: Generación Térmica considerada (Resolución SEE N°287/2017)

Central Generadora	Potencia [MW]	Vinculación al SADI
GRAL. ROJO	104.00	Se vincula a través del seccionamiento de la LAT 132 kV San Nicolás – Pergamino mediante la nueva ET San Nicolás Oeste.
SAN PEDRO	105.00	Se vincula a barras de 132 kV de la ET San Pedro.
BARKER II	105.00	Se vincula a través del seccionamiento de la LAT 132 kV Olavarría – Barker mediante la nueva ET Barker II.

C.ii. RESULTADOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS ESCENARIO VERANO 2019/2020

En función de los estudios de flujos de potencia para el escenario de verano pico 2019-2020, se muestran a continuación los distintos reportes arrojados por el software PSSE.

a) Reporte control de tensión por barra:

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)
2244		HENDERS1		132.00	5	1.0500	138.60	2245		HENDERS2		132.00	5	1.0500	138.60

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9200:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2538		LOBOS 66		66.000	5	0.9192	60.670								

RES. SEE N#220

MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING																	
2654	BRAG	TGS		11.500	1	22.0	4.3	11.2	-8.4	1.0500	21.3	0.9818	28.0			21	5
2654	BRAG	TGS		11.500	2	22.0	4.3	11.2	-8.4	1.0500	21.3	0.9818	28.0			21	5
2656	ARMATG03			11.500	1	20.0	15.4	15.4	-7.0	1.0455	24.1	0.7923	28.0			22	5
2683	PINTG7-8			13.200	7	4.0	0.4	3.6	-2.8	1.0180	3.9	0.9959	6.2			22	5
2683	PINTG7-8			13.200	8	4.0	0.4	3.6	-2.8	1.0180	3.9	0.9959	6.2			22	5
2684	PINATG09			11.000	9	4.5	0.2	4.0	-2.0	1.0200	4.4	0.9988	6.9			22	5
2685	PINATG10			11.000	10	4.5	0.5	4.0	-2.0	1.0200	4.4	0.9936	6.9			22	5
2698	OLAVATG12			11.500	1	20.0	15.0	15.0	-8.0	1.0411	24.0*	0.8000	24.0			22	5
2698	OLAVATG12			11.500	2	20.0	15.0	15.0	-8.0	1.0411	24.0*	0.8000	24.0			22	5
225691	LASARMAS			13.200	1	4.5	2.9	4.0	-3.7	1.0470	5.1	0.8430	6.9			22	5
225691	LASARMAS			13.200	2	4.5	2.9	4.0	-3.7	1.0470	5.1	0.8430	6.9			22	5
SUBSYSTEM TOTALS						130.0	61.1	91.0	-56.8				172.0				

RES. SEE N#21

MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING																	
2600	ROJOTG01			11.500	1	40.0	19.6	33.0	-16.5	1.0500	42.4	0.8976	65.5			23	5
2618	ROJOTG02			11.500	2	40.0	19.6	33.0	-16.5	1.0500	42.4	0.8976	65.5			23	5
2619	ROJOTG03			11.500	3	40.0	19.6	33.0	-16.5	1.0500	42.4	0.8976	65.5			23	5
2628	MDPATG23			11.500	23	40.0	37.2	40.0	-21.0	1.0500	52.0	0.7326	63.5			22	5
2631	MDPATG24			11.500	24	40.0	37.1	40.0	-21.0	1.0500	52.0	0.7330	63.5			22	5
2632	LUJBTG01			11.500	1	63.5	41.2	41.2	-23.3	1.0500	72.1	0.8392	77.7			21	5
2633	LUJBTG02			11.500	2	63.5	41.2	41.2	-23.3	1.0500	72.1	0.8392	77.7			21	5
2634	BRA2			11.500	3	29.0	16.5	16.5	-7.5	1.0665	31.3	0.8692	32.7			21	5
2634	BRA2			11.500	4	29.0	16.5	16.5	-7.5	1.0665	31.3	0.8692	32.7			21	5
2639	BRA3			11.500	5	20.0	16.5	16.5	-7.5	1.0686	24.3	0.7714	32.7			21	5
2639	BRA3			11.500	6	20.0	16.5	16.5	-7.5	1.0686	24.3	0.7714	32.7			21	5
2643	SAL2TG01			11.500	1	60.0	23.2	29.4	-19.0	1.0500	61.3	0.9327	66.8			21	5
2645	PEDRTG01			11.500	1	20.0	5.8	27.0	-20.0	1.0200	20.4	0.9606	65.9			23	5
2646	ZARATG01			11.500	1	50.5	4.1	27.0	-20.0	1.0200	49.7	0.9968	65.9			23	5
2647	ZARATG02			11.500	2	50.5	4.1	27.0	-20.0	1.0200	49.7	0.9968	65.9			23	5
2655	PEDRTG02			11.500	2	20.0	5.8	27.0	-20.0	1.0200	20.4	0.9606	65.9			23	5
2664	ZARATG03			11.500	3	50.5	4.1	27.0	-20.0	1.0200	49.7	0.9968	65.9			23	5
2665	ZARATG04			11.500	4	50.5	4.1	27.0	-20.0	1.0200	49.7	0.9968	65.9			23	5
2701	CT BARKER			10.500	1	70.0	29.0	89.3	-69.1	1.0400	72.8	0.9239	184.5			22	5
SUBSYSTEM TOTALS						797.0	361.5	608.0	-376.2				1256.2				

Comentarios de los reportes:

Zona Norte:

No se observan problemas de regulación de tensión en las barras del sistema de transmisión de la región norte, ni tampoco se presentan líneas de transmisión con carga elevada.

No obstante, en cuanto a los transformadores de potencia de AT/MT, los TRs T1LJ y T2LJ de la ET Luján, presentan una carga del 95% y 96%, respectivamente, aunque uno de los dos transformadores de la ET Luján Dos se muestra descargado, por lo que se supone que con obras de vinculación en media tensión en los niveles de 33 y 13,2 kV, podría transferirse demanda de una estación a otra.

Por su parte, los transformadores de potencia de las siguientes Estaciones Transformadoras presentan una carga levemente superior al 90%:

- ET San Pedro el TR T1SH de 15/10/15 MVA-132/33/13,2 kV.
- ET San Antonio de Areco el TR T4AA de 132/33/13,2 kV de 30/20/30 MVA.

Respecto a la generación distribuida, se mantiene la configuración del corredor de 66 kV Pergamino-Arrecifes-C. Sarmiento-S.A. de Areco, propuesta para el escenario anterior, prescindiéndose de la Central GEED Arrecifes (15 MW), manteniéndose el despacho de la GEED C.

Sarmiento (5 MW) ***(Ver Figura 2-ANEXO II).*** ***Es importante remarcar que dicha configuración deberá ser planteada y consensuada desde la Provincia (DEBA/FREBA) a TRANSBA y CAMMESA.***

Zona Centro:

La entrada en servicio de la ET 25 de Mayo 500/132 kV y el seccionamiento de la línea de 132 kV Bragado - Saladillo y su vinculación a barras de la nueva ET, descarga el vínculo de 220 kV Henderson – Bragado, mejorando el perfil de tensión en el nodo Bragado. No obstante, es necesario el despacho de las Centrales Generadoras Gral. Rojo, Bragado II y Bragado III, y de la GEED Junín en 20 MW, prescindiéndose del remanente de potencia de la GEED Lincoln (7MW) ***(Ver Figura 15 - ANEXO II).***

Los autotransformadores 132/66 kV de 20 MVA (T3BG y T4BG) de la ET Bragado, presentan una carga elevada del 94%, considerándose necesario incrementar la potencia instalada de la central UGEEM de Nueve de Julio a 9,8 MW y mantener operativa la UGEEM de Carlos Casares (Moctezuma) en 1,4 MW. Asimismo, el transformador T6BG de 132/33/13,2 kV presenta una carga del 95%, aunque podrían transferirse unos 3,5 MVA a través de la red de distribución de media tensión a la ET 66/13,2 kV operada y mantenida por EDEN, la cual para este período considerado, tendrá aumentada su capacidad de transformación en 5 MVA mediante el reemplazo de uno de los transformadores existentes. Por su parte, el transformador T6HE de la ET Henderson 132/33/13,2 kV, presenta una carga elevada, superior al 95%, siendo el limitante el devanado de 33 kV de 20 MVA, aunque se cuenta con el apoyo de generación móvil distribuida en Bolívar (3,8 MW), Henderson (1,7 MW) y Daireaux (2,4 MW), instaladas en el Sistema de 33 kV aguas abajo. En la ET Chivilcoy, el transformador T1CI de 132/33/13,2 kV, presenta una carga levemente superior al 90%.

El nodo Lobos, se sostiene con el despacho pleno de la central GEED Lobos de 19,8 MW, evitando la sobrecarga de los autotransformadores de 132/66 kV de la ET Luján y manteniendo la tensión en barras de 66 kV de la ET Lobos en 0.92 en p.u. ***(Ver Figura 11 -ANEXO II).***

Zona Oeste:

No se observan elementos sobrecargados ni problemas de regulación de tensión de tensión.

Sin embargo, el abastecimiento energético de la región presenta aún cierta dependencia del despacho forzado de generación distribuida, siendo necesario el despacho de la central GEED Gral. Villegas (15 MW) y de la UGEEM CASBAS (1,4 MW), más la contribución de generación local en Tres Lomas (1,1 MW).

Zona Atlántica:

La entrada en servicio de la ET 25 de Mayo 500/132 kV tiene un impacto positivo hacia la zona atlántica, debido al aporte de potencia hacia el nodo Las Flores desde el vínculo de 132 kV entre 25

de Mayo y Saladillo. No obstante, sin considerar el despacho forzado de la UGEEM Brandsen (9,5 MW), la demanda de la ET Brandsen 132 kV queda restringida en 7,2 MW, de modo de cumplir con el 0,92 p.u de la tensión en 132 kV (**Ver Figura 16 -ANEXO II**).

Sin embargo, la regulación de tensión en la zona de la costa atlántica norte se sostiene considerando la máxima disponibilidad en el despacho de las centrales turbogas de la Resolución SEE N°220 instaladas en Las Armas, Pinamar y Villa Gesell, y en la entrada en servicio de la vinculación en 132 kV en doble terna entre Mar del Plata y Villa Gesell.

En cuanto a la carga de los transformadores de potencia de las distintas Estaciones Transformadoras, se observa que en Quequén el TR T1QU de 15/10/15 MVA de 132/33/13,2 kV presenta una carga del 97%, mientras que el transformador T1VG de la ET Villa Gesell alcanza una carga del 93%.

Zona Sur:

No se transgreden los límites de transporte, es decir, no existen elementos sobrecargados ni problemas de regulación de tensión.

Zona Río de la Plata:

No se observan problemas de regulación de tensión en ninguna barra del sistema de transmisión de 132 y 220 kV.

El vínculo de 132 kV Tolosa-City Bell presenta una elevada carga, del 95% respecto al límite térmico del mismo.

En cuanto a la central GEED La Plata, puede prescindirse del despacho mínimo de 5,6 MW.

D. ANALISIS PARA EL VERANO 2020/2021

D.i. OBRAS DE AMPLIACION CONSIDERADAS

Para este período se consideraron en servicio las siguientes obras de ampliación en el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de 132 kV:

TABLA 14.: Ampliaciones en el sistema de transporte para el verano 2020/2021

Descripción de la obra	Comentarios
Nueva ET General Villegas 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y LAT 132 kV Pehuajó - Gral. Villegas de 140 km.	Mejora el abastecimiento de la localidad de Gral. Villegas y localidades aledañas abastecidas del sistema de 33 kV, eliminando la dependencia del despacho forzado de la generación distribuida en el nodo.
Nueva ET Bolívar 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y seccionamiento de la línea de 132 kV Henderson - Olavarría y nueva LAT 132 kV doble terna de 45 km hacia la nueva ET Bolívar.	Mejora sustancialmente el abastecimiento a la localidad de Bolívar, actualmente sostenido por el despacho forzado de generación distribuida local. Descarga los transformadores de 132 kV (T5HE y T6HE) de la ET Henderson, evitando restricciones de demanda.
Nueva ET Vivoratá 500 kV y Vinculaciones de 132 kV a Villa Gesell (dos ternas), Mar del Plata (cuatro ternas), Balcarce y Quequén.	Proporciona un vínculo fuerte para el abastecimiento a Mar del Plata y Villa Gesell, solucionando los serios problemas de regulación de tensión que presenta el área Atlántica, fundamentalmente durante la época estival, donde no se alcanza una adecuada calidad de servicio, incluso en condición de red completa y con el despacho pleno de generación local.
Nueva ET Nueve de Julio 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y LAT 132 kV 25 de Mayo - Nueve de Julio de 78 km.	Logra asegurar el abastecimiento a la localidad de Nueve de Julio y aledañas a través de la vinculación del Sistema de 33 kV a la nueva ET de 132 kV. Además descarga los autotransformadores de 132/66 kV de la ET Bragado (T3BG y T4BG), los cuales presentan saturación en determinadas condiciones de demanda y operativas.
Nueva LAT 132 kV 25 de Mayo - Chivilcoy de 68 km.	La vinculación de la red de transporte troncal de 132 kV abastecida actualmente desde el nodo Bragado con la ET de 500 kV "25 de Mayo", mejora sustancialmente los serios problemas de control de tensión en la zona centro de la Provincia, la cual se sostiene mediante el despacho forzado de generación distribuida.
Nueva ET Chivilcoy Dos 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y seccionamiento LAT 25 de Mayo - Chivilcoy y construcción LAT 132 kV Doble Terna de 19 km de longitud hasta la nueva ET "Chivilcoy Dos"	Permite sostener el crecimiento de demanda de la localidad de Chivilcoy y aledañas, evitando la sobrecarga de los transformadores de potencia de 132 kV de la actual ET.
Nueva ET Lobos 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y LAT 132 kV Cañuelas-Lobos de 42 km.	La vinculación del nodo Lobos al sistema de transporte de 132 kV permite el abastecimiento de la localidad de Lobos y aledañas, mediante el desarrollo de la red de 33 kV desde la nueva ET, descargando los autotransformadores 132/66 kV de la ET Luján y prescindiendo de la GEED Lobos.

Descripción de la obra	Comentarios
Ampliación ET Quequén 132/33/13,2 kV: Contempla el reemplazo del transformador T1QU 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por una máquina de 30/30/30 MVA y la instalación de un 2do. TR (T2QU) de 30/30/30 MVA más campos asociados.	Evita la saturación del transformador de potencia T1QU de 15/10/15 MVA, y permite cubrir el crecimiento de demanda vegetativo y desarrollos puntuales en la zona del puerto de Quequén.
Ampliación ET Villa Lía 220/132 kV; LAT 132 kV Villa Lía-C. Sarmiento; Nueva ET C. Sarmiento 132/33/13,2 kV	Mejora radicalmente el abastecimiento del corredor de 66 kV Pergamino-S.A. de Areco, eliminando la necesidad del despacho de la GEED C. Sarmiento.
LAT 132 kV Chacabuco Industrial - Junín de 40 km y Ampliación ET IMSA cambiando T2IM de 15/10/15 a 30/20/30 MVA	Con este nuevo vínculo de 132 kV se maximiza la CT Salto II (60 MW) mediante la inyección de potencia al nodo Junín, mejorando el perfil de tensión del corredor de 132 kV Bragado - Pergamino. En forma conjunta deberá ampliarse la capacidad de transformación de la ET IMSA, mediante el reemplazo del transformador T2IM por una máquina de 30/20/30 MVA. De esta manera se prescinde de la GEED Junín.
Ampliación ET Villa Gesell 132/33/13,2 kV: Reemplazo del transformador T2GV de 15/10/15 MVA por uno de 40/30/40 MVA	Mejora el abastecimiento eléctrico de las localidades de Villa Gesell, Mar Azul, Mar de la Pampas y Las Gaviotas.
Ampliación ET San Pedro 132/33/13,2 kV: Reemplazo de uno de los transformadores de 15 MVA (T1SH y T2SH) por una máquina de 30/20/30 MVA	Mejora el abastecimiento eléctrico de la localidad de San Pedro.

En función de los estudios de flujos de potencia para el escenario de verano pico 2020-2021, se muestran a continuación los distintos reportes arrojados por el software PSSE.

X-----	FROM	BUS	-----X	X-----	TO	BUS	-----X			RATING	SET A		RATING	SET B		RATING	SET C
BUS# X-- NAME	--X	BASKV	AREA	BUS# X-- NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING PERCENT			RATING PERCENT			RATING PERCENT	
2504 3-LOMAS		66.000*	5	2523 TLAUOUE2		66.000	5	1	21.4	23.0	93.1		23.0	93.1		23.0	93.1

```

-----
                        OUTPUT FOR AREA 3 [G.B.A. ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)
CURRENT LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING SET A RATING SET B RATING SET C
3254 CBELLITI 132.00* 3 3480 TOLOSAII 132.00 3 2 76.3 80.0 95.4 80.0 95.4 80.0 95.4

```

c) Reporte carga de transformadores:

```

                        OUTPUT FOR AREA 5 [BS.AS. ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
MVA LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING SET A RATING SET B RATING SET C
2268 LUJANBA1 132.00* 5 3WNDTR T1LJ WND 1 5 1 39.3 40.0 98.2 40.0 98.2 40.0 98.2
2268 LUJANBA1 132.00* 5 3WNDTR T2LJ WND 1 5 1 39.6 40.0 99.0 40.0 99.0 40.0 99.0
2280 MERCEDE2 132.00* 5 3WNDTR T1MD WND 1 5 1 27.8 30.0 92.8 30.0 92.8 30.0 92.8
2280 MERCEDE2 132.00* 5 3WNDTR T2MD WND 1 5 1 27.1 30.0 90.3 30.0 90.3 30.0 90.3
2300 OLAV.VIE 132.00* 5 3WNDTR T3OA WND 1 5 1 27.8 30.0 92.5 30.0 92.5 30.0 92.5
2340 M.TUYU 132.00* 5 3WNDTR T1MU WND 1 5 1 18.1 20.0 90.4 20.0 90.4 20.0 90.4
2507 PEHUAJO 66.000* 5 250791 PEHUAJO 13.200 5 2 14.8 16.0 92.7 16.0 92.7 16.0 92.7

```

```

-----
                        OUTPUT FOR AREA 3 [G.B.A. ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
MVA LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING SET A RATING SET B RATING SET C
* NONE *

```

d) Reporte generadores:

```

-----
GEED

MACHINE SUMMARY:
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVABASE X T R A N GENTAP ZONE AREA
SWING
* NONE *

UGEEM

MACHINE SUMMARY:
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVABASE X T R A N GENTAP ZONE AREA
SWING
2504 3-LOMAS 66.000 1 1.4 1.0 1.0 -1.0 0.9584 1.8* 0.8000 100.0 21 5
SUBSYSTEM TOTALS 1.4 1.0 1.0 -1.0 100.0

RES. SEE N#220

MACHINE SUMMARY:
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVABASE X T R A N GENTAP ZONE AREA
SWING
2654 BRAG TGS 11.500 1 22.0 3.4 11.2 -8.4 1.0500 21.2 0.9881 28.0 21 5
2654 BRAG TGS 11.500 2 22.0 3.4 11.2 -8.4 1.0500 21.2 0.9881 28.0 21 5
2656 ARMATG03 11.500 1 20.0 13.4 15.4 -7.0 1.0500 22.9 0.8301 28.0 22 5
2683 PINTG7-8 13.200 7 4.0 0.2 3.6 -2.8 1.0180 3.9 0.9989 6.2 22 5
2683 PINTG7-8 13.200 8 4.0 0.2 3.6 -2.8 1.0180 3.9 0.9989 6.2 22 5
2684 PINATG09 11.000 9 4.5 0.1 4.0 -2.0 1.0200 4.4 0.9997 6.9 22 5
2685 PINATG10 11.000 10 4.5 0.1 4.0 -2.0 1.0200 4.4 0.9997 6.9 22 5
2698 OLAVATG12 11.500 1 20.0 15.0 15.0 -8.0 1.0422 24.0* 0.8000 24.0 22 5
2698 OLAVATG12 11.500 2 20.0 15.0 15.0 -8.0 1.0422 24.0* 0.8000 24.0 22 5
225691 LASARMAS 13.200 1 4.5 2.9 4.0 -3.7 1.0470 5.1 0.8421 6.9 22 5
225691 LASARMAS 13.200 2 4.5 2.9 4.0 -3.7 1.0470 5.1 0.8421 6.9 22 5
SUBSYSTEM TOTALS 130.0 56.6 91.0 -56.8 172.0

```

RES. SEE N#21

MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
SWING																	
2600	ROJOTG01	11.500	1			40.0	18.1	33.0	-16.5	1.0500	41.8	0.9111	65.5			23	5
2618	ROJOTG02	11.500	2			40.0	18.1	33.0	-16.5	1.0500	41.8	0.9111	65.5			23	5
2619	ROJOTG03	11.500	3			40.0	18.1	33.0	-16.5	1.0500	41.8	0.9111	65.5			23	5
2628	MDPATG23	11.500	23			40.0	29.3	40.0	-21.0	1.0500	47.2	0.8065	63.5			22	5
2631	MDPATG24	11.500	24			40.0	29.3	40.0	-21.0	1.0500	47.2	0.8069	63.5			22	5
2632	LUJBTG01	11.500	1			63.5	38.9	41.2	-23.3	1.0500	70.9	0.8529	77.7			21	5
2633	LUJBTG02	11.500	2			63.5	38.9	41.2	-23.3	1.0500	70.9	0.8529	77.7			21	5
2634	BRA2	11.500	3			29.0	16.5	16.5	-7.5	1.0691	31.2	0.8692	32.7			21	5
2634	BRA2	11.500	4			29.0	16.5	16.5	-7.5	1.0691	31.2	0.8692	32.7			21	5
2639	BRA3	11.500	5			20.0	16.5	16.5	-7.5	1.0712	24.2	0.7714	32.7			21	5
2639	BRA3	11.500	6			20.0	16.5	16.5	-7.5	1.0712	24.2	0.7714	32.7			21	5
2643	SAL2TG01	11.500	1			60.0	29.4	29.4	-19.0	1.0256	65.1	0.8980	66.8			21	5
2645	PEDRTG01	11.500	1			20.0	5.7	27.0	-20.0	1.0200	20.4	0.9622	65.9			23	5
2646	ZARATG01	11.500	1			50.5	5.2	27.0	-20.0	1.0200	49.8	0.9948	65.9			23	5
2647	ZARATG02	11.500	2			50.5	5.2	27.0	-20.0	1.0200	49.8	0.9948	65.9			23	5
2655	PEDRTG02	11.500	2			20.0	5.7	27.0	-20.0	1.0200	20.4	0.9622	65.9			23	5
2664	ZARATG03	11.500	3			50.5	5.2	27.0	-20.0	1.0200	49.8	0.9948	65.9			23	5
2665	ZARATG04	11.500	4			50.5	5.2	27.0	-20.0	1.0200	49.8	0.9948	65.9			23	5
2701	CT BARKER	10.500	1			70.0	11.9	89.3	-69.1	1.0400	68.3	0.9858	184.5			22	5
SUBSYSTEM TOTALS						797.0	330.0	608.0	-376.2				1256.2				

Comentarios de los reportes:

Zona Norte:

No se observan problemas de regulación de tensión en las barras del sistema de transmisión de la región norte, ni tampoco se presentan líneas de transmisión con carga elevada.

Respecto a la carga de transformadores de potencia de las distintas Estaciones Transformadoras del área, los TRs T1LJ y T2LJ de la ET Luján, presentan una carga elevada próxima al límite de su potencia nominal, aunque uno de los transformadores de la ET Luján Dos se muestra descargado, por lo que se supone que con obras de vinculación en media tensión en los niveles de 33 y 13,2 kV, podría transferirse demanda de una estación a otra.

La desafectación de la Central GEED C. Sarmiento no produce problema en la operación del sistema eléctrico al cual se encuentra conectada (**Ver Figura 18 -ANEXO II**).

Zona Centro:

No se observan problemas de regulación de tensión en las barras del sistema de transmisión de la región norte, ni tampoco se presentan líneas de transmisión con carga elevada.

Respecto a la carga de transformadores de potencia de las distintas Estaciones Transformadoras del área, los TRs T1MD y T2MD de la ET Mercedes, presentan una carga superior al 90% de su potencia nominal.

La desafectación de las Centrales GEED Junín y Lobos no ocasionan ningún al sistema eléctrico al cual se encuentran vinculadas (**Ver Figura 17 y Figura 19-ANEXO II**).

Zona Oeste:

No se observan elementos sobrecargados ni problemas de regulación de tensión, aunque deben despacharse la central UGEEM CASBAS (1,4 MW), más la contribución de generación local en Tres Lomas (1,1 MW).

La Central GEED Gral. Villegas no se consideró despachada, debido a la entrada en servicio de la nueva ET 132/33/13,2 kV Gral. Villegas (**Ver Figura 15 -ANEXO II**).

Respecto a la carga de transformadores de potencia de las distintas Estaciones Transformadoras del área, el T3PH de 66/13,2 kV de la ET Pehuajó, presentan una carga superior al 90% de su potencia nominal.

Zona Atlántica:

La entrada en servicio de la ET Vivoratá 500/132 kV mejora sustancialmente el abastecimiento al partido de General Pueyrredón, Balcarce, Tandil y la Costa Atlántica Norte.

No obstante, la regulación de tensión de la costa atlántica norte (San Clemente, Las Toninas y Mar del Tuyú) se sostiene considerando la máxima disponibilidad en el despacho de las centrales turbogas de la Resolución SEE N°220 instaladas en Las Armas, Pinamar y Villa Gesell (**Ver Figura 24 - ANEXO II**).

Asimismo, la ET Brandsen 132 kV puede abastecer una demanda de 20 MVA aproximadamente.

En cuanto a la carga de los transformadores de potencia de las distintas Estaciones Transformadoras, se observa que en Mar del Tuyú (T1MU) y Olavarría 132 kV (T3OA), los transformadores presentan una carga levemente superior al 90%.

Zona Sur:

No se transgreden los límites de transporte, es decir, no existen elementos sobrecargados ni problemas de regulación de tensión.

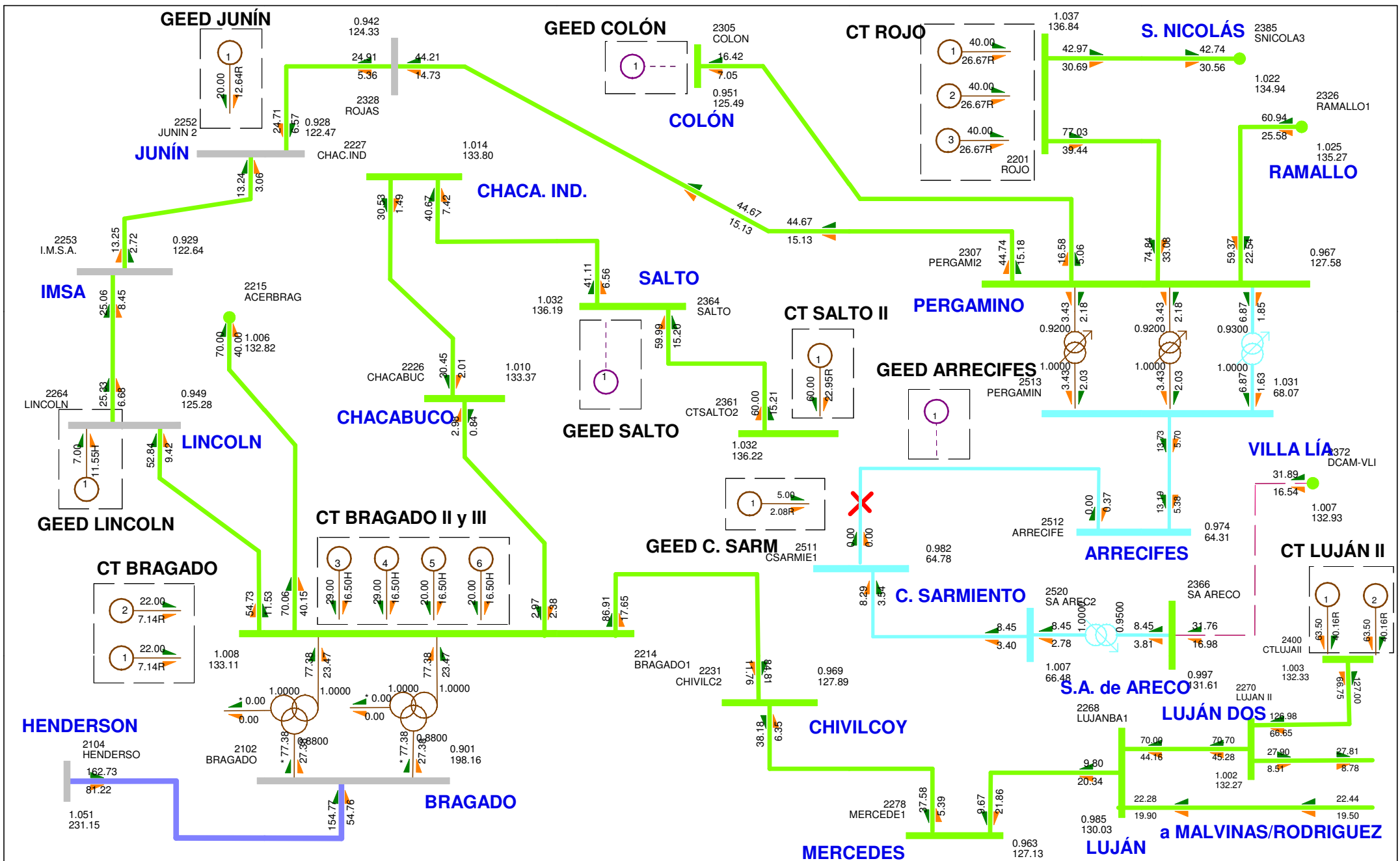
Zona Río de la Plata:

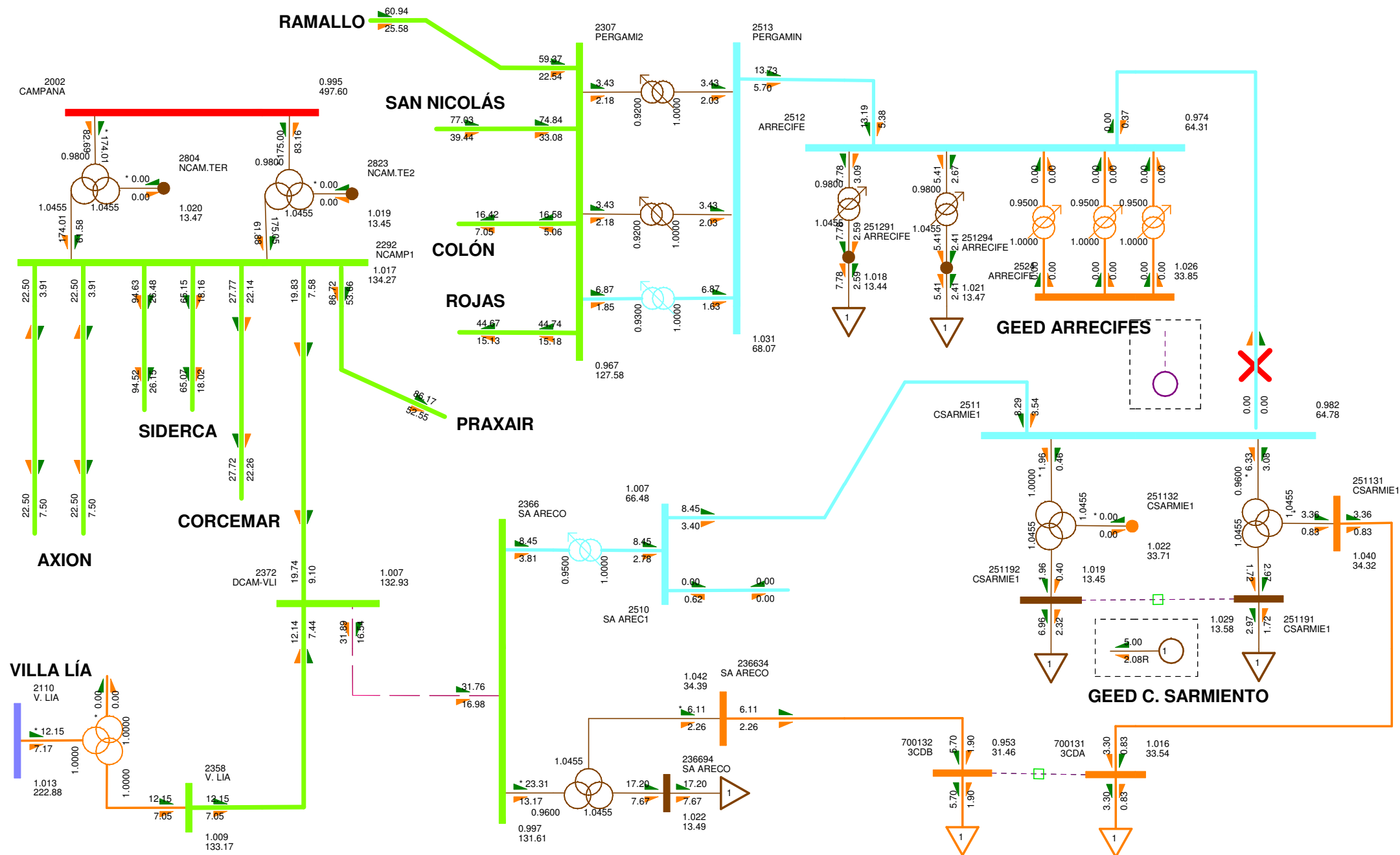
No se observan problemas de regulación de tensión en ninguna barra del sistema de transmisión de 132 y 220 kV.

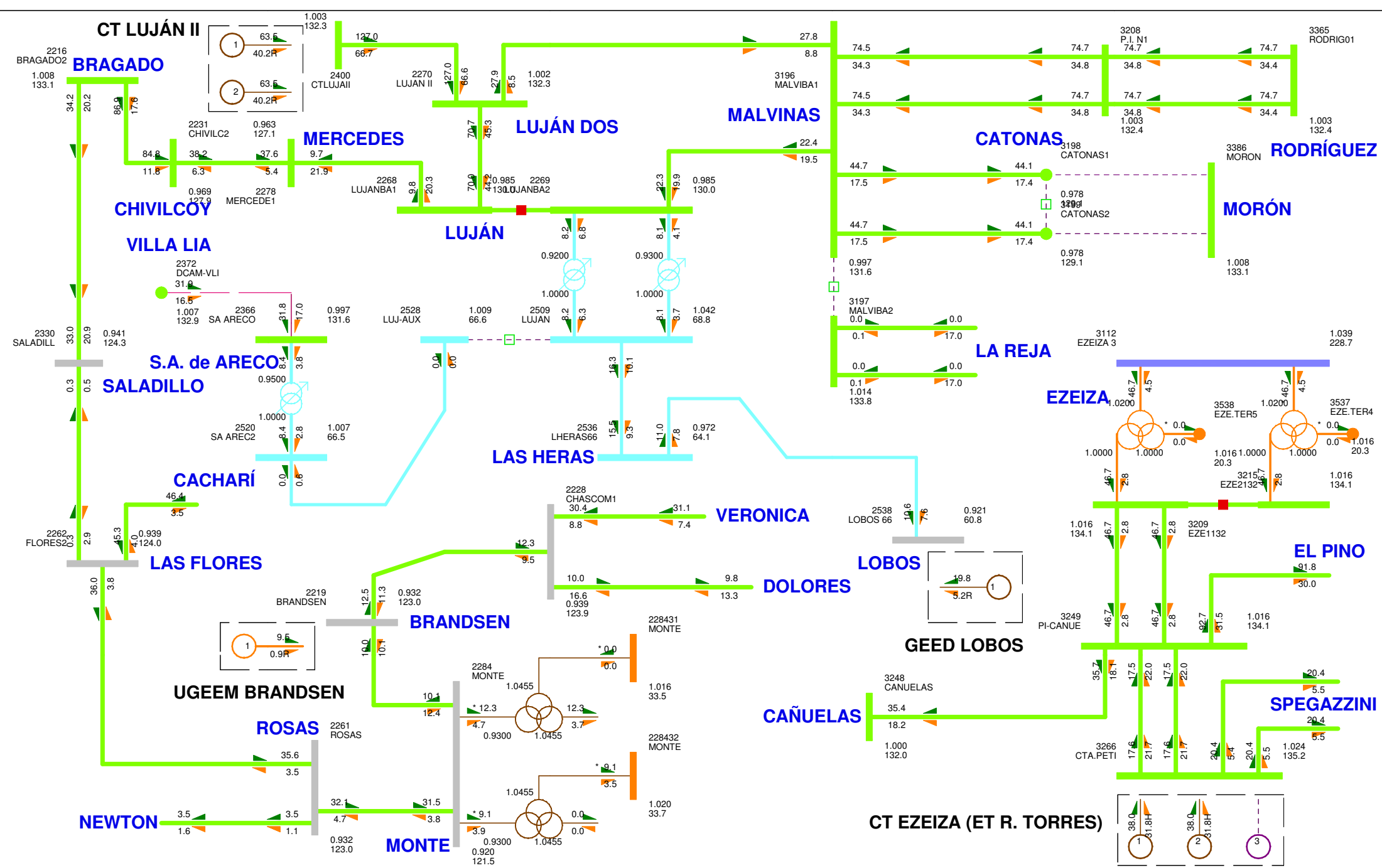
El vínculo de 132 kV Tolosa-City Bell presenta una elevada carga, superior al 95% respecto al límite térmico del mismo.

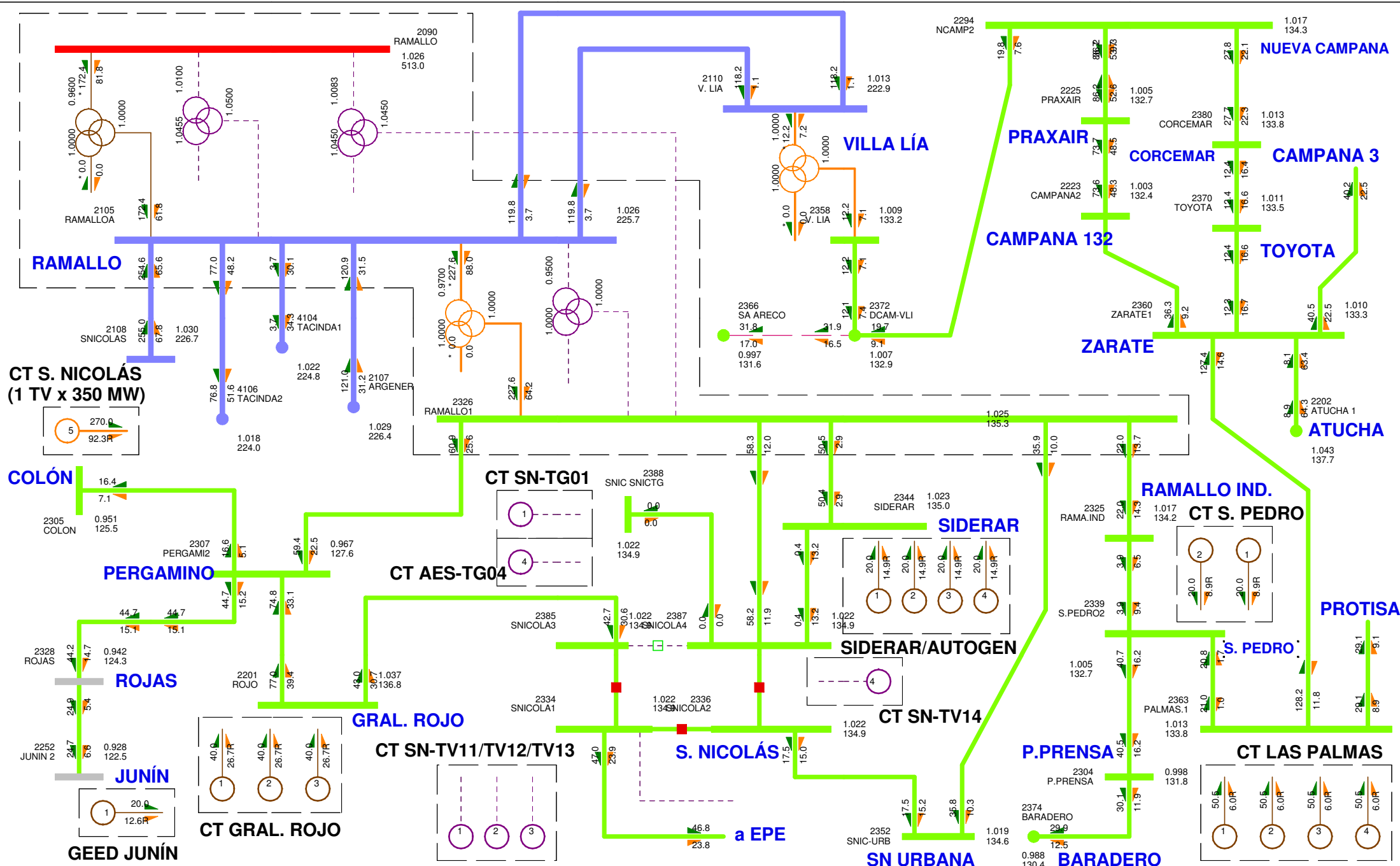
ANEXO II

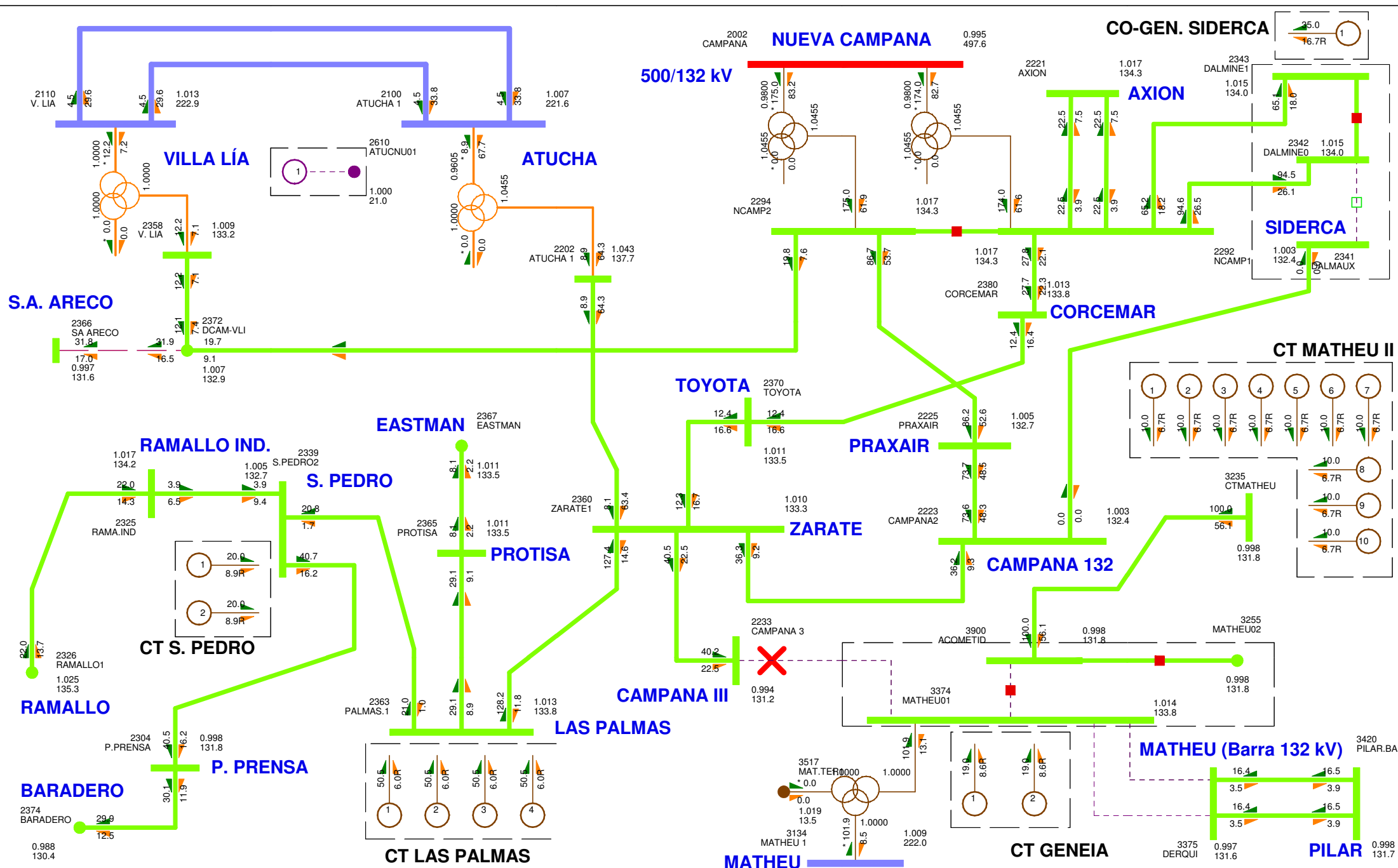
SALIDAS GRAFICAS FLUJOS DE POTENCIA

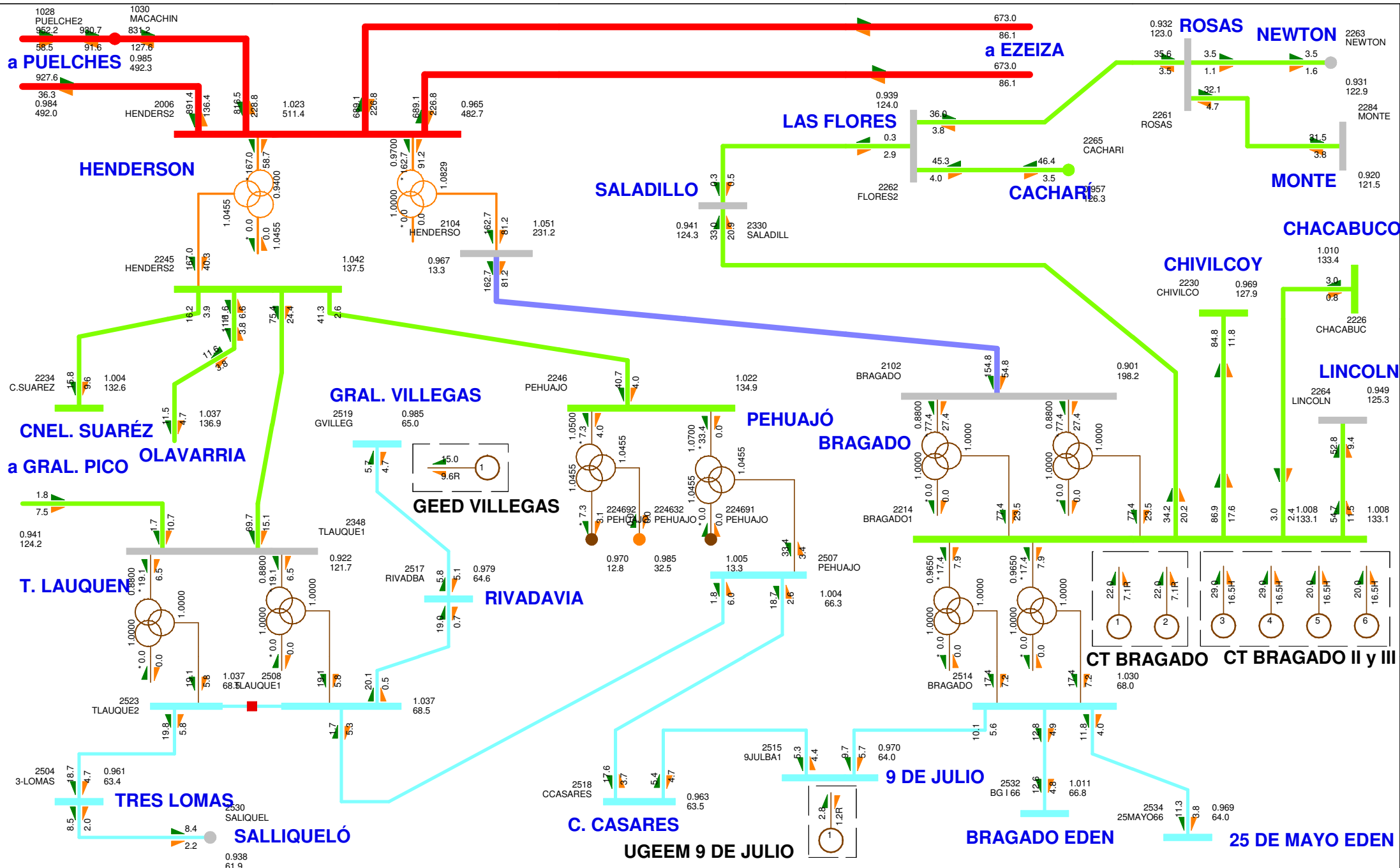




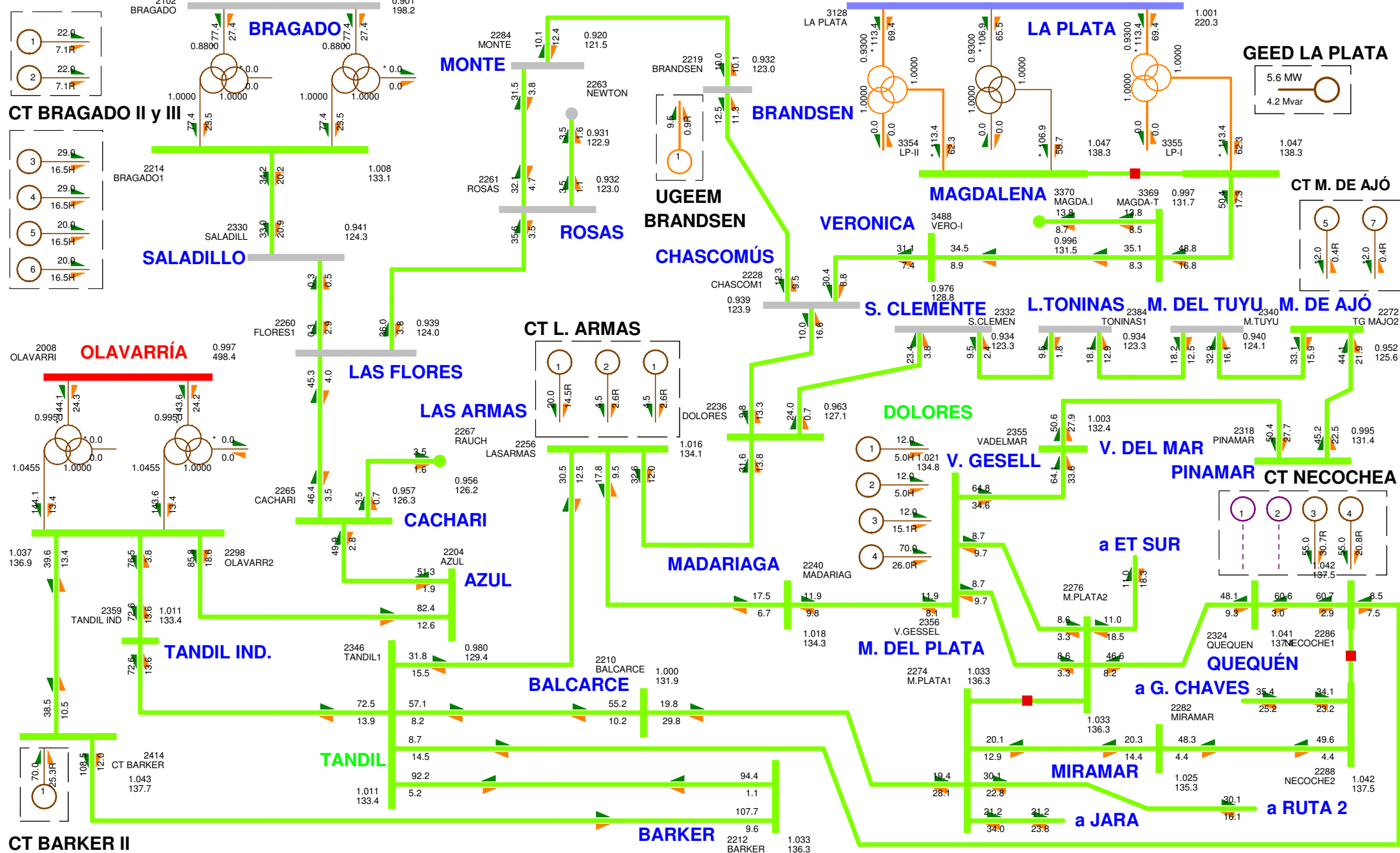








CT BRAGADO



DIRECCIÓN DE ENERGÍA
Buenos Aires
Provincia



SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSPORTE DE LA PROVINCIA DE BS. AS.

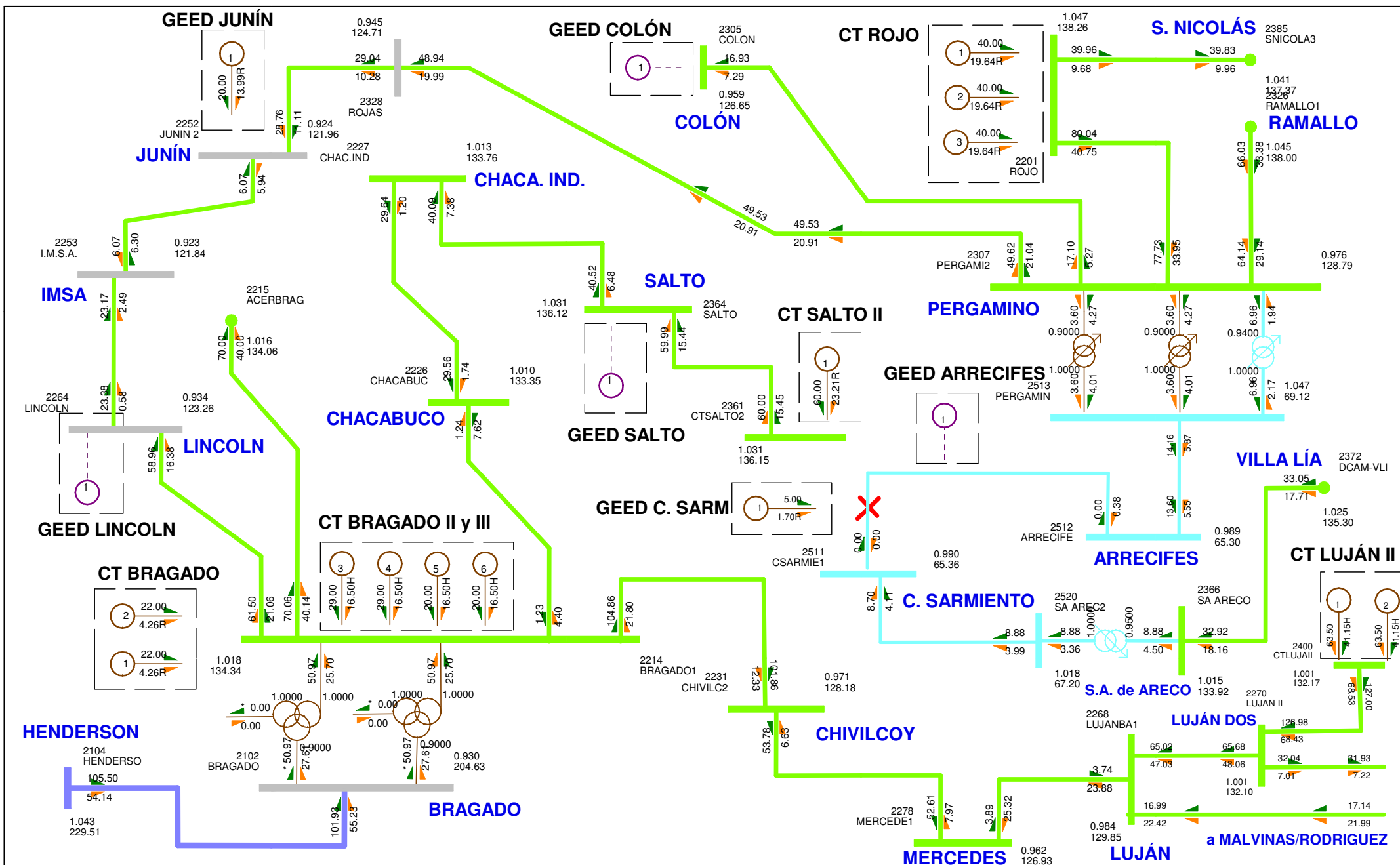
PLAN DE OBRAS 2019-2022

FIGURA 8: ZONA ATLÁNTICA-RÍO DE LA PLATA

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MVA/% OF RATE A
Equipment - MW/MVAR

100.0%RATEA
1.0500V 0.9500UV KV: <=13.200 <=33.000 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

V19P - PICO VERANO 2018/19
GUIA TRANSBA S.A. 2018 - 2025
FRI, FEB 22 2019 10:48



DIRECCIÓN DE ENERGÍA



Buenos Aires
Provincia



SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSPORTE DE LA PROVINCIA DE BS. AS.

PLAN DE OBRAS 2019-2022

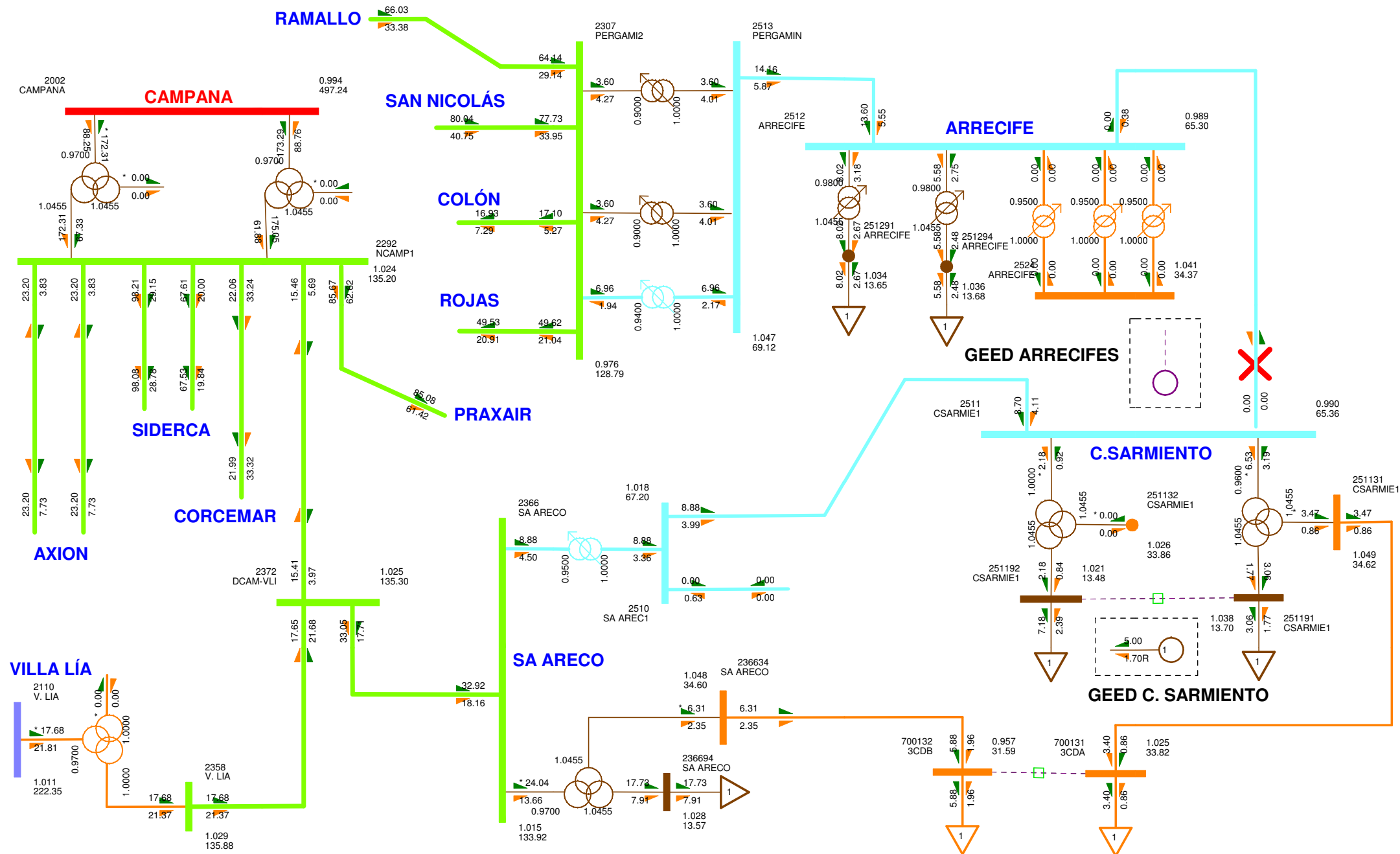
FIGURA 9: ZONA CENTRO-NORTE

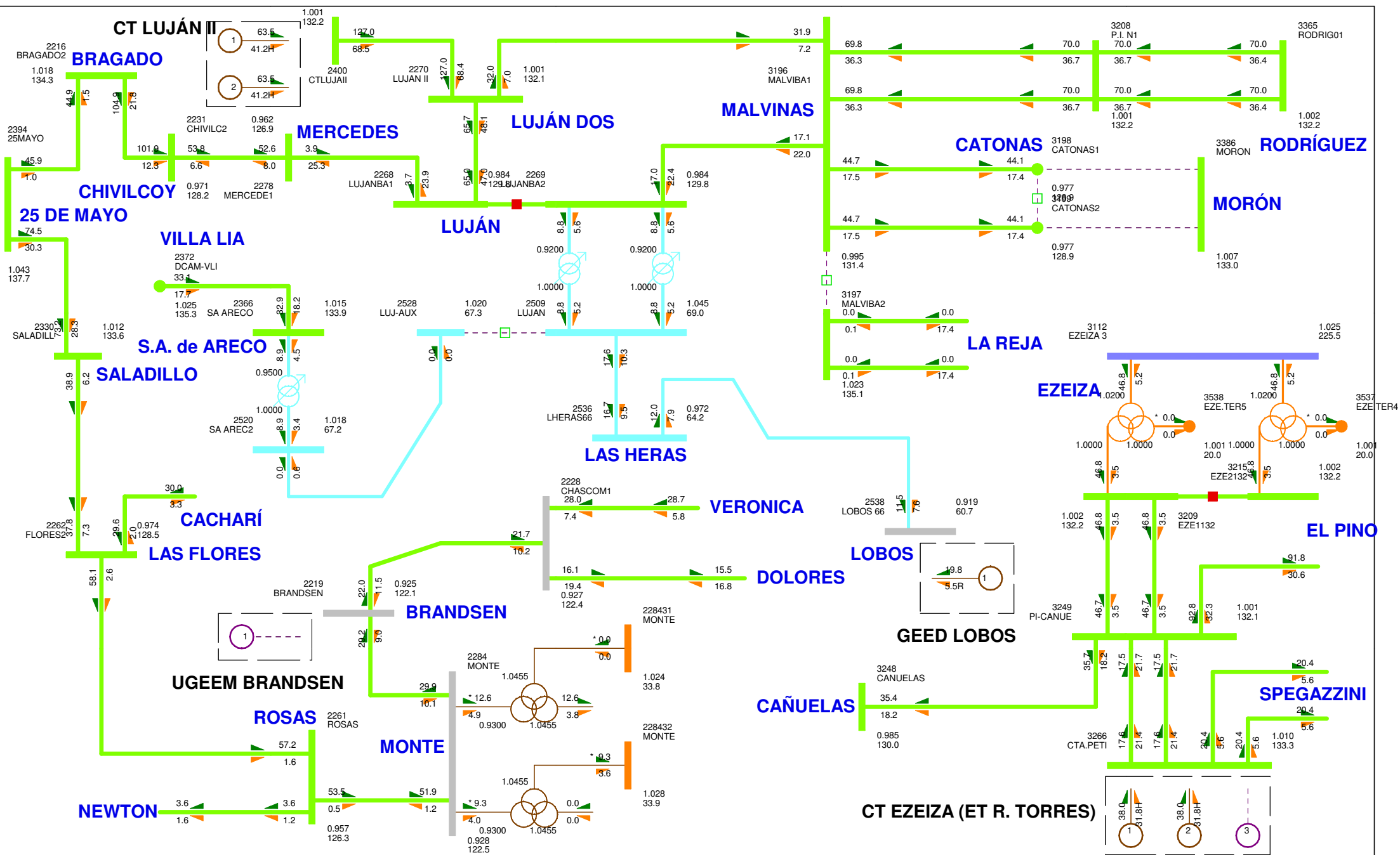
Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MVA/% OF RATE A
Equipment - MW/MVAR

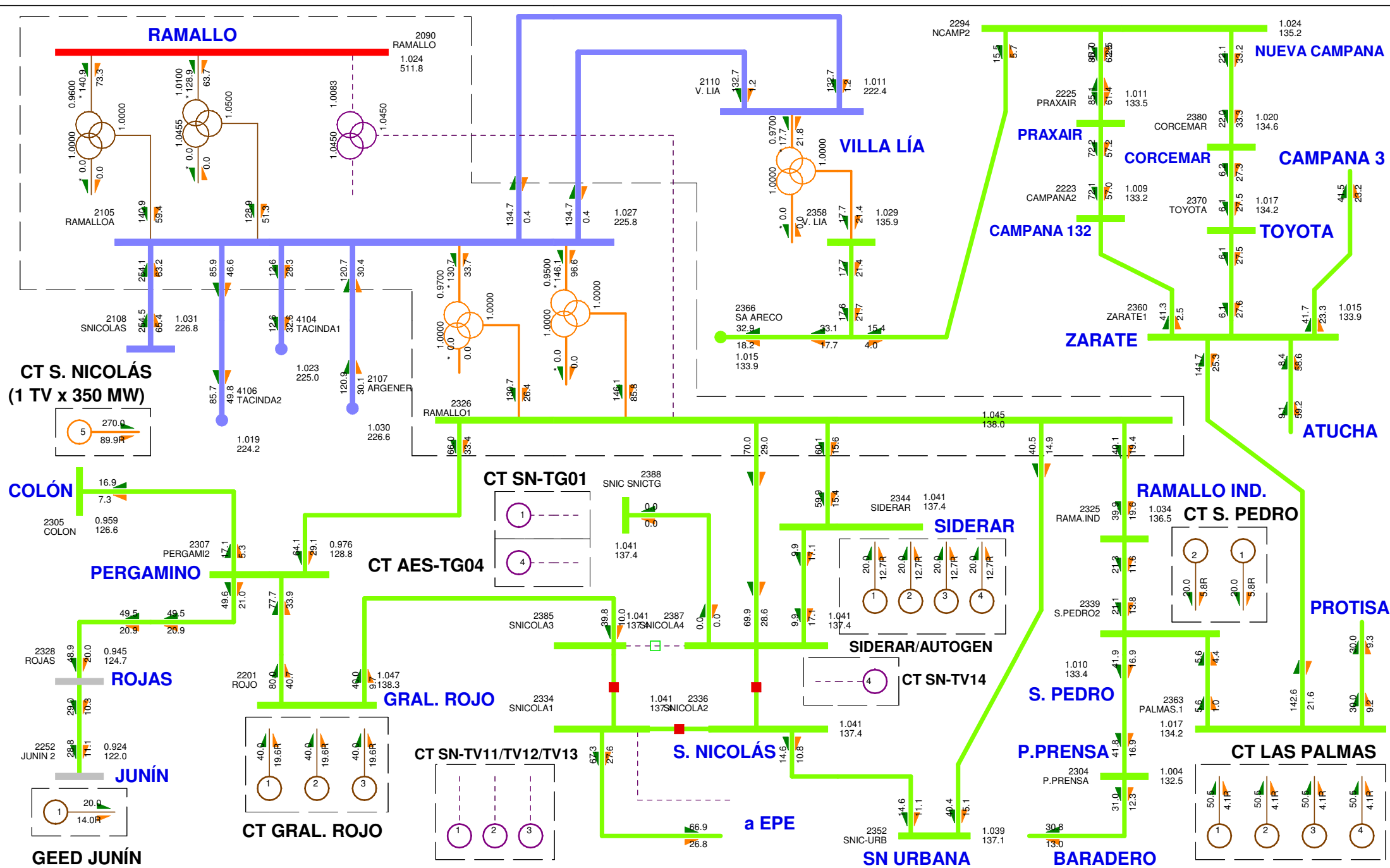
100.0% RATEA

1.050OV 0.950UV KV: <=13.200 <=33.000 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

V19P - PICO VERANO 2019/20
GUIA TRANSBA S.A. 2018 - 2025
FRI, FEB 22 2019 10:58







DIRECCIÓN DE ENERGÍA



SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSPORTE DE LA PROVINCIA DE BS. AS.

PLAN DE OBRAS 2019-2022

FIGURA 12: NODO RAMALLO/VILLIA LÍA

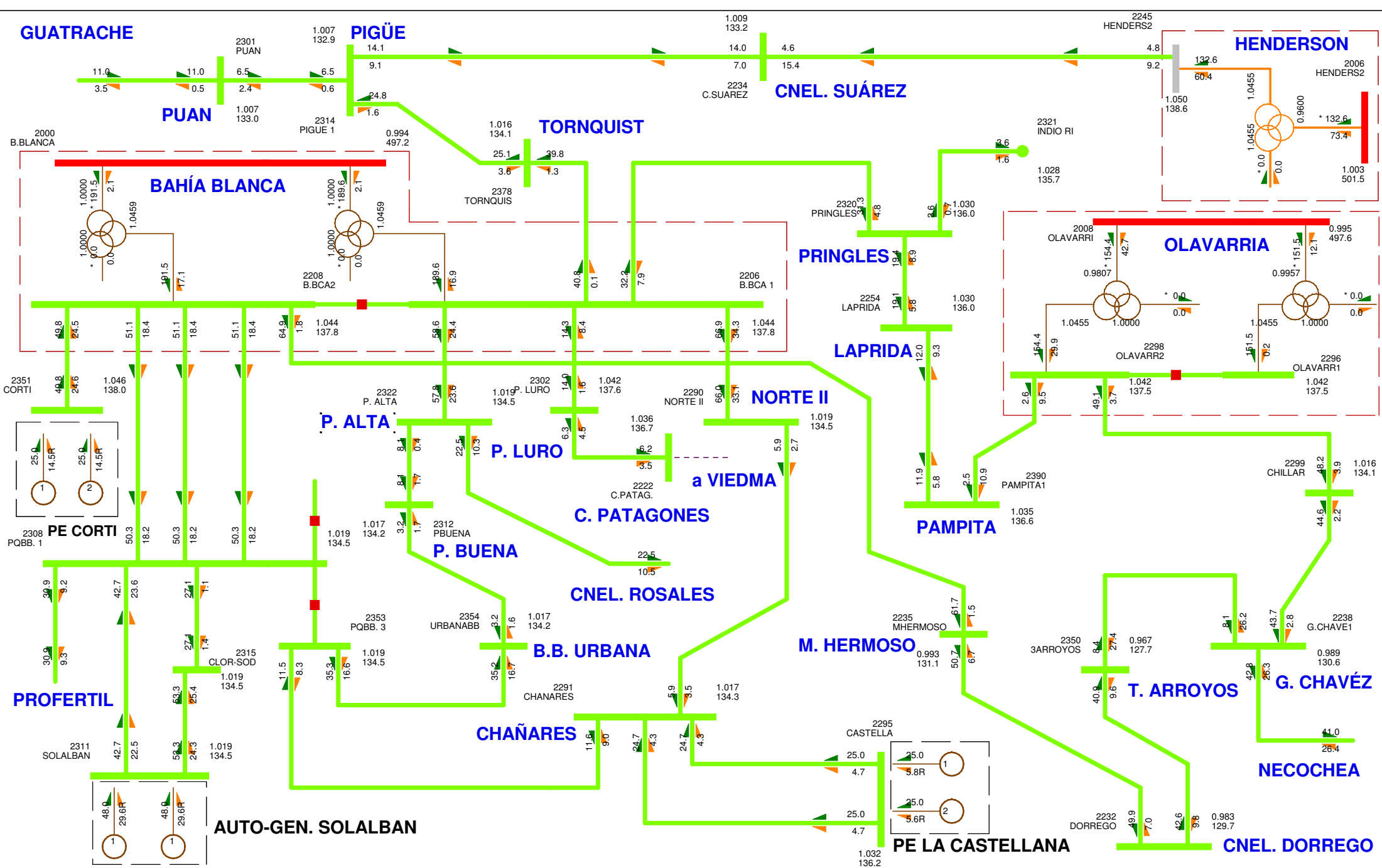
Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MVA/% OF RATE A
Equipment - MW/MVAR

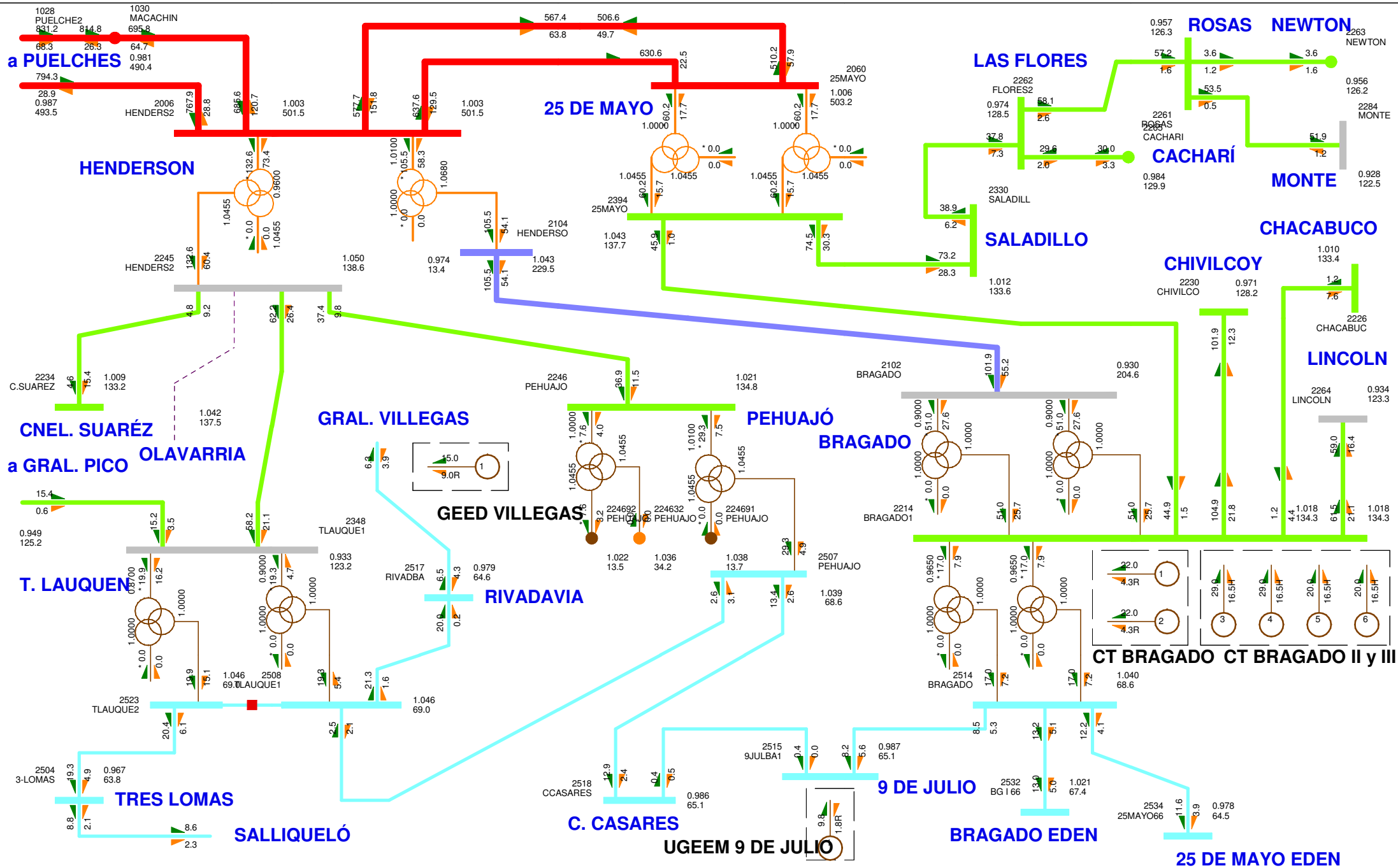
100.0%RATEA

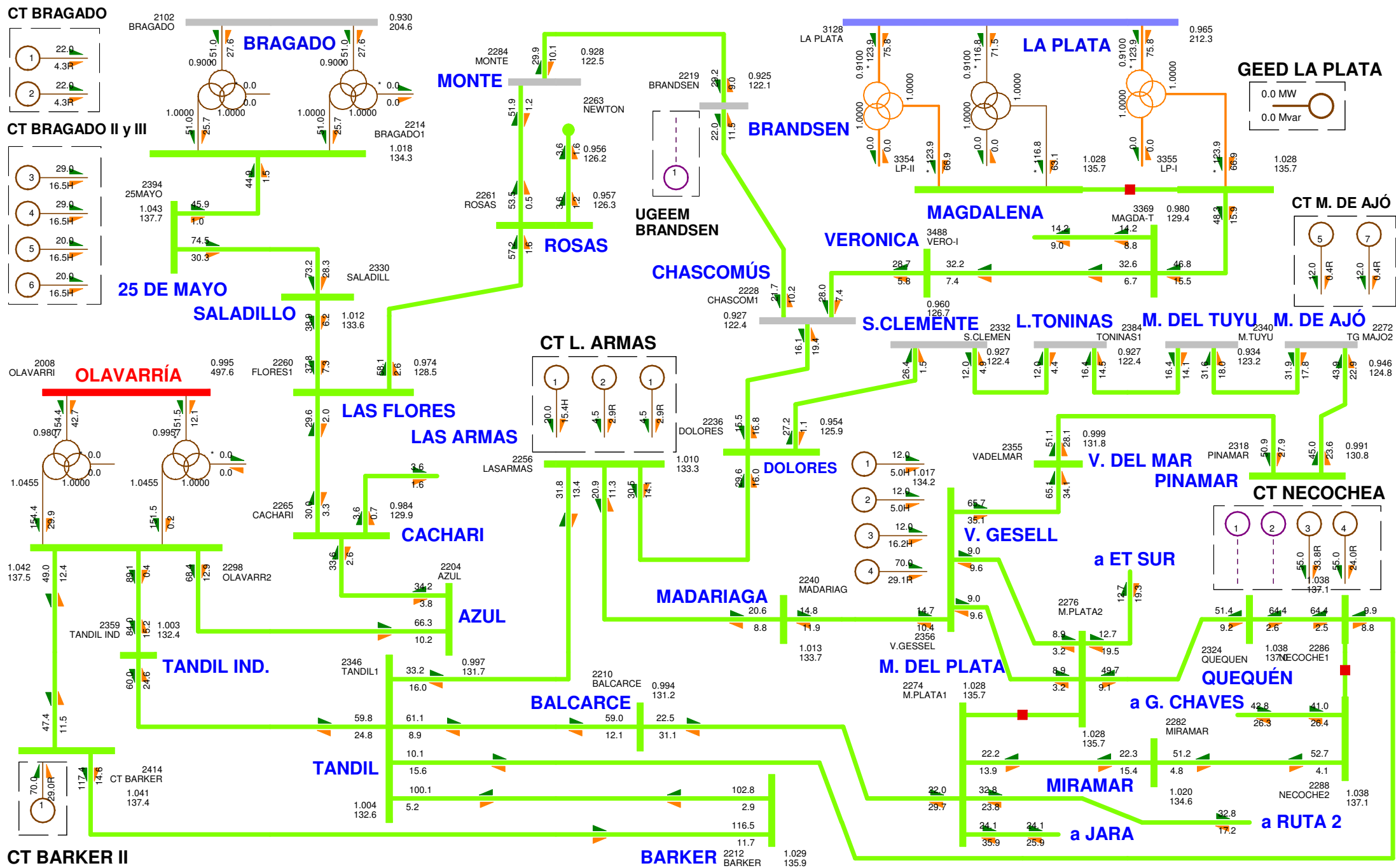
1.0500V 0.9500UV

KV: <=13.200 <=33.000 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

V19P - PICO VERANO 2019/20
GUIA TRANSBA S.A. 2018 - 2025
FRI, FEB 22 2019 11:17







DIRECCIÓN DE ENERGÍA
 Buenos Aires
Provincia

DIRECCIÓN DE ENERGÍA
 **Buenos Aires**
Provincia

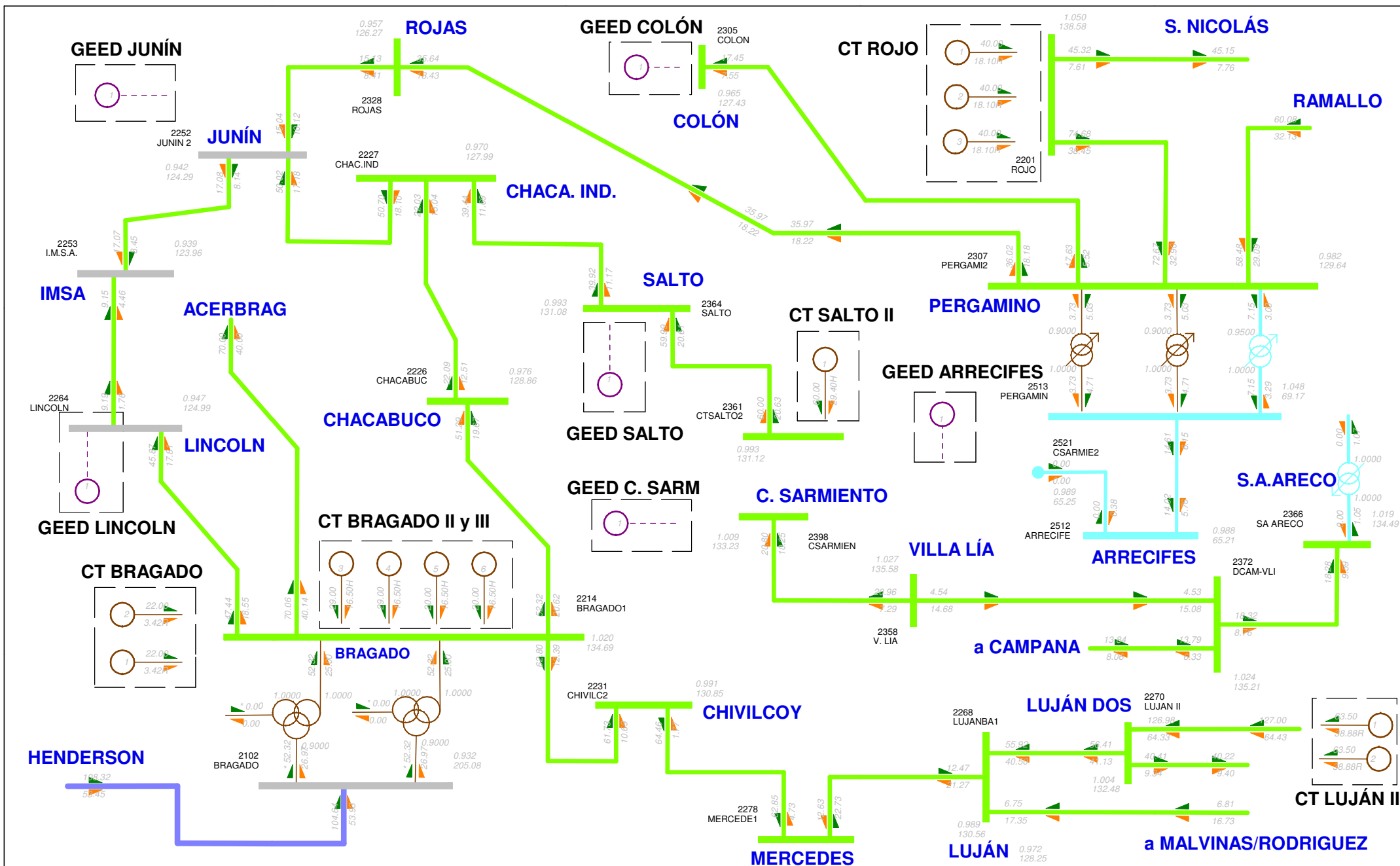
**PLAN DE OBRAS 2019-2022**

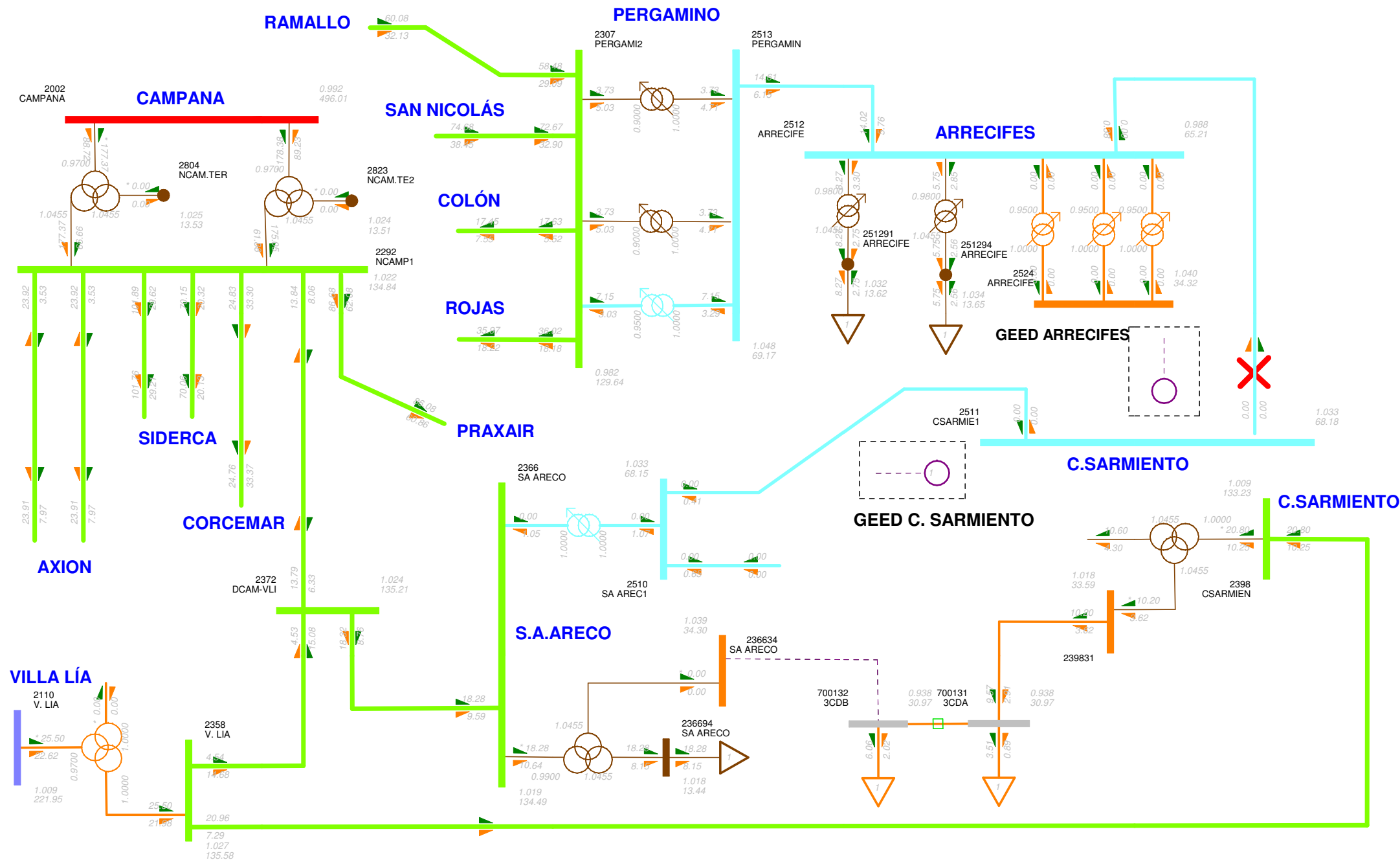
FIGURA 16: ZONA ATLÁNTICA-RÍO DE LA PLATA

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MVA/% OF RATE A
Equipment - MW/MVAR

100.0%RATEA
1.050OV 0.950UV KV: <=13.200 <=33.000 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

V19P - PICO VERANO 2019/20
 GUIA TRANSBA S.A. 2018 - 2025
 FRI, FEB 22 2019 11:48





SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSPORTE DE LA PROVINCIA DE BS. AS.

PLAN DE OBRAS 2019-2022

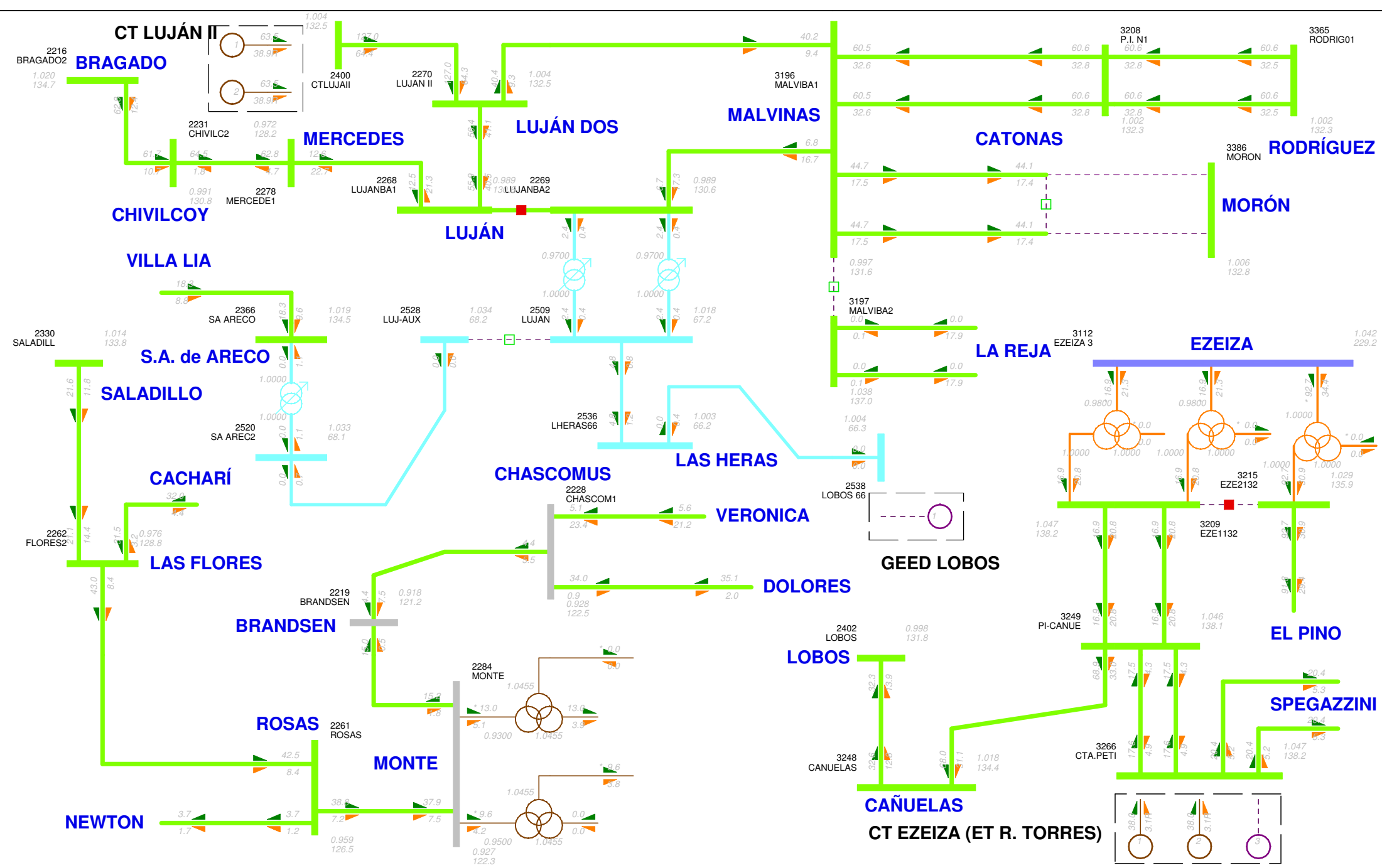
FIGURA 18: ZONA PERGAMINO-ARRECIFES-C.SARMIENTO-S.A. ARECO

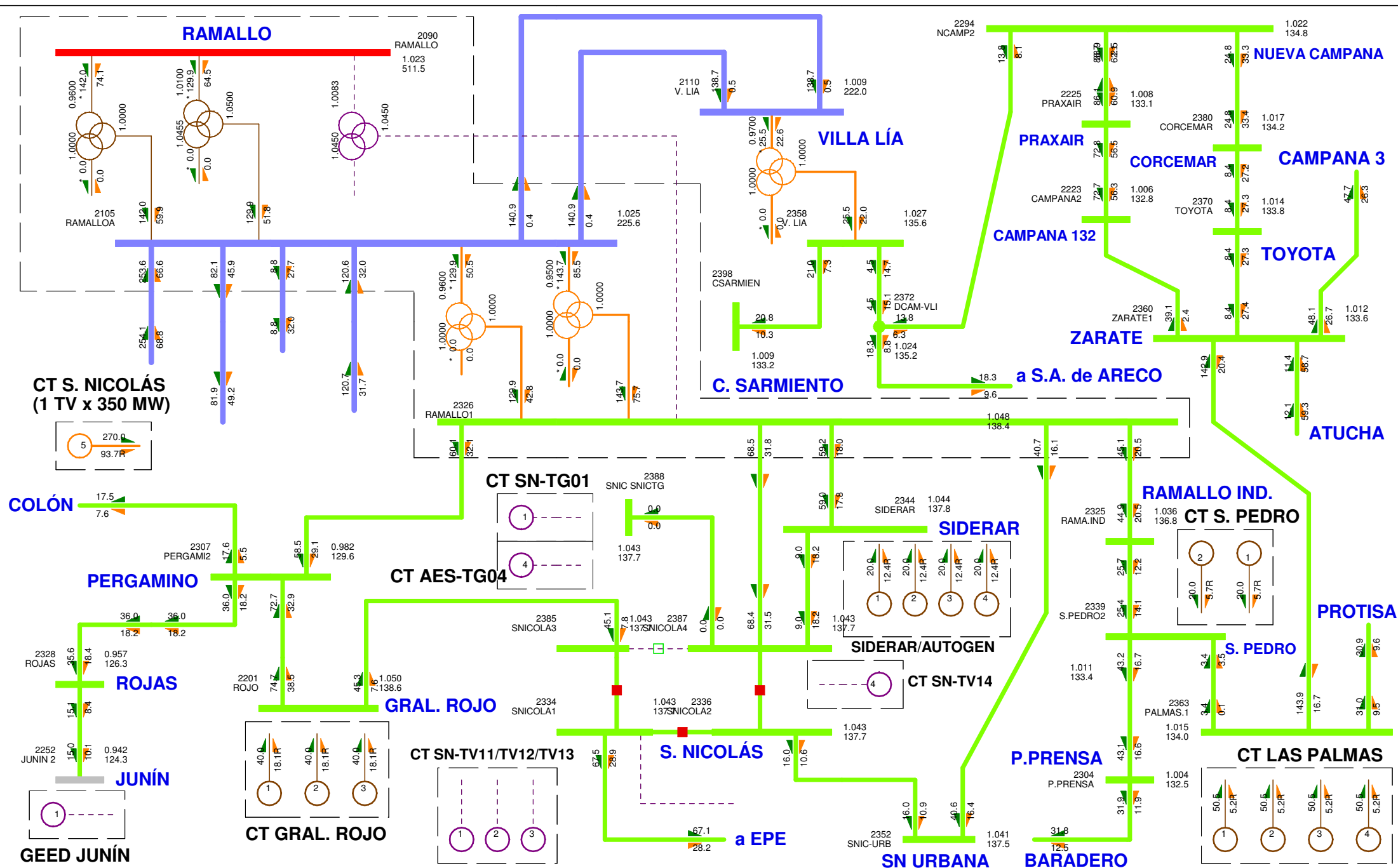
Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MVA/% OF RATE A
Equipment - MW/MVAR

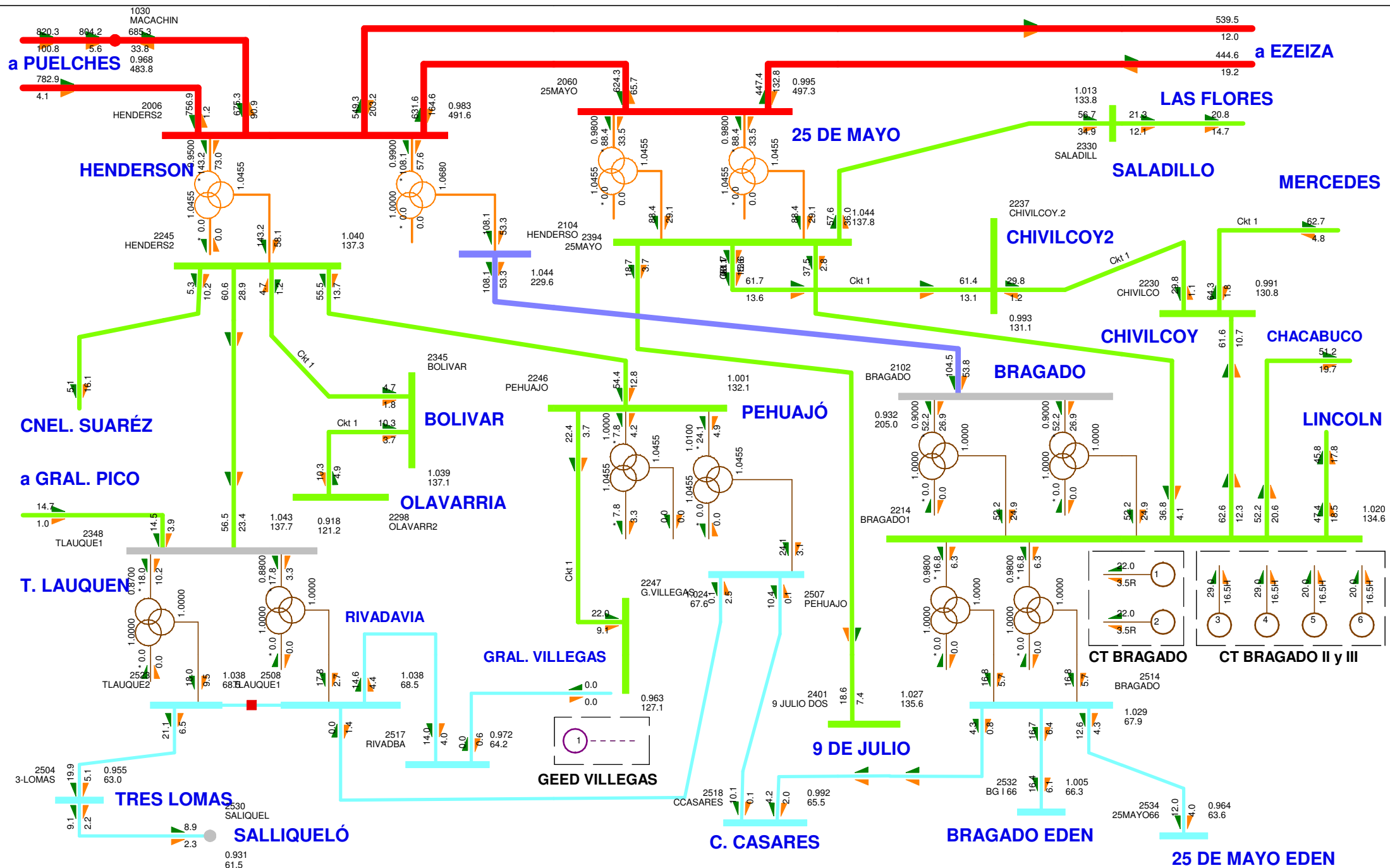
100.0% RATE A

1.050OV 0.950UV KV: <=13.200 <=33.000 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

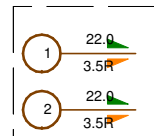
V21P - PICO VERANO 2020/21
GUIA TRANSBA S.A. 2018 - 2025
FRI, FEB 22 2019 12:05







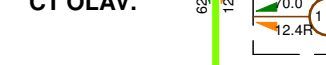
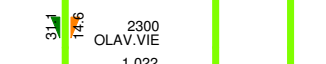
CT BRAGADO



CT BRAGADO II y III



9 JULIO DOS



2102
BRAGADO

0.932
205.0

2060
25MAYO

25 DE MAYO

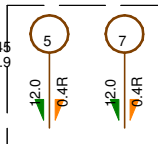
0.995
497.3

3128
LA PLATA

1.018
223.9

LA PLATA

CT M. DE AJÓ



M. DE AJÓ

TG MAJO2

2272
0.946
124.8

MAGDALENA

VERONICA

VERO-I

S. CLEMENTE

S.CLEMEN

L.TONINAS

TONINAS1

M. DEL TUYU

M.TUYU

MONTE

MONTE

BRANDSEN

BRANDSEN

ROSAS

CHASCOMÚS

CT L. ARMAS

RAUCH

RAUCH

CACHARI

CACHARI

AZUL

AZUL

TANDIL

TANDIL

TANDIL IND.

TANDIL IND.

CT BARKER II

CT BARKER II

BALCARCE

BALCARCE

BARKER

BARKER

MAR DEL PLATA

MAR DEL PLATA

V. GESELL

V. GESELL

V. DEL MAR

V. DEL MAR

PINAMAR

PINAMAR

QUEQUEN

QUEQUEN

VIVORATA

VIVORATA

MIRAMAR

MIRAMAR

DIRECCIÓN DE ENERGÍA

Buenos Aires
Provincia

FREBA
FORO REGIONAL ELECTRICO DE BS AS

SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSPORTE DE LA PROVINCIA DE BS. AS.

PLAN DE OBRAS 2019-2022

FIGURA 24: ZONA ATLÁNTICA-RÍO DE LA PLATA

Bus - VOLTAGE (KV/PU)
Branch - MVA/% OF RATE A
Equipment - MW/MVAR

100.0%RATEA

1.0500UV 0.9500UV

KV: <=13.200 <=33.000 <=66.000 <=132.000 <=220.000 <=500.000 >500.000

V21P - PICO VERANO 2020/21
GUIA TRANSBA S.A. 2018 - 2025
FRI, FEB 22 2019 13:47

ANEXO III

DESPACHO DE GENERACION DISTRIBUIDA (GEED/UGEEM)

E. DESPACHO DE LAS CENTRALES DE GENERACION DISTRIBUIDA

Las tablas siguientes indican los despachos de Energía (MWh) de las GEED y UGEEM, las cuales fueron confeccionadas con los datos tomados de los informes mensuales de generación publicados por CAMMESA (Períodos 2016-2018).

E.i. CENTRALES GEED (Resolución SEE N°19/2017)

A continuación se muestran los despachos de las centrales GEED para los periodos completos de 2016, 2017 y 2018:

TABLA 16.: Resumen despacho Centrales GEED durante el año 2016

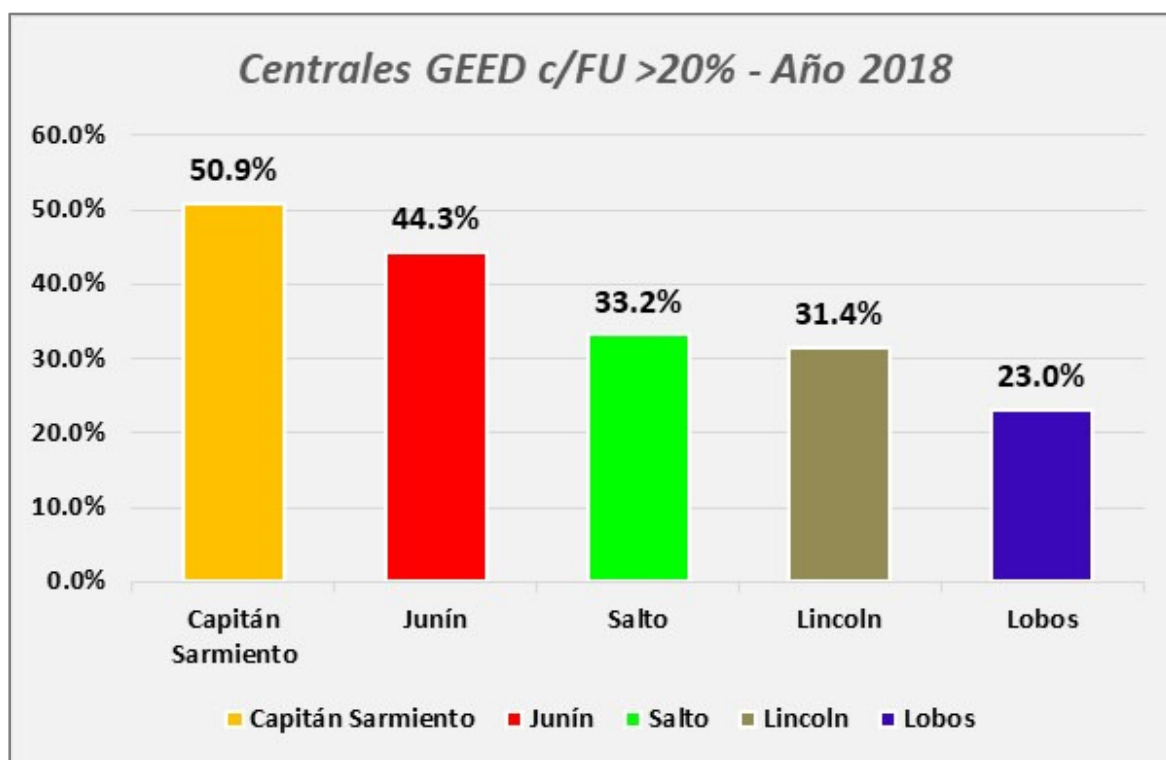
CENTRAL	2016		
	Energía [MWh]	Tiempo [h]	FU [%]
Capitán Sarmiento	28,853.15	5,770.63	65.9%
Junín	102,406.85	4,571.73	52.2%
Pehuajó	85,389.81	3,812.05	43.5%
Lincoln	50,876.11	3,391.74	38.7%
Salto	73,701.97	3,275.64	37.4%
Lobos	57,824.68	2,920.44	33.3%
Arrecifes	36,397.44	2,426.50	27.7%
Colón	33,779.34	2,207.80	25.2%
Gral. Villegas	49,660.64	2,113.22	24.1%
Miramar	31,561.30	1,578.06	18.0%
La Plata	35,949.60	889.84	10.2%
Magdalena	15,582.68	623.31	7.1%

TABLA 17.: Resumen despacho Centrales GEED durante el año 2017

CENTRAL	2017		
	Energía [MWh]	Tiempo [h]	FU [%]
Capitán Sarmiento	26,908.27	5,381.65	61.4%
Junín	111,441.29	4,975.06	56.8%
Lincoln	63,399.96	4,226.66	48.2%
Salto	89,208.77	3,964.83	45.3%
Lobos	69,583.42	3,514.31	40.1%
Colón	33,678.75	2,201.23	25.1%
Arrecifes	28,961.17	1,930.74	22.0%
Gral. Villegas	21,187.57	901.60	10.3%
Pehuajó	13,928.42	621.80	7.1%
Miramar	11,172.79	558.64	6.4%
La Plata	11,274.50	279.07	3.2%
Magdalena	4,709.48	188.38	2.2%

TABLA 18.: Resumen despacho Centrales GEED durante el año 2018

CENTRAL	2018		
	Energía [MWh]	Tiempo [h]	FU [%]
Capitán Sarmiento	22,282.93	4,456.59	50.9%
Junín	86,989.70	3,883.47	44.3%
Salto	65,399.88	2,906.66	33.2%
Lincoln	41,233.20	2,748.88	31.4%
Lobos	39,944.62	2,017.40	23.0%
Arrecifes	14,725.54	981.70	11.2%
Colón	13,290.45	868.66	9.9%
Miramar	13,079.80	653.99	7.5%
Gral. Villegas	14,173.58	603.13	6.9%
Pehuajó	3,924.09	175.18	2.0%
La Plata	4,600.35	113.87	1.3%
Magdalena	778.79	31.15	0.4%



E.ii. CENTRALES UGEEM (Resolución SEE N°1782/2006)

Para el desarrollo del correspondiente análisis técnico se tomaron como base los siguientes datos:

TABLA 19.: Resumen despacho Centrales UGEEM durante el año 2018

CENTRAL	2018		
	Energía [MWh]	Tiempo [h]	FU [%]
Móvil C. CASARES (Moctezuma)	1,740.05	310.72	3.9%
Móvil BOLÍVAR	1,164.44	306.43	3.8%
Móvil BRANDSEN	1,469.14	154.65	1.9%
Móvil NUEVE DE JULIO	720.92	102.99	1.3%
Móvil CASBAS	188.32	89.68	1.1%
Móvil PUAN	77.08	55.06	0.7%
Móvil TORNQUIST	115.96	20.71	0.3%
Móvil GUAMINÍ	89.93	17.99	0.2%

ANEXO IV

PLAN DE OBRAS DE EXPANSIÓN 2019-2021

TABLA 20.: Monto estimado por obra – Escenario Ver. 2018/19

Fecha E/S	Descripción de la obra	Presupuesto de Obra [USD MM]
dic-18	Ampliación ET MIRAMAR (1era. Etapa): Contempla el reemplazo del transformador T1MR 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por una máquina de 30/20/30 MVA	USD 0.17 MM
dic-18	Ampliación ET LINCOLN (1era. Etapa): Contempla el reemplazo de los transformadores T1LI y T2LI 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por dos máquinas de 30/20/30 MVA	USD 0.26 MM
dic-18	Ampliación ET MAR DE AJÓ (1era. Etapa): Contempla el reemplazo del transformador T2MJ 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por una máquina de 30/10/30 MVA	USD 0.09 MM
dic-18	Nueva ET Puan: Contempla la construcción de una nueva Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV de 2x30/30/20 MVA.	Ejecutada por Provincia
dic-18	Nueva ET Brandsen: Contempla la construcción de una nueva Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV de 1x30/30/20 MVA.	Ejecutada por Provincia
dic-18	Vinculación 132 kV Mar del Plata-Villa Gesell en doble terna (autorización provisoria del ENRE por el Ver. 2018-19, hasta la E/S de la ET Vivoratá 500/132 kV).	Ejecutada por Nación

USD 0.52 MM

TABLA 21.: Monto estimado por obra – Escenario Ver. 2019/20

Fecha E/S	Descripción de la obra	Presupuesto de Obra [USD MM]
abr-19	Ampliación ET IMSA (Junín): Contempla la instalación de un segundo transformador de potencia (T2IM) de 15/10/15 MVA-132/33/13,2 kV y campos asociados, y la construcción de barras de 33 kV.	USD 3.68 MM
oct-19	Nueva ET "25 de Mayo" de 2x300 MVA - 500/132 kV y el seccionamiento de la línea de 132 kV Bragado - Saladillo y construcción LAT 132 kV Doble Terna de 4,5 km de longitud.	Ejecuta Nación con Aporte FREBA
dic-19	Ampliación ET MIRAMAR (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de de equipos existentes.	USD 1.27 MM
dic-19	Ampliación ET LINCOLN (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de de equipos existentes.	USD 1.93 MM
dic-19	Ampliación ET MAR DE AJÓ (Finalización): Adecuaciones y reemplazo de de equipos existentes.	USD 1.98 MM
dic-19	Nueva ET Tandil Industrial: Contempla la construcción de una nueva Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA.	USD 3.41 MM
dic-19	Ampliación ET La Plata: Instalación de un tercer transformador de potencia de 132/13,2 kV de 40 MVA	USD 3.68 MM
dic-19	Ampliación ET City Bell: Instalación de un tercer transformador de potencia de 132/13,2 kV de 40 MVA	USD 3.68 MM
dic-19	Ampliación ET Las Toninas: Instalación de un segundo transformador de potencia de 30/30/20 MVA.	USD 3.68 MM
dic-19	Ampliación ET Balcarce: Reemplazo del T1BL de 15/10/15 MVA por uno de 30/30/20 MVA.	USD 1.27 MM
dic-19	Ampliación ET Tornquist: Reemplazo del transformador T1TO por una máquina de 30/30/20 MVA o Instalar 2do Transformador de 15/10/15 MVA.	USD 1.27 MM
dic-19	Ampliación ET González Chavés: Reemplazo del transformador T1GC de 10/10/3,3 MVA por uno de 15/10/15 MVA.	USD 0.74 MM

USD 26.58 MM

TABLA 22.: Monto estimado por obra – Escenario Ver. 2020/21

Fecha E/S	Descripción de la obra	Presupuesto de Obra [USD MM]
abr-20	Ampliación ET Quequén 132/33/13,2 kV: Contempla el reemplazo del transformador T1QU 132/33/13,2 kV de 15/10/15 MVA por una máquina de 30/30/30 MVA y la instalación de un 2do. TR (T2QU) de 30/30/30 MVA más campos asociados.	USD 10.42 MM
abr-20	Nueva LAT 132 kV 25 de Mayo - Chivilcoy de 68 km.	USD 13.04 MM
jun-20	LAT 132 kV Chacabuco Industrial - Junín de 40 km y Ampliación ET IMSA cambiando T2IM de 15/10/15 a 30/20/30 MVA	USD 8.94 MM
jun-20	Nueva ET Lobos 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y LAT 132 kV Cañuelas-Lobos de 42 km.	USD 19.02 MM
dic-20	Nueva ET Bolívar 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y seccionamiento de la línea de 132 kV Henderson - Olavarría y nueva LAT 132 kV doble terna de 45 km hacia la nueva ET Bolívar.	USD 23.99 MM
dic-20	Nueva ET Vivorata 500 kV y Vinculaciones de 132 kV a Villa Gesell (dos ternas), Mar del Plata (cuatro ternas), Balcarce y Quequén.	Ejecuta Nación
mar-21	Nueva ET General Villegas 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y LAT 132 kV Pehuajó - Gral. Villegas de 140 km.	USD 15.90 MM
mar-21	Nueva ET Nueve de Julio 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y LAT 132 kV 25 de Mayo - Nueve de Julio de 78 km.	USD 25.37 MM
mar-21	Nueva ET Chivilcoy Dos 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y seccionamiento LAT 25 de Mayo - Chivilcoy y construcción LAT 132 kV Doble Terna de 19 km de longitud hasta la nueva ET "Chivilcoy Dos"	USD 16.15 MM
mar-21	Ampliación ET Villa Lía 220/132 kV; LAT 132 kV Villa Lía-C. Sarmiento de 43 km; Nueva ET C. Sarmiento 132/33/13,2 kV	USD 21.39 MM
mar-21	Ampliación ET Villa Gesell 132/33/13,2 kV: Reemplazo del transformador T2GV de 15/10/15 MVA por uno de 40/30/40 MVA	USD 1.91 MM
mar-21	Ampliación ET San Pedro 132/33/13,2 kV: Reemplazo de uno de los transformadores de 15 MVA (T1SH y T2SH) por una máquina de 30/20/30 MVA	USD 0.56 MM

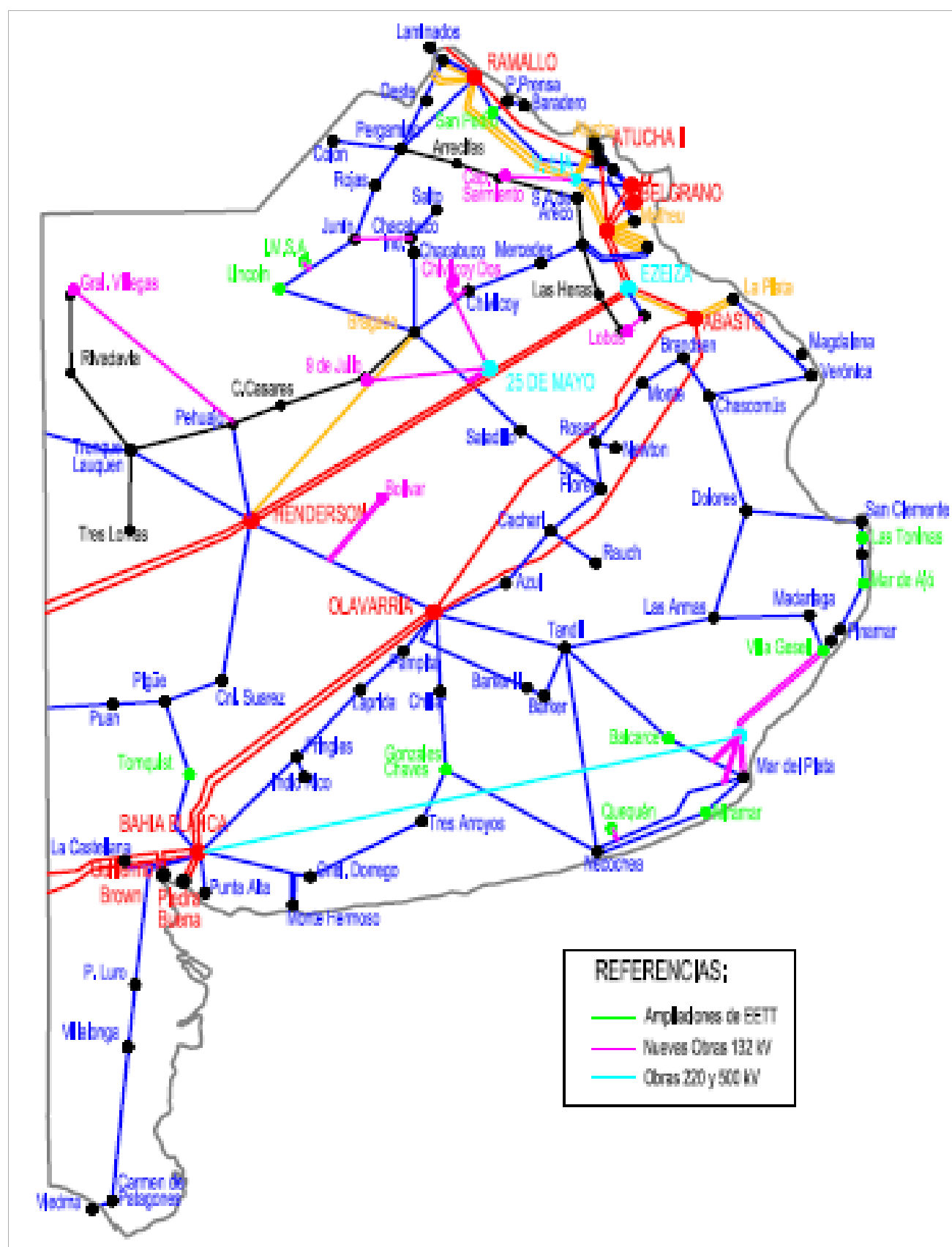
USD 156.70 MM

TABLA 23.: Resumen de Total de Costos

Fecha E/S	MONTO [USD MM]
Verano 2018/19	USD 0.52 MM
Verano 2019/20	USD 26.58 MM
Verano 2020/21	USD 156.70 MM

USD 183.80 MM

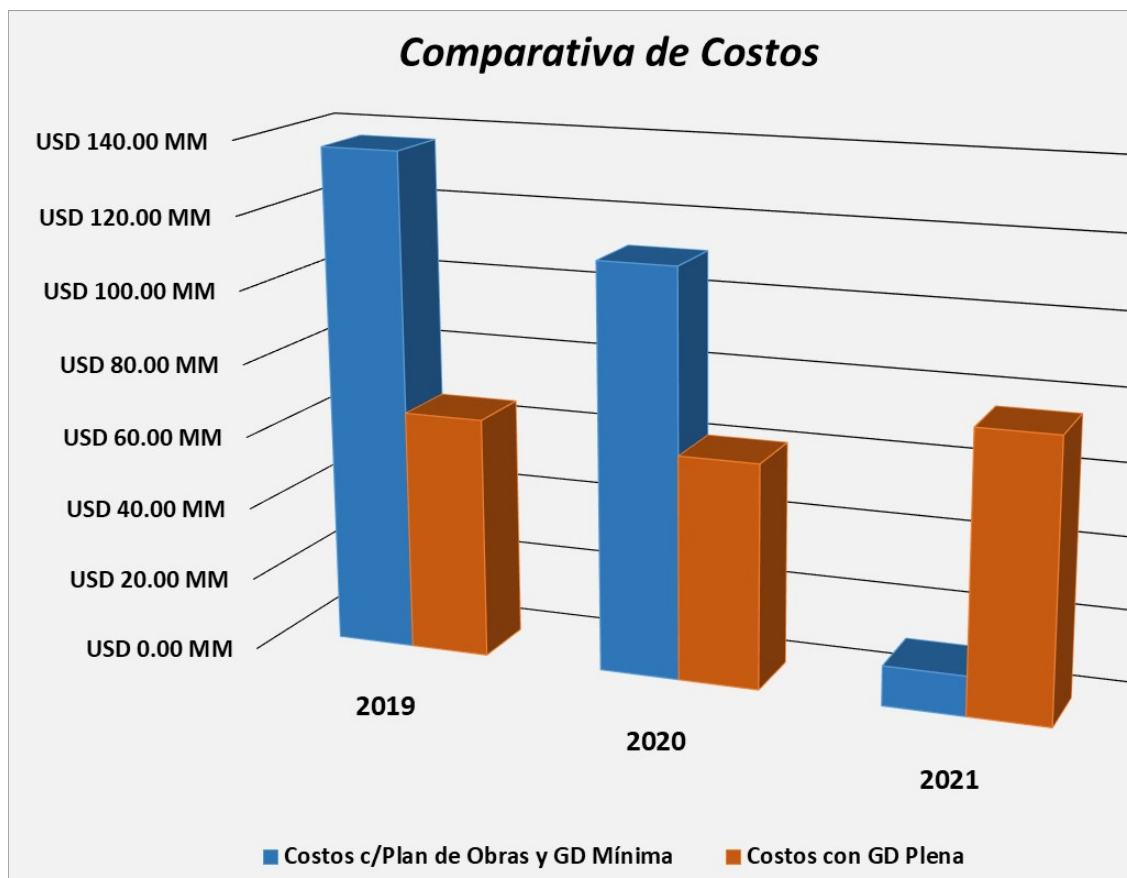
FIGURA 7: Esquema Eléctrico Geográfico de la Provincia de Buenos Aires



ANEXO V

COSTOS DE GENERACIÓN 2019-2021

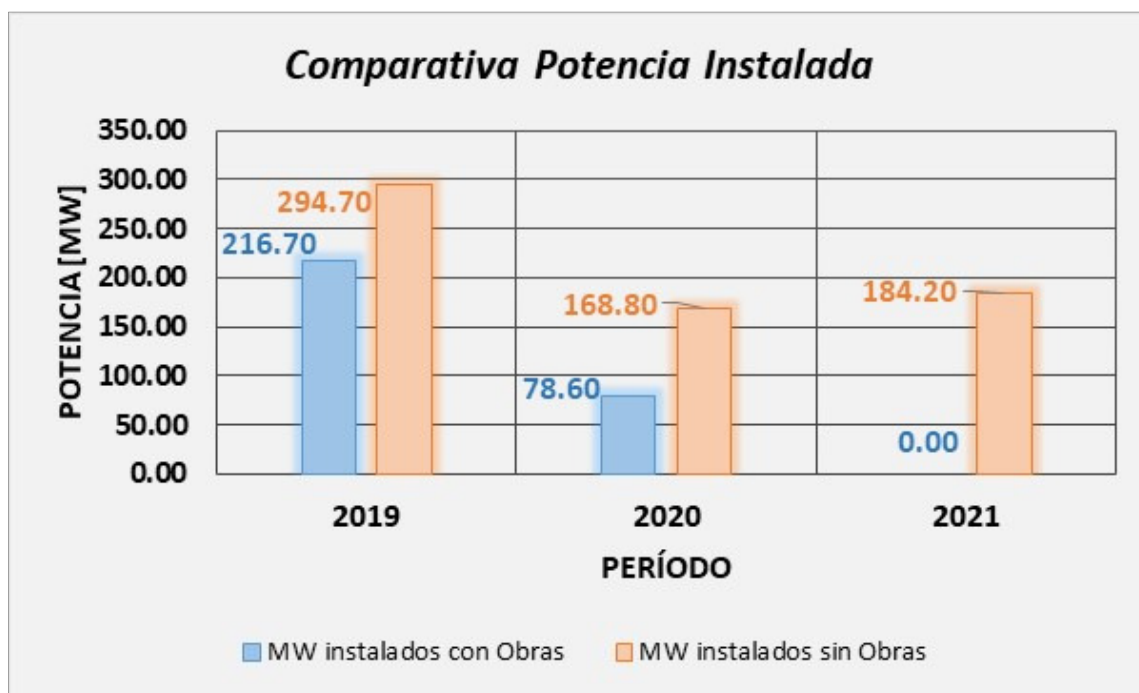
En la siguiente gráfica se muestra una comparativa de los costos totales asociados a la generación distribuida, los cuales están conformados por costos fijos (potencia máxima disponible) y variables (Energía despachada y combustible); entre un escenario con obras de expansión en el sistema de transporte por distribución troncal, y otro considerando el abastecimiento energético sostenido con centrales térmicas de generación a partir de combustibles líquidos, distribuidas en distintos nodos del sistema eléctrico.



En el cuadro siguiente se deja en evidencia el elevado costo que representa mantener operativas centrales térmicas de generación a partir de combustible líquidos, respecto a la ejecución de un plan sostenido de obras de expansión del sistema de transporte por distribución troncal.

Periodo	Estado	COSTOS [USD MM]	
		Plan de Obras	Sin Plan de Obras
2019	Generación Distribuida	USD 43.01 MM	USD 65.57 MM
	Obras Estructurales	USD 93.84 MM	USD 0.00 MM
TOTAL 2019 =		USD 136.85 MM	USD 65.57 MM
2020	Generación Distribuida	USD 33.55 MM	USD 70.74 MM
	Obras Estructurales	USD 78.54 MM	USD 0.00 MM
TOTAL 2020 =		USD 112.09 MM	USD 70.74 MM
2021	Generación Distribuida	USD 0.00 MM	USD 85.74 MM
	Obras Estructurales	USD 10.90 MM	USD 0.00 MM
TOTAL 2021 =		USD 10.90 MM	USD 85.74 MM
Generación Distribuida		USD 76.56 MM	USD 222.05 MM
Obras Estructurales		USD 183.27 MM	USD 0.00 MM
TOTAL =		USD 259.84 MM	USD 222.05 MM

El gráfico de barras que se muestra a continuación, refleja la potencia instalada total en MW considerando el desarrollo del Plan de Obras, y la evolución del parque de generación en caso de no ejecutar el plan.



La siguiente gráfica muestra de manera porcentual la composición de los costos totales asociados a la generación distribuida.

