

Programa Federal Quinquenal de expansión de obras de Infraestructura Energética

Secretaría de Energía
Junio de 2020

Gobierno **Alberto Fernández-**
Cristina Fernández de Kirchner



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

Introducción

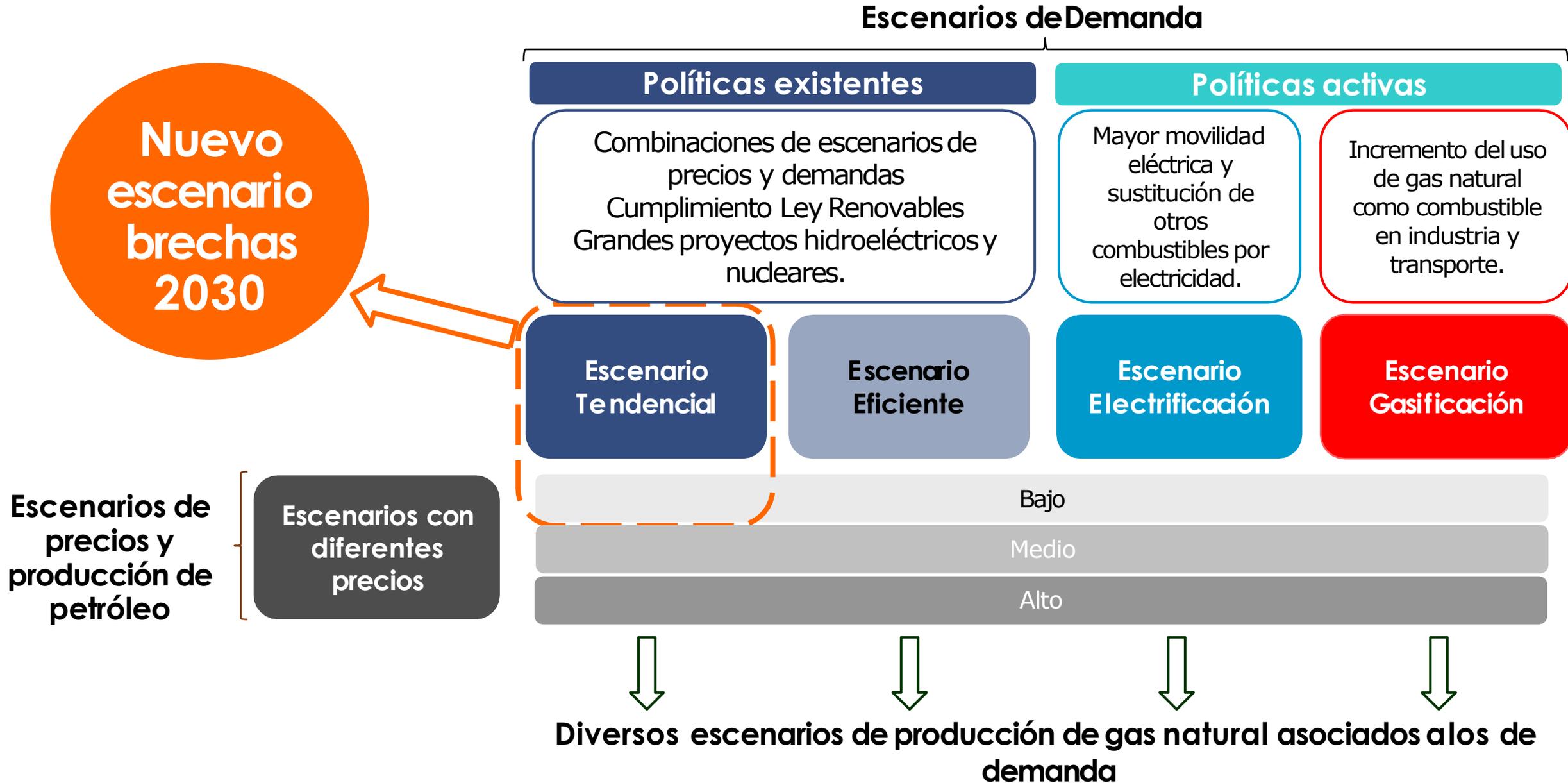
Escenarios Energéticos al 2030

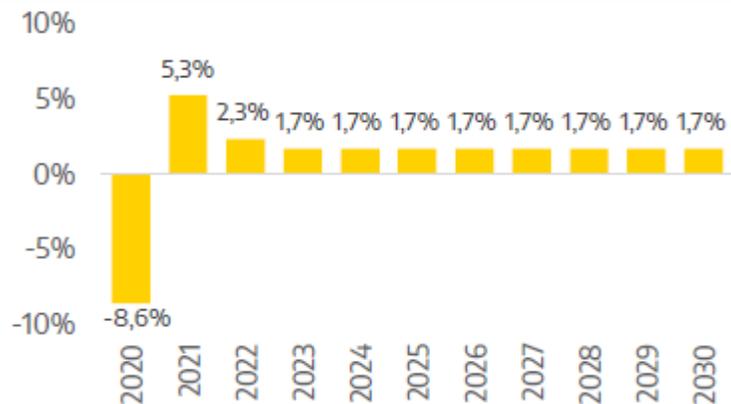
Secretaría de Energía
Junio de 2020

Gobierno **Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación





PIB

- 2020: -8,6%.
- 2019-2030: 1,1%a.a
- DATOS OFICIALES MIN ECONOMÍA

Cobertura de gas natural

- 2030: 10,8 millones de los hogares. 63% de cobertura.

Políticas de EERR y GD

- 2030: 20% de demanda eléctrica y 1 GW de GD

Hogares

- 2019: 14,4 MM.
- 2030: 17,3 MM.
- 1,5% a.a.

Parque automotor

- 2018: 13,9 MM veh. 311c/1000 hab.
- 2030: 19,3 MM veh. 466 c/1000 hab.

Población

- 2019: 44,9 MM.
- 2030: 49,4 MM.
- 1,0% a.a.

Eficiencia energética

- No se consideran cambios adicionales específicos sobre la tendencia de penetración tecnológica habitual para el escenario considerado.

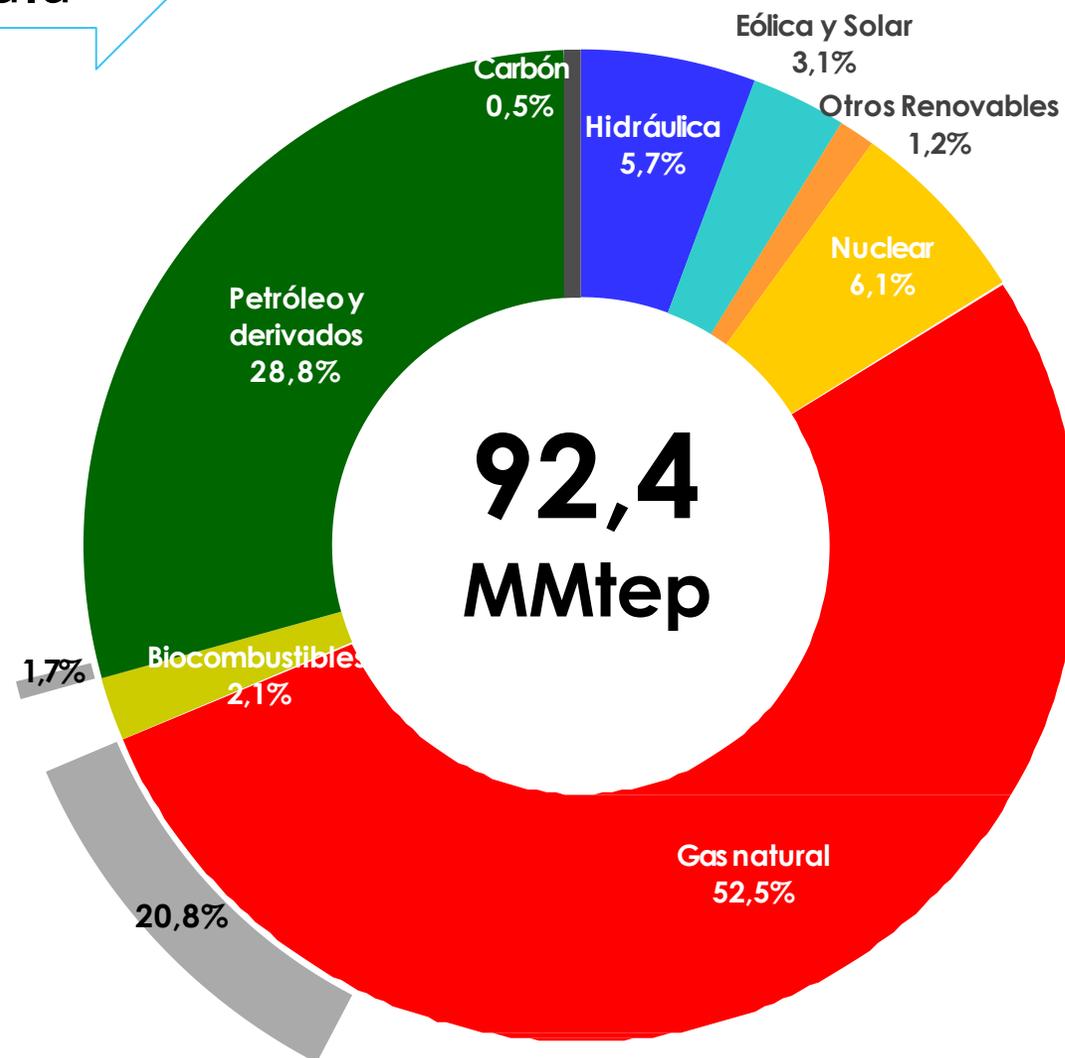
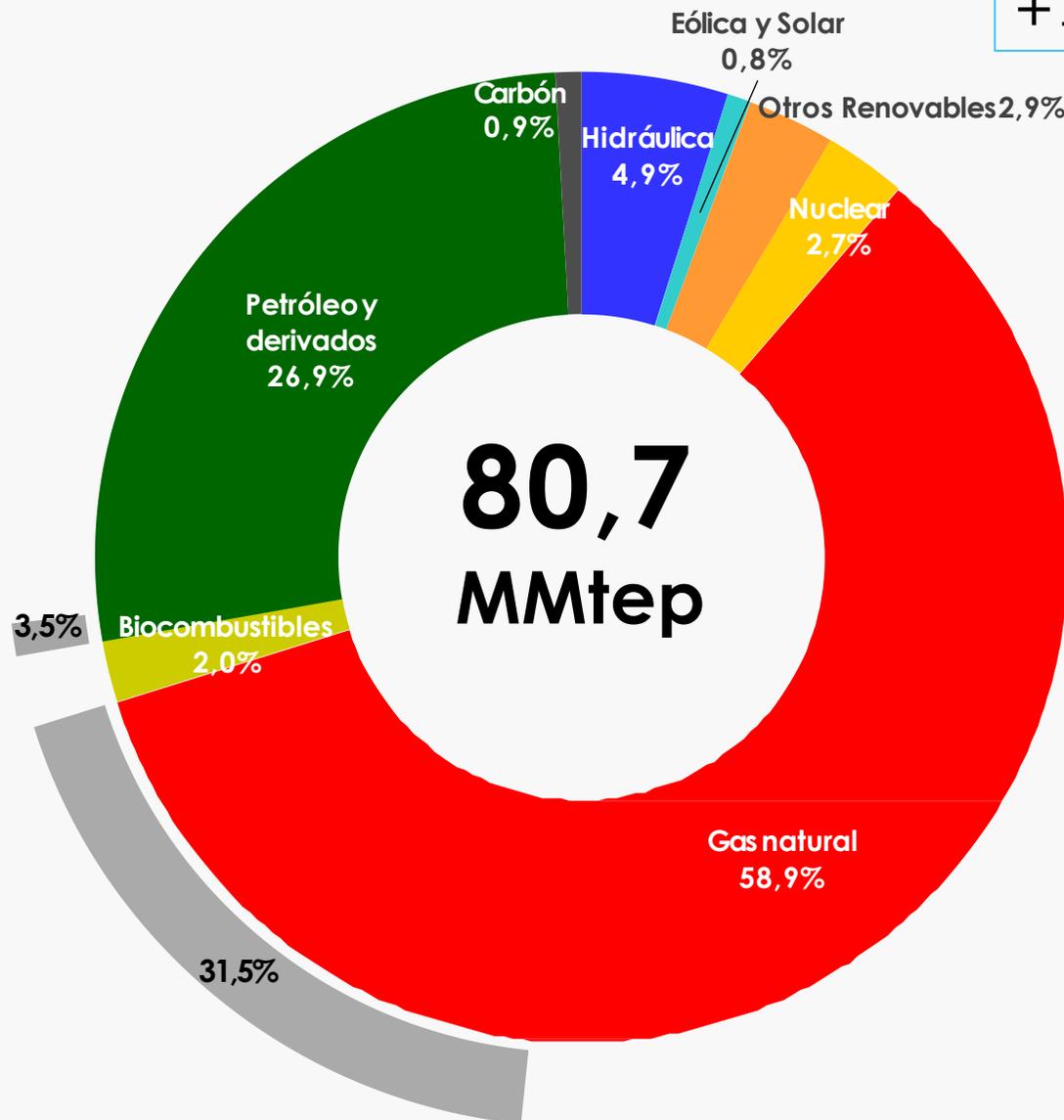


Oferta interna total ENERGÍA PRIMARIA

2019e

+1,2% a.a

2030



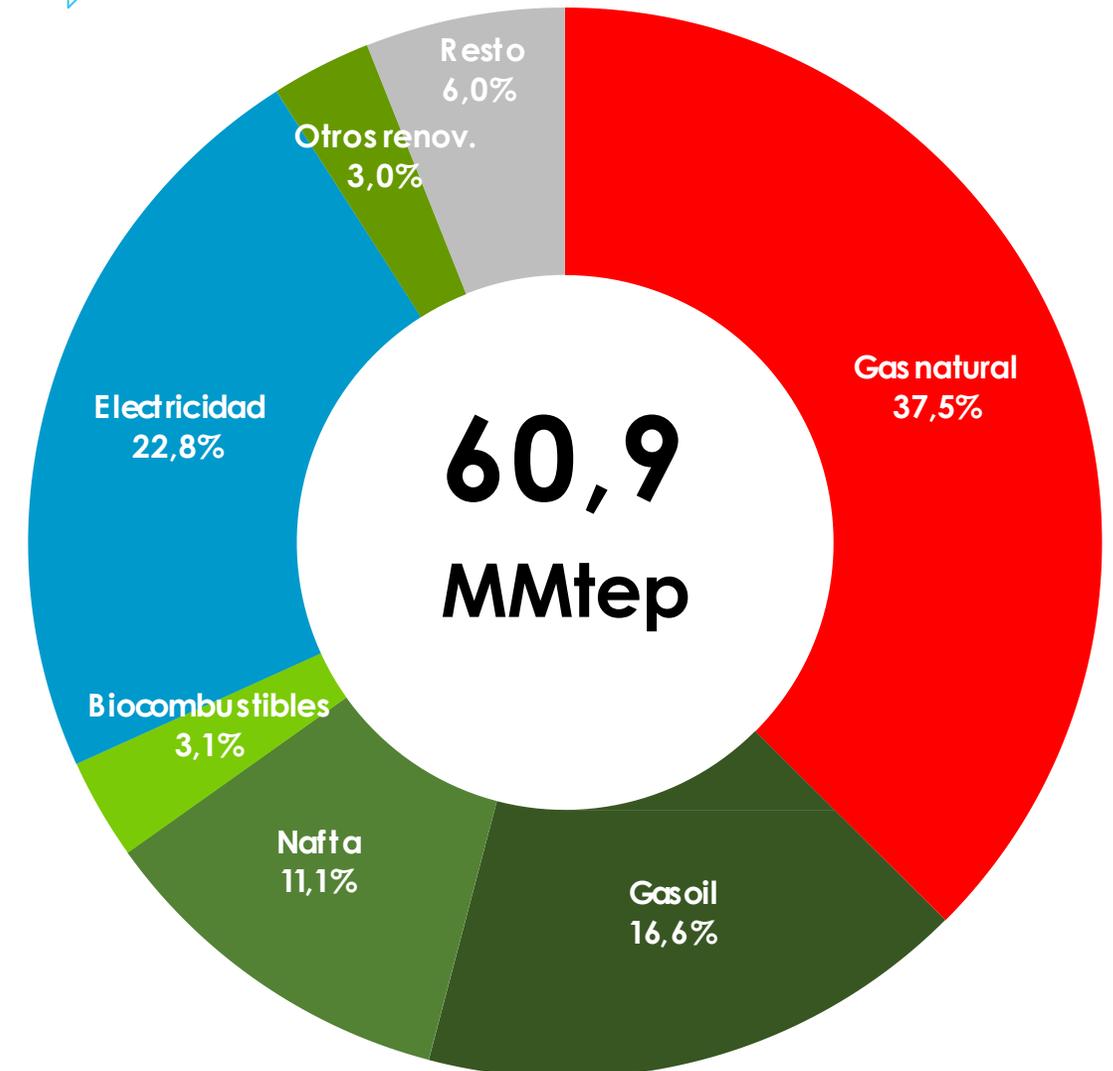
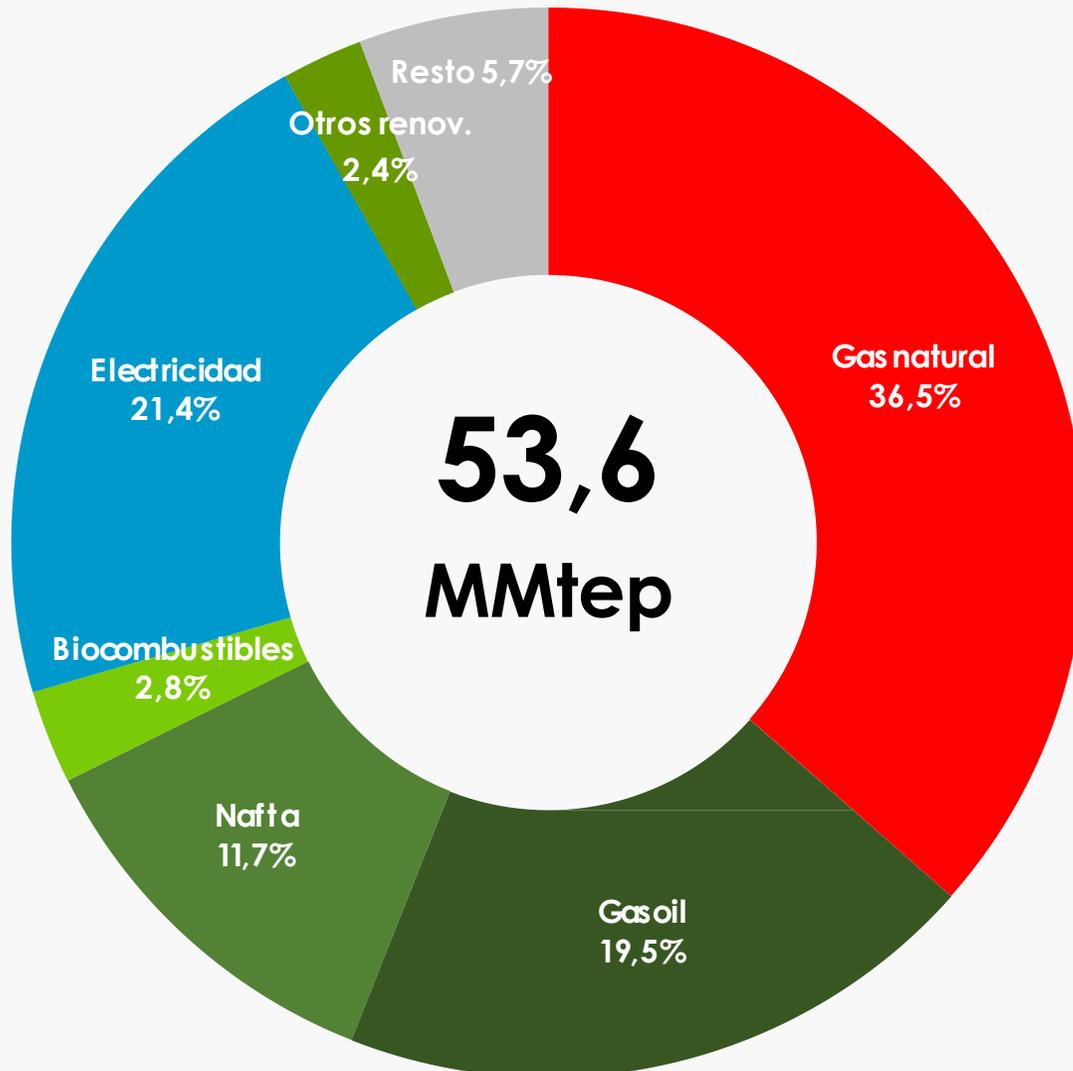
*OIT: Oferta interna de energía primaria más el resultado de la bal. com. desecundarias.

**Otros renovables incluye leña, bagazo y biomasa.

2019e

+1,2% a.a

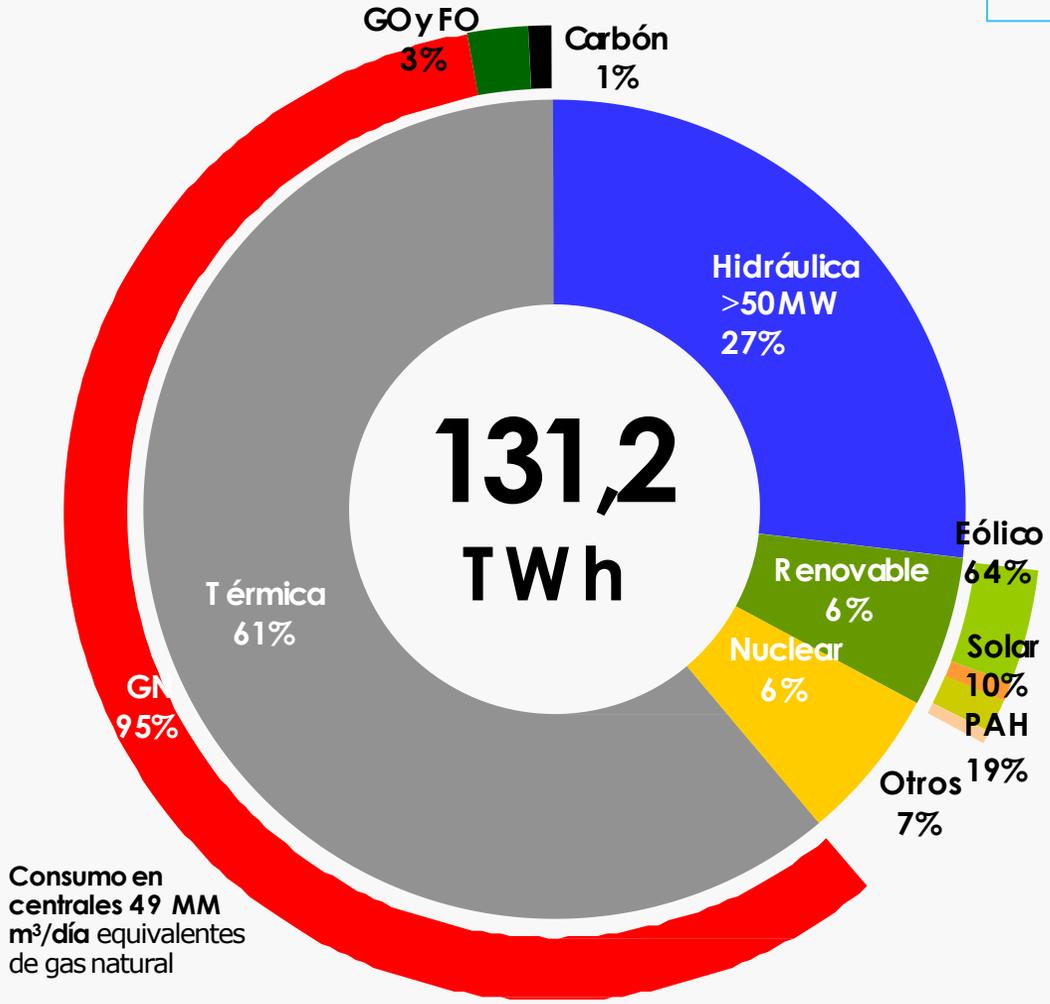
2030



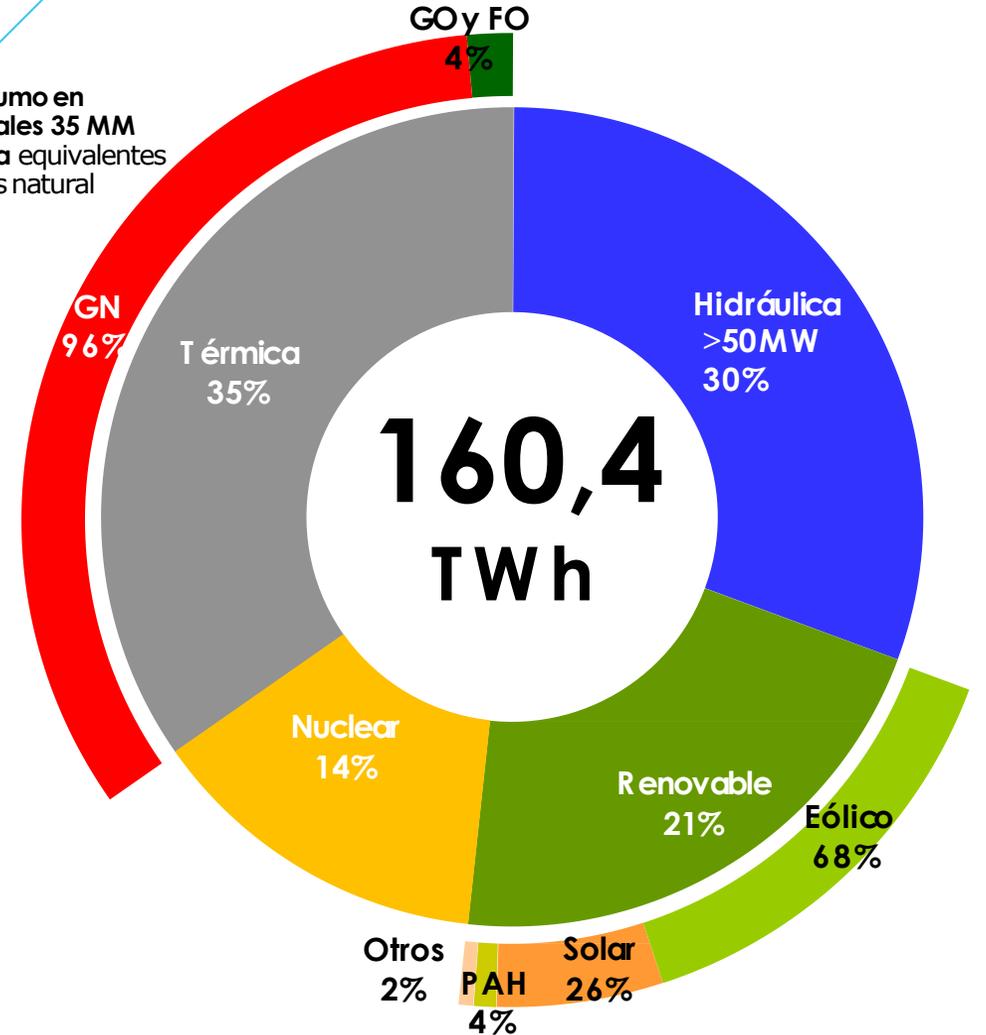
2019

+1,7% a.a

2030

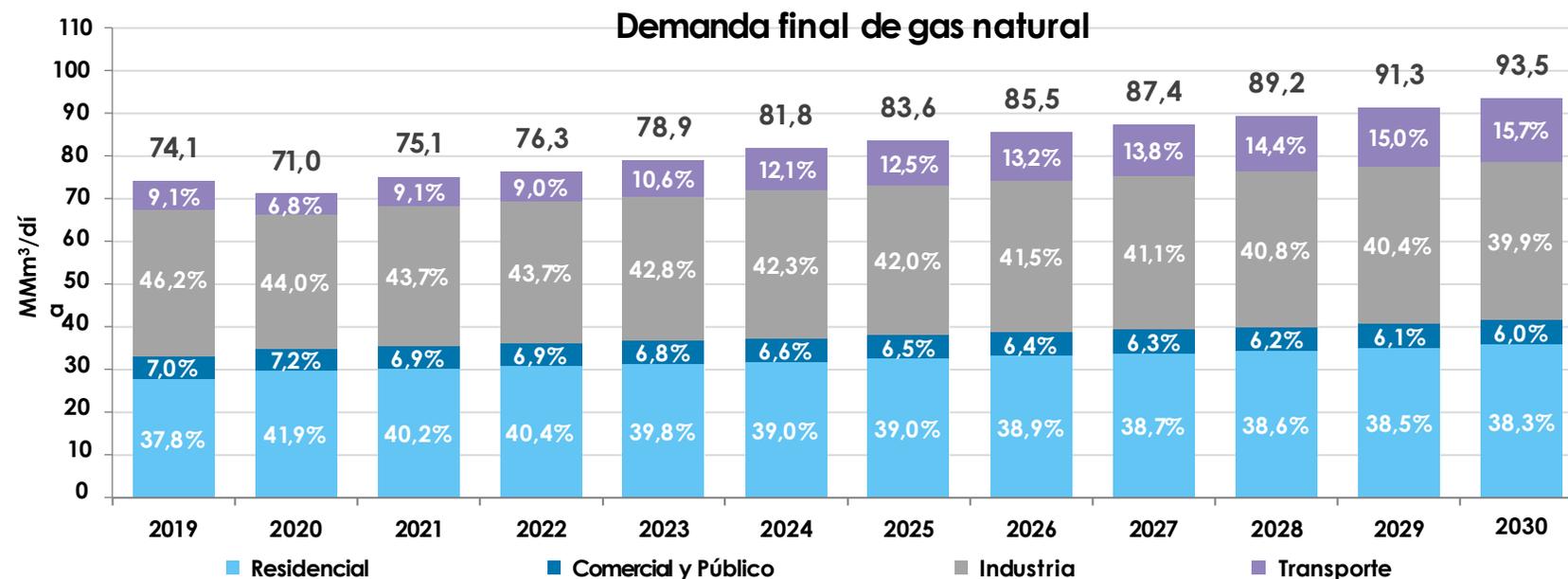
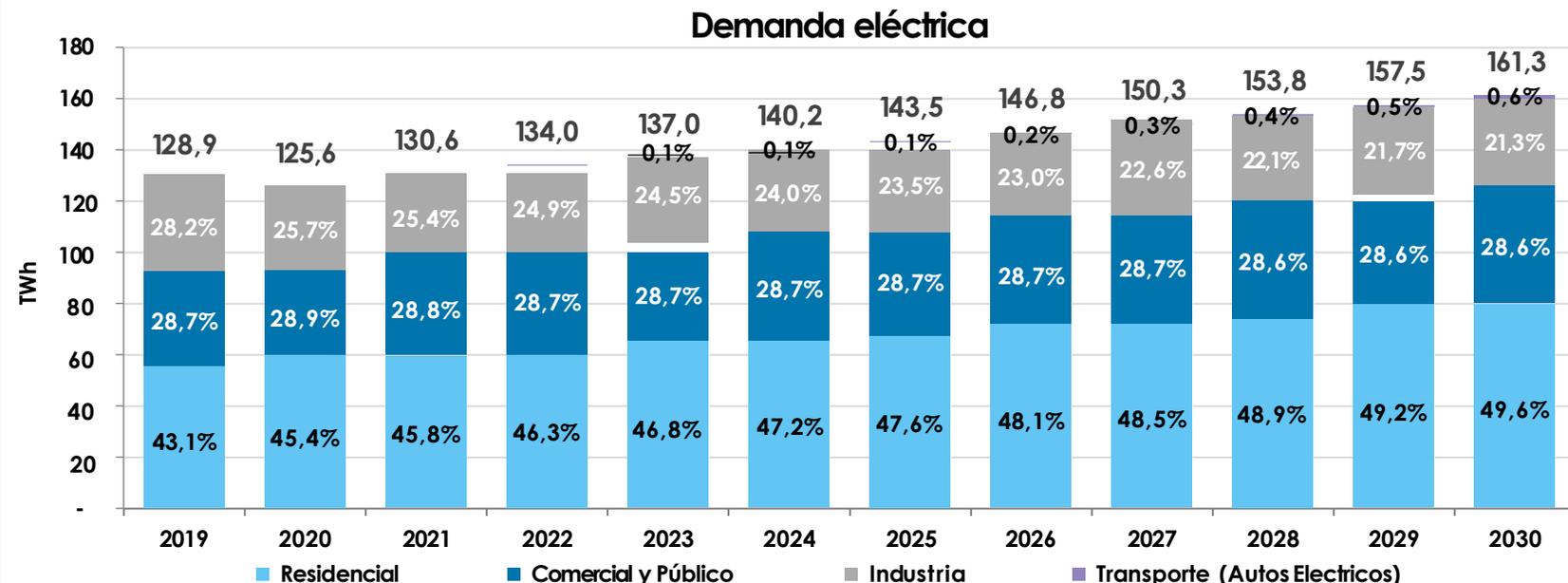


Consumo en centrales 35 MM m³/día equivalentes de gas natural



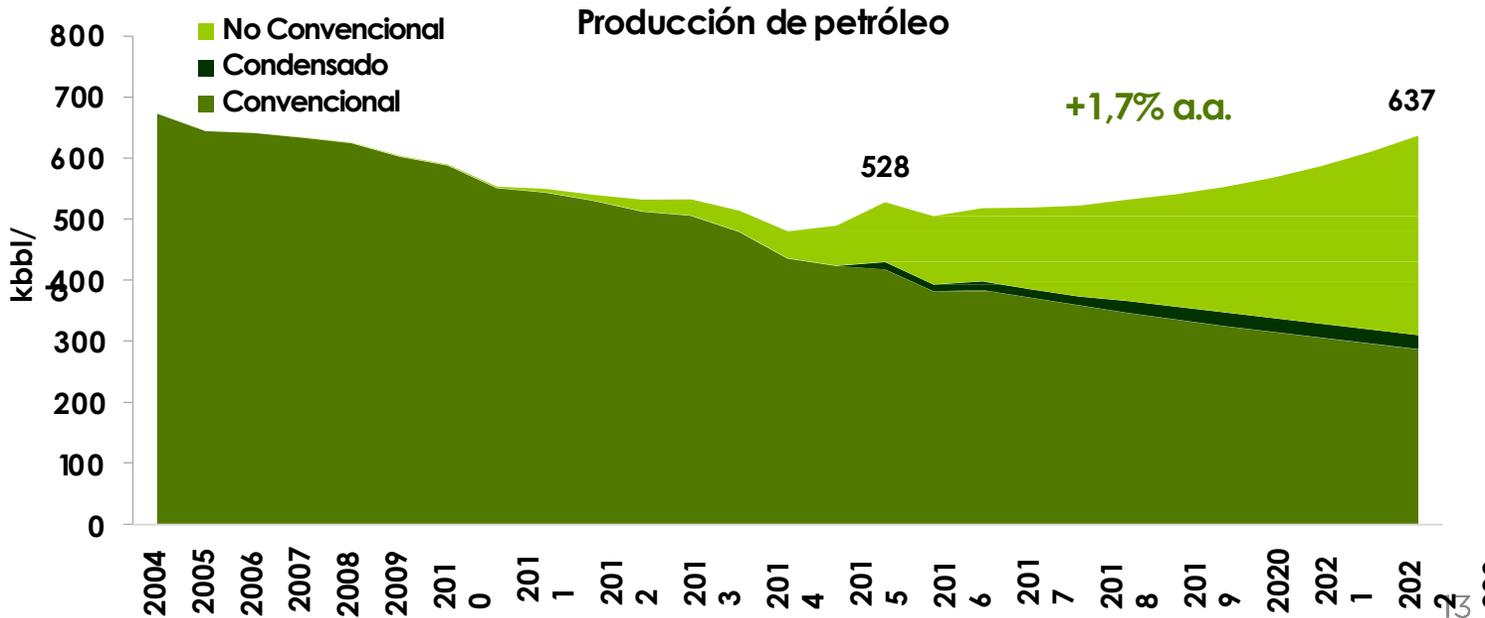
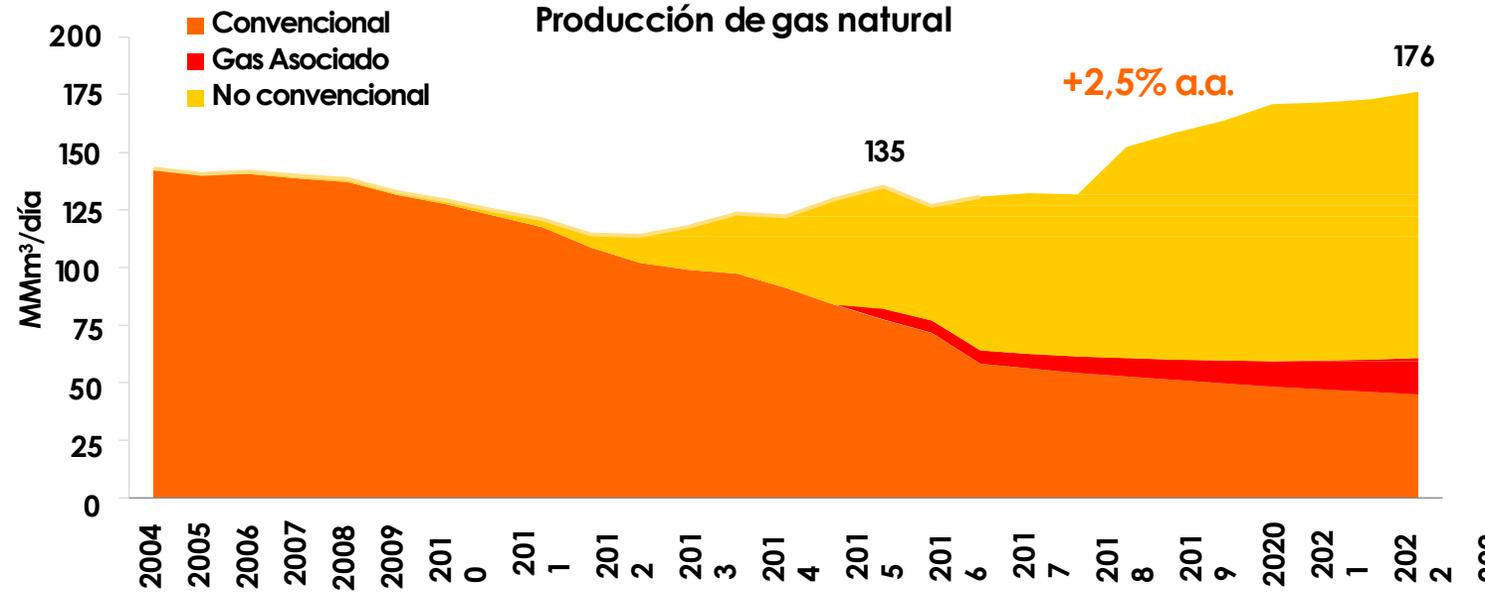
Demandas de gas natural y electricidad

- La demanda eléctrica total y la demanda final de gas natural crecen al **2,1% a.a.**
- Se esperan que **4,6 millones de personas** accedan al servicio eléctrico, mientras que se espera que se conecten **1,8 millones de hogares** a la red de gas natural.
- El resto de la demanda eléctrica crece al **0,8% a.a.**, mientras que la de gas natural lo hace al **2,2% a.a.**
- Se espera que las exportaciones de gas natural a la región se incrementen de manera considerable (+30 MM m³/día)



Producción de petróleo y gas natural

- La producción de gas natural crece como consecuencia de mayor evacuación, sustitución de importaciones y crecimiento de exportación regional.
- La producción de petróleo permitirá incrementar saldos exportables, en línea con mejores precios internacionales (Brent promedio 2021-30: 57 USD/bbl).



Programa Federal Quinquenal de expansión de obras de Infraestructura Energética

PLAN MAESTRO - EJES

Secretaría de Energía

Junio de 2020

Gobierno **Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

Clave

Es fundamental la ejecución de programas de expansión de la infraestructura energética de carácter **crítico** que permita el crecimiento sostenido de nuestro país post-pandemia

Contexto

- El pago de la deuda requerirá crecimiento del país y la energía es el principal combustible de cualquier proceso de desarrollo socio-económico.
- Las Redes de transporte (electricidad y de gas) federales están saturadas y necesitamos de mayores interconexiones en el país para salir de la crisis con crecimiento.

Objetivo

- Ejecución de un **Plan Federal Quinquenal** de obras de expansión de la **Infraestructura Energética**
- La expansión del sistema energético entre 2003 y 2015 fue un “habilitador” de crecimiento del PIB.

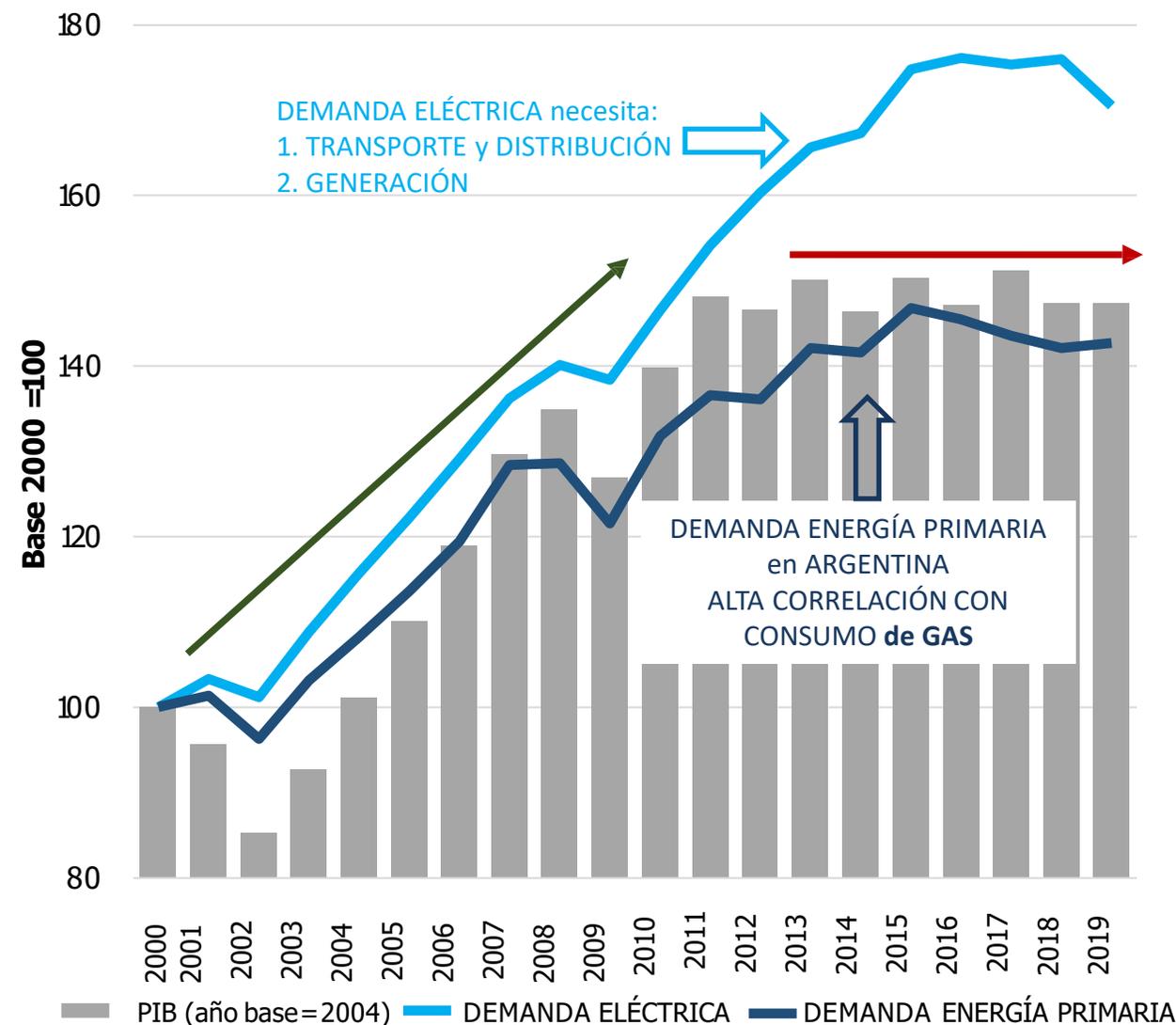
Ejes del Plan

Obras de
Transporte
Eléctrico

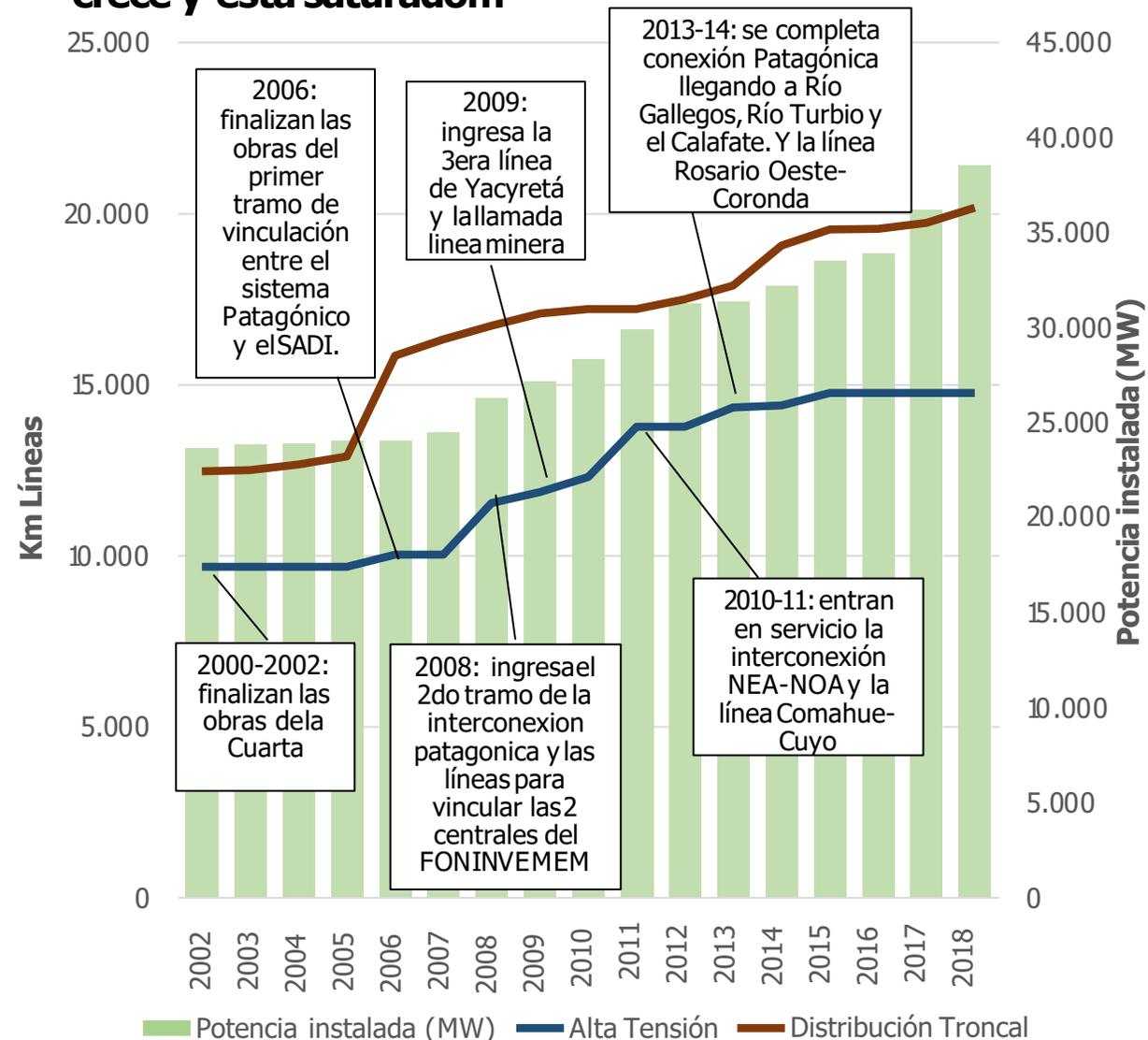
Expansión de
gasoducto Vaca
Muerta para
llegar a Brasil

IV Central
Nuclear

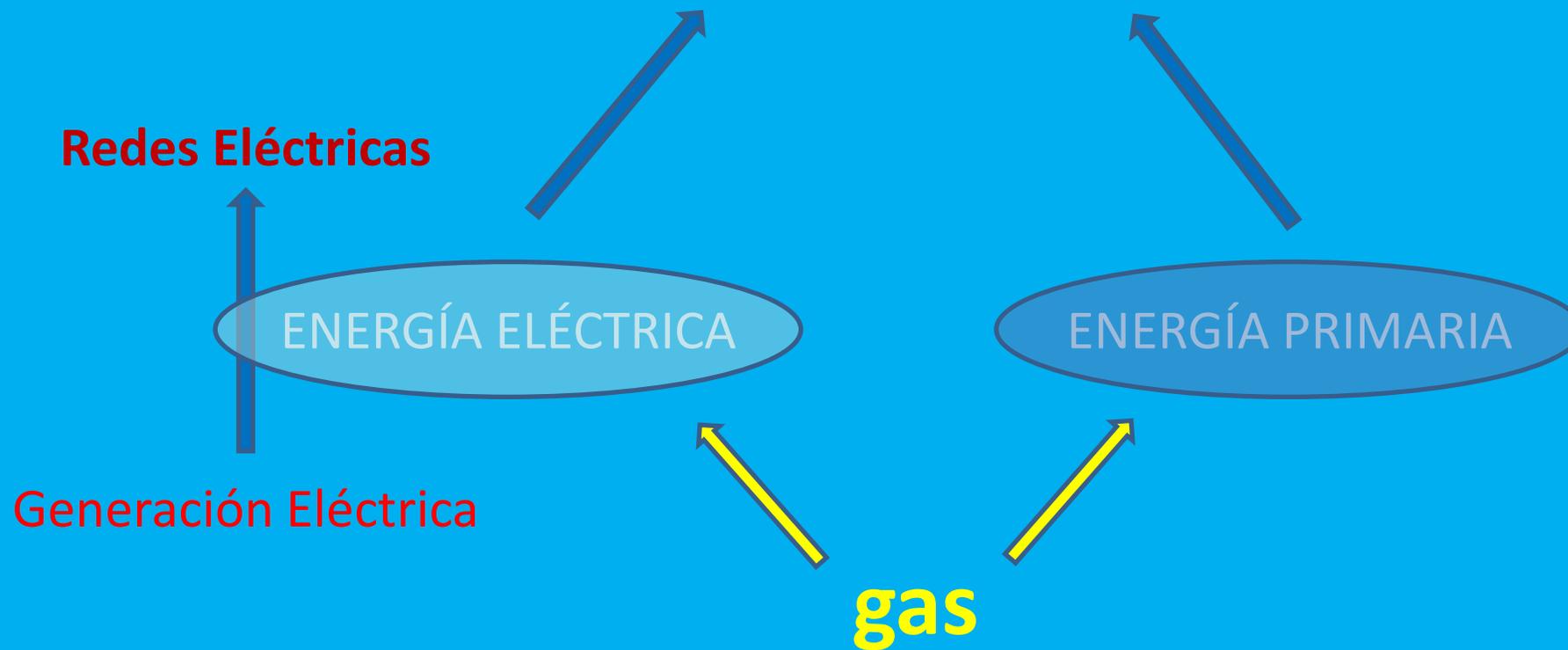
Demanda energética se vincula al crecimiento del PIB



Desde 2014 el sistema de transmisión de alta tensión no crece y está saturado...



CRECIMIENTO P.B.I. ARGENTINA



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

CRECIMIENTO P.B.I. ARGENTINA

Redes Eléctricas

PLAN FEDERAL QUINQUENAL POST PANDEMIA

EJE I : Expansión de Obras de Transporte Eléctrico

EJE II : Gasoducto Federal Alberto Fernández - CFK

EJE III : IV Central Atómica – Atucha III

Generación Eléctrica

gas



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

Eje I:

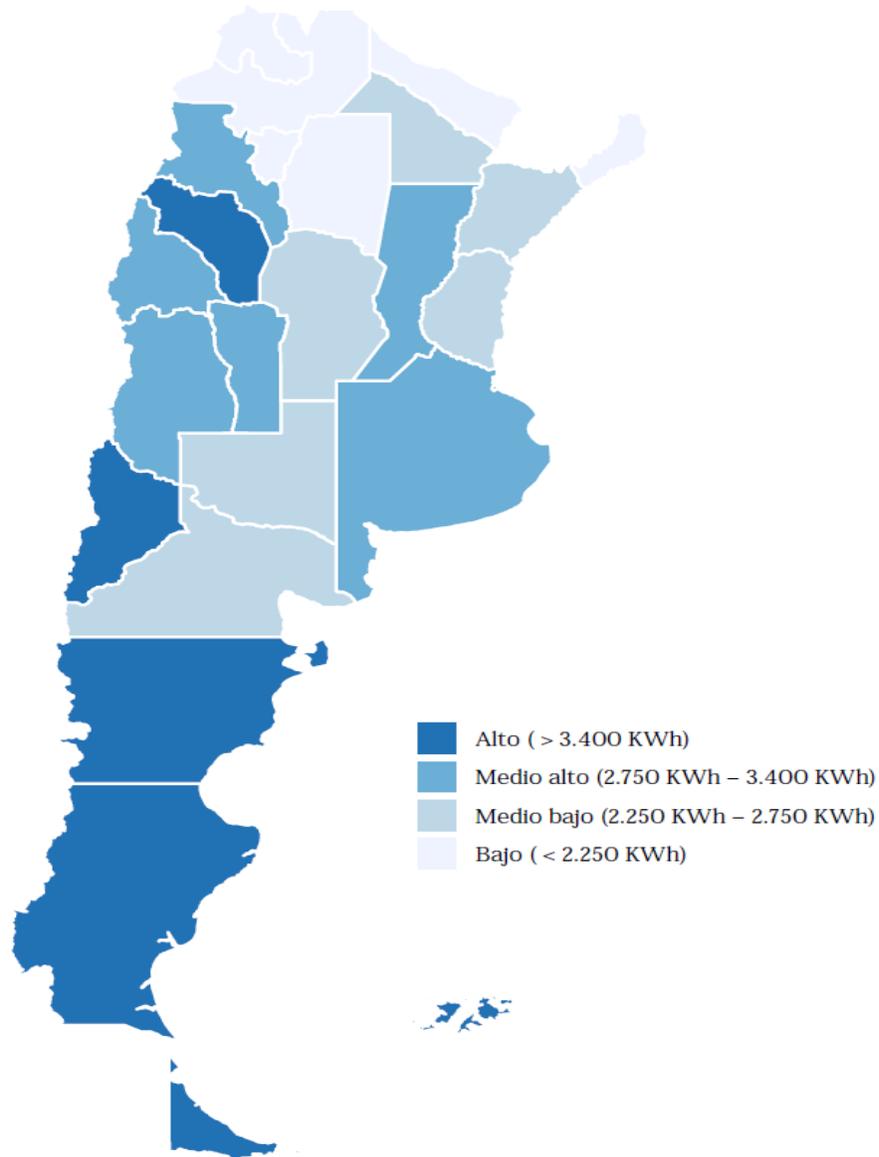
Expansión de obras de transporte eléctrico

Plan Quinquenal Federal III de Redes Eléctricas



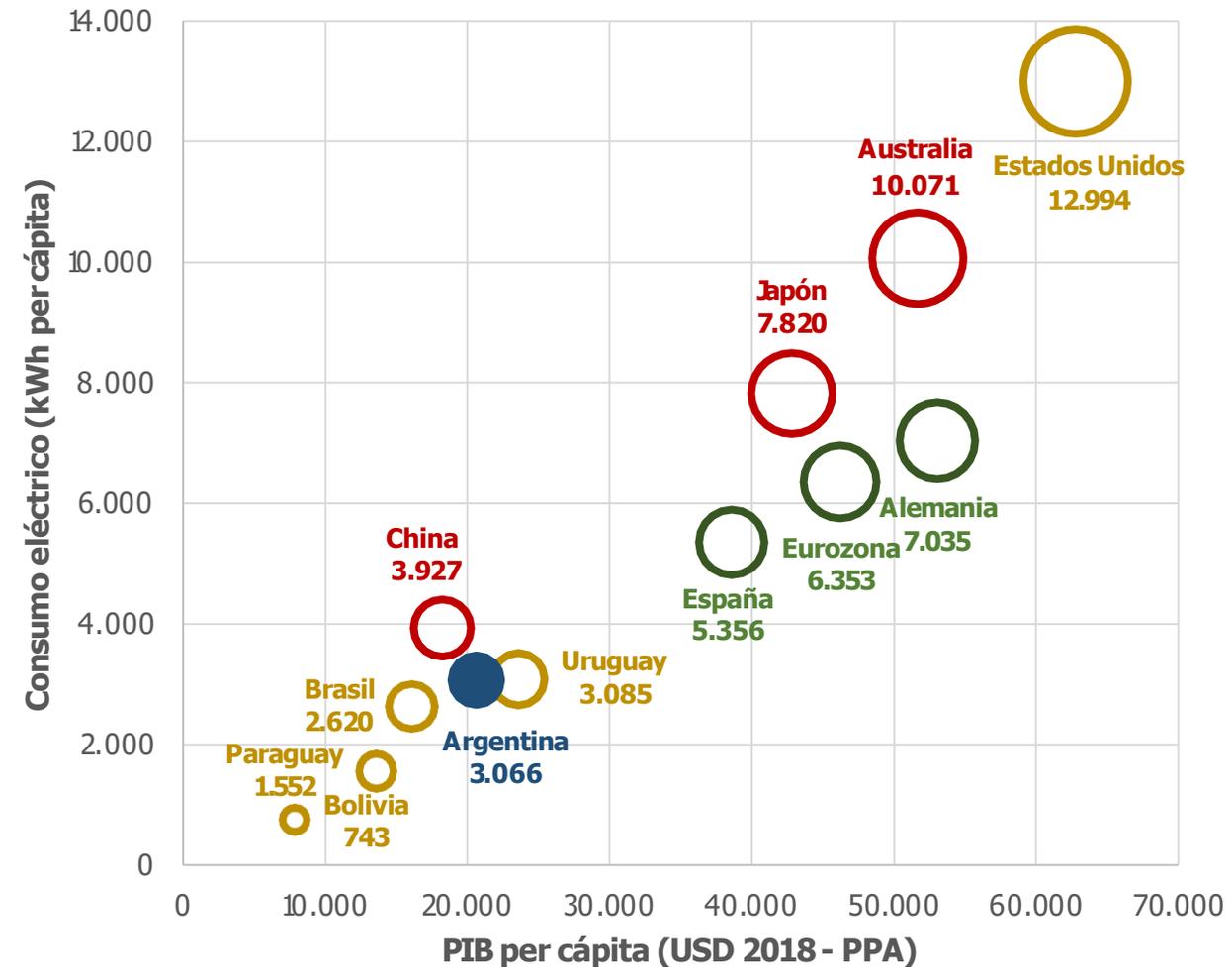
Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

Gobierno **Alberto Fernández-**
Cristina Fernández de Kirchner



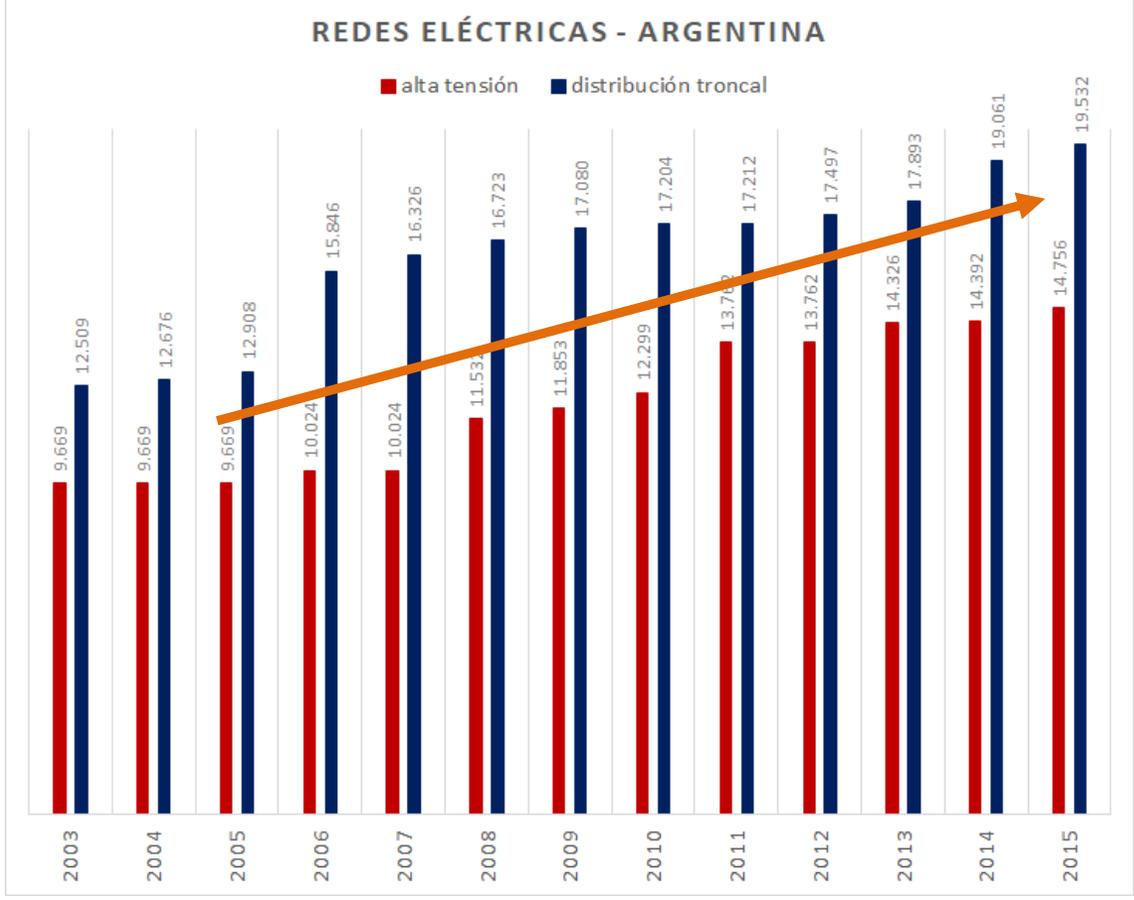
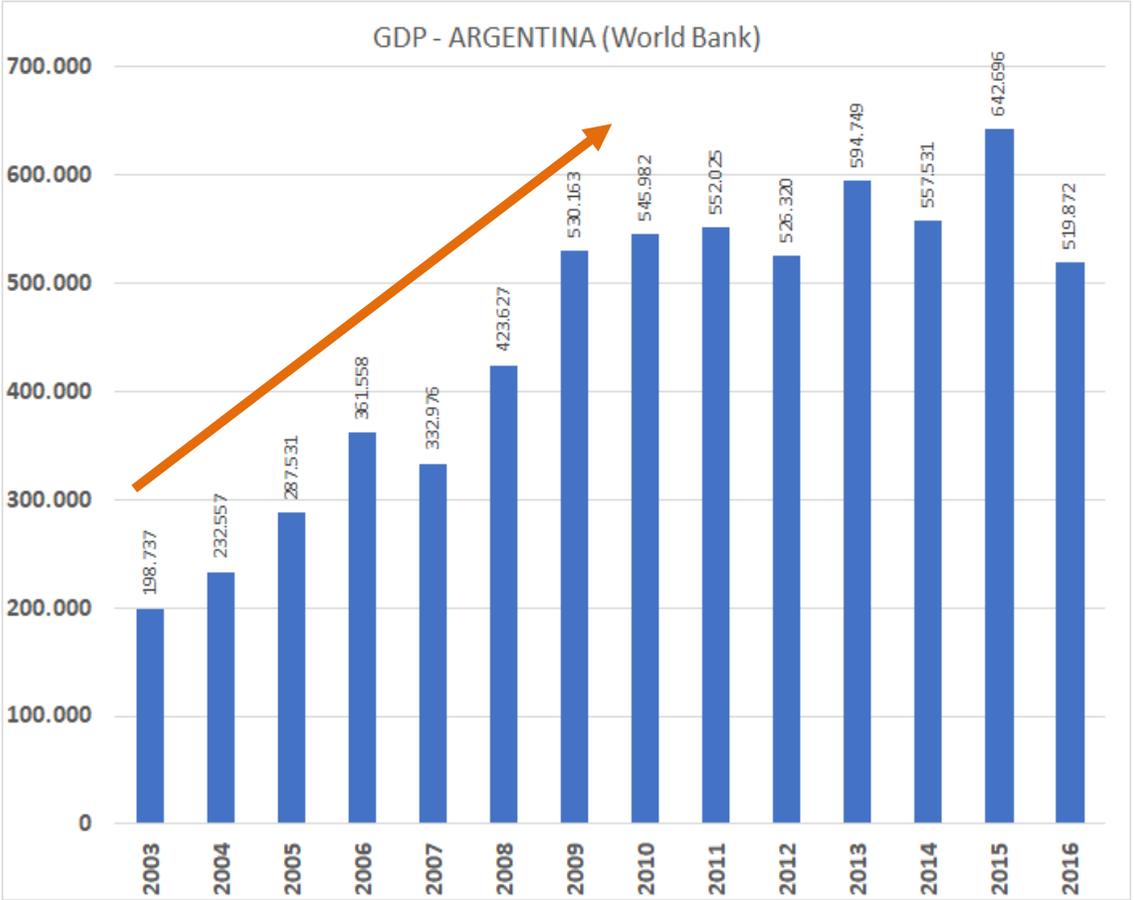
Media nacional: 3.066 kWh per cápita

El consumo eléctrico forma parte de los indicadores usuales de desarrollo económico



Fuente: DNEyPE sobre la base de información del Banco Mundial.

Nota: los consumos eléctricos per cápita de Argentina son de 2018 mientras que los del resto de los países son de 2014 de acuerdo a la base de datos del BM.



	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alta Tensión	9.669	9.669	9.669	10.024	10.024	11.532	11.853	12.299	13.762	13.762	14.326	14.392	14.756	14.756	14.756	14.756
Distribución Troncal	12.509	12.676	12.908	15.846	16.326	16.723	17.080	17.204	17.212	17.497	17.893	19.061	19.532	19.550	19.723	20.163
- Región Cuyo	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245	1.245	1.252	1.252	1.252	1.266	1.267	1.267	1.277	1.314
- Región Comahue	929	929	929	929	1.213	1.213	1.213	1.215	1.215	1.215	1.215	1.369	1.367	1.368	1.368	1.368
- Región Buenos Aires	5.987	5.987	6.005	6.005	6.044	6.107	6.108	6.110	6.110	6.158	6.158	6.158	6.158	6.158	6.172	6.455
- Región NEA	1.076	1.076	1.291	1.402	1.449	1.449	1.449	1.460	1.460	1.460	1.538	1.915	2.187	2.202	2.202	2.284
- Región NOA	3.272	3.438	3.438	3.561	3.565	3.847	4.076	4.184	4.184	4.422	4.426	4.908	5.050	5.052	5.201	5.211

Transporte eléctrico

Lineas de transmisión

Lineas de subtransmisión



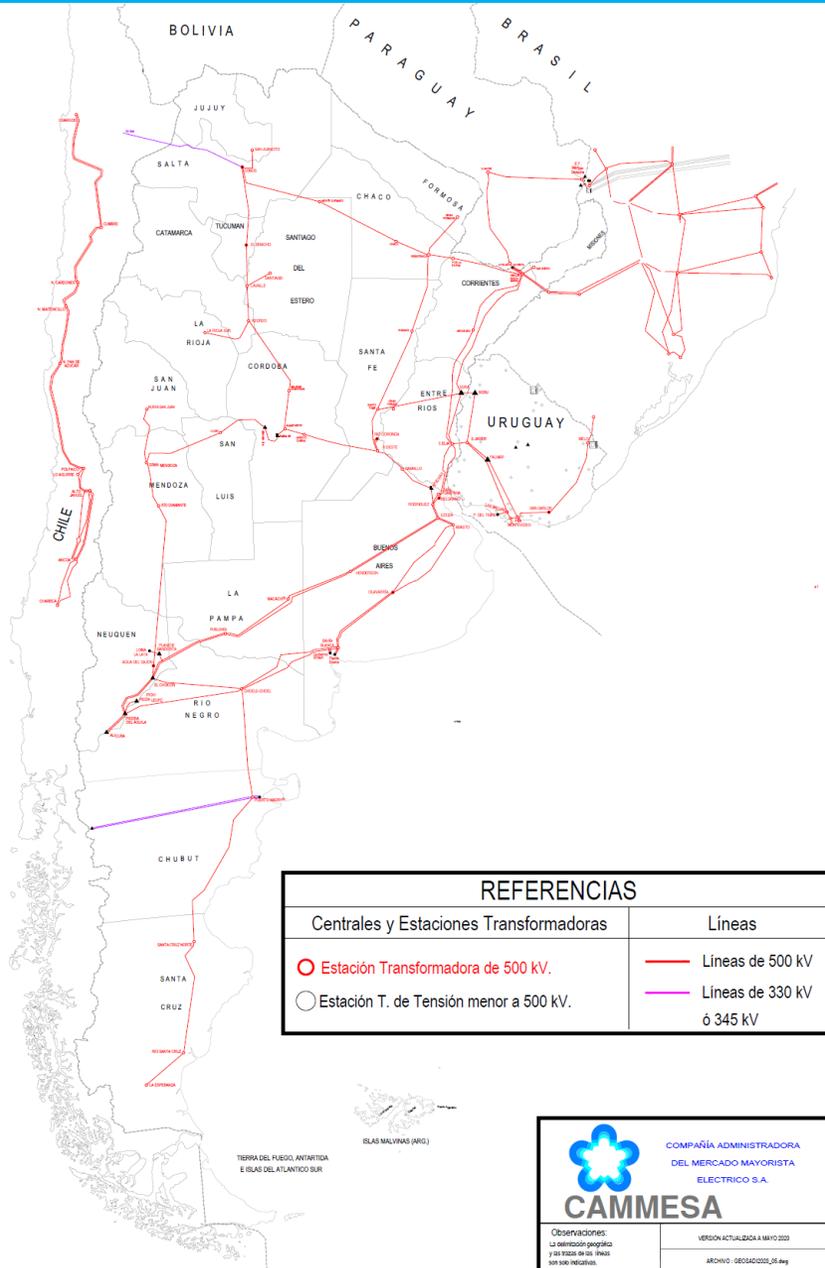
La Argentina no construye Infraestructura Eléctrica de relevancia desde fines de 2015, fecha en que se paralizaron las obras de Expansión en ejecución inclusive el PLAN FEDERAL II de Redes Eléctricas en 132 kV en distintas regiones del país.

Cualquier estrategia de crecimiento del PBI nacional se encontrará con la restricción de oferta energética derivada de insuficiente infraestructura de Transporte Eléctrico, en primer lugar, y la Distribución en segundo.

El primero objetivo que se plantea en la presente gestión es resolver este problema de Infraestructura Eléctrica de Argentina ya que varios corredores del País se encuentran saturados, son insuficientes, y no garantizan en nivel de confiabilidad y por lo tanto son una limitación gravitante para el desarrollo económico del país.



PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS



Un grupo integrado por especialistas argentinos, con décadas de trayectoria y conocimiento del Sistema Interconectado Nacional ha sido convocado para el estudio, la definición y la priorización de los Proyectos Eléctricos necesarios para la expansión del Sistema.



PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

PLAN DE OBRAS

Expansión del Sistema de transporte eléctrico

Prioridad 1 - Imprescindibles y urgentes

Prioridad 2 – Obras Necesarias

Prioridad 3 – Obras de Desarrollo



Documento Base

Este equipo que trabaja desde hace varios años en la planificación Federal; nucleado fundamentalmente en la Secretaría de Energía, en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, en el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal y en los Gobiernos de las Provincias, ha diseñado el Plan de Obras Eléctricas que se llevará adelante.

A partir de estudios realizados se identificó un conjunto de obras tendientes a:

abastecer a la demanda,

asegurar la calidad de servicio,

evacuar energía a producir por nuevos emprendimientos de generación eléctrica,

fomentar el desarrollo de las economías regionales por medio de un abastecimiento eléctrico confiable y sin restricciones.



PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

PLAN DE OBRAS

Expansión del Sistema de transporte eléctrico

GRUPO I: AREA METROPOLITANA de BUENOS AIRES 1

AMBA 1 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias)

Prioridad 1 - Imprescindibles y urgentes

Gobierno
**Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**



PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

GRUPO I

AREA METROPOLITANA BUENOS AIRES 1 – AMBA 1

El conjunto de obras identificado como **AMBA** (Área Metropolitana Buenos Aires) esencialmente apunta a la solución de distintos problemas en el **Norte** y en el **Oeste** de la Provincia de Buenos Aires.

Esta ETAPA I resulta claramente prioritaria por las siguientes razones:

- a). Es un área en la que existe una gran concentración poblacional y por ende de demanda eléctrica.
- b). En dicha área no se han ejecutado obras de relevancia en los últimos 30 años
- c). Dos de las subestaciones más importantes del sistema (Ezeiza y Rodríguez) presentan niveles de potencia de cortocircuito tan elevados que una falla próxima podría derivar en daños de consideración en instalaciones con muchos años de servicio, con tiempos de reparación importantes, cortes de suministro prolongados y costos elevados para intentar abastecer la demanda en la emergencia.

Gobierno
**Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**



PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

GRUPO I AREA METROPOLITANA BUENOS AIRES 1 – AMBA 1

- d). El colapso del sistema (apagón) acaecido el 16 de Junio de 2019, es también una muestra de la necesidad de reconfigurar el AMBA.
- e). Asegurar el abastecimiento de las zonas densamente pobladas del Gran Buenos Aires GBA, fundamentalmente en el Norte y Oeste.
- f). Limitar la potencia de corto circuito en Subestaciones del AMBA,
- g). Evacuar generación renovable ya instalada o en avanzado estado de construcción que ingresa al área.
- h). Mejorar la confiabilidad y seguridad de la conexión de la CN Atucha II y la proyectada CN Atucha III
- i). Mejorar la conectividad con la generación situada al norte del Gran Buenos Aires GBA.

Gobierno
**Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**



PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

GRUPO I AREA METROPOLITANA BUENOS AIRES 1 – AMBA 1

1. Construcción de una nueva ET Plomer (2160 MVA – 500/220/132 kV) y líneas 1 y 2 - 500 kV Plomer – Ezeiza (2x37 km).
2. Construcción doble terna 220 kV Plomer - Zappalorto (EDESUR – 30 km).
3. Construcción línea 500 kV Plomer – Vivorata (358 km).
4. Construcción Bypass 500 kV Henderson – Rodríguez y conexión líneas 1 y 2 Plomer – Ezeiza a ET Ezeiza (9 km).
5. Construcción línea 500 kV Plomer – Bypass Rodríguez para conexión a Belgrano I (42 km).
6. Construcción de Estaciones Transformadoras Nuevas y Ampliación de las existentes.

PLAN DE OBRAS

GRUPO I: AREA METROPOLITANA de BUENOS AIRES 1- AMBA 1 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias)

Líneas	kV	LONGITUD	ESTACIONES TRANSFORMADORAS	
		km	NUEVAS	AMPLIACIONES
PLOMMER - ATUCHA	500	100	PLOMMER	ATUCHA
PLOMMER - EZEIZA	2 x 500	35		EZEIZA
PLOMMER - ZAPPALORTO	2 x 220	30		ZAPPALORTO
PLOMMER - Link a C. ELIA	500	35		
VIVORATÁ - PLOMMER	500	450		VIBORATÁ
		650		

Prioridad 1 -Imprescindibles y urgentes

PLAN DE OBRAS

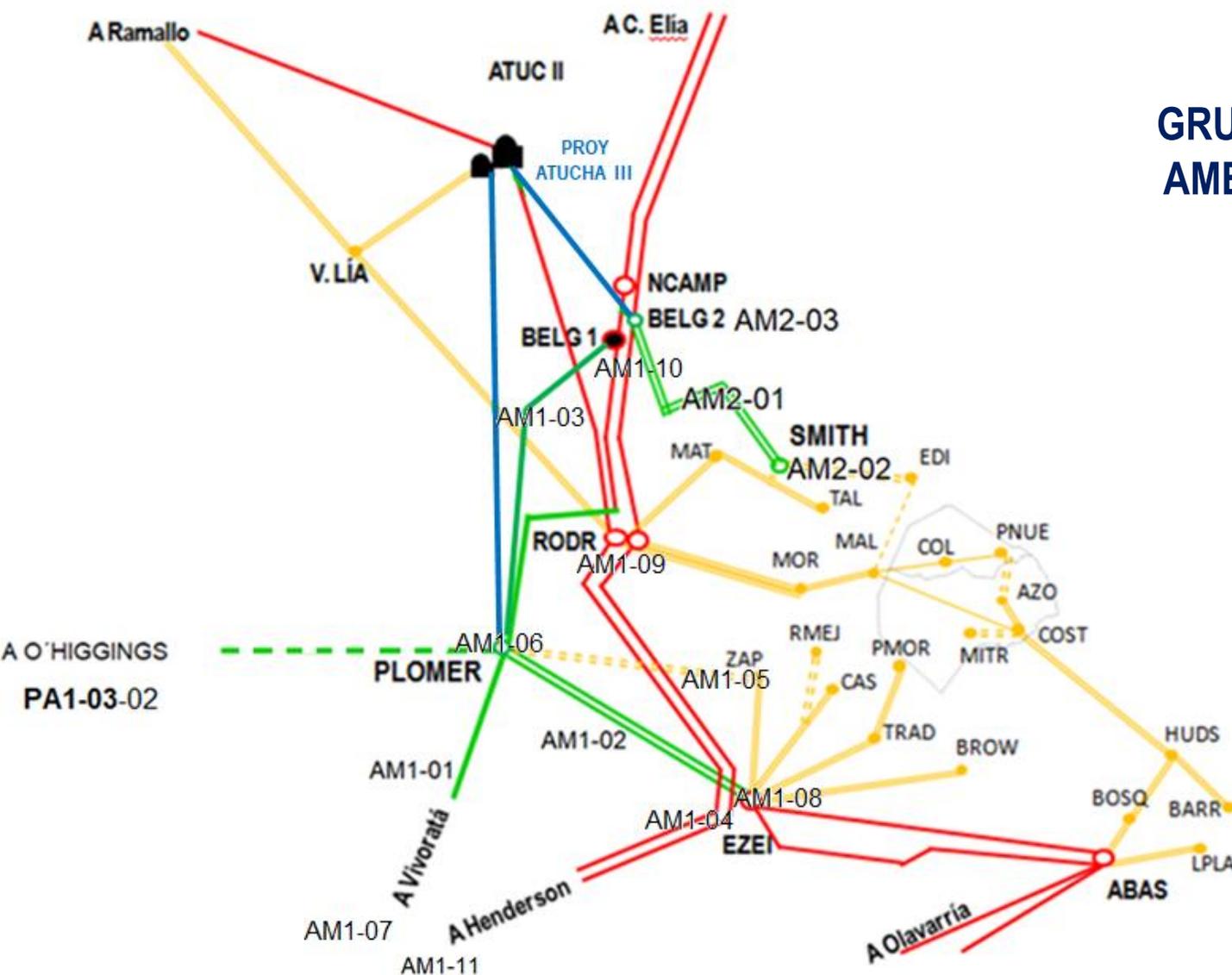
GRUPO I: AREA METROPOLITANA de BUENOS AIRES 1- AMBA 1 (LEAT 500 Kv y EETT)

Prioridad 1 – Imprescindibles y urgentes

CÓDIGO	SISTEMA AMBA1	US\$
AM1-01	LEAT VIVORATÁ - PLOMMER 500 kV - 5 PLOVIV01	251.448.833
AM1-02	LEAT PLOMMER - EZEIZA 500 kV X2 - 5 EZPL01/02	67.668.075
AM1-03	LEAT M. BELGRANO - PLOMMER 500 kV - 5PLO	47.422.398
AM1-04	LEAT 500 kV X2 Semi Urbana By Pass EZEIZA - 5VMRD2/5HERD1	11.692.243
AM1-05	LEAT 2 X 220 kV Urbana PLOMMER - ZAPPALORTO - 2PLOZA1 2PLOZA2	30.133.391
AM1-06	ET PLOMMER 500/220/132 kV	260.886.693
AM1-07	AMPLIACIÓN VIVORATÁ 500/132 kV	18.322.011
AM1-08	ADECUACIÓN EZEIZA - ABASTO 500/132 Kv	904.779
AM1-09	ADECUACIÓN ET GRAL. RODRIGUEZ y ET MANUEL BELGRANO 500/132 kV	885.299
AM1-10	ADECUACIÓN ET MANUEL BELGRANO 500 kV	
AM1-11	ADECUACIÓN ET HENDERSON - 25 DE MAYO 500/132 kV	838.547
TOTAL INVERSIÓN		690.202.269

PLAN DE OBRAS

GRUPO I: AREA METROPOLITANA de BUENOS AIRES 1- AMBA 1 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias)

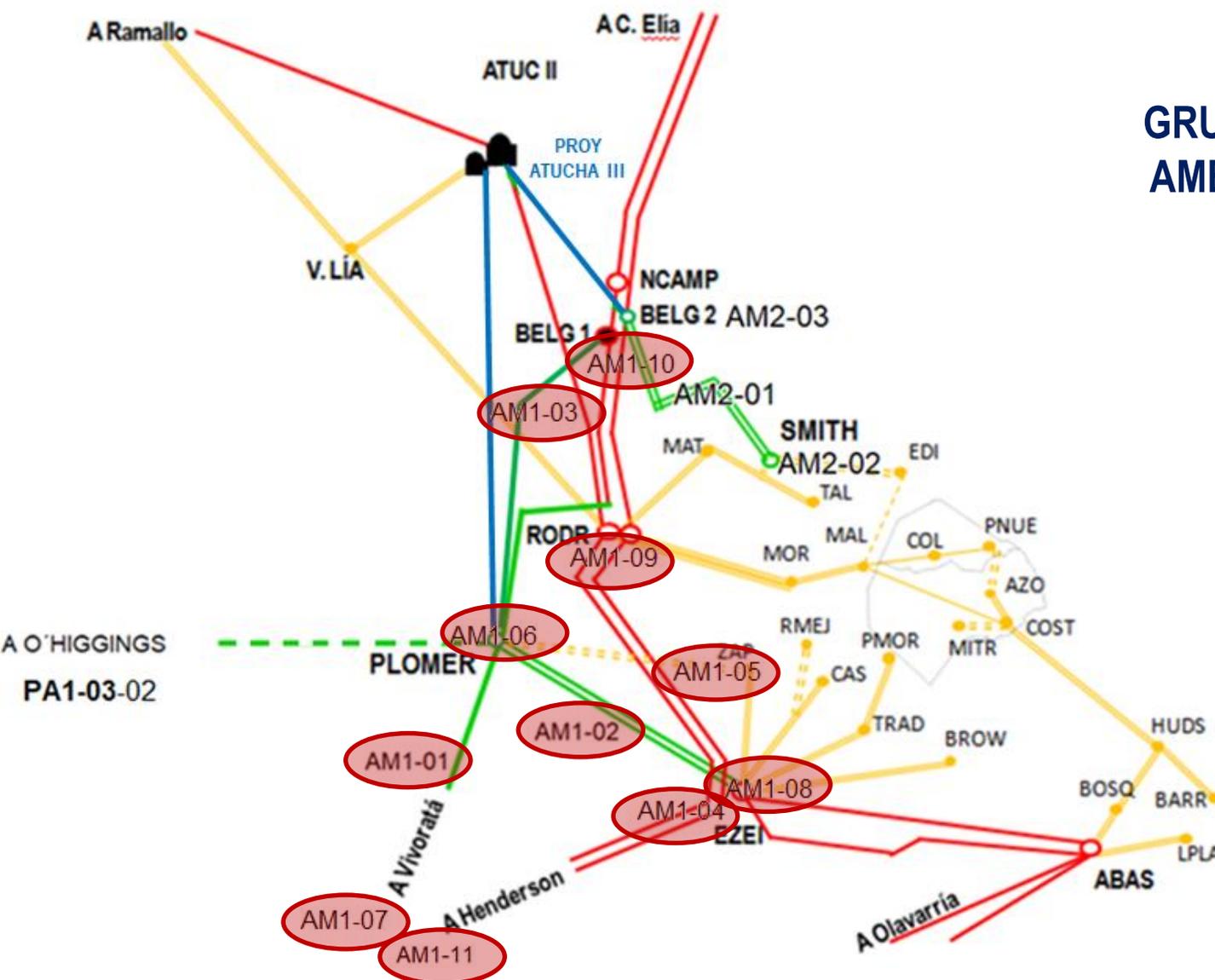


CÓDIGO	SISTEMA AMBA1	US\$
AM1-01	LEAT VIVORATÁ - PLOMMER 500 kV - 5 PLOVIV01	251.448.833
AM1-02	LEAT PLOMMER - EZEIZA 500 kV X2 - 5 EZPL01/02	67.668.075
AM1-03	LEAT M. BELGRANO - PLOMMER 500 kV - 5PLO	47.422.398
AM1-04	LEAT 500 kV X2 Semi Urbana By Pass EZEIZA - 5VMRD2/5HERD1	11.692.243
AM1-05	LEAT 2 X 220 kV Urbana PLOMMER - ZAPPALORTO - 2PLOZA1 2PLOZA2	30.133.391
AM1-06	ET PLOMMER 500/220/132 kV	260.886.693
AM1-07	AMPLIACIÓN VIVORATÁ 500/132 kV	18.322.011
AM1-08	ADECUACIÓN EZEIZA - ABASTO 500/132 kV	904.779
AM1-09	ADECUACIÓN ET GRAL. RODRIGUEZ y ET MANUEL BELGRANO 500/132 kV	885.299
AM1-10	ADECUACIÓN ET MANUEL BELGRANO 500 kV	
AM1-11	ADECUACIÓN ET HENDERSON - 25 DE MAYO 500/132 kV	838.547
TOTAL INVERSIÓN		690.202.269

Prioridad 1 - Imprescindibles y urgentes

PLAN DE OBRAS

GRUPO I: AREA METROPOLITANA de BUENOS AIRES 1- AMBA 1 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias)



CÓDIGO	SISTEMA AMBA1	US\$
AM1-01	LEAT VIVORATÁ - PLOMMER 500 kV - 5 PLOVIV01	251.448.833
AM1-02	LEAT PLOMMER - EZEIZA 500 kV X2 - 5 EZPL01/02	67.668.075
AM1-03	LEAT M. BELGRANO - PLOMMER 500 kV - 5PLO	47.422.398
AM1-04	LEAT 500 kV X2 Semi Urbana By Pass EZEIZA - 5VMRD2/5HERD1	11.692.243
AM1-05	LEAT 2 X 220 kV Urbana PLOMMER - ZAPPALORTO - 2PLOZA1 2PLOZA2	30.133.391
AM1-06	ET PLOMMER 500/220/132 kV	260.886.693
AM1-07	AMPLIACIÓN VIVORATÁ 500/132 kV	18.322.011
AM1-08	ADECUACIÓN EZEIZA - ABASTO 500/132 kV	904.779
AM1-09	ADECUACIÓN ET GRAL. RODRIGUEZ y ET MANUEL BELGRANO 500/132 kV	885.299
AM1-10	ADECUACIÓN ET MANUEL BELGRANO 500 kV	
AM1-11	ADECUACIÓN ET HENDERSON - 25 DE MAYO 500/132 kV	838.547
TOTAL INVERSIÓN		690.202.269

Prioridad 1 - Imprescindibles y urgentes

PLAN DE OBRAS

GRUPO I: AREA METROPOLITANA de BUENOS AIRES 1- AMBA 1 (LEAT 500 Kv y EETT)

Prioridad 1 – Imprescindibles y urgentes

CÓDIGO	SISTEMA AMBA1	US\$
AM1-01	LEAT VIVORATÁ - PLOMMER 500 kV - 5 PLOVIV01	251.448.833
AM1-02	LEAT PLOMMER - EZEIZA 500 kV X2 - 5 EZPL01/02	67.668.075
AM1-03	LEAT M. BELGRANO - PLOMMER 500 kV - 5PLO	47.422.398
AM1-04	LEAT 500 kV X2 Semi Urbana By Pass EZEIZA - 5VMRD2/5HERD1	11.692.243
AM1-05	LEAT 2 X 220 kV Urbana PLOMMER - ZAPPALORTO - 2PLOZA1 2PLOZA2	30.133.391
AM1-06	ET PLOMMER 500/220/132 kV	260.886.693
AM1-07	AMPLIACIÓN VIVORATÁ 500/132 kV	18.322.011
AM1-08	ADECUACIÓN EZEIZA - ABASTO 500/132 Kv	904.779
AM1-09	ADECUACIÓN ET GRAL. RODRIGUEZ y ET MANUEL BELGRANO 500/132 kV	885.299
AM1-10	ADECUACIÓN ET MANUEL BELGRANO 500 kV	
AM1-11	ADECUACIÓN ET HENDERSON - 25 DE MAYO 500/132 kV	838.547
TOTAL INVERSIÓN		690.202.269

CODIFICACIÓN:

AM1 significa AMBA 1

-01 refiere a la Obra 01 del PLAN AMBA 1



Ejemplo Obra del AMBA 1

PLAN DE OBRAS

Expansión del Sistema de transporte eléctrico

GRUPO II: AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1

PA 1 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias)

Gobierno
**Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**



PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

GRUPO II AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1 - (500 kV)

A partir de estudios realizados por la Secretaría de Energía a través del CAF (Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal), se identificó un conjunto de obras tendientes al abastecimiento de la demanda, a asegurar la calidad de servicio, a evacuar energía a producir por nuevos emprendimientos de generación eléctrica y a fomentar el desarrollo de las economías regionales por medio de abastecimiento eléctrico confiable y sin restricciones.

Las obras identificadas se justifican: necesidad de suministro suficiente a la demanda; asegurar la calidad de servicio; evacuar energía a producir por nuevos emprendimientos de generación eléctrica y fomentar el desarrollo de las economías regionales.

Gobierno
**Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**



PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

GRUPO II AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1 - (500 kV)

Se planificó la construcción de Obras de LEAT 500 kV, con sus EETT (Estaciones Transformadoras) correspondientes.

1. Interconexión Rodeo - La Rioja Sur: asegura abastecimiento de la demanda en Cuyo mediante la construcción de 335 km de línea de 500 kV y ampliación de EETT existentes.
2. Interconexión Puerto Madryn – Choele Choel II que permite evacuar nueva generación en Patagonia sur mediante la construcción de 350 km de LEAT 500 kV y adecuación EETT existentes.
3. LEAT 500 kV Plommer – O´Higgins (Junín), de 200 km de extensión con una Nueva EETT en Junín.
4. LEAT 500 kV O´Higgins-Charlone, que permite evacuar generación renovable NOA, Cuyo y Suroeste mediante la construcción de 225 kms de línea y una nueva EETT.

Gobierno
Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner

GRUPO II

AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1 - (500 kV)

5. LEAT 500 kV Virasoro-Misiones Centro de 215 km y nueva EETT para mejora de la calidad de servicio y proyecto de Interconexión Regional a futuro.
6. LEAT 500 kV Río Diamante – Charlone y obras complementarias en EETT Charlone (132 kV). Permite evacuar generación renovable NOA, Cuyo y Suroeste mediante la construcción de 490 km de línea y 600 MVA de transformación.
7. LEAT 500 kV Choele Choel- Bahía Blanca de 340 km de extensión con la ampliación de las EETT Choele Choel y Bahía Blanca
8. Sistema NEA-NOA



PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

PLAN DE OBRAS

GRUPO II: AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias).

CÓDIGO	LÍNEA	kV	LONGITUD	PRIORIDAD	ESTACIONES TRANSFORMADORAS	
			km		NUEVAS	AMPLIACIONES
PA1-01	RODEO - LA RIOJA SUR	500	335	1		RODEO / LA RIOJA SUR
PA1-02	CHOELE CHOEL- PTO. MADRYN	500	350	1		PTO. MADRYN - CHOELE CHOEL
PA1-03	PLOMMER - O'HIGGINS (Junín)	500	200	2	O'HIGGINS (Junín)	
PA1-04	O'HIGGINS - CHARLONE	500	225	2	CHARLONE	
PA1-05	VIRASORO - MISIONES CENTRO	500	215	2	VIRASORO / MISIONES CENTRO	
PA1-06	RIO DIAMANTE - CHARLONE	500	490	3		RIO DIAMANTE / CHARLONE
PA1-07	CHOELE CHOEL - BAHÍA BLANCA	500	340	3		CHOELE CHOEL / BAHÍA BLANCA
PA1-08	SISTEMA NEA-NOA			3		ET MONTE QUEMADO
			2.155			

Prioridad 1 - Imprescindibles y urgentes

Prioridad 2 – Obras Necesarias

Prioridad 3 – Obras de Desarrollo

PLAN DE OBRAS

GRUPO II: AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias).

CÓDIGO	LÍNEA	kV
PA1-01	RODEO - LA RIOJA SUR	500
PA1-02	CHOELE CHOEL- PTO. MADRYN	500

CODIFICACIÓN:

PA1 significa PLAN PROVINCIAS ARGENTINAS 1 obras de Extra Alta Tensión LEAT 500 kV

PA2-01 es el código asignado al Sistema de 500 kV

PA2-01-01 es la identificación de la Obra específica del Sistema

código	SISTEMA RODEO - LA RIOJA
PA1-01-01	LEAT 500 kV RODEO - LA RIOJA SUR - 5LRSRO01
PA1-01-02	ET RODEO 500/132 kV
PA1-01-03	AMPLIACIÓN ET LA RIOJA SUR 500/132 kV
PA1-01-04	AMPLIACIÓN ET NUEVA SAN JUAN 500/132 kV

PLAN DE OBRAS

GRUPO II: AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias).

código		SISTEMA RODEO - LA RIOJA	
PA1-01	PA1-01-01	LEAT 500 kV RODEO - LA RIOJA SUR - 5LRSRO01	USD 261.591.240
	PA1-01-02	ET RODEO 500/132 kV	USD 127.917.606
	PA1-01-03	AMPLIACIÓN ET LA RIOJA SUR 500/132 kV	USD 14.559.120
	PA1-01-04	AMPLIACIÓN ET NUEVA SAN JUAN 500/132 kV	USD 5.917.013
		TOTAL INVERSIÓN	USD 409.984.979

código		SISTEMA PATAGONIA NORTE	
PA1-02	PA1-02-01	LEAT 500 kV CHOELE CHOEL- PTO. MADRYN - 5CHPM02	USD 247.065.712
	PA1-02-02	AMPLIACIÓN ET CHOELE CHOEL 500/132 kV	USD 18.800.230
	PA1-02-03	AMPLIACIÓN ET PUERTO MADRYN 500/132 kV	USD 30.842.651
		TOTAL INVERSIÓN	USD 296.708.593

PRIORIDAD 1

USD 706.693.572

Prioridad 1 - Imprescindibles y urgentes

PLAN DE OBRAS GRUPO II: AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (LEAT 500 Kv y EETT).

código	SISTEMA BUENOS AIRES CENTRO		
PA1-03	PA1-03-01	LEAT 500 Kv PLOMMER - O´HIGGINS - 5PLOOHI01	USD 156.313.857
	PA1-03-02	ET O´HIGGINS 500/132 Kv	USD 127.633.117
	PA1-03-03	AMPLIACIÓN ET PLOMMER 500/220/132 kv	USD 6.243.928
	PA1-03-04	SISTEMA de BUENOS AIRES CENTRO 132 Kv	USD 115.906.159
TOTAL INVERSIÓN			USD 406.097.061

código	SISTEMA BUENOS AIRES NOROESTE I		
PA1-04	PA1-04-01	LEAT 500 Kv O´HIGGINS - CHARLONE - 5CHAOHI01	USD 175.853.089
	PA1-04-02	ET CHARLONE 500/132 Kv	USD 118.693.621
	PA1-04-03	SISTEMA de BUENOS AIRES OESTE 132 Kv	USD 136.360.187
TOTAL INVERSIÓN			USD 430.906.897

código	SISTEMA MISIONES CENTRO		
PA1-05	PA1-05-01	LEAT 500 Kv VIRASORO - MISIONES CENTRO - 5LVIMC01	USD 168.037.397
	PA1-05-02	ET MISIONES CENTRO	USD 125.870.924
	PA1-05-03	AMPLIACIÓN ET VIRASORO 500/132 kv	USD 5.946.598
TOTAL INVERSIÓN			USD 299.854.919

PRIORIDAD 2

USD 1.136.858.877

Prioridad 2 – Obras Necesarias

PLAN DE OBRAS

GRUPO II: AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias).

código		SISTEMA BUENOS AIRES NOROESTE II	
PA1-06	PA1-06-01	LEAT 500 Kv RIO DIAMANTE - CHARLONE - 5CHARDI01	USD 386.876.797
	PA1-06-02	AMPLIACIÓN ET CHARLONE 500/132 Kv	USD 7.473.982
	PA1-06-03	AMPLIACIÓN ET RIO DIAMANTE 500/132 Kv	USD 8.129.594
TOTAL INVERSIÓN			USD 402.480.373

código		SISTEMA BUENOS AIRES SUR	
PA1-07	PA1-07-01	LEAT 500 Kv CHOELE CHOEL - BAHÍA BLANCA - 5CHOBAB02	USD 260.418.886
	PA1-07-02	AMPLIACIÓN ET CHOELE CHOEL 500/132 kv	USD 7.100.282
	PA1-07-03	AMPLIACIÓN ET BAHIA BLANCA 500/132 Kv	USD 6.801.323
TOTAL INVERSIÓN			USD 274.320.491

código		SISTEMA NOA-NEA	
PA1-08	PA1-08-01	INST DE SISTEMAS CAPACITIVOS ET MONTE QUEMADO	USD 11.970.329
TOTAL INVERSIÓN			USD 11.970.329

PRIORIDAD 3

USD 688.771.193

Prioridad 3 – Obras de Desarrollo

SISTEMA RODEO - LA RIOJA			
PA1-01	PA1-01-01	LEAT 500 kV RODEO - LA RIOJA SUR - 5LRSRO01	USD 261.591.240
	PA1-01-02	ET RODEO 500/132 kV	USD 127.917.606
	PA1-01-03	AMPLIACIÓN ET LA RIOJA SUR 500/132 kV	USD 14.559.120
	PA1-01-04	AMPLIACIÓN ET NUEVA SAN JUAN 500/132 kV	USD 5.917.013
		TOTAL INVERSIÓN	USD 409.984.979

SISTEMA PATAGONIA NORTE			
PA1-02	PA1-02-01	LEAT 500 kV CHOELE CHOEL- PTO. MADRYN - 5CHPM02	USD 247.065.712
	PA1-02-02	AMPLIACIÓN ET CHOELE CHOEL 500/132 kV	USD 18.800.230
	PA1-02-03	AMPLIACIÓN ET PUERTO MADRYN 500/132 kV	USD 30.842.651
		TOTAL INVERSIÓN	USD 296.708.593

SISTEMA BUENOS AIRES CENTRO			
PA1-03	PA1-03-01	LEAT 500 Kv PLOMMER - O'HIGGINS - 5PLOOH01	USD 156.313.857
	PA1-03-02	ET O'HIGGINS 500/132 Kv	USD 127.633.117
	PA1-03-03	AMPLIACIÓN ET PLOMMER 500/220/132 kV	USD 6.243.928
	PA1-03-04	SISTEMA de BUENOS AIRES CENTRO 132 Kv	USD 115.906.159
		TOTAL INVERSIÓN	USD 406.097.061

SISTEMA BUENOS AIRES NOROESTE I			
PA1-04	PA1-04-01	LEAT 500 Kv O'HIGGINS - CHARLONE - 5CHAOH01	USD 175.853.089
	PA1-04-02	ET CHARLONE 500/132 Kv	USD 118.693.621
	PA1-04-03	SISTEMA de BUENOS AIRES OESTE 132 Kv	USD 136.360.187
		TOTAL INVERSIÓN	USD 430.906.897

SISTEMA MISIONES CENTRO			
PA1-05	PA1-05-01	LEAT 500 Kv VIRASORO - MISIONES CENTRO - 5LVIMC01	USD 168.037.397
	PA1-05-02	ET MISIONES CENTRO	USD 125.870.924
	PA1-05-03	AMPLIACIÓN ET VIRASORO 500/132 kV	USD 5.946.598
		TOTAL INVERSIÓN	USD 299.854.919

SISTEMA BUENOS AIRES NOROESTE II			
PA1-06	PA1-06-01	LEAT 500 Kv RIO DIAMANTE - CHARLONE - 5CHARD01	USD 386.876.797
	PA1-06-02	AMPLIACIÓN ET CHARLONE 500/132 Kv	USD 7.473.982
	PA1-06-03	AMPLIACIÓN ET RIO DIAMANTE 500/132 Kv	USD 8.129.594
		TOTAL INVERSIÓN	USD 402.480.373

SISTEMA BUENOS AIRES SUR			
PA1-07	PA1-07-01	LEAT 500 Kv CHOELE CHOEL - BAHÍA BLANCA - 5CHOBAB02	USD 260.418.886
	PA1-07-02	AMPLIACIÓN ET CHOELE CHOEL 500/132 kV	USD 7.100.282
	PA1-07-03	AMPLIACIÓN ET BAHIA BLANCA 500/132 Kv	USD 6.801.323
		TOTAL INVERSIÓN	USD 274.320.491

SISTEMA NOA-NEA			
PA1-08	PA1-08-01	INST DE SISTEMAS CAPACITIVOS ET MONTE QUEMADO	USD 11.970.329
		TOTAL INVERSIÓN	USD 11.970.329

PRIORIDAD 1

USD 706.693.572

PRIORIDAD 2

USD 1.136.858.877

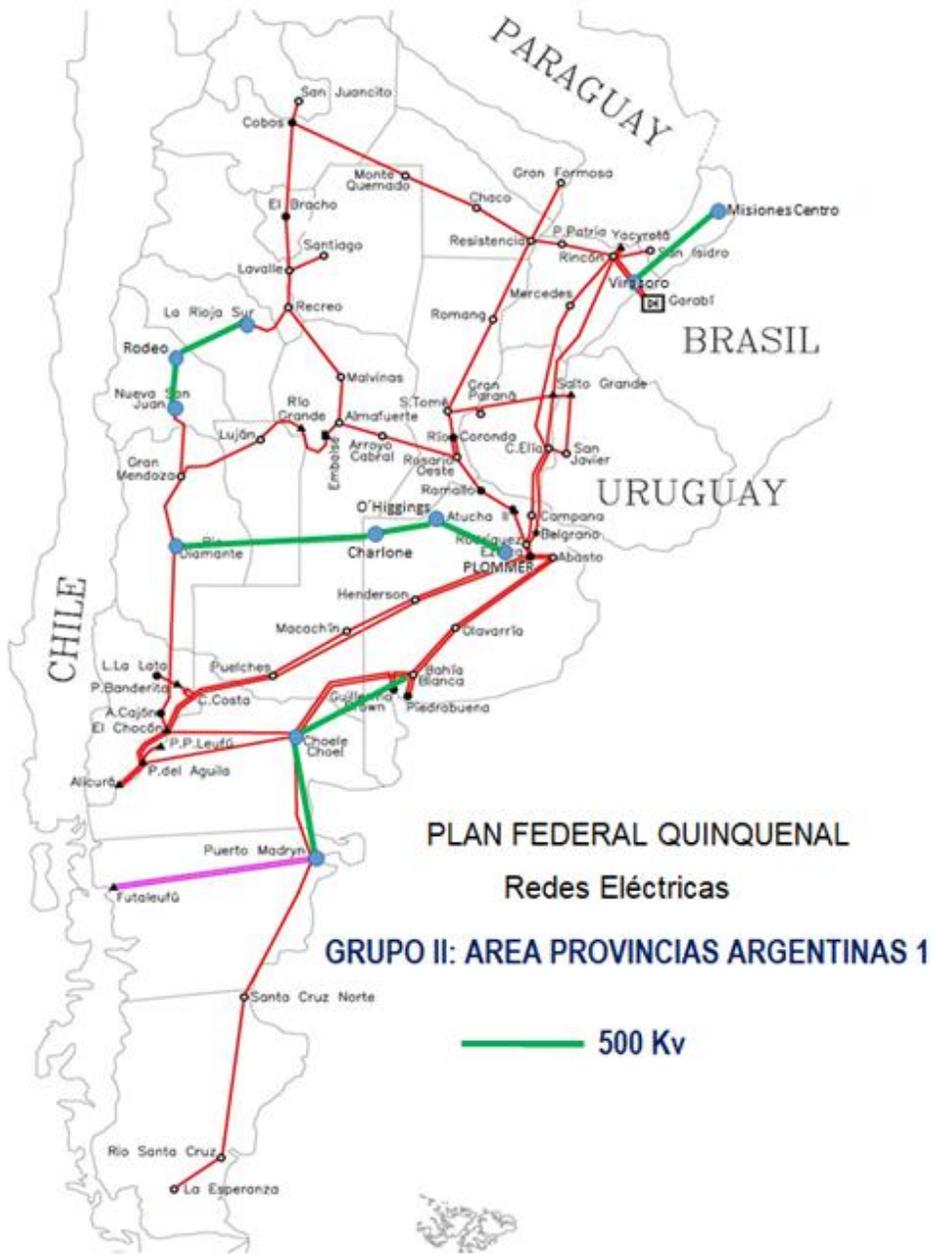
PRIORIDAD 3

USD 688.771.193

PLAN DE OBRAS

GRUPO II: AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1 PA1 500 Kv

USD 2.532.323.642



PLAN DE OBRAS GRUPO II: AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1 PA1 500 Kv

INVERSIÓN TOTAL

USD 2.532.323.642

PLAN DE OBRAS

Expansión del Sistema de transporte eléctrico

GRUPO III: AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 2

PA2 (LAT 132 Kv y ET / Obras Complementarias)

Prioridad 1 - Imprescindibles y urgentes

Gobierno
**Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**

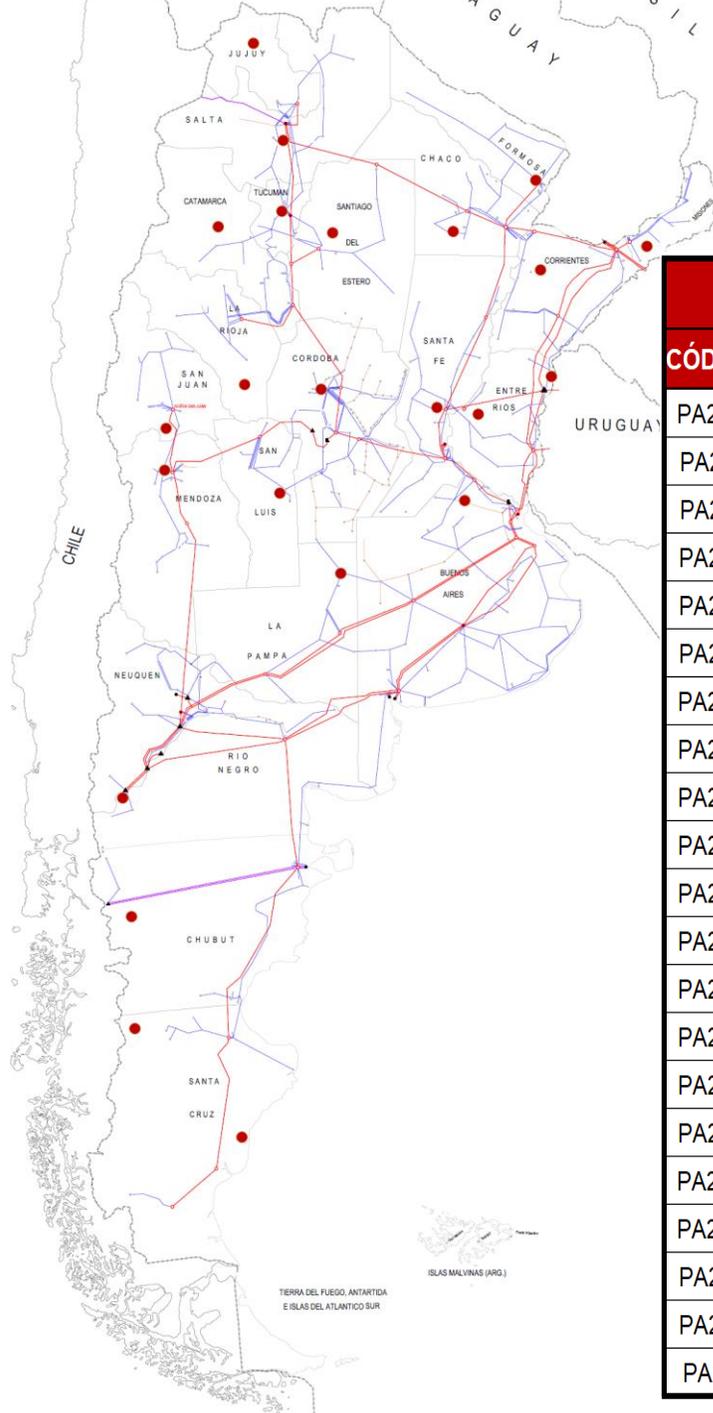


PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

GRUPO III AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 2 - (132 kV)

- Hacer llegar la energía hasta los grandes centros de carga (Subestaciones de la red de 500 kV) no es suficiente.
- Deben realizarse obras de menor nivel de tensión que permitan la llegada hasta los principales centros de carga de las distintas jurisdicciones.
- Se trata de un conjunto de obras de 132 kV apuntadas a acompañar el crecimiento de las demandas localizadas en cada jurisdicción o a mejorar las condiciones de calidad y seguridad con que son abastecidas.
- La selección de este conjunto de obras ha sido desarrollada por los técnicos del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, partiendo de la información recibida de las Provincias, identificándose un conjunto de 26 obras ubicadas en 22 Provincias.
- El importe de la inversión prevista se ha presupuestado en 1.186 MMUS\$

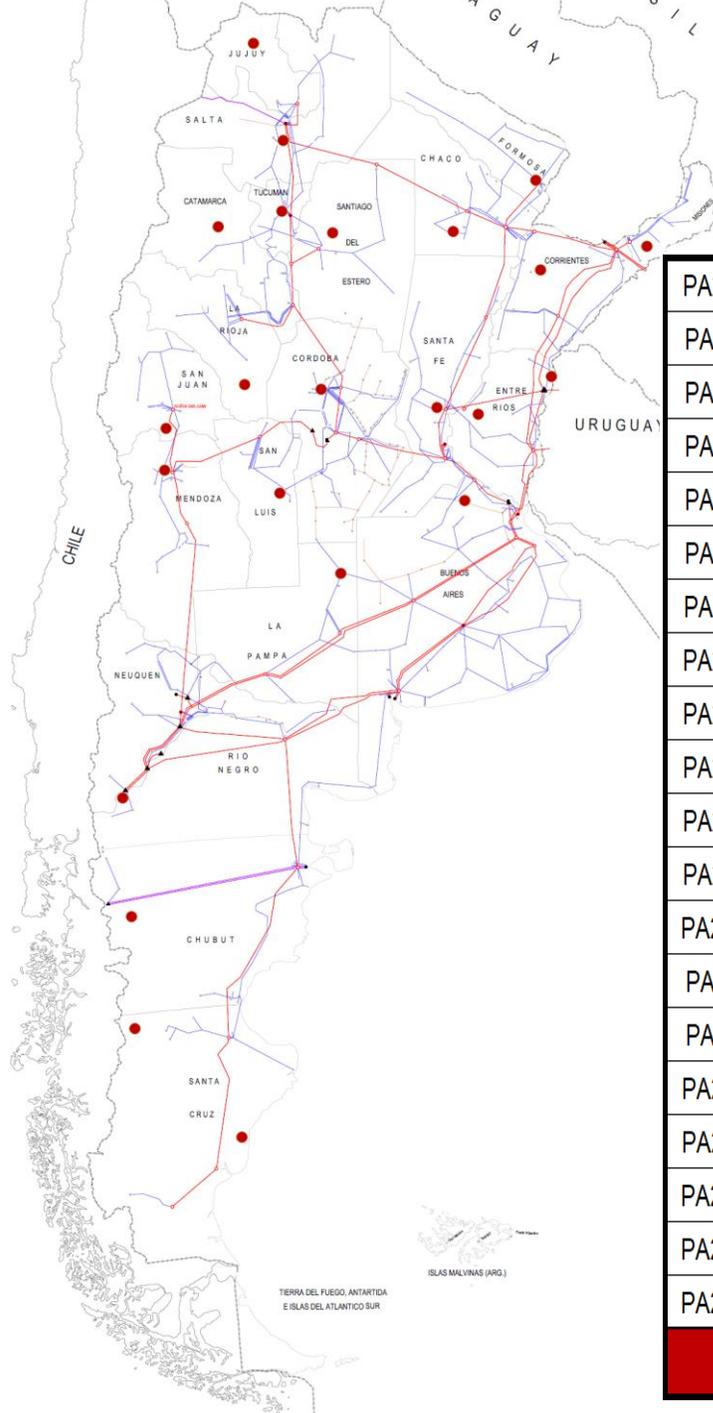
GRUPO III - AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 2 -132 kV



PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE ELÉCTRICO

CÓDIGO	Provincia	Obra-Denominación	Presupuesto U\$S
PA2-01FORM-01	FORMOSA (1)	Línea en 132 kV doble terna entre ET Formosa y ET Ibarreta.	80.000.000,00
PA2-02SANL-01	SAN LUIS (1)	LAT 132 kV Parque Industrial Villa Mercedes Sur	46.292.821,66
PA2-02SANL-02	SAN LUIS (2)	Ampliación ET Villa Mercedes Sur 132/33/13,2 kV.	
PA2-03SCRZ-01	SANTA CRUZ (1)	Línea de 132 kV, ET Santa Cruz Centro – Pto. San Julián.	45.000.000,00
PA2-03SCRZ-02	SANTA CRUZ (2)	Línea de 132 kV El Pluma-Perito Moreno	56.000.000,00
PA2-03SCRZ-03	SANTA CRUZ (3)	LMT 33 kV Perito Moreno-Los Antiguos.	
PA2-04CHAC-01	CHACO (1)	LAT 132 kV Charata-Villa Ángela	57.000.000,00
PA2-04CHAC-02	CHACO (2)	ET 132/33/13,2 kV General Pinedo	
PA2-04CHAC-03	CHACO (3)	ET 132/33/13,2 kV Santa Sylvina	
PA2-04CHAC-04	CHACO (4)	Nueva ET 132/33/13,2 kV Villa Ángela.	
PA2-05LRIOJ-01	LA RIOJA (1)	Línea de distribución troncal 132 kV Chemical-Chepes y Obras Complementarias.	36.850.000,00
PA2-06TUCU-01	TUCUMÁN (1)	ET 500/132 kV-450 MVA El Espinillo.	65.000.000,00
PA2-06TUCU-02	TUCUMÁN (2)	Línea en 132 kV doble terna entre El Bracho y Villa Quinteros.	25.500.000,00
PA2-06TUCU-03	TUCUMÁN (3)	ET 132/13,2 kV Yerba Buena Norte y LAT Subterránea 132 kV ET Yerba Buena Norte	18.000.000,00
PA2-06TUCU-04	TUCUMÁN (4)	ET Tucumán Oeste.	
PA2-07CHUB-01	CHUBUT (1)	Interconexión 132 kV Esquel-Tecka-Gobernador Costa.	41.118.345,00
PA2-08RNNQ-01	RÍO NEGRO y NEUQUEN (1)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico "Alicurá - Pilcaniyeu-Bariloche (ALPIBA)"	67.728.765,00
PA2-08RNNQ-02	RÍO NEGRO y NEUQUEN (2)	Interconexión a Villa la Angostura.	
PA2-09CATA-01	CATAMARCA (1)	Interconexión del Sistema Oeste "Minera Alumbreira - El Eje -Belén".	54.714.284,00
PA2-10CTES-01	CORRIENTES (1)	Interconexión "Saladas -Santa Rosa - Itá Ibaté", Primera Etapa.	32.000.000,00
PA2-11JUJY-01	JUJUY (1)	Interconexión del Sistema Aislado "Zona Puna" con el SADI- Etapa I	80.000.000,00

GRUPO III - AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 2 -132 kV



PA2-12LPAM-01	LA PAMPA (1)	ET "Pico Sur" 132/33 kV.	13.672.811,06
PA2-13SALT-01	SALTA (1)	LAT 132 kV "San Agustín – Campo Quijano" y ET "Quijano" en 132 kV.	16.500.000,00
PA2-14SJUA-01	SAN JUAN (1)	ET 132/33/13,2 kV San Juan Sur	22.665.765,00
PA2-14SJUA-02	SAN JUAN (2)	LAT 132 DT a ET La Bebida Departamento Sarmiento	
PA2-14SJUA-03	SAN JUAN (3)	Ampliacion de capacidad de transformación en ET "Cañada Honda".	37.330.000,00
PA2-15STFE-01	SANTA FE (1)	Estación Transformadora 132/13,2 kV "Catamarca".	4.300.000,00
PA2-16TFUE-01	TIERRA DEL FUEGO (1)	Interconectado Provincial 2 de Abril - I Etapa	80.000.000,00
PA2-17PRBA-01	BUENOS AIRES (1)	Nueva ET "CAPITÁN SARMIENTO" 132/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA, obras de 13,2 y 33 kV asociadas.	77.379.500,00
PA2-17PRBA-02	BUENOS AIRES (2)	Ampliación ET VILLA LÍA de 220/132 kV.	
PA2-17PRBA-03	BUENOS AIRES (3)	Nueva LAT 132 kV Villa Lía - C. Sarmiento.	
PA2-17PRBA-04	BUENOS AIRES (4)	Nueva LAT 132 kV Villa Lía - S.A. de Areco .	
PA2-17PRBA-05	BUENOS AIRES (5)	Desvinculación de ET S.A. de Areco 132 kV de conexión con la LAT 132 kV Campana - V. Lía.	
PA2-18SGOE-01	SGO DEL ESTERO (1)	Linea de 132 kV La Fandet - La Guardia y EETT La Guardia	16.160.000,00
PA2-19ERIO-01	ENTRE RÍOS (1)	LAT 132 Kv a Federación y Estación Transformadora Federación 132 Kv	40.000.000,00
PA2-19ERIO-02	ENTRE RÍOS (2)	LAT 132 Kv a Viale y Estación Transformadora Viale 132 kv	
PA2-20MDZA-01	MENDOZA (2)	ET MENDOZA NORTE 220 132 kV, con tres campos en 220 kv y 4 en 132 kv	19.000.000,00
PA2-20MDZA-02	MENDOZA (1)	LAT 132kV X2 (10 Km), con ingreso subterráneo para ingresar en la ET Las Heras	19.000.000,00
PA2-21CORD-01	CORDOBA (1)	Construcción ET Forja 132 kV.	80.000.000,00
PA2-21CORD-02	CORDOBA (2)	Linea de 132 kV y LST desde ET Malvinas a Nueva ET Forja e Interconexión ET Forja con ET Oeste	
PA2-22MNES-01	MISIONES (1)	Linea de 132 kV ST San Isidro-Alem-Obera y ET 132/33 KV Alem	55.000.000,00
TOTALES		26 OBRAS-23 PROVINCIAS	1.186.212.291,72

GRUPO III - AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 2 -132 kV

CÓDIGO	Provincia
PA2-01FORM-01	FORMOSA (1)
PA2-02SANL-01	SAN LUIS (1)
PA2-02SANL-02	SAN LUIS (2)

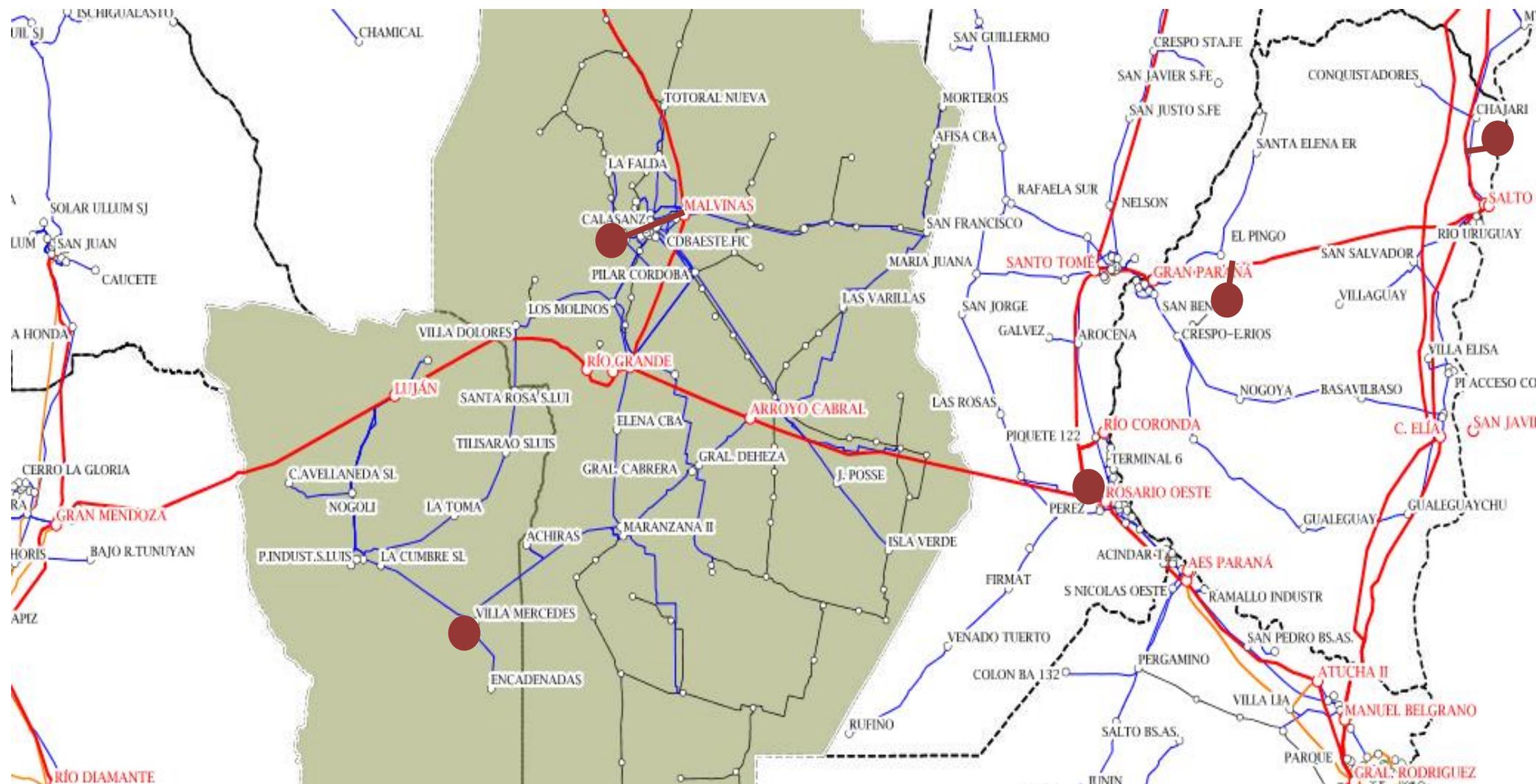
CODIFICACIÓN:

PA2 significa PLAN PROVINCIAS ARGENTINAS 2 (132 Kv)

PA2-01 es el código asignado a la Provincia, seguido de 4 letras mayúsculas que la identifican: **01FORM** es FORMOSA

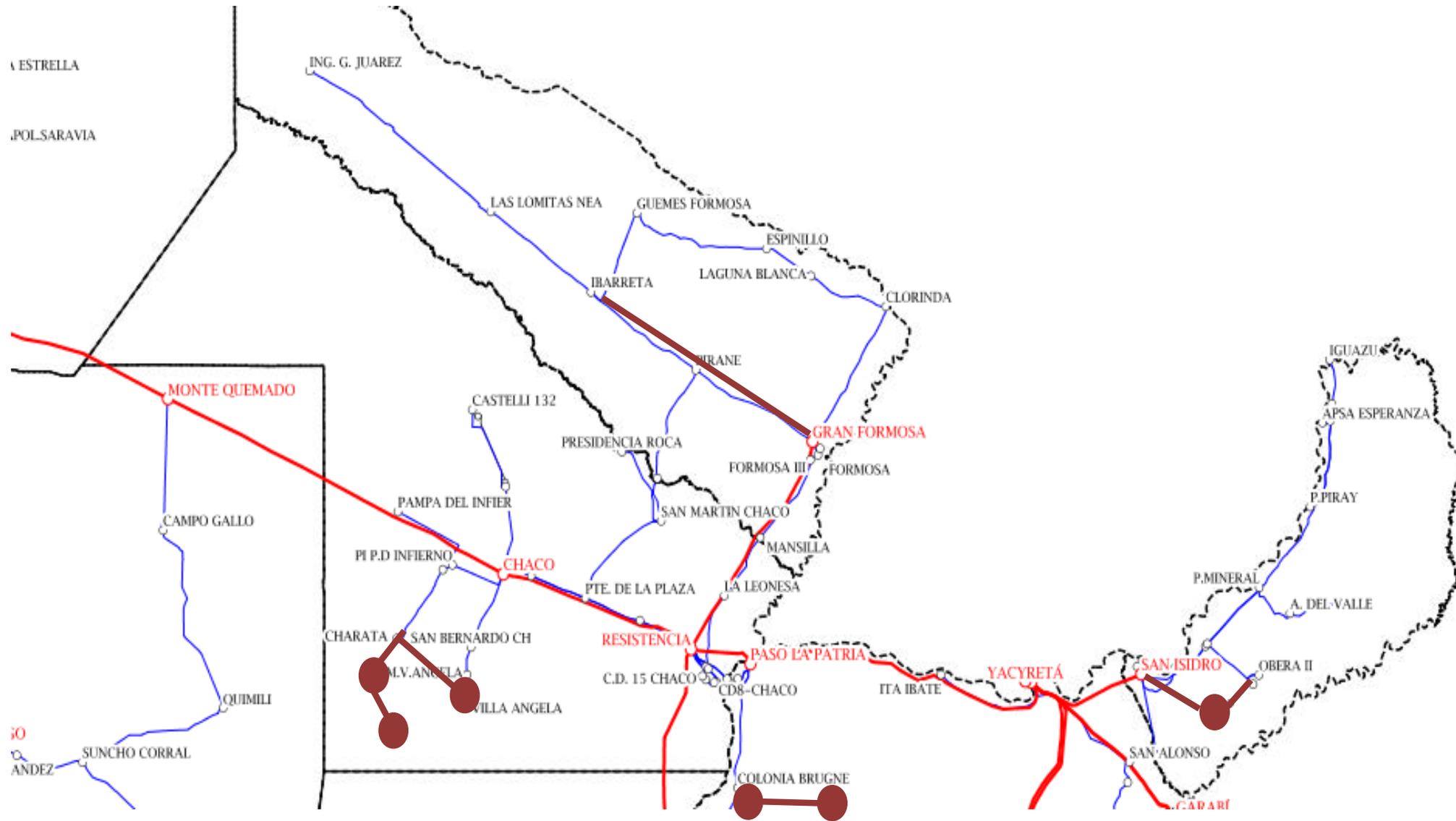
PA2-01FORM-01 refiere a la Obra 01 correspondiente a esta Provincia

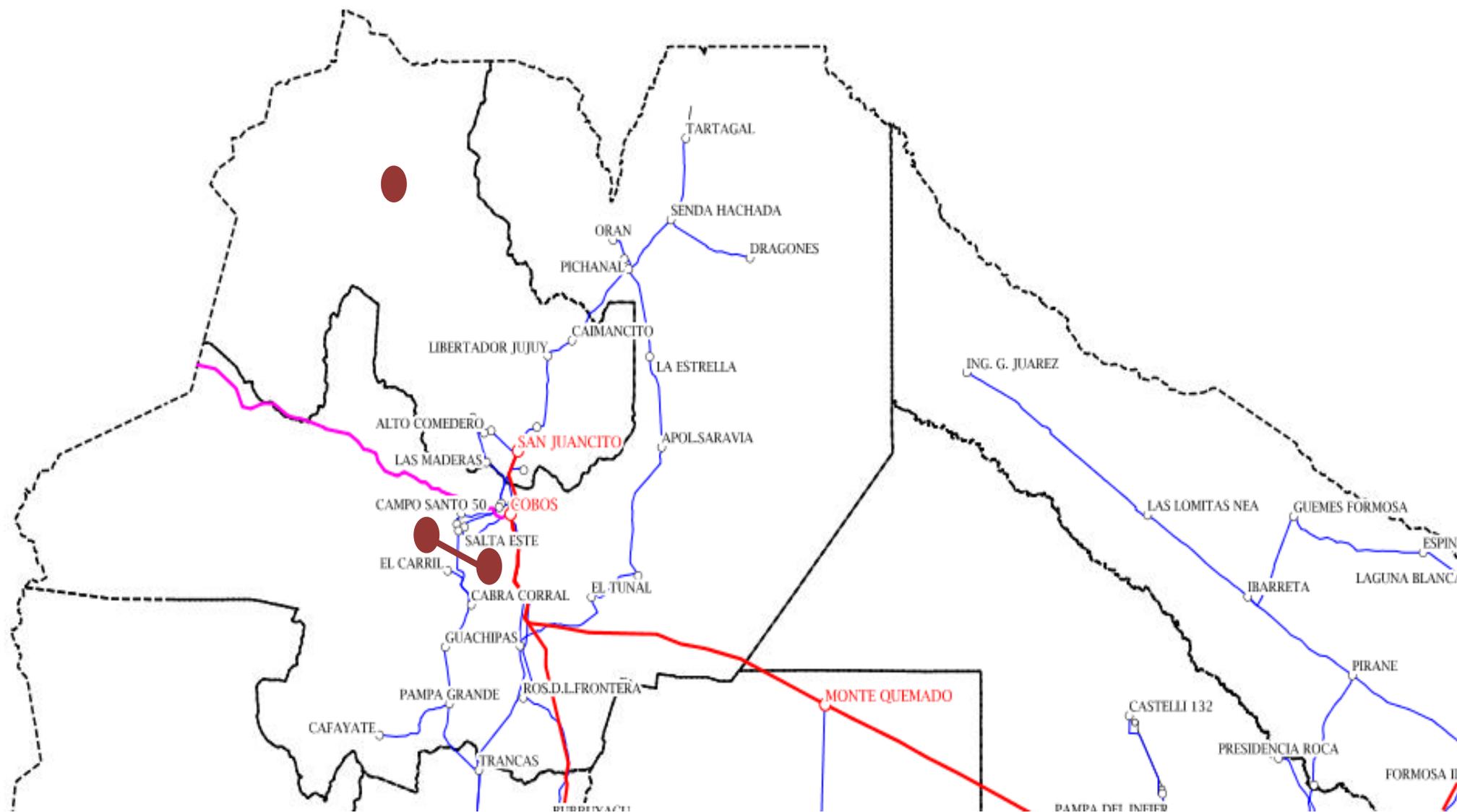
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

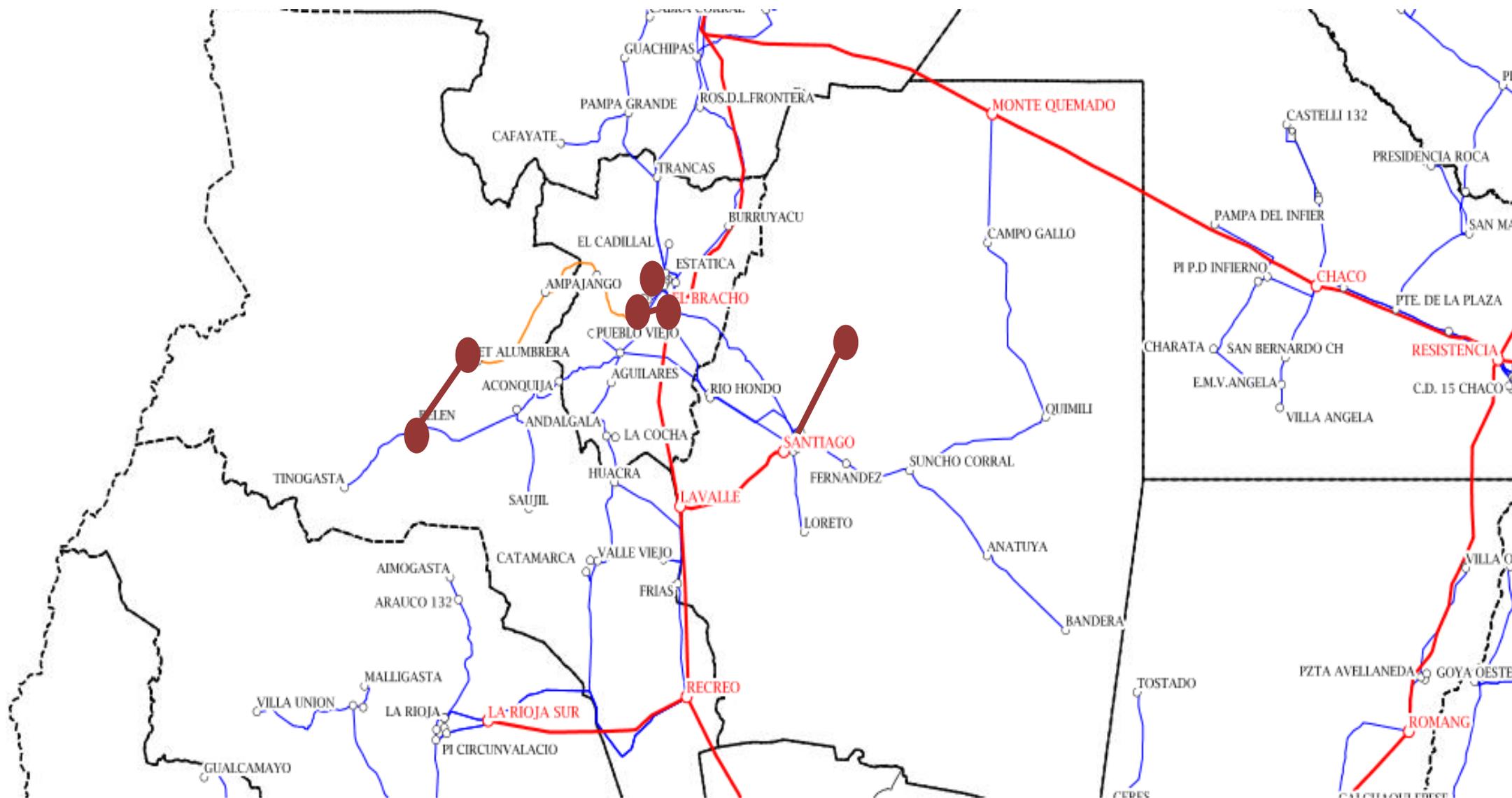


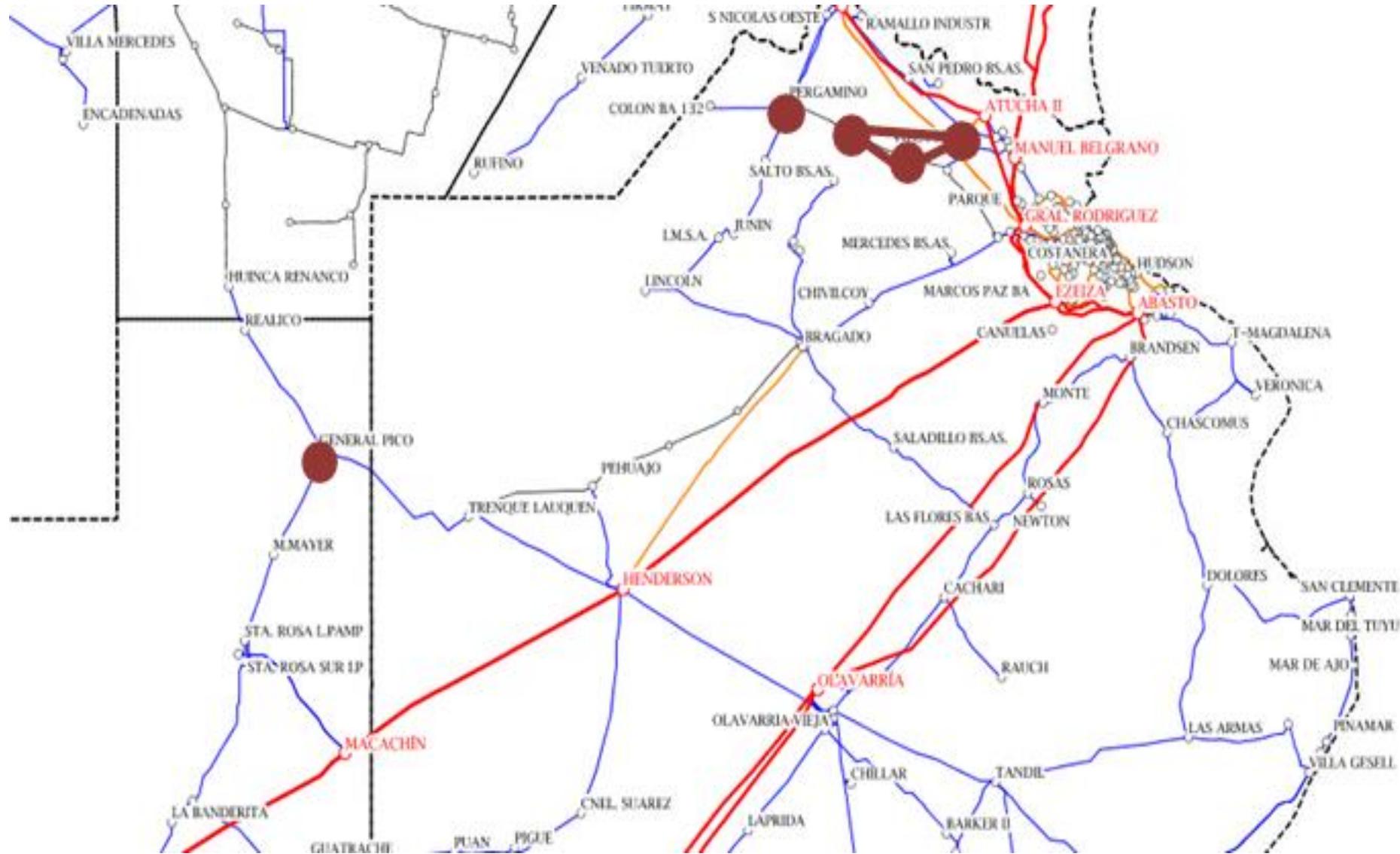


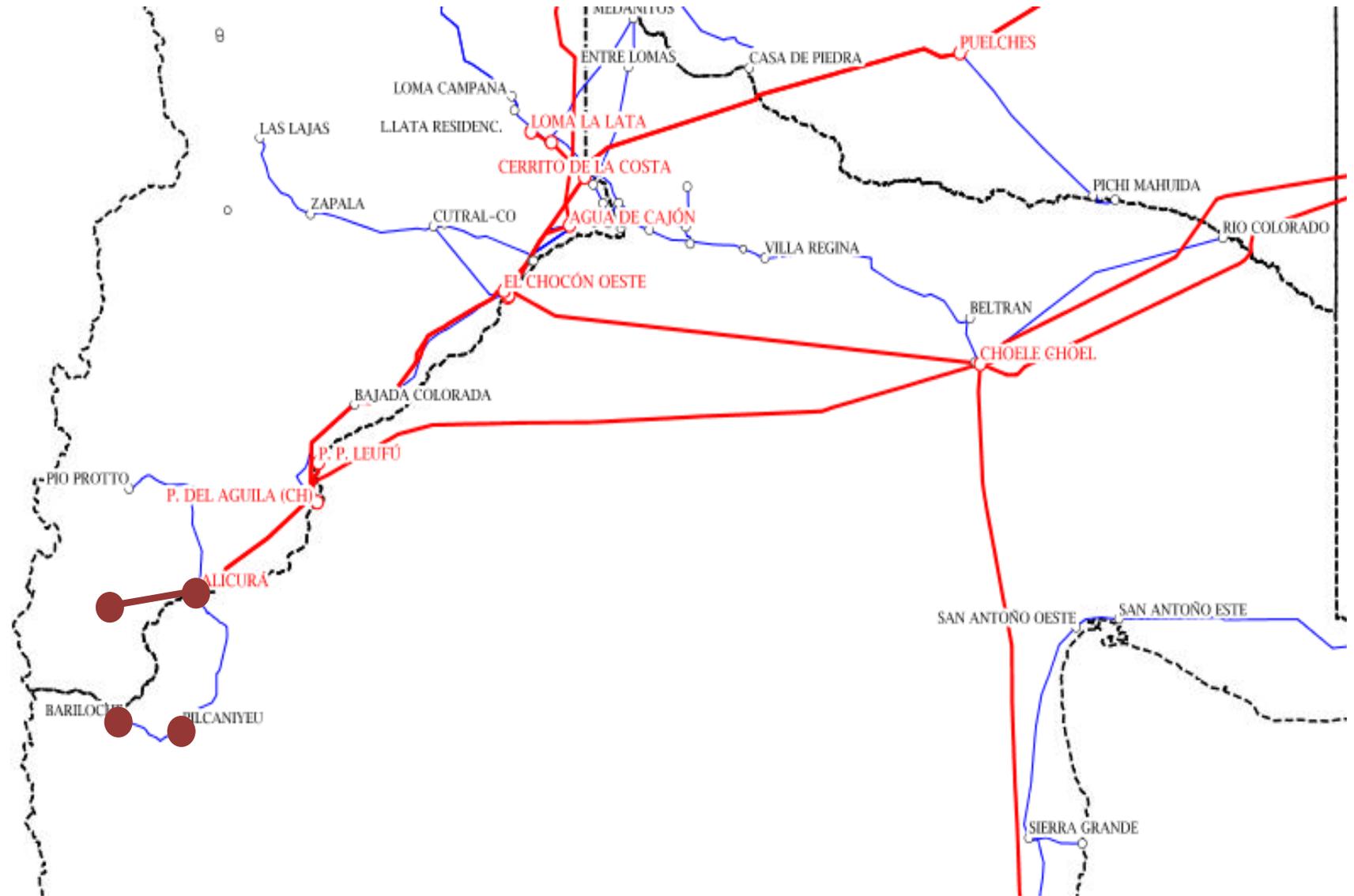
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

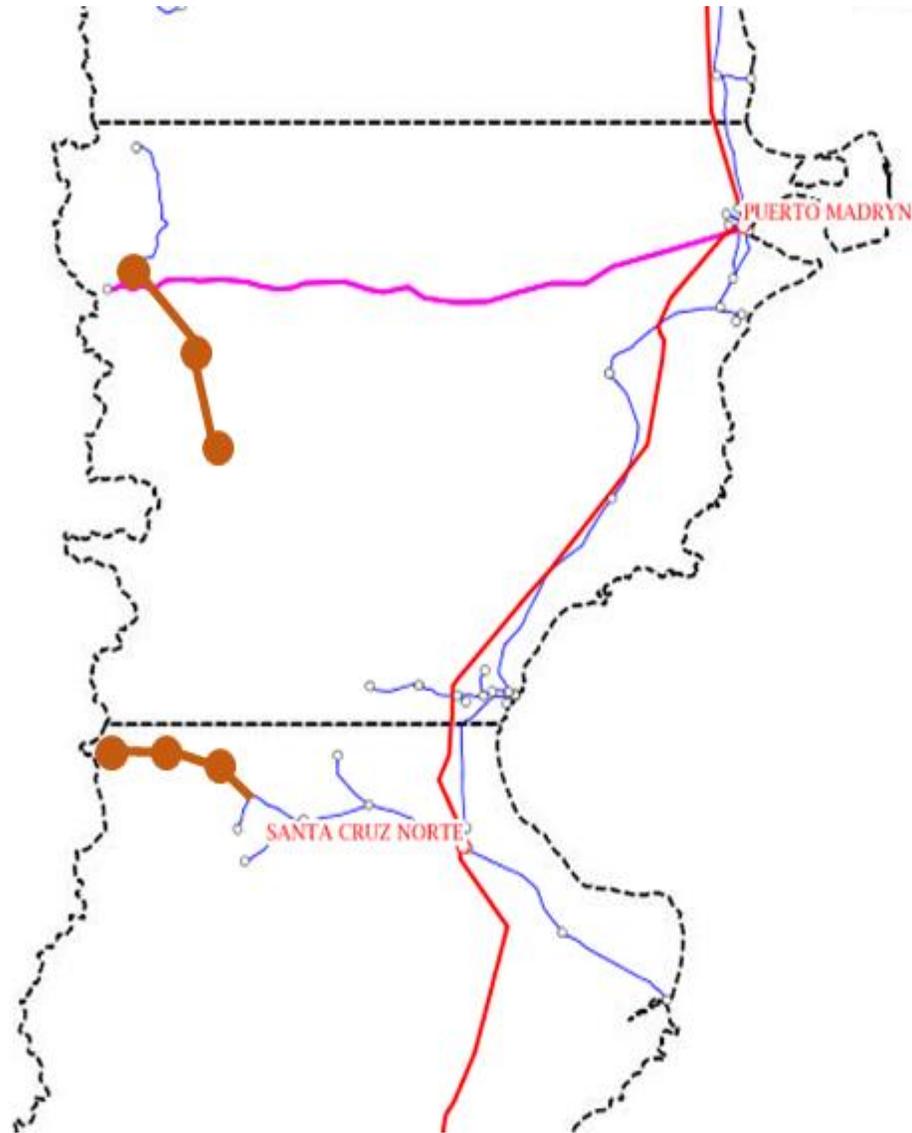












PLAN DE OBRAS

Expansión del Sistema de transporte eléctrico

GRUPO IV: AREA METROPOLITANA de BUENOS AIRES 2

AMBA 2 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias)

Gobierno
**Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**



PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

GRUPO IV AREA METROPOLITANA BUENOS AIRES 2 – AMBA 2

El Plan de Obras AMBA 2 fue diseñado para complementar al AMBA 1, mediante obras necesarias en el centro neurálgico del Sistema Interconectado Nacional. Incluye las siguientes:

1. Construcción nuevas líneas doble terna Belgrano II – O. Smith / 2 LEAT 500 kV.
2. Construcción nueva ET Smith 500/220/132 kV y doble terna hasta la apertura línea Matheu – Edison (EDENOR)
3. Ampliación de la ET Belgrano II 500 kV, previsión de conexión línea desde Atucha II, vinculación con actual línea Colonia Elía – Rodríguez y tramo de vinculación con la ET Belgrano I.

PLAN DE OBRAS

GRUPO IV: AREA METROPOLITANA de BUENOS AIRES 2– AMBA 2 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias)

CÓDIGO	SISTEMA AMBA2	US\$
AM2-01	LEAT 500kV X2 BELGRANO II - O.SMITH 500 kV - 5BELOSM01 y 5BELOSM02	174.054.980
AM2-02	NUEVA ET OSCAR SMITH 500/220/132 kV	129.419.980
AM2-03	AMPLIACIÓN ET BELGRANO II 500/220/132 kV	6.556.124
AM2-04	LEAT 500kV ATUCHA III a EETT PLOMMER	50.000.000
AM2-05	LEAT 500kV ATUCHA III a BELGRANO II	16.000.000
TOTAL INVERSIÓN		376.031.084

Prioridad 2 – Obras Necesarias

PLAN DE OBRAS

GRUPO IV: AREA METROPOLITANA de BUENOS AIRES 2– AMBA 2 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias)

CÓDIGO	SISTEMA AMBA2	US\$
AM2-01	LEAT 500kV X2 BELGRANO II - O.SMITH 500 kV - 5BELOSM01 y 5BELOSM02	174.054.980
AM2-02	NUEVA ET OSCAR SMITH 500/220/132 kV	129.419.980
AM2-03	AMPLIACIÓN ET BELGRANO II 500/220/132 kV	6.556.124
AM2-04	LEAT 500kV ATUCHA III a EETT PLOMMER	50.000.000
AM2-05	LEAT 500kV ATUCHA III a BELGRANO II	16.000.000
TOTAL INVERSIÓN		376.031.084

CODIFICACIÓN:

AM2 significa AMBA 2

-01 refiere a la Obra 01 del PLAN AMBA 2

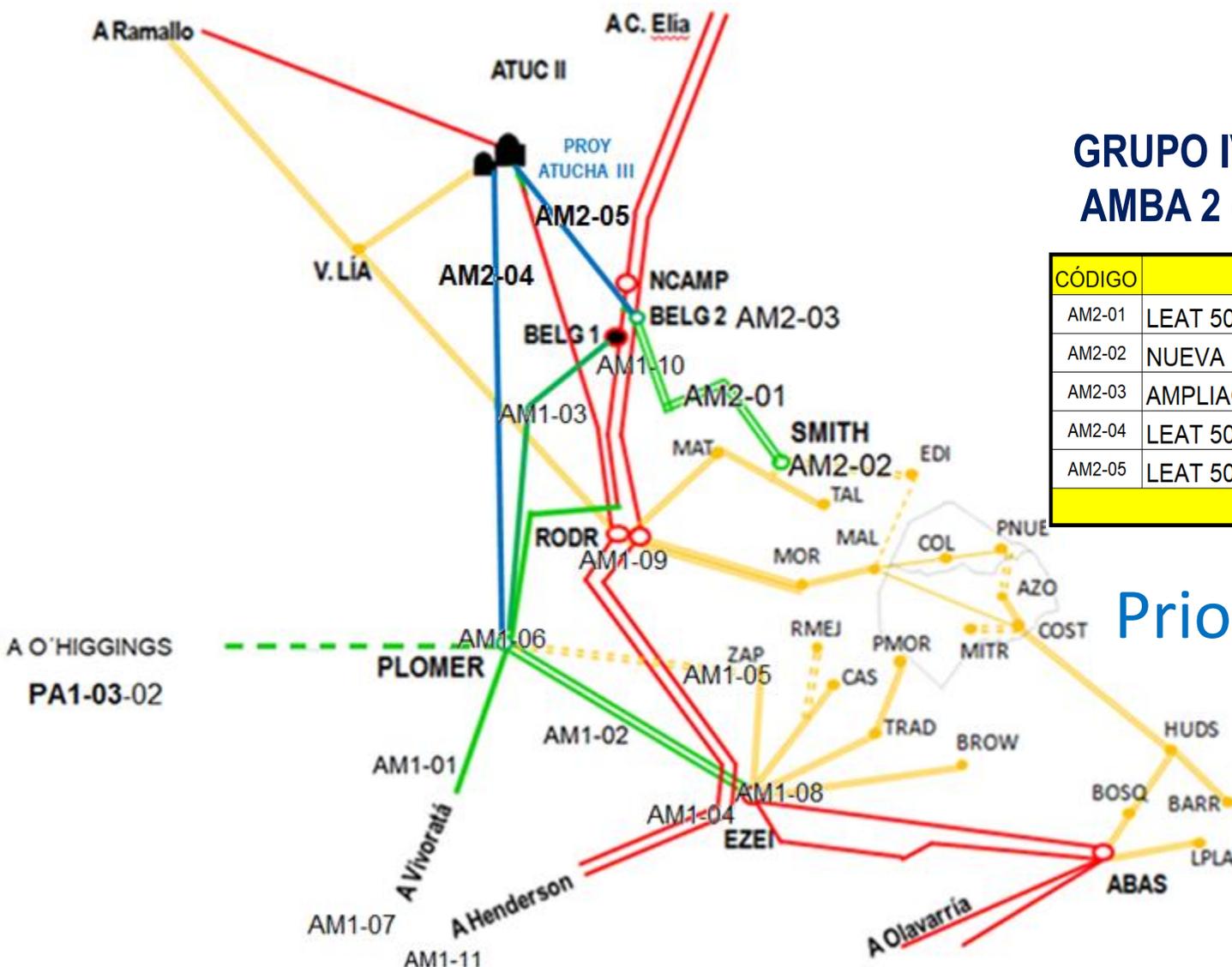
Prioridad 2 – Obras Necesarias

PLAN DE OBRAS

GRUPO IV: AREA METROPOLITANA de BUENOS AIRES 2 AMBA 2 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias)

CÓDIGO	SISTEMA AMBA2	US\$
AM2-01	LEAT 500kv X2 BELGRANO II - O.SMITH 500 kv - 5BELOSM01 y 5BELOSM02	174.054.980
AM2-02	NUEVA ET OSCAR SMITH 500/220/132 kv	129.419.980
AM2-03	AMPLIACIÓN ET BELGRANO II 500/220/132 kv	6.556.124
AM2-04	LEAT 500kv ATUCHA III a EETT PLOMMER	50.000.000
AM2-05	LEAT 500kv ATUCHA III a BELGRANO II	16.000.000
TOTAL INVERSIÓN		376.031.084

Prioridad 2 – Obras Necesarias

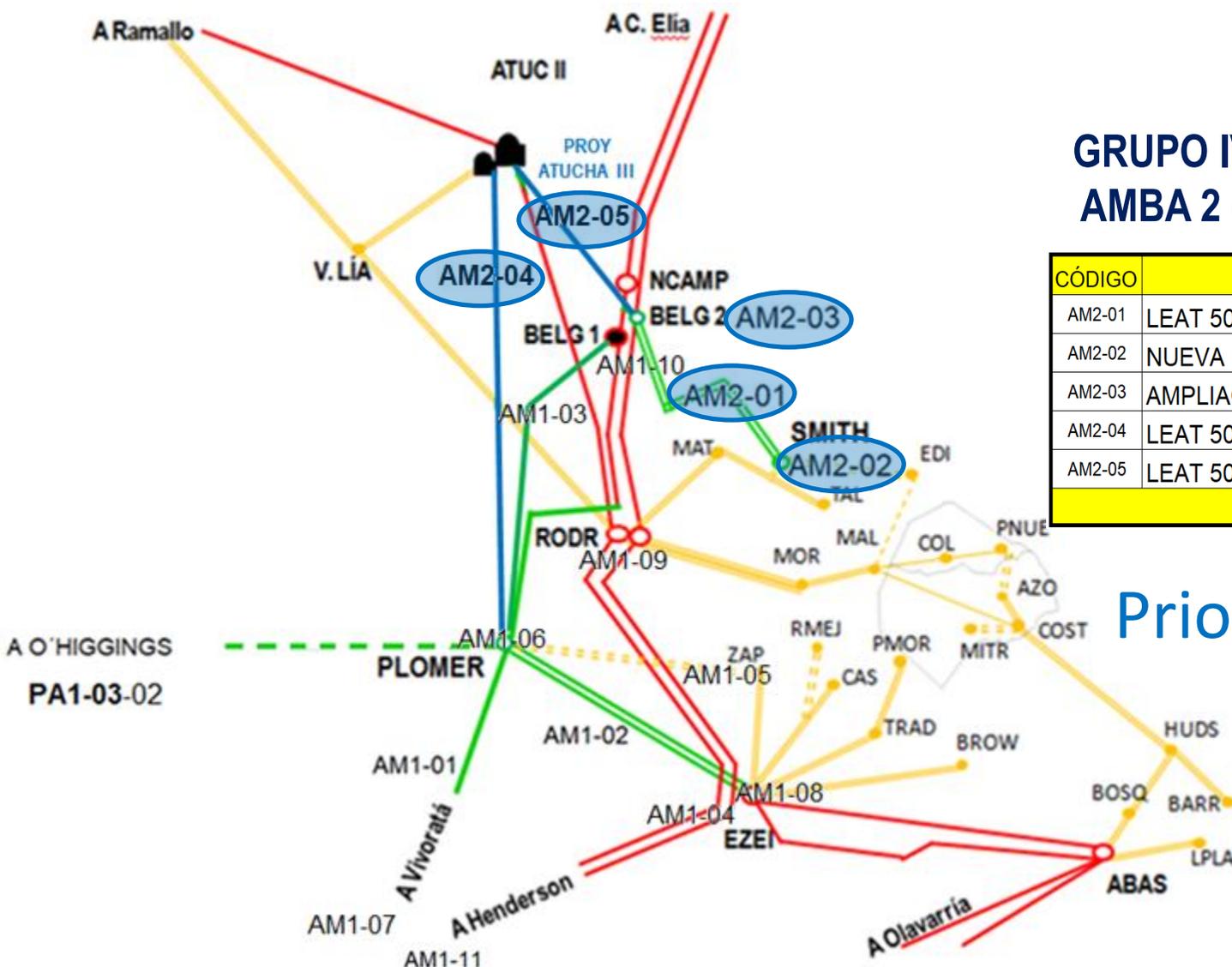


PLAN DE OBRAS

GRUPO IV: AREA METROPOLITANA de BUENOS AIRES 2 AMBA 2 (LEAT 500 Kv y EETT / Obras Complementarias)

CÓDIGO	SISTEMA AMBA2	US\$
AM2-01	LEAT 500kv X2 BELGRANO II - O.SMITH 500 kv - 5BELOSM01 y 5BELOSM02	174.054.980
AM2-02	NUEVA ET OSCAR SMITH 500/220/132 kv	129.419.980
AM2-03	AMPLIACIÓN ET BELGRANO II 500/220/132 kv	6.556.124
AM2-04	LEAT 500kv ATUCHA III a EETT PLOMMER	50.000.000
AM2-05	LEAT 500kv ATUCHA III a BELGRANO II	16.000.000
TOTAL INVERSIÓN		376.031.084

Prioridad 2 – Obras Necesarias



PLAN DE OBRAS

Expansión del Sistema de transporte eléctrico

GRUPO V: AREA PROVINCIA de BUENOS AIRES 2

PROBA2 (LAT 132 Kv y ET / Obras Complementarias)

(**PROBA1** son las obras correspondientes a la Provincia de Buenos Aires incluidas en **PA2**)

Gobierno
**Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**

GRUPO V AREA PROVINCIA de BUENOS AIRES 2 – LAT 132 kV y ET

El Plan de Obras **Área de la Provincia de Buenos Aires 2** está diseñado para complementar aquellas incluidas en el Conjunto del GRUPO III – AREA PROVINCIAS ARGENTINAS 1 correspondientes a la Provincia de Buenos Aires para 132 kV con sus correspondientes Estaciones Transformadoras y Obras Necesarias.

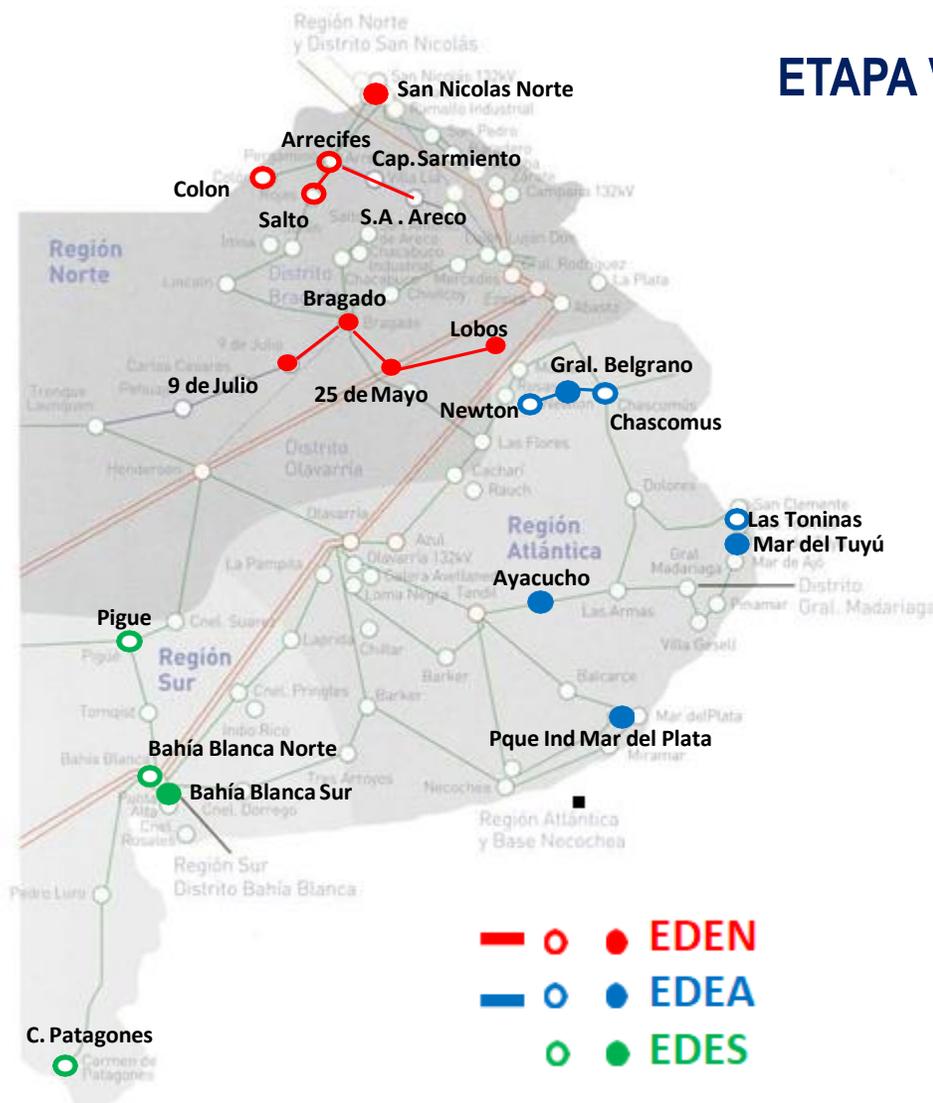
En PROCESO: se está compatibilizando el Plan de Obras de la Secretaría de Energía de la Nación con la Secretaría de Energía de la Provincia de Buenos Aires. El propósito es acordar prioridades e inversiones.



PROYECTOS DE ENERGIA 2020
PLAN QUINQUENAL FEDERAL III REDES ELECTRICAS

PLAN DE OBRAS

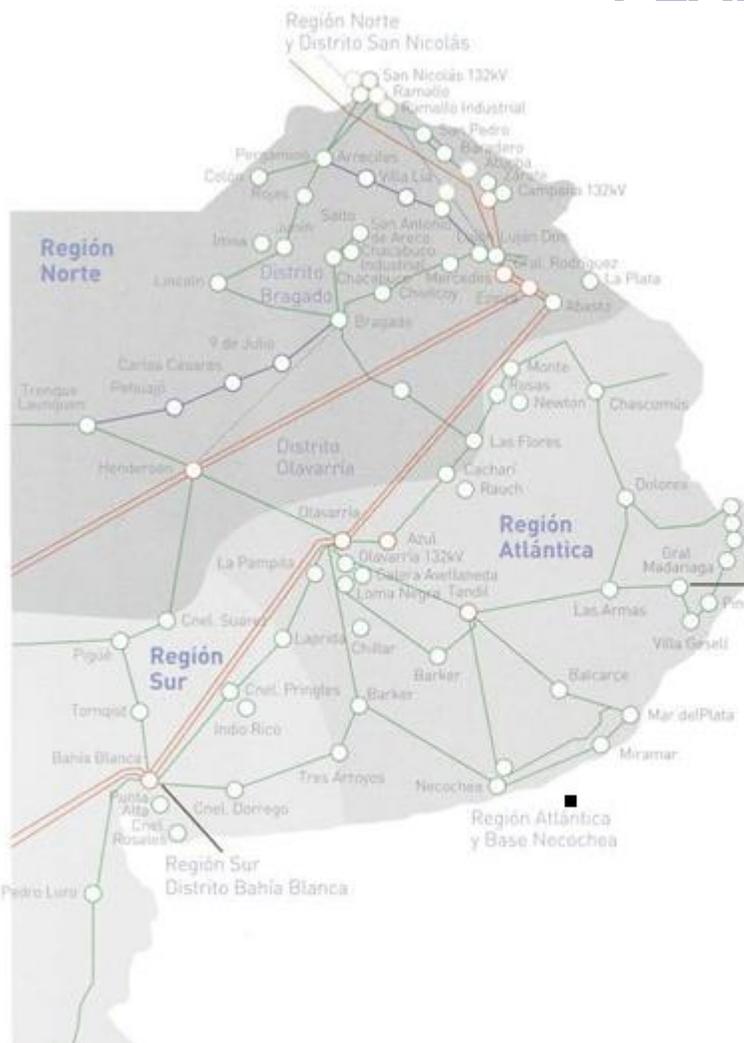
ETAPA V: AREA PROVINCIA BUENOS AIRES 2 (LAT 132 kV y ET)



Programa FREBA

BA2-01	LAT Salto - Arrecifes
BA2-02	LAT Arrecifes - Cap Sarmiento
BA2-03	LAT Cap Sarmiento - Areco
BA2-04	LAT 9 de Julio - Bragado
BA2-05	LAT Bragado - 25 de Mayo
BA2-06	LAT 25 de Mayo - Lobos
BA2-07	ET San Nicolás Norte
BA2-08	Ampliación ET Colón
BA2-09	Ampliación ET Salto
BA2-10	ET Arrecifes
BA2-11	ET 9 de Julio
BA2-12	ET Bragado
BA2-13	ET 25 de Mayo
BA2-14	ET Lobos
BA2-15	LAT Newton – Gral. Belgrano
BA2-16	LAT Gral. Belgrano - Chascomus
BA2-17	Ampliación ET Newton
BA2-18	ET Gral. Belgrano
BA2-19	Ampliación ET Chascomús 132 KV
BA2-20	Ampliación ET Las Toninas
BA2-21	ET Mar del Tuyú
BA2-22	ET Ayacucho
BA2-23	ET Parque Industrial Mar del Plata
BA2-24	Ampliación ET Bahía Blanca Norte
BA2-25	ET Bahía Blanca Sur
BA2-26	Ampliación ET Pigüé
BA2-27	Ampliación ET Carmen de Patagones

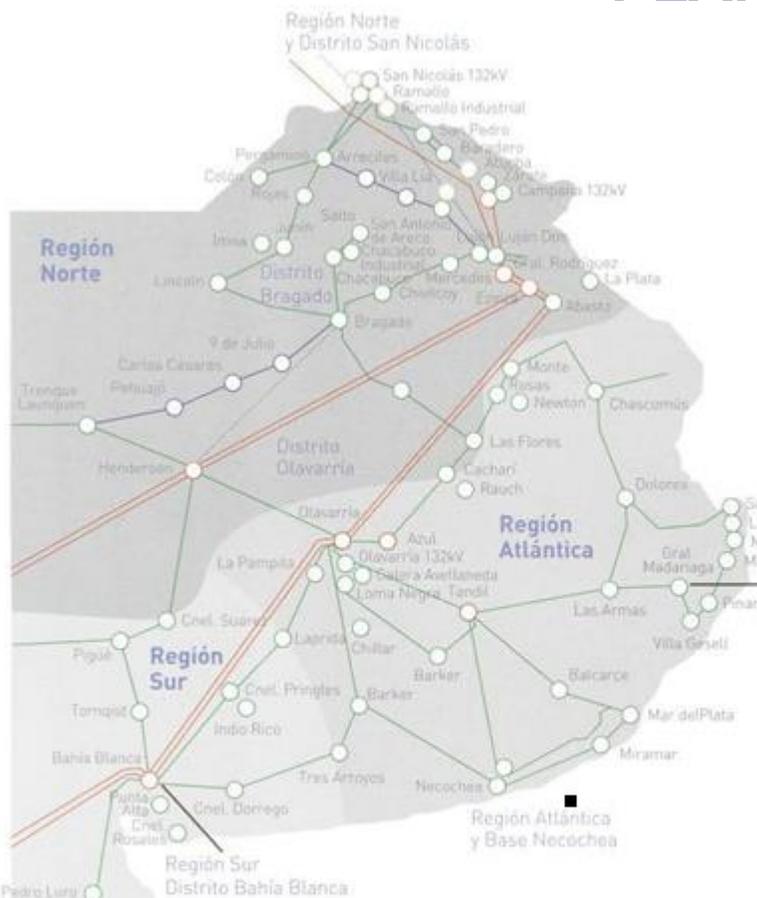
PLAN DE OBRAS ETAPA V: AREA PROVINCIA BUENOS AIRES 2 (LAT 132 kV y ET)



PRIORIDAD	OBRA	SISTEMA	PLAZO	INVERSIÓN
1	Nueva ET "LOBOS" AT/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de un campo de salida de línea AT kV	AT	540	USD 7,7 MM
2	LAT AT kV Cañuelas-Lobos de 42 km de longitud más un campo de salida de línea AT kV en la ET Cañuelas.	AT	540	USD 15,0 MM
3	Nueva ET Bolívar AT/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de dos campos de salida de línea AT kV y el seccionamiento de la línea de AT kV Henderson - Olavarría y nueva LAT AT kV doble terna de 45 km hacia la nueva ET Bolívar.	AT	540	USD 24,3 MM
4	Nueva LAT AT kV Chacabuco Industrial - Junín de 40 km, la construcción de sendos campos de salida de línea de AT kV en ambas EETT y Ampliación ET IMSA mediante el reemplazo del transformador T21M de 15/10/15 a 30/20/30 MVA.	AT	540	USD 13,3 MM
5	Nueva ET CHARLONE 500/AT kV de 2x300 MVA, con dos reactores de barra de 500 kV de 50 MVar c/u, la cual se vinculará al Sistema Eléctrico de Extra Alta Tensión mediante la Línea de 500 kV Río Diamante - Cnel. Charlone de 490 km de longitud, la cual contempla dos reactores de línea de 120 MVar en cada extremo.	EAT	720	USD 268,7 MM
6	Nueva LAT AT kV Charlone - Gral. Villegas de aproximadamente unos 45 km de longitud, más la construcción de un campo de salida de línea en AT kV en ET Gral. Villegas.	AT	720	USD 12,8 MM
7	Nueva ET Santa Teresita AT/33/13.2 kV de 2x30/30/30 MVA, con dos campos de salida de línea en AT kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	AT	540	USD 10,8 MM
8	Construcción de nuevo vínculo en AT 132 kV de 17 km de longitud (3 km subterráneo y 14 km aéreo) entre las SSEE Ensenada (CT Barragán) y una nueva ET 132/13.2 kV de 2x40 MVA en Villa Elisa, más un nuevo vínculo en AT 132 kV de 4 km de longitud subterráneo entre las SSEE Villa Elisa y City Bell.	AT	360	USD 21,0 MM
9	Nueva ET "MERCEDES DOS" de 2x30/20/30 MVA - AT/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una LAT AT kV Mercedes - Mercedes Dos de aproximadamente unos 13 km de longitud, más dos campos de salida de línea en AT kV, uno en ET Mercedes y otro en ET Mercedes Dos, para su vinculación al Sistema	AT	540	USD 14,3 MM
10	Nueva LAT AT kV Mercedes Dos - S.A. de Giles de aproximadamente unos 22 km de longitud, más la construcción de un campo de salida de línea en AT kV en ET S.A. de Giles.	AT	540	USD 6,6 MM
11	Nueva ET "LOS CARDALES" de 2x45/45/45 MVA-AT/33/13.2 kV en las inmediaciones de las RNN*8 y RPN*6 y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, la construcción de una nueva LAT AT kV P. Industrial Pilar - Los Cardales de aproximadamente unos 11 km de longitud y un campo de salida de línea de AT kV para su vinculación al Sistema de	AT	540	USD 16,5 MM
12	Nueva ET "GRAL. BELGRANO" de 2x30/30/20 MVA - AT/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, la construcción de una nueva LAT AT kV Gral. Belgrano - Newton de aproximadamente unos 35 km de longitud y dos campos de salida de línea de AT kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Gral.	AT	540	USD 20,8 MM
13	Nueva ET "SAN NICOLÁS NORTE" de AT/33/13,2 kV 2x40/40/40 MVA y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, la construcción de una nueva LAT AT kV Ramallo - S. Nicolás Norte de aproximadamente unos 13 km de longitud y cuatro campos de salida de línea de AT kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	AT	540	USD 18,3 MM
14	Nueva ET "BRAGADO DOS" AT/33/13,2 kV de 2x30/20/30 MVA y obras de 13,2 y 33 kV asociadas (ubicación a definir), más dos campos de salida de línea para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	AT	540	USD 10,8 MM
15	Nueva ET "PERGAMINO INDUSTRIAL" de 1x30/20/30 MVA - AT/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de dos campos de salida de línea AT kV y el seccionamiento de la línea de AT kV Pergamino - Rojas y construcción LAT AT kV Doble Terna de 1,9 km de longitud.	AT	540	USD 7,6 MM

FUENTE: Secretaría de Energía
Provincia de Buenos Aires

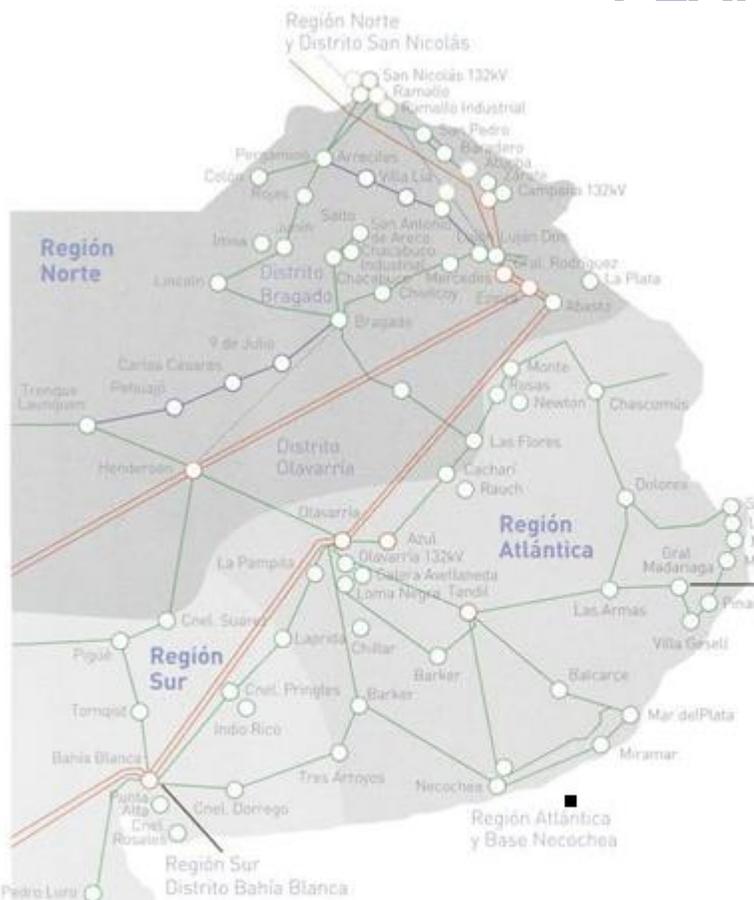
PLAN DE OBRAS ETAPA V: AREA PROVINCIA BUENOS AIRES 2 (LAT 132 kV y ET)



16	Nueva ET "SAN PEDRO INDUSTRIAL" de 2x30/30/20 MVA - AT/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una LAT AT kV de 3,2 km de longitud y un campo de salida de línea en AT kV en la ET Papel Prensa para su vinculación al SADI.	AT	540	USD 12,2 MM
17	Nueva LAT AT kV Los Cardales-Campana III de aproximadamente unos 14 km de longitud, más un campo de salida de línea en AT kV en la ET Campana III.	AT	540	USD 4,4 MM
18	Seccionamiento LAT AT kV Campana III - Zárate y vinculación a ET Nueva Campana, dando origen a las líneas de AT kV N. Campana - Campana III y N. Campana - Zárate, mediante la construcción tramo de LAT AT kV doble terna y sendos campos de salida de línea en ET Nueva Campana.	AT	360	USD 0,9 MM
19	Ampliación ET "VILLA LÍA": Ampliación a la capacidad de transformación mediante la instalación de un 2° transformador de 150 MVA - 220/AT kV	AT	540	USD 8,0 MM
20	Nueva ET "ARRECIFES" de 2x30/20/30 MVA - AT/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una LAT AT kV C. Sarmiento - Arrecifes de aproximadamente unos 34 km de longitud, más un campo de salida de línea en AT kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	AT	540	USD 20,6 MM
21	Nueva LAT AT kV Arrecifes - Salto de aproximadamente unos 31 km de longitud, más campo de salida de línea en AT kV en ET Salto.	AT	540	USD 9,0 MM
22	Nueva LAT AT kV Villa Lía - Baradero de aproximadamente unos 52 km de longitud, más campos de salidas de línea en AT kV en las EETT Villa Lía y Baradero.	AT	720	USD 15,3 MM
23	Nueva ET "ROQUE PERÉZ" de 2x30/20/30 MVA - AT/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una nueva LAT AT kV Lobos - Roque Pérez de aproximadamente unos 44 km de longitud y dos campos de salida de línea en AT kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Seccionamiento LAT AT kV Atucha - Zárate y vinculación a ET Las Palmas, dando origen a las líneas de AT kV Atucha - Las Palmas y Zárate - Las Palmas, mediante la construcción de tramo de LAT AT kV doble terna y sendos campos de salida de línea en ET Las Palmas	AT	540	USD 23,3 MM
24	Nueva ET "TRES ARROYOS DOS" de 2x30/30/30 MVA - AT/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de dos campos de salida de línea de línea AT kV y el seccionamiento de la línea de AT kV Tres Arroyos - Cnel. Dorrego y construcción LAT AT kV Doble Terna de 5.5 km de longitud.	AT	540	USD 12,4 MM
25	Nueva ET "TRES ARROYOS DOS" de 2x30/30/30 MVA - AT/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de dos campos de salida de línea de línea AT kV y el seccionamiento de la línea de AT kV Tres Arroyos - Cnel. Dorrego y construcción LAT AT kV Doble Terna de 5.5 km de longitud.	AT	540	USD 12,4 MM
26	Nueva LAT AT kV Chivilcoy Dos - Chacabuco de aproximadamente unos 46 km de longitud, más la construcción de dos campos de salida de línea en AT kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Chivilcoy Dos y otro en ET Chacabuco.	AT	540	USD 13,7 MM
27	Nueva ET Plomer 500/AT kV de 450 MVA, la cual se vinculará al Sistema Eléctrico de Extra Alta Tensión mediante la Línea de 500 kV Cnel. Charlone - Plomer de 395 km (con 70 % de compensación serie, distribuido en cada extremo acorde a la ubicación prevista para la futura ET intermedia O'Higgins) y cuatro campos de salida de línea en AT kV	EAT	720	USD 232,9 MM
28	Nueva LAT AT kV Plomer - Mercedes de aproximadamente unos 48 km de longitud, más la construcción de un campo de salida de línea en AT kV en ET Mercedes.	AT	720	USD 13,6 MM
29	Nueva ET "NAVARRO" de 2x30/20/30 MVA - AT/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una LAT AT kV Plomer - Navarro de aproximadamente unos 46 km de longitud, más un campo de salida de línea en AT kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	AT	540	USD 23,2 MM
30	Nueva LAT AT kV 25 de Mayo - Bragado (2da. Terna) de aproximadamente unos 57 km de longitud, más campo de salida de línea en AT kV en ET 25 de Mayo y adecuación en ET Bragado	AT	540	USD 16,6 MM

FUENTE: Secretaría de Energía
Provincia de Buenos Aires

PLAN DE OBRAS ETAPA V: AREA PROVINCIA BUENOS AIRES 2 (LAT 132 kV y ET)



46	Nueva LAT AT kV Pergamino - Arrecifes de aproximadamente unos 44 km de longitud, más la construcción de dos campos de salida de línea en AT kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Arrecifes y otro en ET Pergamino.	AT	720	USD 13,1 MM
47	LAT 500 kV Plomer – Vitoratá de 350 km y compensación serie en ET Vitoratá, en líneas a Plomer y a Bahía Blanca, y dos campos de salida de línea de 500 kV, uno en ET Vitoratá y otro en ET Plomer.	EAT	1080	USD 150,5 MM
48	Nueva ET Dolores 500/AT kV de 2x300 MVA la cual se vinculará al Sistema Eléctrico de Extra Alta Tensión mediante la apertura de la LEAT 500 kV Vitoratá - Plomer, con compensación serie en ambos vinculos, más cuatro campos de salida de línea en AT kV (Dolores, Chascomús, Las Armas y San Clemente).	EAT	720	USD 61,0 MM
49	Nueva LAT AT kV Indio Rico - Tres Arroyos Dos de aproximadamente unos 82 km de longitud, más la construcción de dos campos de salida de línea en AT kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal, uno en ET Indio Rico y otro en ET Tres Arroyos Dos.	AT	720	USD 23,4 MM
50	Nueva ET "RAUCH DOS" de 2x30/20/30 MVA - AT/33/13.2 kV y obras de 13,2 y 33 kV asociadas, más la construcción de una LAT AT kV Rauch (YPF) - Rauch Dos de aproximadamente unos 40 km de longitud, más un campo de salida de línea en AT kV para su vinculación al Sistema de Transporte por Distribución Troncal.	AT	540	USD 21,6 MM

TOTAL USD 699,5 MM

Las filas en color amarillo son Obras ya contempladas en los Planes AMBA 1, AMBA 2, en PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (500 Kv) y PROVINCIAS ARGENTINAS 2 (132 Kv). Por lo tanto, no están sumadas en el TOTAL de 699,5 MM US\$ por estar incluidas anteriormente.

FUENTE: Secretaría de Energía
Provincia de Buenos Aires

PLAN DE OBRAS - RESUMEN

N	ETAPA	PLAN	PRIORIDAD	US\$
1	GRUPO I	SISTEMA AMBA 1 (500 Kv)	1	690.202.269,00
2	GRUPO II	PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (500 kV)	1	706.693.572,00
3	GRUPO III	PROVINCIAS ARGENTINAS 2 (132 Kv)	1	1.186.212.291,72
4	GRUPO IV	SISTEMA AMBA 2 (500 kV)	2	376.031.084,00
5	GRUPO II	PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (500 kV)	2	1.136.858.877,00
6	GRUPO II	PROVINCIAS ARGENTINAS 1 (500 kV)	3	688.771.193,00
7	GRUPO V	PROVINCIA BUENOS AIRES 2 (132 kV)	3	699.500.000,00
TOTAL PLAN OBRAS ELÉCTRICAS				5.484.269.286,72

GRUPOS I, II y IV: Obras Eléctricas con Ingeniería finalizada, Trazas y trámites realizados. Listas para Licitación y Construcción, CON FINANCIAMIENTO

GRUPO III: Idem anterior en las Jurisdicciones más grandes, en proceso de revisión definitiva en algunas menores. CON FINANCIAMIENTO

GRUPO V: en proceso de revisión con la PROVINCIA DE BUENOS AIRES. CON FINANCIAMIENTO OFRECIDO



SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 kV

ESTUDIOS DE LAS OBRAS A IMPLEMENTAR EN EL ORDENAMIENTO Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE 500 kV

ÍNDICE

1 ESTADO Y NECESIDADES ACTUALES DEL SISTEMA DE 500 KV	4
1.1 Necesidades del Sistema de transporte en 500 kV	4
1.1.1 Prioridad 1 - Imprescindibles y urgentes	5
1.1.1.1 Zona del AMBA	5
1.1.1.2 Zona del Choele Choel	5
1.1.1.3 Zona La Rioja	5
1.1.2 Prioridad 2 - Obras necesarias	6
1.1.2.1 Zona Misiones centro	6
1.1.2.2 Zona centro de la provincia de Buenos Aires	6
1.1.2.3 Zona AMBA	6
1.1.2.4 Zona Atucha	6
1.1.3 Prioridad 3 - Obras de desarrollo	7
1.1.3.1 Zona provincia de Buenos Aires noroeste	7
1.1.3.2 Zona provincia de Buenos Aires sur	7
1.1.3.3 Zona NOA - NEA	7
2 OBJETIVOS DE LOS PROYECTOS Y OBRAS NECESARIAS	8
2.1 Objetivos y obras	8
2.1.1 Prioridad 1 - Imprescindibles y urgentes	8
2.1.1.1 Zona del AMBA	8
2.1.1.1.1 LEAT Vivoratá - Plomer 500 kV - 5PLOVIV01	8
2.1.1.1.2 LEAT Plomer - Ezeiza 2 x 500 kV - 5EZPL01 y 5EZPL02	8
2.1.1.1.3 LEAT Manuel Belgrano - Plomer 500 kV - 5PLOBM01	8
2.1.1.1.4 LEAT 500 kV semiurbana by-pass Ezeiza - 5VMRD2/5HERD1	9
2.1.1.1.5 LEAT 2 x 220 kV Plomer - Zappalorto urbana - 2PLOZA1 y 2PLOZA2	9
2.1.1.1.6 ET Plomer 500/220/132 kV	9
2.1.1.1.7 Ampliación ET Vivoratá 500/132 kV	10
2.1.1.1.8 Adecuación ET Ezeiza y ET Abasto 500/132 kV	10
2.1.1.1.9 Adecuación ET Gral. Rodríguez y ET Manuel Belgrano 500/132 kV	10
2.1.1.1.10 Adecuación ET Henderson y ET 25 de Mayo 500/132 kV	10
2.1.1.1.11 Valorización de las obras	11
2.1.1.2 Zona del Choele Choel	11
2.1.1.2.1 LEAT Choele Choel - Puerto Madryn 500 kV - 5CHPM02	11
2.1.1.2.2 Ampliación ET Choele Choel 500/132 kV	11
2.1.1.2.3 Ampliación ET Puerto Madryn 500/132 kV	11
2.1.1.2.4 Valorización de las obras	12
2.1.1.3 Zona La Rioja	12
2.1.1.3.1 LEAT 500 kV 5LA-ROD1	12
2.1.1.3.2 Ampliación de la ET La Rioja sur 500/132 kV	12
2.1.1.3.3 ET Rodeo 500 kV	12
2.1.1.3.4 Reacondicionamiento de ET Nueva San Juan 500/132 kV	13
2.1.1.3.5 Valorización de las obras	14
2.1.2 Valorización de la prioridad 1	14
2.1.3 Prioridad 2 - Obras necesarias	15
2.1.3.1 Zona Misiones centro	15
2.1.3.1.1 Valorización de las obras	15
2.1.3.2 Zona centro de la provincia de Buenos Aires	15
2.1.3.2.1 LEAT 500 kV Plomer - O'Higgins 5PLOOH1	15
2.1.3.2.2 Nueva ET O'Higgins 500/132 kV	15



2.1.3.2.3	Ampliación ET Plomer	16
2.1.3.2.4	Sistema provincia de Buenos Aires centro de 132 kV	16
2.1.3.2.5	Valorización de las obras.....	16
2.1.3.3	Zona AMBA 2	16
2.1.3.3.1	LEAT 2 x 500 kV Belgrano II - Oscar Smith - 5BELOSM01 y 5BELOSM02 16	16
2.1.3.3.2	Nueva ET Oscar Smith 500/220/132 kV	16
2.1.3.3.3	Ampliación ET Belgrano II	16
2.1.3.3.4	Valorización de las obras.....	17
2.1.3.4	Zona provincia de Buenos Aires noroeste.....	17
2.1.3.4.1	EAT 500 kV ET O´Higgins - Charlone - 5OHICHA01	17
2.1.3.4.2	Nueva ET Charlone 500/132 kV	17
2.1.3.4.3	Sistema de 132 kV	17
2.1.3.4.4	Valorización de las obras.....	18
2.1.4	Valorización de la Prioridad 2.....	18
2.1.5	Prioridad 3 - Obras de desarrollo	19
2.1.5.1	Zona provincia de Buenos Aires noroeste.....	19
2.1.5.1.1	LEAT 500 kV Río Diamante - Charlone - 5RDICHA01.....	19
2.1.5.1.2	Ampliación ET Charlone 500/132 kV	19
2.1.5.1.3	Ampliación ET Río Diamante	19
2.1.5.1.4	Valorización de las obras.....	19
2.1.5.2	Zona provincia de Buenos Aires sur	19
2.1.5.2.1	LEAT 500 kV Choele Choel - Bahía blanca - 5CHOBAB02	19
2.1.5.2.2	Ampliación ET Choele Choel 500/132 kV	20
2.1.5.2.3	Ampliación ET Bahía Blanca	20
2.1.5.2.4	Valorización de las obras.....	20
2.1.5.3	Zona NOA- NEA.....	20
2.1.5.3.1	Valorización de las obras.....	20
2.1.6	Valorización de la Prioridad 3.....	20
2.2	Valorización del plan completo	21



1 ESTADO Y NECESIDADES ACTUALES DEL SISTEMA DE 500 KV

En la actualidad el Sistema de 500 kV en la Argentina está anillado e integrado en su totalidad y en general, funcionando en forma estable y segura, pero considerando que no se han realizado mejoras ni ampliaciones en cuatro años se distinguen obras imprescindibles, y urgentes, obras necesarias y obras para desarrollo.

1.1 Necesidades del Sistema de transporte en 500 kV

Se ha trabajado corriendo los programas de demanda proyectada, y estabilidad del Sistema interconectado de 500 kV, detectando como se ha enumerado en el numeral 1 necesidades, a las que se han caracterizado en tres prioridades de acuerdo a la urgencia de la ejecución de las obras:

- Prioridad 1 - Imprescindibles y urgentes.
- Prioridad 2 - Obras necesarias.
- Prioridad 3 - Obras de desarrollo.

A continuación se describen las necesidades según cada prioridad como sigue:



1.1.1 Prioridad 1 - Imprescindibles y urgentes

1.1.1.1 Zona del AMBA

- Crecimiento desordenado de la demanda.
- Antigüedad del anillo que lo vincula.
- Antigüedad de la Estaciones Transformadoras, que lo integran.
- Capacidad de las Estaciones Transformadoras de distribuir eficaz y económicamente la energía que reciben.
- Capacidad de recibir energía que está siendo generada por los sistemas de Energía Renovable y las nuevas presas del Sur y Oeste del país.

1.1.1.2 Zona del Choele Choel

Desde Choele Choel a Puerto Madryn se produce una disminución de la capacidad de transmisión. Debido a la generación que ingresa a Puerto Madryn que debe ser salvada para evacuar toda la energía generada.

1.1.1.3 Zona La Rioja

Desde La Rioja a Rodeo existe una sola línea que los conecta por lo que debe trabajar permanentemente en condición N-1.



1.1.2 Prioridad 2 - Obras necesarias

1.1.2.1 Zona Misiones centro

La zona noreste de la provincia está afectada de precariedad del servicio debido a la falta de generación local. Depende exclusivamente de las disponibilidades de la ET Posadas y las largas líneas de interconexión.

1.1.2.2 Zona centro de la provincia de Buenos Aires

El centro de la provincia de Buenos Aires carece de energía confiable y las industrias allí instaladas deben recurrir a auto generación debido a las condiciones de confiabilidad y servicio de la prestación.

1.1.2.3 Zona AMBA

Para ejecutarse el Plan de Ampliación de EDENOR Zona Norte es fundamental la calidad y confiabilidad del servicio de las transportistas.

1.1.2.4 Zona Atucha

Al desarrollarse el proyecto Central Térmica Belgrano II el sistema carece de capacidad para el transporte de esta fuente de generación.

1.1.2.5. ATUCHA III

La construcción de la Cuarta Usina Atómica de la Argentina requerirá la interconexión en 500 kV entre la Central de Atucha III en el Complejo Nuclear de Lima, Provincia de Buenos Aires, a la EETT Plommer y a la Zona de Belgrano 2.



1.1.3 Prioridad 3 - Obras de desarrollo

1.1.3.1 Zona provincia de Buenos Aires noroeste

El centro neurálgico de la industria agrícola se encuentra en la zona noroeste de la Provincia de Buenos Aires, suroeste de Santa Fe y sureste de Córdoba y las líneas de abastecimiento de las distribuidoras establecen un sistema ineficaz e inseguro.

1.1.3.2 Zona provincia de Buenos Aires sur

El incremento de la generación en el Sur y Oeste del país requiere de seguridad en el transporte y desde Choele Choel a Bahía Blanca se genera un cuello de botella de la energía generada en el sur y oeste de la Patagonia.

1.1.3.3 Zona NOA - NEA

El Subsistema del NOA - NEA con el incremento de demanda requiere mejorar la potencia reactiva del mismo.

2 OBJETIVOS DE LOS PROYECTOS Y OBRAS NECESARIAS

2.1 Objetivos y obras

De los estudios de flujo y estabilidad surgen tres zonas que son las más comprometidas, el AMBA, la zona entre La Rioja - Rodeo y la zona patagónica Choele Choel - Puerto Madryn objetivo de los proyectos es dar solución integral a estas zonas y realizar las obras con un horizonte de 35 años de estabilidad y confiabilidad del sistema. Estos proyectos son:

2.1.1 Prioridad 1 -Imprescindibles y urgentes

2.1.1.1 Zona del AMBA

El objetivo del proyecto es redistribuir el ingreso de energía a la zona de grandes consumos del cordón industrial desde La Plata a Campana, asegurar el abastecimiento a Edenor y Edesur y mejorar la distribución de las grandes distribuidoras del AMBA, aumentar la capacidad de recibir energía desde el interior, ante la construcción de presas en el sur y oeste y la profusión de parques eólicos y solares en el sur, oeste y Noroeste del país.

Las obras necesarias y sus finalidades son:

2.1.1.1.1 LEAT Vivoratá - Plomer 500 kV - 5PLOVIV01

Esta línea permitirá mejorar y asegurar el flujo de energía desde la Patagonia y Bahía Blanca al AMBA, se extenderá entre las estructuras terminales cuyas coordenadas se indican a continuación:

- ET Vivoratá (TV A):
 - Latitud: 37° 41' 26,39" S
 - Longitud: 57° 44' 05,26" O
- ET Plomer (TP A):
 - Latitud: 34° 43' 20,46" S
 - Longitud: 59° 01' 44,54" O

Está previsto que las estructuras de suspensión sean arriendadas del tipo "Cross-Rope - CR" entre la ET Vivoratá y el vértice V10A, ubicado entre el río Salado y la ruta provincial 41, y autoportantes entre ese punto y la ET Plomer.

2.1.1.1.2 LEAT Plomer - Ezeiza 2 x 500 kV - 5EZPL01 y 5EZPL02

Esta LEAT permitirá que la ET Ezeiza sea abastecida directamente desde la ET Plomer mejorando la alta corriente de corto circuito que tiene la misma y así ET Ezeiza distribuirá la generación de GENELBA y lo que se entregue desde ET Plomer.

Los trazados se han previsto tratando de lograr la menor longitud posible dentro de una zona con mucha edificación suburbana: propiedades rurales de pequeñas extensiones, clubes de campo, casaquintas, etc. Por esta razón se han contemplado exclusivamente estructuras autoportadas.

2.1.1.1.3 LEAT Manuel Belgrano - Plomer 500 kV - 5PLOBM01

Esta LEAT permitirá que la ET Gral. Rodríguez sea abastecida directamente desde la ET Plomer y así ET Gral. Rodríguez distribuirá la generación recibida desde la Mesopotamia, ET Colonia Elia y lo que se entregue desde ET Plomer.

El trazado se ha previsto tratando de lograr la menor longitud posible dentro de una zona con mucha edificación suburbana: propiedades rurales de pequeñas extensiones, countries, casaquintas, etc. Por

esta razón se han contemplado exclusivamente estructuras autoportadas, en una cantidad de aproximadamente 71 unidades.

2.1.1.1.4 LEAT 500 kV semiurbana by-pass Ezeiza - 5VMRD2/5HERD1

Este by-pass se realiza a los efectos de dirigir el flujo de las LEAT de ET Henderson y 25 de Mayo directamente a ET Gral. Rodríguez para que se cumplan dos mejoras reducir la corriente de Corto circuito en ET Ezeiza y abastecer la demanda de EDENOR en la zona Norte aplazando la conexión con ET Oscar Smith.

Los trazados se han previsto tratando de lograr la menor longitud posible dentro de una zona con mucha edificación suburbana: propiedades rurales de pequeñas extensiones, clubes de campo, casaquintas, etc. Por esta razón se han contemplado exclusivamente estructuras autoportadas.

2.1.1.1.5 LEAT 2 x 220 kV Plomer - Zappalorto urbana - 2PLOZA1 y 2PLOZA2

Esta LAT quita carga del oeste a ET Ezeiza mejorando su performance y haciendo su entrega dedicada a la zona Suroeste del AMBA.

El trazado de esta línea, constituida por estructuras de doble terna, se ha previsto tratando de lograr la menor longitud posible dentro de una zona con mucha edificación suburbana y urbana: propiedades rurales de pequeñas extensiones, casaquintas, etc.

Por ese motivo parte de la traza, compartida con la futura doble terna Plomer - Isidro Casanova, transcurre a lo largo de la vía en desuso del ex ramal M (Midland) del F.C.G.B., entre la antigua ET km 55 y su intersección con la nueva traza del Camino del Buen Ayre. La traza se completa con un tramo a lo largo de este camino hasta la Av. Patricios (R.P. 21), donde las líneas serán empalmadas con la doble terna existente entre las EE.TT. Ezeiza y Zappalorto. La cantidad total de estructuras será de aproximadamente 80 unidades.

2.1.1.1.6 ET Plomer 500/220/132 kV

La nueva ET Plomer 500/220/132 kV está destinada re direccionar los flujos de energía en el cordón exterior del AMBA mejorando la calidad y seguridad de entrega de potencia en el interior del AMBA reforzando abastecimiento a EDENOR y EDESUR y quitando cargas de ET Ezeiza ahora muy sobrecargada, mejorando su corriente de corto circuito hoy casi inmanejable así como mejorar la situación de distribución de Gral. Rodríguez sin posibilidades de ampliación y llena de ampliaciones de emergencia.

Esta ET Plomer 500/220/132 kV estará ubicada en la intersección de las rutas provinciales 24 y 6, en las cercanías de la población homónima, partido de General Las Heras, provincia de Buenos Aires. El ingreso se ubicará sobre la ruta provincial 24, a aproximadamente 300 m hacia el este de su intersección con la ruta provincial 6.

Playa de 500 kV

Tendrá configuración de doble barra con 1½ interruptor. En esta etapa se implementarán 6 vanos con 12 campos ocupados total o parcialmente.

Se instalarán dos bancos de transformación de banco de transformadores unipolares + 1 T5PLO - 3 x (285/285/4) MVA, 500:√3 / 231:√3 / 34,5 kV, y transformador T2PLO - 300/300/50 MVA, 500/138/34,5 kV, banco de reactores de barra dos y banco de reactor de línea en la salida a ET Vivorata.

Playa de 220 kV

Tendrá configuración de doble barra, una de ellas (2PLOB) con funciones de transferencia. En esta etapa se implementarán 12 campos, de los cuales sólo se equiparán 10 campos y dos bancos de compensación capacitiva banco de compensación shunt capacitiva C2PLO, 125 MVAr y banco de compensación shunt capacitiva C1PLO, 125 MVAr.

Playa de 132 kV

Tendrá configuración de triple barra, una de ellas (1PLOB) con funciones de transferencia.

En esta etapa se implementarán 10 campos, de los cuales sólo se equiparán seis con salidas para abastecer el Noroeste de la Provincia de Buenos Aires sin intervenir en el AMBA en esta tensión.

2.1.1.1.7 Ampliación ET Vivoratá 500/132 kV

La ET Vivoratá, será ampliada para dar lugar a la LEAT Vivoratá - Plomer 5PLOVIV01 e instalar el reactor de línea simplemente.

Actualmente en construcción, se encuentra ubicada sobre la prolongación de la Av. El Campamento, a aproximadamente 7 km al sudoeste de la localidad del mismo nombre, partido de Mar Chiquita, provincia de Buenos Aires.

La ampliación a encarar consistirá en el completado del vano 0910 de la playa de 500 kV mediante la habilitación del campo 09 para la conexión de la nueva línea de 500 kV a la ET Plomer y la instalación de capacitores serie en los campos 09 y 10. El nuevo campo 09 incluirá dos (2) bancos de reactores de línea de 3 x 26,67 MVAR cada uno, uno de ellos maniobrable, con una máquina de reserva.

2.1.1.1.8 Adecuación ET Ezeiza y ET Abasto 500/132 kV

La ET Ezeiza se encuentra ubicada en la ruta nacional 3, km 50, en el partido de Marcos Paz, provincia de Buenos Aires.

Las obras a ejecutar consistirán en la adecuación de los campos 02 y 04 para conectar en ellos las nuevas líneas 5PLOEZ1 y 5PLOEZ2 a la ET Plomer, respectivamente. Complementariamente se desmontará el by-pass existente entre las líneas 5ABEZ1 y 5EZR2.

La ET Abasto se encuentra ubicada en la ruta provincial 2, km 50, partido de La Plata, provincia de Buenos Aires.

Las obras a ejecutar consistirán en la adecuación del tramo 0910 como consecuencia de la desactivación del by-pass existente en la ET Ezeiza entre las líneas 5ABEZ1 y EZRD2.

2.1.1.1.9 Adecuación ET Gral. Rodríguez y ET Manuel Belgrano 500/132 kV

La ET General Rodríguez se encuentra ubicada en la ruta provincial 28, km 8, partido de General Rodríguez, provincia de Buenos Aires.

Las obras a ejecutar consistirán en la adecuación de los campos 02 y 05, a los cuales acometerán las nuevas líneas 5HERD1 y 5VMRD2 a las EE.TT. Henderson y 25 de Mayo, respectivamente. Complementariamente, con motivo de la desconexión de la línea a la ET Manuel Belgrano, se desactivarán los reactores de línea y otros equipos instalados en el campo 12.

La ET Manuel Belgrano se encuentra ubicada adyacente a la central térmica homónima, en las proximidades de la ciudad de Campana, provincia de Buenos Aires.

Las obras a ejecutar consistirán en la adecuación del campo 01, al cual acometerá la nueva línea 5PLOMB1 a la ET Plomer.

2.1.1.1.10 Adecuación ET Henderson y ET 25 de Mayo 500/132 kV

La ET Henderson se encuentra ubicada sobre el acceso a la localidad homónima desde la ruta provincial 65, a 13 km de ésta, partido de Hipólito Yrigoyen, provincia de Buenos Aires. Las obras a encarar bajo el presente contrato consistirán en la instalación y puesta en servicio de los equipos de comunicaciones descriptos en la reconfiguración de las protecciones de la línea 5EZHE1.

La ET 25 de Mayo está siendo construida sobre la ruta provincial 51, a aproximadamente 3 km al sudeste de su empalme con la ruta provincial 46, partido de 25 de Mayo, provincia de Buenos Aires. Las obras a encarar bajo el presente contrato consistirán en la instalación y puesta en servicio de los equipos de comunicaciones descriptos en la reconfiguración de las protecciones de la línea 5EZVM2.

2.1.1.1.11 Valorización de las obras

En el siguiente cuadro se muestra el costo de las obras considerando un crédito al 7 % anual, con financiación del contratista y canon fijo a quince años a pagar con el sistema Francés de cuota fija.

CÓDIGO	SISTEMA AMBA1	US\$
AM1-01	LEAT VIVORATÁ - PLOMMER 500 kV - 5 PLOVIV01	251.448.833
AM1-02	LEAT PLOMMER - EZEIZA 500 kV X2 - 5 EZPL01/02	67.668.075
AM1-03	LEAT M. BELGRANO - PLOMMER 500 kV - 5PLO	47.422.398
AM1-04	LEAT 500 kV X2 Semi Urbana By Pass EZEIZA - 5VMRD2/5HERD1	11.692.243
AM1-05	LEAT 2 X 220 kV Urbana PLOMMER - ZAPPALORTO - 2PLOZA1 2PLOZA2	30.133.391
AM1-06	ET PLOMMER 500/220/132 kV	260.886.693
AM1-07	AMPLIACIÓN VIVORATÁ 500/132 kV	18.322.011
AM1-08	ADECUACIÓN EZEIZA - ABASTO 500/132 Kv	904.779
AM1-09	ADECUACIÓN ET GRAL. RODRIGUEZ y ET MANUEL BELGRANO 500/132 kV	885.299
AM1-10	ADECUACIÓN ET MANUEL BELGRANO 500 kV	
AM1-11	ADECUACIÓN ET HENDERSON - 25 DE MAYO 500/132 kV	838.547
TOTAL INVERSIÓN		690.202.269

2.1.1.2 Zona del Choele Choel

Para transportar toda la energía generada con las centrales eólicas en la Patagonia y la energía hidráulica de las presas de Santa Cruz de otra manera toda esa energía sería impracticable de despachar hacia los grandes centros de consumo, se hace imprescindible una doble conexión desde Puerto Madryn a Choele Choel . Por ello se incluye en este capítulo la LEAT y la ampliación de ambas EETT.

2.1.1.2.1 LEAT Choele Choel - Puerto Madryn 500 kV - 5CHPM02

Esta LEAT permitirá el transporte de toda la energía generada en la Patagonia hacia los grandes centros de consumo.

El trazado se ha previsto tratando de lograr la menor longitud posible en una zona mayormente plana y desértica utilizando estructuras tipo "Cross-Rope - CR" en la gran mayoría y solo autosoportadas en desvíos mayores de los 2°

2.1.1.2.2 Ampliación ET Choele Choel 500/132 kV

La ET Choele Choel, será ampliada para dar lugar a la LEAT Choele Choel - Puerto Madryn 5CHPM02 e instalar el reactor de línea simplemente.

La ampliación a encarar consistirá en

- Completar el vano 1112 de la playa de 500 kV mediante la habilitación del campo 12 para la conexión de la nueva línea de 500 kV a la ET Puerto Madryn.
- El nuevo campo 12 incluirá un (1) banco de reactores de línea de 3 x 26,67 MVar cada uno, uno de ellos maniobrable, con una máquina de reserva.

2.1.1.2.3 Ampliación ET Puerto Madryn 500/132 kV

La ET Puerto Madryn será ampliada para dar lugar a la LEAT Choele Choel - Puerto Madryn 5CHPM02 e instalar el reactor de línea simplemente. La ampliación a encarar consistirá en:

- Completar el vano 0910 de la playa de 500 kV mediante la habilitación del campo 10 para la conexión de la nueva línea de 500 kV a la ET Puerto Madryn. El nuevo campo 10 incluirá un (1) banco de reactores de línea de 3 x 26,67 MVAR cada uno, uno de ellos maniobrable, con una máquina de reserva.

2.1.1.2.4 Valorización de las obras

SISTEMA PATAGONIA NORTE			
código			
PA1-02	PA1-02-01	LEAT 500 kV CHOELE CHOEL- PTO. MADRYN - 5CHPM02	USD 247.065.712
	PA1-02-02	AMPLIACIÓN ET CHOELE CHOEL 500/132 kV	USD 18.800.230
	PA1-02-03	AMPLIACIÓN ET PUERTO MADRYN 500/132 kV	USD 30.842.651
TOTAL INVERSIÓN			USD 296.708.593

2.1.1.3 Zona La Rioja

Es imprescindible para la seguridad del sistema eliminar la condición N-1 de la zona desde La Rioja a el sistema Cuyano por lo que la LEAT Rodeo - La Rioja, la ampliación de ambas EETT y la construcción de la ET 500/132 kV La Rioja Sur son una obra imprescindible para mantener un sistema anillado y seguro sin posibilidades de situaciones N-1 y así asegurar el despacho de la energía generada en los valles de Calingasta hasta Rodeo.

2.1.1.3.1 LEAT 500 kV 5LA-ROD1

La longitud total de esta LEAT, es de aproximadamente 335 km, donde el número total de estructuras se estima en 715 torres. Asimismo se estima que el 95 % del número total de estructuras a instalar en la línea serán torres de suspensión.

Si bien todas las condiciones topográficas permiten la instalación de estructuras arriendadas tipo "Cross-Rope - CR", se deberá prever la posible necesidad de implantar una cierta cantidad de torres de suspensión autosoportadas por condiciones especiales del sitio de emplazamiento (por ejemplo uso intensivo de divisiones en potreros con cultivos donde intervienen máquinas agrícolas importantes, zonas anegables, cruces especiales de rutas, FFCC, etc.). Se estima que estas condiciones implicarán la instalación de doscientas cincuenta y seis (256) torres autosoportadas SA6.

2.1.1.3.2 Ampliación de la ET La Rioja sur 500/132 kV

La ET La Rioja Sur 500/132 kV existente tiene un esquema de interruptor y medio.

Se efectúa a continuación una breve descripción de los trabajos a realizarse en la estación transformadora La Rioja Sur 500/132 kV existente:

- Vano 0506, este vano tiene configuración de interruptor y medio completo, conteniendo:
- Campo 05: Salida de línea a la ET Rodeo con reactor shunt (120 MVAR), reactor supresor de arco totalmente equipado.
- Campo 06: Campo de reserva.
- Ampliación de las barras A y B en 500 kV en los campos 05 y 06.

2.1.1.3.3 ET Rodeo 500 kV

La ET Rodeo 500/220/132 kV estará ubicada en el noroeste de la provincia de San Juan, sobre ruta provincial 412 a unos 8 km al sur de la localidad de Bella Vista. En esta ET se debe tomar en consideración las distancias disruptivas considerando que se encuentra a 2500 msnm

En playa de 500 kV

- Vano 0102, este vano tiene configuración de interruptor y medio incompleto, conteniendo:
- Campo 01: Banco de transformación 500/138/38,5 kV, 3x150/150/50 MVA.
- Campo 02: previsto para futuro transformador 500/220 kV. Equipado con seccionador de barras. Vano 0304, este vano tiene configuración de interruptor y medio incompleto, conteniendo:
- Campo 03 Banco de Transformación 500/138/38,5 kV, 3x150/150/50 MVA.
- Campo 04: previsto para futura salida de línea 500 kV a ET Calingasta. Equipado con seccionador de barras. Vano 0506, este vano tiene configuración de interruptor y medio incompleto, conteniendo:
- Campo 05: Conexión de reactores de barras.
- Campo 06: Campo de reserva. Vano 0708, este vano tiene configuración de interruptor y medio completo, conteniendo:
- Campo 07: Salida de línea a la ET La Rioja Sur con reactor shunt (120 MVar), reactor supresor de arco totalmente equipado y futura compensación serie capacitiva.
- Campo 08: Salida de línea a la ET Nueva San Juan con futuro reactor shunt (50 MVar) y reactor supresor de arco totalmente equipado. Entre los campos 01 y 03 se instalará el transformador de reserva de los bancos de transformadores de dichos campos, el cual contará con las instalaciones necesarias para realizar el cambio rápido.

En playa de 132 kV

- Campo 03: entrada desde transformador 500/138/38,5 kV T1ROD. Construcción de fundaciones para interruptores de acometida de transformador. Suministrar, montar y conectar los equipos de maniobra y sus soportes, necesarios para completar el campo (seccionadores de fila india seccionadores de polos paralelos, seccionadores de polos, interruptores, y equipos de medición).
- Campo 05: entrada desde transformador 500/138/38,5 kV T2ROD.

2.1.1.3.4 Readequación de ET Nueva San Juan 500/132 kV

La ET Nueva San Juan 500/132 kV existente está ubicada a aproximadamente 9 km al suroeste de la ciudad de San Juan, sobre ruta nueva, continuación de la ruta provincial 155. La playa de 500 kV de la ET tiene un esquema de 1 ½ interruptor.

El alcance de este pliego abarca la conclusión del campo de salida de línea a ET Rodeo, en 500 kV, por lo que se efectúa a continuación una descripción de los trabajos a realizar por el Contratista en la ET Nueva San Juan 500/132 kV

Campo 05: Provisión y montaje de los soportes y equipos para completar el vano de salida de línea, consistente en:

- Un (1) Interruptor de 500 kV.
- Dos (2) seccionadores asociados.
- Un (1) transformador de corriente de medición.
- Un (1) transformador de tensión de medición
- Un (1) descargador de sobretensión de línea.



Concluida la construcción de la ampliación, se desconectará del campo de 132 kV la línea a ET Rodeo, en servicio en 132 kV y se conectará a la acometida del campo 05, entrando en servicio en 500 kV.

2.1.1.3.5 Valorización de las obras

En el siguiente cuadro se muestra el costo de las obras considerando un crédito al 7 % anual, con financiación del contratista y canon fijo a quince años a pagar con el sistema Francés de cuota fija.

código		SISTEMA RODEO - LA RIOJA	
PA1-01	PA1-01-01	LEAT 500 kV RODEO - LA RIOJA SUR - 5LRSRO01	USD 261.591.240
	PA1-01-02	ET RODEO 500/132 kV	USD 127.917.606
	PA1-01-03	AMPLIACIÓN ET LA RIOJA SUR 500/132 kV	USD 14.559.120
	PA1-01-04	AMPLIACIÓN ET NUEVA SAN JUAN 500/132 kV	USD 5.917.013
		TOTAL INVERSIÓN	USD 409.984.979

2.1.2 Valorización de la prioridad 1

Valorización de Obras PRIORIDAD 1	
Denominación	valor en US\$
SISTEMA del AMBA 1	690.202.268
SISTEMA PATAGONIA NORTE	296.708.592
SISTEMA RECREO - LA RIOJA	409.984.978
Total Inversión	1.396.895.838

2.1.3 Prioridad 2 - Obras necesarias

2.1.3.1 Zona Misiones centro

La zona noreste de la provincia está afectada de precariedad del servicio debido a la falta de generación local. Depende exclusivamente de las disponibilidades de la ET posadas y las largas líneas de interconexión.

2.1.3.1.1 Valorización de las obras

código		SISTEMA MISIONES CENTRO	
PA1-05	PA1-05-01	LEAT 500 Kv VIRASORO - MISIONES CENTRO - 5LVIMC01	USD 168.037.397
	PA1-05-02	ET MISIONES CENTRO	USD 125.870.924
	PA1-05-03	AMPLIACIÓN ET VIRASORO 500/132 kV	USD 5.946.598
		TOTAL INVERSIÓN	USD 299.854.919

2.1.3.2 Zona centro de la provincia de Buenos Aires

El centro de la provincia de Buenos Aires carece de energía confiable y las industrias allí instaladas deben recurrir a auto generación debido a las condiciones de confiabilidad y servicio de la prestación. Así se necesita la construcción de una LEAT de 500 kV desde ET Plomer a la nueva ET O'Higgins 500/132 kV.

2.1.3.2.1 LEAT 500 kV Plomer - O'Higgins 5PLOOH1

La longitud total de esta LEAT, es de aproximadamente 200 km, donde el número total de estructuras se estima en 426 torres. Asimismo se estima que el 95 % del número total de estructuras a instalar en la línea serán torres de suspensión.

Si bien todas las condiciones topográficas permiten la instalación de estructuras arriendadas tipo "Cross-Rope - CR", se deberá prever la posible necesidad de implantar una cierta cantidad de torres de suspensión autosoportadas por condiciones especiales del sitio de emplazamiento (por ejemplo uso intensivo de divisiones en potreros con cultivos donde intervienen máquinas agrícolas importantes, zonas anegables, cruces especiales de rutas, FFCC, etc.). Se estima que estas condiciones implicarán la instalación de doscientas cincuenta y seis (53) torres autosoportadas SA6.

2.1.3.2.2 Nueva ET O'Higgins 500/132 kV

La ET O'Higgins 500/132 kV estará ubicada en el centro de la provincia de Buenos Aires sobre la ruta provincial 65 a unos 8 km al sur de la localidad de Junín.

En playa de 500 kV

- Vano 0102, este vano tiene configuración de interruptor y medio incompleto, conteniendo:
 - Campo 01: Banco de transformación 500/138/38,5 kV, 3x150/150/50 MVA.
 - Campo 02:
- Vano 0304, este vano tiene configuración de interruptor y medio incompleto, conteniendo:
 - Campo 03 Banco de Transformación 500/138/38,5 kV, 3x150/150/50 MVA.
 - Campo 04: previsto para futura salida de línea 500 kV a ETCHARLONE. Equipado con seccionador de barras.
- Vano 0506, este vano tiene configuración de interruptor y medio incompleto, conteniendo:
 - Campo 05: Conexión de reactores de barras.

- Campo 06: Campo de salida ET Plomer

2.1.3.2.3 Ampliación ET Plomer

La ET Plomer, será ampliada para dar lugar a la LEAT Plomer - O'Higgins 5PLOOH101 e instalar el reactor de línea simplemente.

Prevista como Prioridad 1 se encuentra ubicada en el cruce de la Ruta 6 y la Ruta a Gral. RODRIGUEZ.

La ampliación a encarar consistirá en:

- Completar el vano 0910 de la playa de 500 kV mediante la habilitación del campo 09 para la conexión de la nueva línea de 500 kV a la ET O'Higgins. El nuevo campo 09 incluirá dos (2) bancos de reactores de línea de 3 x 26,67 MVAR cada uno, uno de ellos maniobrable, con una máquina de reserva

2.1.3.2.4 Sistema provincia de Buenos Aires centro de 132 kV

Este sistema consiste en la alimentación a cinco ET de 132 kV con la LAT correspondientes simple terna. Algunas de las cuales se deben construir. Las mismas son ampliaciones, Junin, Rojas, Chacabuco y Salto. Es muy necesario construir estas alimentaciones pues la entrega en la actualidad es muy deficitaria en toda la zona.

2.1.3.2.5 Valorización de las obras

código		SISTEMA BUENOS AIRES CENTRO	
PA1-03	PA1-03-01	LEAT 500 Kv PLOMMER - O'HIGGINS - 5PLOOH101	USD 156.313.857
	PA1-03-02	ET O'HIGGINS 500/132 Kv	USD 127.633.117
	PA1-03-03	AMPLIACIÓN ET PLOMMER 500/220/132 kV	USD 6.243.928
	PA1-03-04	SISTEMA de BUENOS AIRES CENTRO 132 Kv	USD 115.906.159
		TOTAL INVERSIÓN	USD 406.097.061

2.1.3.3 Zona AMBA 2

Para ejecutarse el Plan de Ampliación de EDENOR Zona Norte en fundamental la calidad y confiabilidad del servicio de las transportistas.

2.1.3.3.1 LEAT 2 x 500 kV Belgrano II - Oscar Smith - 5BELOSM01 y 5BELOSM02

La longitud total de esta doble línea de 500 kV, es de aproximadamente 50 km, donde el número total de estructuras se estima en 326 torres. Asimismo se estima que el 100 % del número total de estructuras a instalar en la línea serán torres autosoportadas.

El trazado de esta doble línea, constituida por estructuras de simple terna, se ha previsto tratando de lograr la menor longitud posible dentro de una zona con mucha edificación suburbana y urbana: propiedades rurales de pequeñas extensiones, casaquintas, etc.

2.1.3.3.2 Nueva ET Oscar Smith 500/220/132 kV

La ET Oscar Smith 500/220/132 kV estará ubicada en el centro del segundo cordón del AMBA zona norte.

En playa de 500 kV Vano 0102, este vano tiene configuración de interruptor y medio con un total de 2 bahías, dos entradas de transformador 500/220 y cuatro salidas.

2.1.3.3.3 Ampliación ET Belgrano II

La ET Belgrano II, será ampliada en dos campos para dar lugar a las dos LEAT Belgrano II - Oscar Smith e instalar reactores de línea de 26,5 MVAR en cada LEAT de línea simplemente.

2.1.3.3.4 Línea LEAT 500 kV desde Atucha III a Plommer

La construcción de la Cuarta Usina Atómica Atucha III en el Complejo Atucha de Lima, Provincia de Buenos Aires requerirá una nueva Línea de 500 kV a la EETT de PLOMMER. La longitud de la línea es de 55 kilómetros y el monto de la obra está estimado en 50 Millones de Dólares Estadounidenses.

2.1.3.3.5 Línea LEAT 500 kV desde Atucha III a Belgrano 2

La construcción de Atucha III en el Complejo Atucha de Lima, Provincia de Buenos Aires también requerirá la interconexión de esta Usina a la Térmica de Belgrano 2, también planificada para ser construida, y reforzar el Corredor a Oscar Smith. La longitud de la línea necesaria es de 35 kilómetros y el monto de la obra está estimado en 16 Millones de Dólares Estadounidenses.

2.1.3.3.6 Valorización de las obras

CÓDIGO	SISTEMA AMBA2	US\$
AM2-01	LEAT 500kV X2 BELGRANO II - O.SMITH 500 kV - 5BELOSM01 y 5BELOSM02	174.054.980
AM2-02	NUEVA ET OSCAR SMITH 500/220/132 kV	129.419.980
AM2-03	AMPLIACIÓN ET BELGRANO II 500/220/132 kV	6.556.124
AM2-04	LEAT 500kV ATUCHA III a EETT PLOMMER	50.000.000
AM2-05	LEAT 500kV ATUCHA III a BELGRANO II	16.000.000
TOTAL INVERSIÓN		376.031.084

2.1.3.4 Zona provincia de Buenos Aires noroeste

El centro neurálgico de la industria agrícola se encuentra en la zona noroeste de la Provincia de Buenos Aires suroeste de Santa Fe y sureste de Córdoba y las líneas de abastecimiento de las distribuidoras establecen un sistema ineficaz e inseguro

2.1.3.4.1 EAT 500 kV ET O'Higgins - Charlone - 5OHICHA01

La longitud total de esta línea de 500 kV, es de aproximadamente 225 km, donde el número total de estructuras se estima en 366 torres. Asimismo se estima que el 95 % del número total de estructuras a instalar en la línea serán torres tipo "Cross Rope - CR".

El trazado de esta línea, constituida por estructuras de simple terna, se ha previsto tratando de lograr la menor longitud posible dentro de una zona rural de campos de cultivo preferentemente llana,.

2.1.3.4.2 Nueva ET Charlone 500/132 kV

La ET Charlone 500/132 kV estará ubicada en el centro en la ruta provincial 26 a 4,5 km de la localidad de Charlone

En playa de 500 kV

- Vano 0102, este vano tiene configuración de interruptor y medio con un total de 4 bahías, dos entradas de transformador 500/132 y cuatro salidas.

En playa de 132 kV

- Tiene 8 campos dos de los transformadores de 500/132 y cinco salidas de 132 kV

2.1.3.4.3 Sistema de 132 kV



Este sistema consiste en la alimentación a cinco ET de 132 kV algunas de las cuales se deben construir. Las mismas son ampliaciones, Realicó, Villegas, Rufino y nuevas Gral. Pico Sur y Laboulaye. Es muy necesario construir estas alimentaciones pues la entrega en la actualidad es muy deficitaria en las tres provincias atendidas por este sistema.

2.1.3.4.4 Valorización de las obras

código		SISTEMA BUENOS AIRES NOROESTE I	
PA1-04	PA1-04-01	LEAT 500 Kv O´HIGGINS - CHARLONE - 5CHAOHI01	USD 175.853.089
	PA1-04-02	ET CHARLONE 500/132 Kv	USD 118.693.621
	PA1-04-03	SISTEMA de BUENOS AIRES OESTE 132 Kv	USD 136.360.187
		TOTAL INVERSIÓN	USD 430.906.897

2.1.4 Valorización de la Prioridad 2

Valorización de Obras PRIORIDAD 2	
Denominación	valor en US\$
SISTEMA MISIONES CENTRO	299.854.918
SISTEMA BUENOS AIRES CENTRO	406.097.061
SISTEMA AMBA 2	376.031.084
SISTEMA BUENOS AIRES NOROESTE	430.906.897
Total Inversión	1.512.889.960

2.1.5 Prioridad 3 - Obras de desarrollo

2.1.5.1 Zona provincia de Buenos Aires noroeste

El centro neurálgico de la industria agrícola se encuentra en la zona noroeste de la Provincia de Buenos Aires suroeste de Santa Fe y sureste de Córdoba y las líneas de abastecimiento de las distribuidoras establecen un sistema ineficaz e inseguro. Se ha mejorado con la Etapa prioridad 2 y se asegura con el abastecimiento de ambas zonas en 500 kV.

2.1.5.1.1 LEAT 500 kV Río Diamante - Charlone - 5RDICHA01

La longitud total de esta línea de 500 kV, es de aproximadamente 490 km, donde el número total de estructuras se estima en 966 torres. Asimismo se estima que 945 del número total de estructuras a instalar en la línea serán torres tipo "Cross Rope - CR".

El trazado de esta línea, constituida por estructuras de simple terna, se ha previsto tratando de lograr la menor longitud posible dentro de una zona rural de campos de cultivo preferentemente llana solo afectada por una zona de lagunas llegando a ET Charlone donde se instalan la mayor parte de la estructuras autoportadas.

2.1.5.1.2 Ampliación ET Charlone 500/132 kV

La ET Charlone 500/132 kV estará ubicada en el centro en la ruta provincial 26 a 4,5 km de la localidad de Charlone

En playa de 500 kV

- Vano 0102, este vano tiene configuración de interruptor y medio se ampliara un campo para la llegada de la LEAT de la ET Río Diamante

2.1.5.1.3 Ampliación ET Río Diamante

En la ET Río Diamante se ampliará un campo del tipo interruptor y medio con reactores de línea de 45 MVAR

2.1.5.1.4 Valorización de las obras

código		SISTEMA BUENOS AIRES NOROESTE II	
PA1-06	PA1-06-01	LEAT 500 Kv RIO DIAMANTE - CHARLONE - 5CHARDI01	USD 386.876.797
	PA1-06-02	AMPLIACIÓN ET CHARLONE 500/132 Kv	USD 7.473.982
	PA1-06-03	AMPLIACIÓN ET RIO DIAMANTE 500/132 Kv	USD 8.129.594
TOTAL INVERSIÓN			USD 402.480.373

2.1.5.2 Zona provincia de Buenos Aires sur

El incremento de la generación en el Sur y Oeste del país requiere de seguridad en el transporte y desde Choele Choel a Bahía Blanca se genera un cuello de botella de la energía generada en el sur y oeste de la Patagonia.

2.1.5.2.1 LEAT 500 kV Choele Choel - Bahía blanca - 5CHOB AH02

La longitud total de esta línea de 500 kV, es de aproximadamente 340 km, donde el número total de estructuras se estima en 686 torres. Asimismo se estima que 665 del número total de estructuras a instalar en la línea serán torres tipo "Cross Rope - CR".

El trazado de esta línea, constituida por estructuras de simple terna, se ha previsto tratando de lograr la menor longitud posible dentro de una zona rural de campos de cultivo extensivo a ganaderos con algo de monte en las cercanías de Choele - Choel.

2.1.5.2.2 Ampliación ET Choele Choel 500/132 kV

La ET Choele Choel, será ampliada para dar lugar a la LEAT Choele Choel - Puerto Madryn 5CHPM02 e instalar el reactor de línea simplemente.

La ampliación a encarar consistirá en el completado del vano 0913 de la playa de 500 kV mediante la habilitación del campo 13 para la conexión de la nueva línea de 500 kV a la ET Puerto Madryn.

El nuevo campo 13 incluirá un (1) banco de reactores de línea de 3x26,67 MVAR cada uno, uno de ellos maniobrable, con una máquina de reserva.

2.1.5.2.3 Ampliación ET Bahía Blanca

En la ET Bahía Blanca se ampliará un campo del tipo interruptor y medio con reactores de línea de 26,5 MVAR

2.1.5.2.4 Valorización de las obras

código		SISTEMA BUENOS AIRES SUR	
PA1-07	PA1-07-01	LEAT 500 Kv CHOELE CHOEL - BAHÍA BLANCA - 5CHOBAB02	USD 260.418.886
	PA1-07-02	AMPLIACIÓN ET CHOELE CHOEL 500/132 kV	USD 7.100.282
	PA1-07-03	AMPLIACIÓN ET BAHIA BLANCA 500/132 Kv	USD 6.801.323
		TOTAL INVERSIÓN	USD 274.320.491

2.1.5.3 Zona NOA- NEA

El Subsistema del NOA - NEA con el incremento de demanda requiere mejorar la potencia reactiva del mismo. Así mismo facilitará cualquier intercambio de energía con Brasil.

2.1.5.3.1 Valorización de las obras

código		SISTEMA NOA-NEA	
PA1-08	PA1-08-01	INST DE SISTEMAS CAPACITIVOS ET MONTE QUEMADO	USD 11.970.329
		TOTAL INVERSIÓN	USD 11.970.329

2.1.6 Valorización de la Prioridad 3

Valorización de Obras PRIORIDAD 3	
Denominación	valor en US\$
SISTEMA BUENOS AIRES NOROESTE II	402.480.372
SISTEMA BUENOS AIRES SUR	274.320.492
SISTEMA NOA-NEA	11.970.329
Total Inversión	688.771.193



2.2 Valorización del plan completo

Valorización del PLAN COMPLETO	
Denominación	valor en US\$
OBRAS de PRIORIDAD 1	1.396.895.838
OBRAS de PRIORIDAD 2	1.512.889.960
OBRAS de PRIORIDAD 3	688.771.193
Total Inversión	3.598.556.991

ANALISIS del REPAGO INVERSIONES

PLAN QUINQUENAL FEDERAL INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Pautas a Considerar para la Expansión del Sistema Argentino de Interconexión

1. Consideraciones Generales

El mayor problema en el afianzamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) es la falta de fondos que permitan financiar las obras necesarias, para dar un servicio de energía seguro y confiable, en zonas concretas del país. Los problemas técnicos del SIN, muy dependiente de los automatismos, hoy lo vuelven inseguro y débil como sucedió el 16 de junio del 2019 con el *black out*¹, sobre todo en la zona del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), y más específicamente en el GBA.

La posibilidad actual, concreta, de disponer de financiamiento para expandir el SIN representa una gran oportunidad para romper un círculo vicioso y asegurar el servicio eléctrico en cantidad y calidad que necesitará el País para ponerse en marcha después de la pandemia; y oportunamente retomar el camino del crecimiento de su PBI.

Es factible disponer de recursos en el orden de unos 1.000 millones de dólares anuales, en un contexto recesivo de la economía mundial a bajas tasas internacionales. Las posibilidades incluyen créditos, o aportes de capital genuinos para expandir el sistema. Todo depende de las garantías que se otorguen en los mecanismos de repago.

Sin dudas, estamos ante una oportunidad inmejorable para mejorar el sistema eléctrico, inyectando fondos sin incrementar el *déficit* y reactivando empresas de ingeniería y constructoras de líneas de transmisión y estaciones del sistema interconectado.

Para afianzar, la recepción y ejecución de dicha oferta crediticia, es imprescindible generar la confianza en las entidades que otorguen los créditos, en quienes construyen las obras, y, de los usuarios beneficiarios de la obra de infraestructura.

Pretendemos generar dicha confianza generando un flujo de fondos cierto; con recursos monetarios recaudados mediante un cargo específico basado en la Resolución SEE 1085/17 por el servicio de peaje prestado por las obras de infraestructura eléctrica.

2. Aspectos relevantes

2.1. Monto del Crédito

A modo de ejemplo, se analiza el monto de un crédito de mil millones de dólares, por un paquete de infraestructura, con una tasa de interés a definir (ejemplo para este análisis del 6%.)

¹ **Black out:** anglicismo con el que se denota la pérdida del abastecimiento eléctrico, en amplias zonas del país o región, por la imposibilidad de aislar una falla

2.2. Sistemas de garantías de repago

La devolución del crédito se garantiza por medio de la aplicación de la ley N°26.095 (de Cargos Específicos, promulgada en el año 2006) para el desarrollo de obras de infraestructura energética, donde se crean cargos específicos que nutren a un fondo de fideicomiso constituido a tal fin.

La fortaleza de la ley hace basamento en:

- que dicho marco normativo constituye una herramienta eficaz y oportuna, para otorgar seguridad jurídica a las inversiones en infraestructura y para poder acompañar el crecimiento de nuestra economía;
- que el instrumento, faculta al PODER EJECUTIVO NACIONAL a fijar el valor de los cargos específicos, a fin de atender el repago de las inversiones;
- que, a los fines de garantizar el repago de cuotas, de amortización e intereses del crédito y otorgar credibilidad al otorgante, se define taxativamente los proyectos a ser ejecutados mediante pliegos licitatorios elaborados a tal fin;
- que se promueve la participación ciudadana mediante Audiencias Públicas, y así poder crear los fideicomisos para cada obra establecida.
- que en su Art. 5° la Ley establece que los cargos específicos se mantendrán hasta que se verifique el pago en forma íntegra de las obligaciones constituidas a tal efecto;
- que los fondos depositados en el fideicomiso específico por esta ley no son derivables para otros usos en el ámbito del Estado Nacional, son inembargables y no expropiables;
- que el fideicomiso a constituirse para recibir los cargos específicos puede fondearse en la moneda de origen del crédito, de forma de disminuir la exposición a las variaciones en el tipo de cambio.

2.3. Tipo de contrato

El tipo de Contrato se ejecuta por el sistema COM (Construye Opera y Mantiene) estableciendo un Canon por el servicio de Peaje que asegura el repago de las inversiones y el préstamo crediticio.

Adicionalmente requiere de las siguientes prerrogativas:

- ✓ Que se constituya una SPE (Sociedad de Propósito Específico) que actuará como Transportista Independiente para habilitar a los inversores/construtores a operar y mantener el sistema construido.
- ✓ Que el plazo de operación y mantenimiento no sea inferior a 15 años desde la Habilitación Comercial.

- ✓ Que al fin del plazo de vigencia, operación y mantenimiento de la SPE, el activo subyacente sea cedido a valor cero al estado nacional o a quien este designe.
- ✓ Que la normativa aplicable sea la norma IFRIC 12 homologada por FACPCE y prevista en la **Resolución General 613 del año 2012** de la Comisión Nacional de Valores presidida por Alejandro Vanoli. — Hernán Fardi. — Héctor O. Helman.

2.4. Forma de Pago al Oferente

Dado que los cargos específicos pueden ser aplicados desde el momento en que se adjudique el proyecto, los fondos recaudados durante la etapa de construcción servirán como aporte de capital a la SPE, para hacer frente con estos montos el pago del IVA, y de esta manera bajar la tasa de endeudamiento del constructor. El constructor deberá enfrentar solo el riesgo de mala praxis y el compromiso de ejecución en término.

Las principales ventajas son:

- ✓ La forma de pago puede contemplar anticipos de la parte atinente a la construcción, es decir neta de equipos y suministros de terceros.
- ✓ Los pagos se pueden realizar mensualmente a 30 días de aprobación de certificado y presentación de factura, de acuerdo con el avance físico de la obra.
- ✓ Los pagos por los proveedores de equipos y suministros de terceros son efectuados por el fideicomiso por cuenta y orden de la SPE.

2.5. Sistema de garantías de pago para Contratista COM

El sistema de pago del contratista COM está asegurado, al tener el crédito disponible dedicado exclusivamente al pago de la obra en cuestión, los cargos específicos y la cobertura del tipo de cambio frente a suministros fuera del ámbito de la industria nacional.

2.6. Cálculo y Simulación de Pago por la demanda mediante Canon Federal

El siguiente es un ejemplo con las hipótesis siguientes:

- a. Plazo de Gracia: 4 años, durante el período de construcción con pago de intereses sobre el saldo a pagar
- b. Plazo de amortización: 15 años
- c. Tasa: 6 % anual sobre saldo
- d. Sistema Francés de cuota fija durante el período de repago.

e. Canon: para toda la demanda; estimada en 161.000 Gigavatios-hora.

POR CADA 1.000 Millones de dólares:

CAPITAL INICIAL	1.000	MMUS\$
AÑOS	15	años
PERÍODO de GRACIA	4	años
TASA	6,00%	anual
consumo anual	161.000.000.000	KWh/año
tipo de cambio	65	\$/US\$

		AÑOS	PAGO ANUAL	INTERESES	CUOTA AMORTIZACIÓN	CAPITAL PENDIENTE
	0	0				1.000
PERÍODO de GRACIA	1	1	60,00	60,00	0	1.000
	2	2	60,00	60,00	0	1.000
	3	3	60,00	60,00	0	1.000
	4	4	60,00	60,00	0	1.000
PLAZO DE REPAGO	1	5	102,96	60,00	\$ 42,96	\$ 957,04
	2	6	102,96	57,42	\$ 45,54	\$ 911,50
	3	7	102,96	54,69	\$ 48,27	\$ 863,22
	4	8	102,96	51,79	\$ 51,17	\$ 812,05
	5	9	102,96	48,72	\$ 54,24	\$ 757,81
	6	10	102,96	45,47	\$ 57,49	\$ 700,32
	7	11	102,96	42,02	\$ 60,94	\$ 639,38
	8	12	102,96	38,36	\$ 64,60	\$ 574,78
	9	13	102,96	34,49	\$ 68,48	\$ 506,30
	10	14	102,96	30,38	\$ 72,58	\$ 433,72
	11	15	102,96	26,02	\$ 76,94	\$ 356,78
12	16	102,96	21,41	\$ 81,56	\$ 275,22	
13	17	102,96	16,51	\$ 86,45	\$ 188,77	
14	18	102,96	11,33	\$ 91,64	\$ 97,13	
15	19	102,96	5,83	\$ 97,13	-\$ 0,00	



MONTO CUOTA ANUAL	102,96	MM US\$ por año
COSTO POR KWh en US\$	0,00063952	US\$/ KWh
tipo de cambio	65	\$ / US\$
Costo del CARGO por cada KWh en pesos	0,04157	\$ / KWh (Constante a toda la demanda)

Por tipo Usuario - Anual 2018

GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL	PART.
Residenciales	5,468	4,964	4,493	4,084	4,283	5,590	6,193	5,382	3,928	3,930	4,001	4,677	56,992	42.8%
Consumos Intermedios	3,607	3,278	3,343	3,131	3,097	3,223	3,301	3,225	2,897	2,953	2,971	3,236	38,262	28.8%
Gran Demanda	3,275	3,163	3,411	3,278	3,286	3,113	3,113	3,114	2,967	3,022	3,063	2,948	37,753	28.4%
TOTAL	12,350	11,404	11,247	10,493	10,665	11,926	12,608	11,721	9,792	9,904	10,035	10,861	133,008	100.0%



Por tipo Usuario - Anual 2005 a 2018

GWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residenciales	31,532	33,373	37,339	39,114	40,122	42,881	44,879	47,722	50,381	51,444	55,424	57,004	55,911	56,992
Consumos Intermedios	26,781	28,415	30,050	31,387	32,361	33,755	35,655	37,696	36,453	35,995	37,351	38,985	38,843	38,262
Gran Demanda	34,075	35,807	35,550	35,476	32,174	34,140	35,973	35,751	38,405	39,028	39,334	37,122	37,775	37,753
TOTAL	92,388	97,595	102,969	105,977	104,657	110,775	116,507	121,168	125,239	126,467	132,110	133,111	132,530	133,008

%	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residenciales	5.8%	11.9%	4.8%	2.6%	6.9%	4.7%	6.3%	5.6%	2.1%	7.7%	2.8%	-1.9%	1.9%
Consumos Intermedios	6.1%	5.8%	4.4%	3.1%	4.3%	5.6%	5.7%	-3.3%	-1.3%	3.8%	4.4%	-0.4%	-1.5%
Gran Demanda	5.1%	-0.6%	-0.3%	-9.3%	6.1%	5.4%	-0.6%	7.4%	1.6%	0.8%	-5.6%	1.8%	-0.1%
TOTAL	5.6%	5.5%	2.9%	-1.2%	5.8%	5.2%	4.0%	3.4%	1.0%	4.5%	0.8%	-0.4%	0.4%

CONCLUSIONES: INCIDENCIA DEL CARGO EN CONSUMOS RESIDENCIALES

La siguiente es la Tabla resultante del cargo en diferentes niveles de consumo en kW-h mensuales.

residencial kWh/mes	CARGO RESULTANTE EN \$	PAGO MENSUAL EN \$
150	0,0416	6,24
300	0,0416	12,47
500	0,0416	20,78
750	0,0416	31,18
1000	0,0416	41,57

Eje II:

Expansión del sistema de transporte de gas natural

Secretaría de Energía

Junio de 2020

Gobierno **Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

Eje II: Gasoducto desde cuenca neuquina



Importancia del gas natural

- **Principal combustible** de la matriz energética (58%)
- Base para la **transición energética**.

Desarrollo de recursos gasíferos

- **Segundo país con mayores recursos** no convencionales de GN (802 TCF, 73% en Cuenca Neuquina).
- Continuas mejoras de **productividad y calidad de los pozos**.

Infraestructura como clave del crecimiento

- La construcción de los gasoductos **impulsaron el desarrollo industrial**.
- Nuevo gasoducto implica una **decisión estratégica de política energética**

Saturación

- **Saturación** de los gasoductos desde cuenca neuquina en **2019**.
- Imposibilidad de crecimiento de producción de gas natural sin ampliaciones

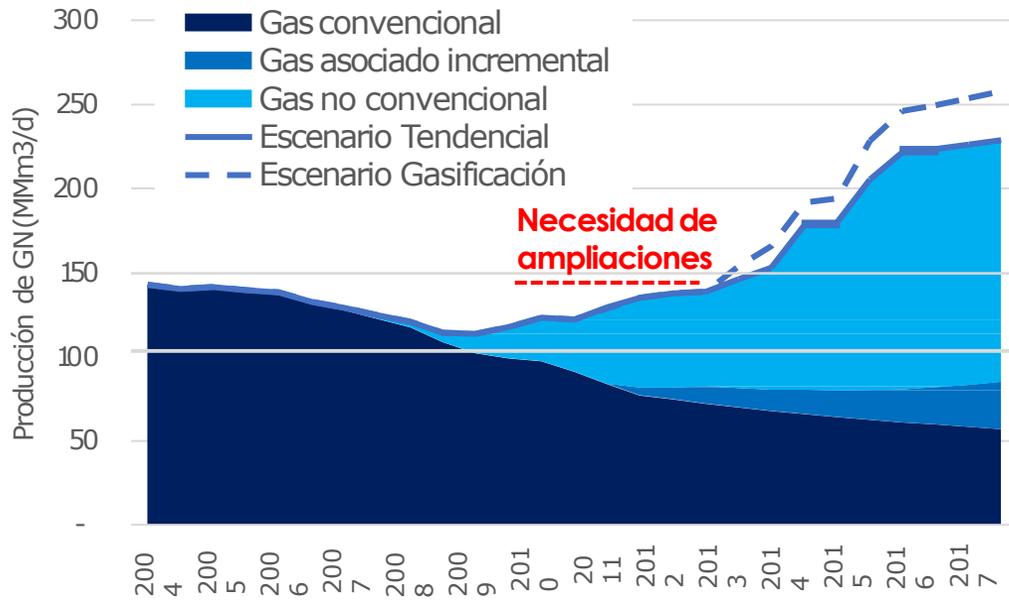
Gas natural como clave para el desarrollo

- Desarrollo de **nuevas industrias** y abastecimiento de **localidades** actualmente sin suministro (ej. NEA)
- Mayor disponibilidad a largo plazo mejora la competitividad (**proyectos industriales y de transporte**).

Mejoras en la balanza comercial energética

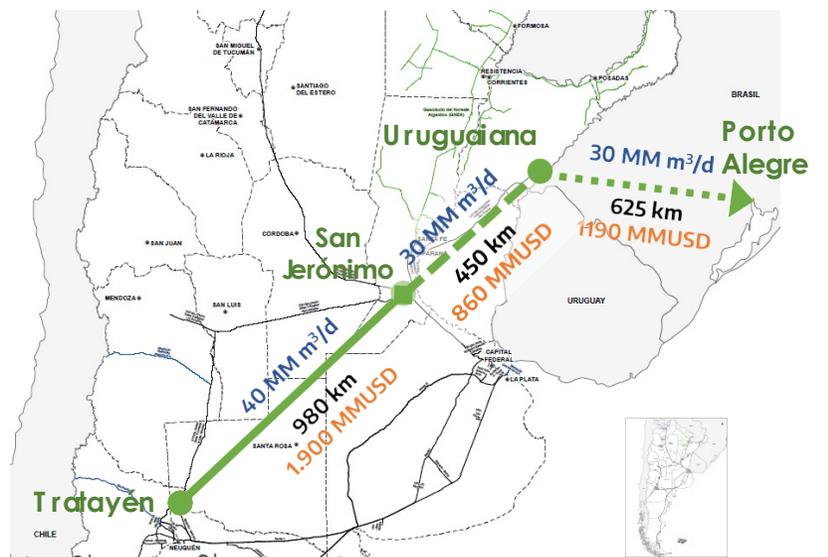
- **Sustitución de importaciones de combustibles alternativos** habitualmente más caros en centrales térmicas (GNL, Gasoil)
- **Mayores exportaciones regionales**.

Producción de gas natural de Argentina 2004-2030e



Traza Nuevo Gasoducto

- Tratayén – San Jerónimo
- San Jerónimo – Uruguiana
- Uruguiana – Porto Alegre



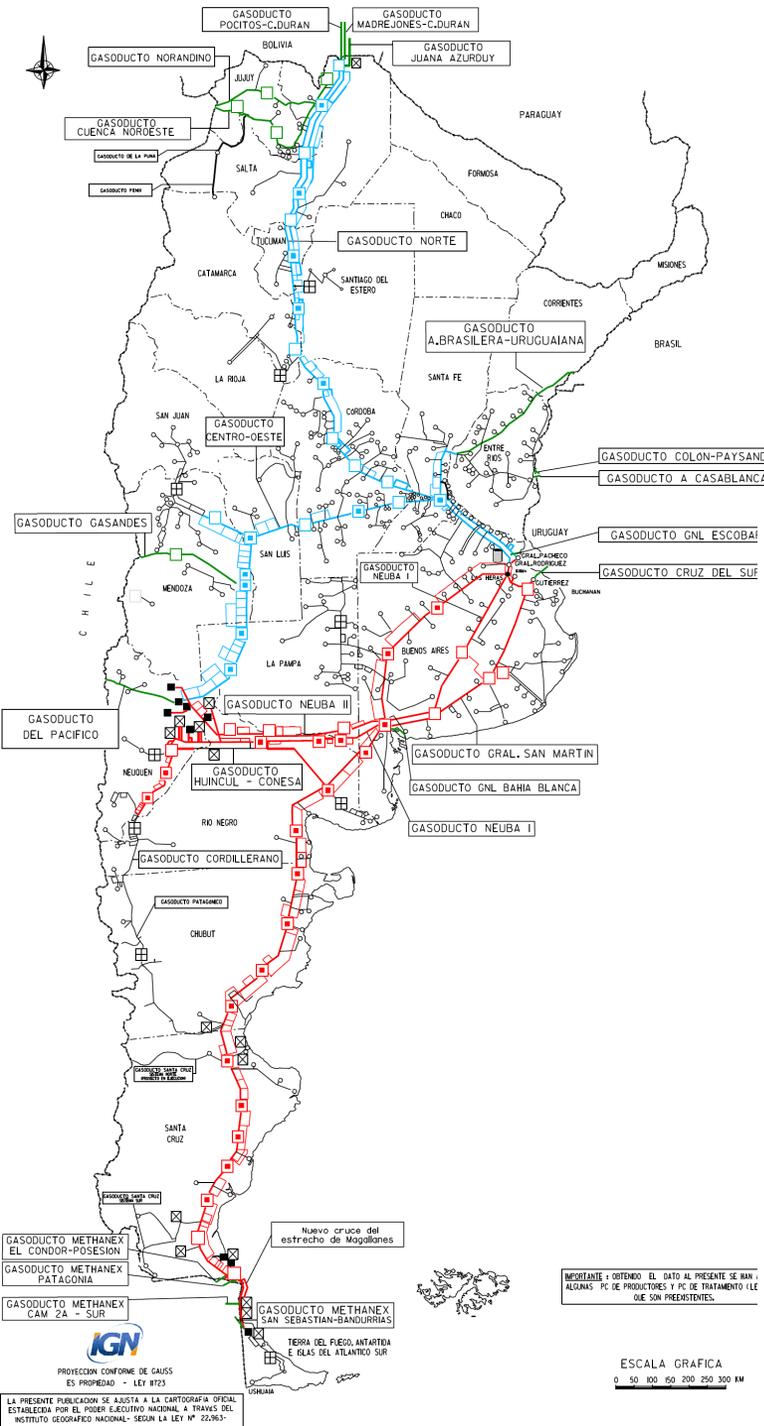
Expansión del sistema de transporte de gas natural

Panorama actual en Argentina – Mayo 2020



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

Gasoductos Argentina - 2018



TOTALES INSTALADOS DESDE 1949 TGS - TGN	
KILOMETROS DE CAÑERIAS	HP
15989.05	1.155.720



EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE GAS NATURAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA AÑO 2018

REFERENCIAS:

- GASODUCTO TRONCAL SISTEMA NORTE Y CENTRO-OESTE - TGN S.A.
- GASODUCTO TRONCAL SISTEMA SUR - TGS S.A.
- GASODUCTO DE EXPORTACIÓN/IMPORTACIÓN
- GASODUCTOS REGIONALES
- PLANTA COMPRESORA NUEVA
- INCREMENTO DE POTENCIA DE PLANTA COMPRESORA EXISTENTE
- ▣ PLANTA COMPRESORA - POTENCIA ORIGINAL INCREMENTADA EN UNA O MAS OPORTUNIDADES
- ▢ PLANTA COMPRESORA EXISTENTE
- ⊗ PLANTA DE TRATAMIENTO
- PLANTA COMPRESORA PRODUCTORES
- ▣ PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO
- ▣ DISTRIBUIDORA GAS NATURAL BAN S.A.
- LIMITE INTERNACIONAL
- - - - - LIMITE INTERPROVINCIAL

VALOR RECORD DE GAS INYECTADO		
AÑO	m ³ /día	FECHA
1993	71.000.000	30/07/93
1994	81.000.000	29/07/94
1995	87.860.000	04/08/95
1996	91.210.000	05/07/96
1997	95.780.000	07/07/97
1998	97.780.000	02/07/98
1999	108.000.000	17/07/99
2000	116.000.000	19/07/00
2001	121.000.000	27/07/01
2002	121.310.000	13/06/02
2003	119.880.000	10/07/03
2004	119.450.000	13/06/04
2005	121.190.000	02/09/05
2006	125.930.000	23/06/06
2007	125.300.000	22/05/07
2008	125.510.000	21/07/08
2009	125.880.000	08/06/09
2010	127.800.000	18/07/10
2012	141.500.000	24/07/12
2014	142.400.000	14/08/14
2015	151.200.000	19/08/15
2016	153.621.000	25/6/16
2017	158.400.000	18/07/17
2018	168.000.000	24/07/18



IMPORTANTE: OFENDIÓ EL DATO AL PRESENTE SE HAN ADOPTADO PC DE PRODUCTORES Y PC DE TRATAMIENTO ILE QUE SON PREEXISTENTES.

ESCALA GRAFICA
0 50 100 200 250 300 KM

Saturación de la capacidad de transporte

Situación actual de los gasoductos

Centro Oeste

- Operación al máximo de su capacidad durante todo 2019.

Neuba I y II

- Saturación durante 2019 con picos en invierno

San Martín

- Alta utilización en el tramo Tierra del Fuego-Santa Cruz (+90%), con capacidad ociosa en tramos hacia Cerri.

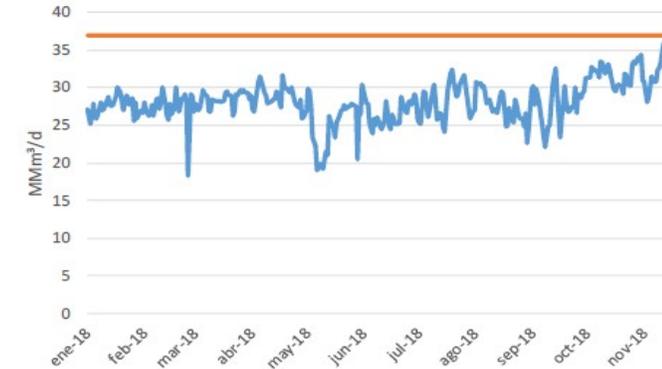
Norte

- Capacidad ociosa.

Gasoducto Centro Oeste, TGN: transporte llegando a zona Litoral



Gasoductos Neuba I y II, TGS: transporte llegando a Bahía Blanca



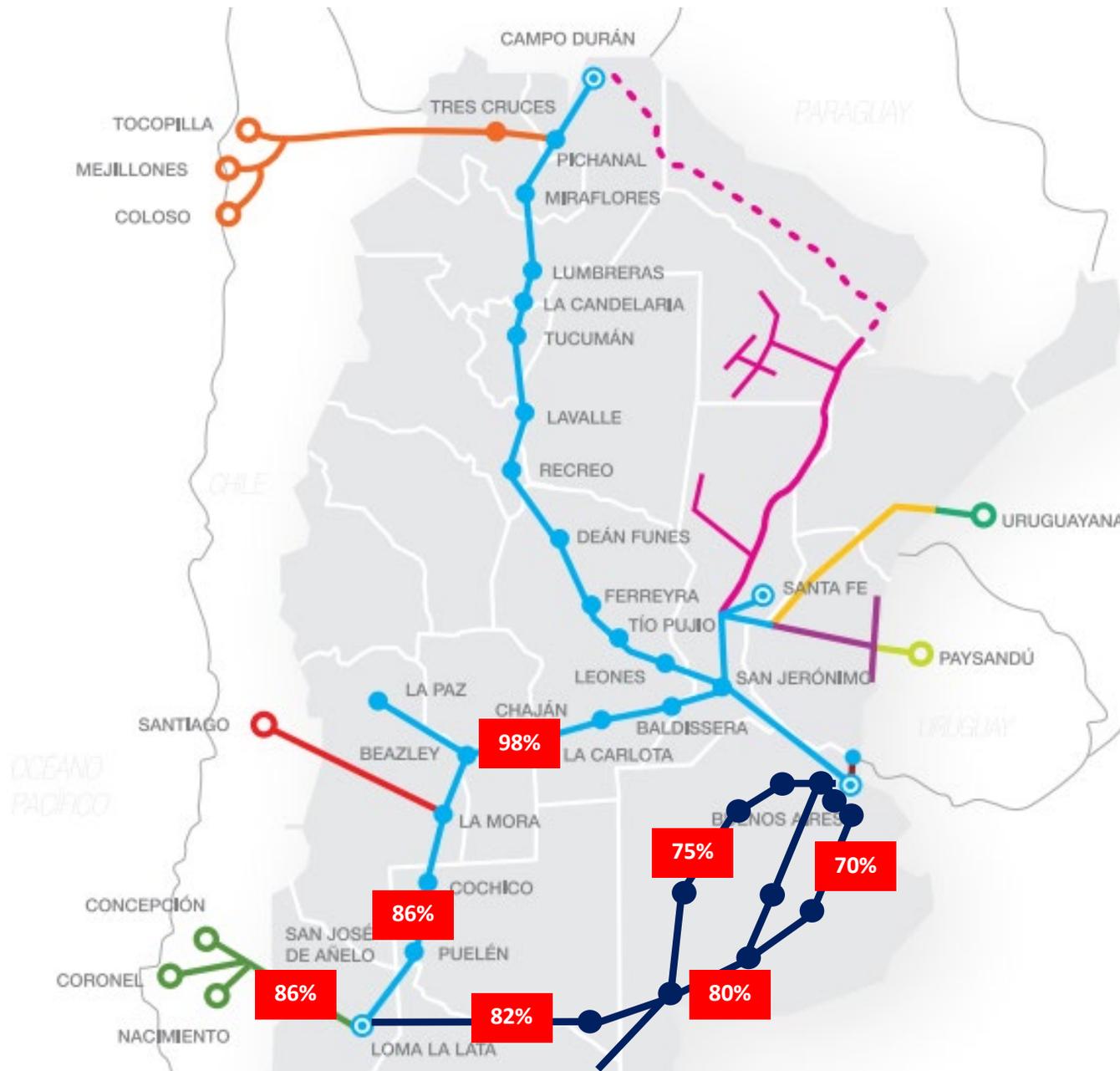
Operación 2018-2019



Neubas y Centro Oeste operaron a su máxima capacidad durante 2019 en los tramos que van desde cuenca Neuquina.

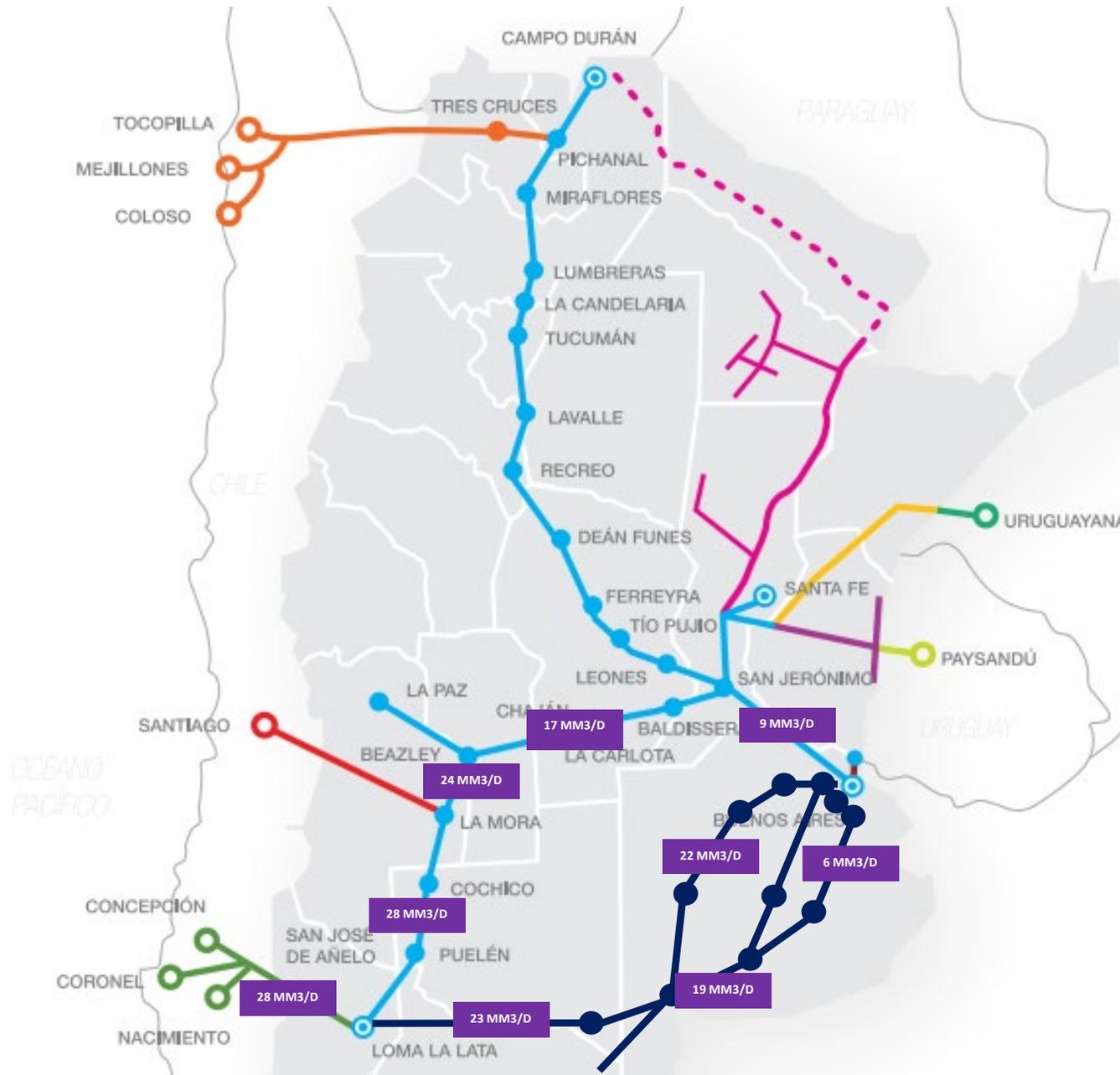
Imposibilidad de evacuar producción adicional desde la cuenca Neuquina.

Capacidad disponible de 5-7 MM m³/d desde Bahía Blanca hacia tramos finales en GBA.



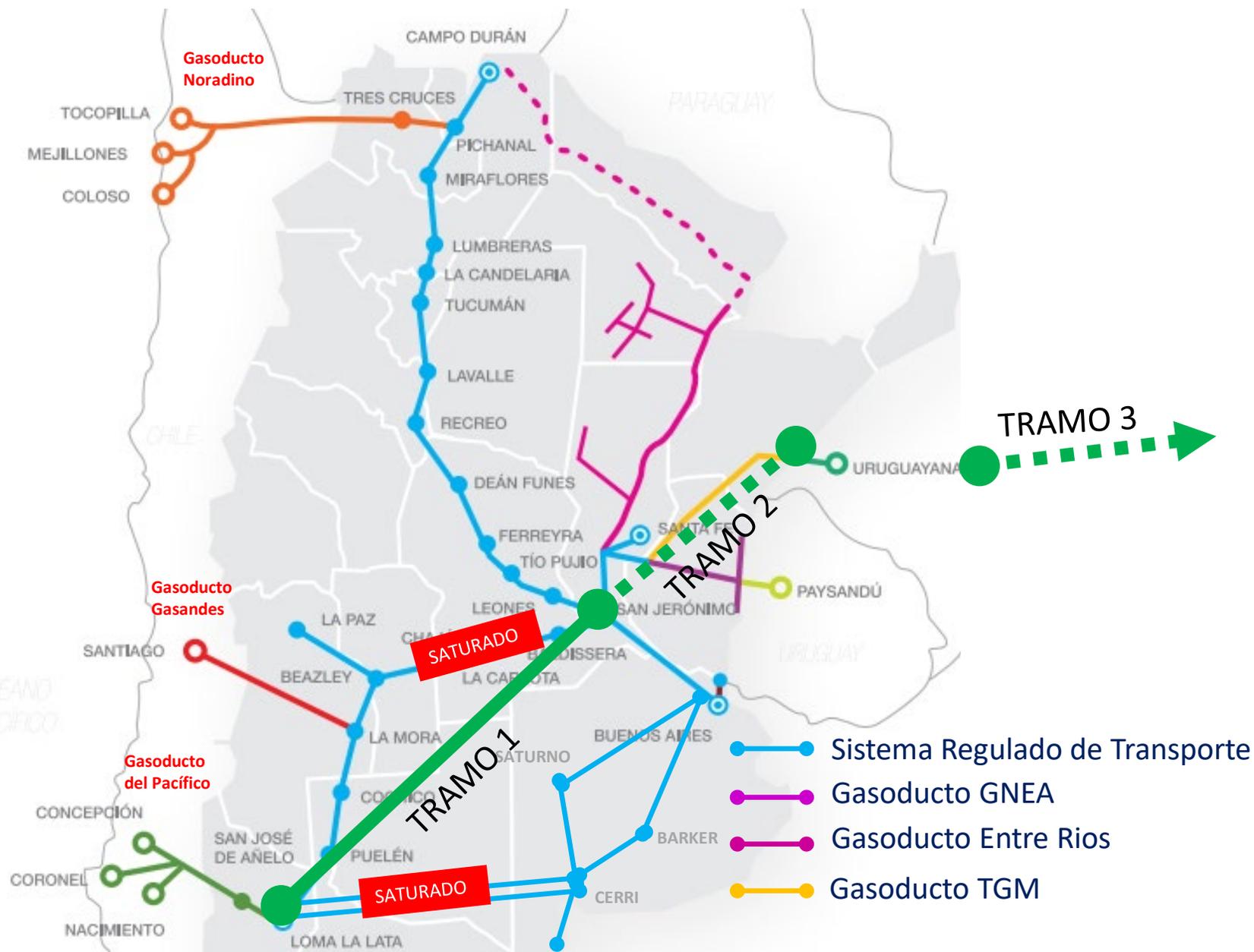
Saturación

- **Saturación** de los gasoductos desde cuenca neuquina en **2019**.
- Imposibilidad de crecimiento de producción de gas natural sin ampliaciones.



Gas natural: Clave para desarrollo

- Desarrollo de **nuevas industrias** y abastecimiento de **localidades** actualmente sin suministro (ej. NEA).
- Expansión del servicio de gas natural a millones de nuevos hogares.
- Posibilidad de generación de divisas por exportaciones a Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay.
- Disponibilidad a largo plazo mejora competitividad (Proyectos industriales y logística de transporte).
- Autoabastecimiento en los picos de consumo y ahorro de divisas.



TRAMO 1 TRATAYEN A SAN JERÓNIMO

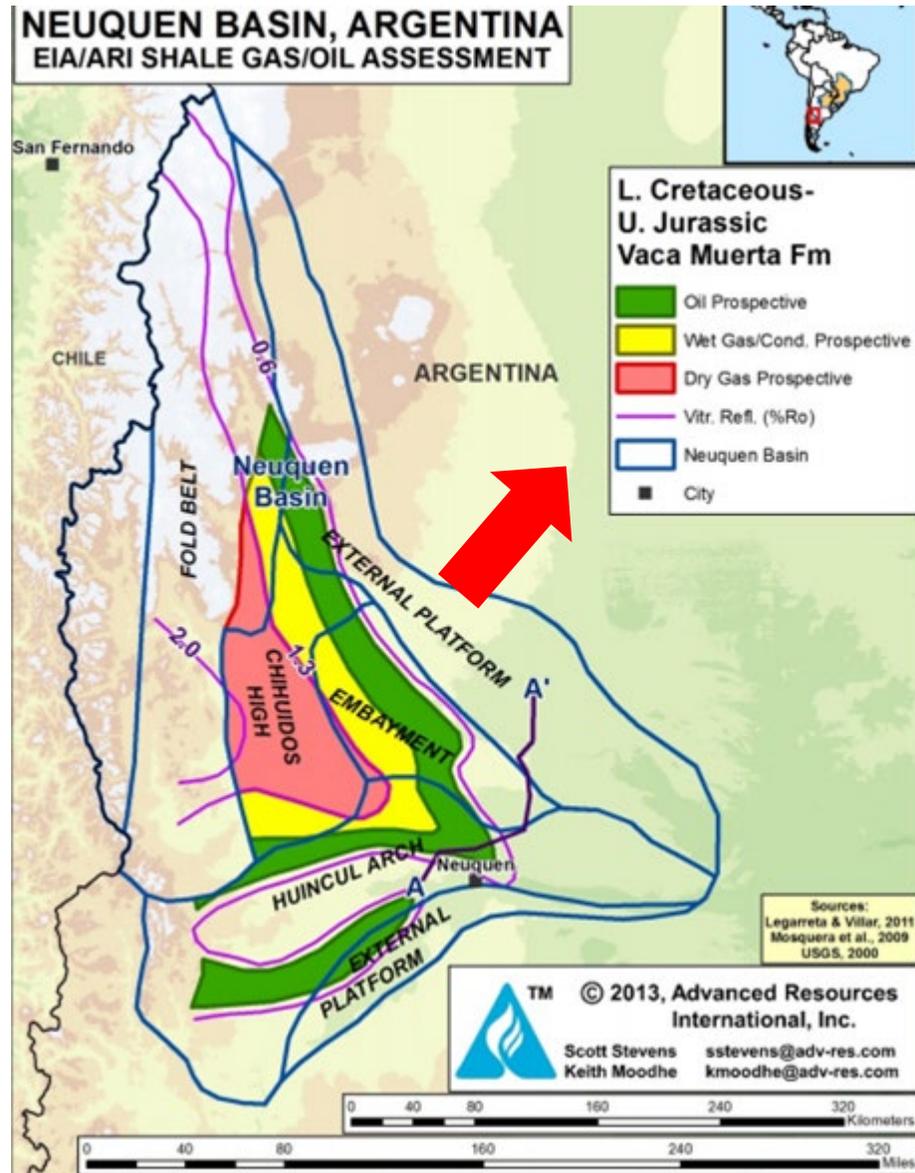
980 km
40 MM m³/día
1.900 MM US\$

TRAMO 2 SAN JERÓNIMO a URUGUAYANA

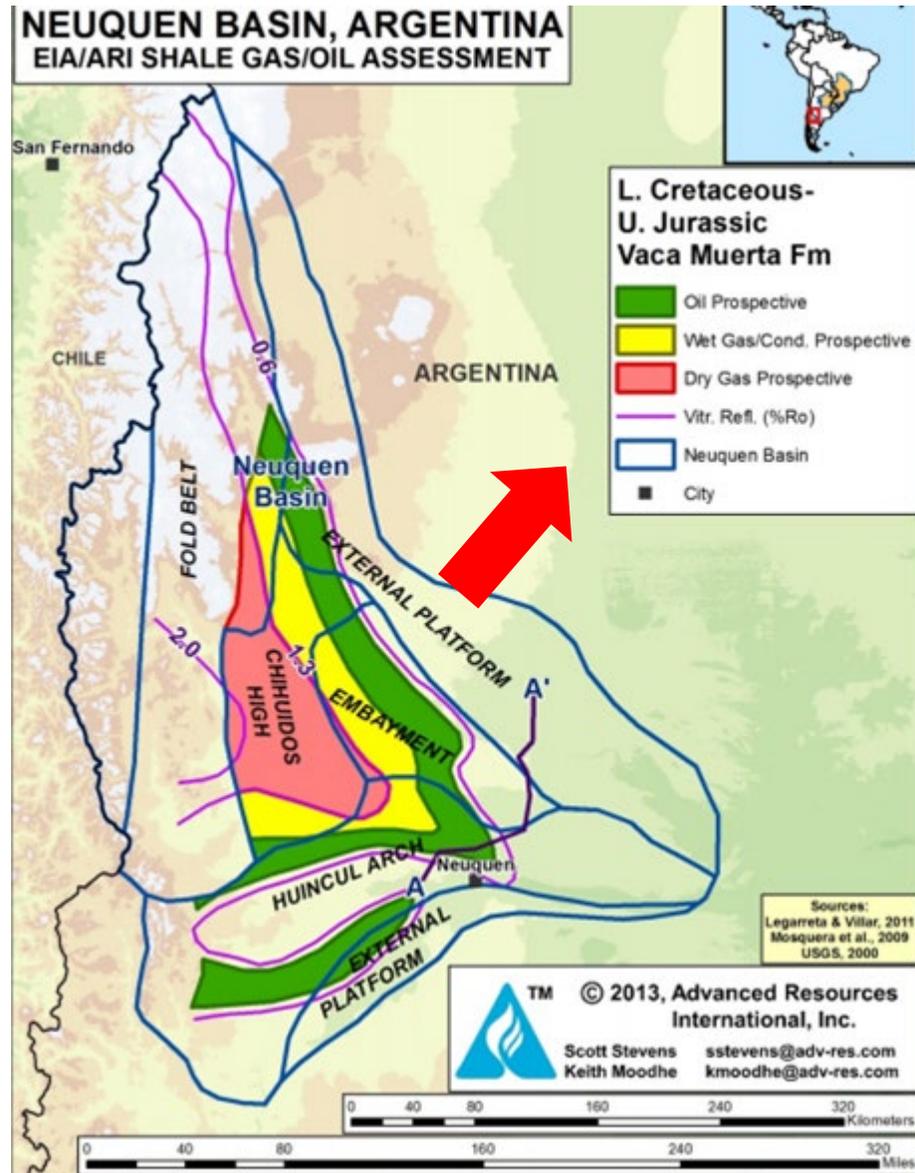
450 km
30 MM m³/día
1860 MM US\$

TRAMO 3 URUGUAYANA a PORTO ALEGRE

625 km
30 MM m³/día
1190 MM US\$

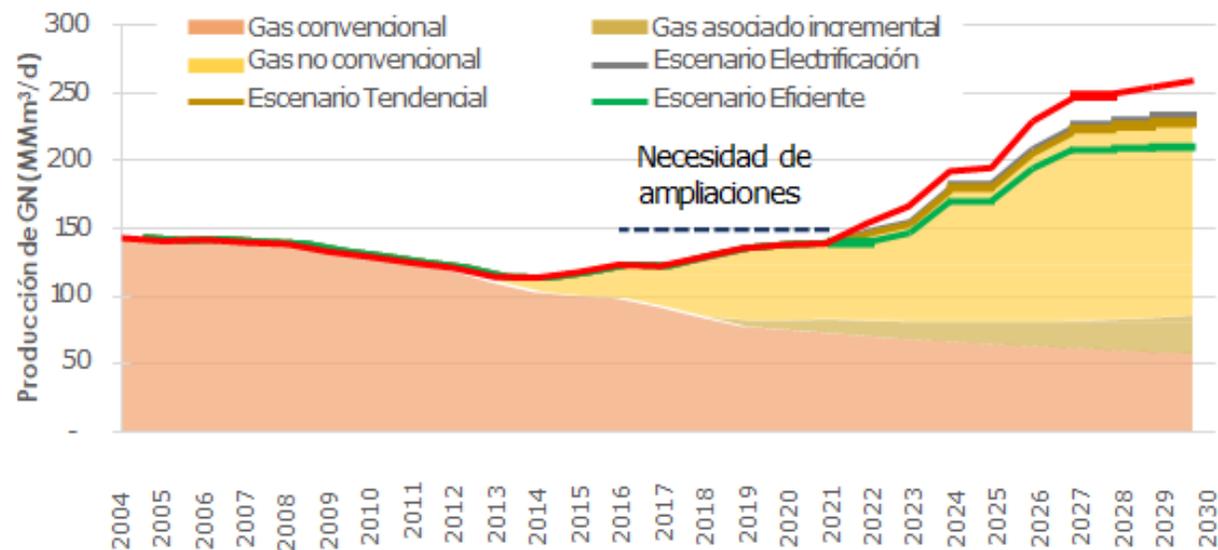


- Argentina requiere desarrollar a plenitud el potencial petrolero no convencional de los yacimientos de Vaca Muerta
 - para reactivar a su economía
 - Para sostener su matriz energética primaria
 - Para proyectar el crecimiento de su PBI
 - Para asegurar el suministro de hidrocarburos a precios competitivos en su mercado interno.
- Para generar divisas exportando GAS y Electricidad generado por su Parque Térmico.



- La demanda actual de Argentina es de 130 MM mcd, con picos de 150 MM mcd en los meses de invierno y valles de 100 MM mcd en los de verano.
- La oferta de gas para consumo es de 108 MM mcd, de los cuales la cuenca neuquina produce 80 MM mcd de los que 35 MM mcd vienen de VM.
- La producción futura tan solo de VM se estima puede sostener un plateau de mas de 200 MM mcd.
- Se estima (Woodmac 2019) que para 2030 se podrían sostener exportaciones de 40 MM mcd durante el 80% del año (dada la estacionalidad de la demanda).

Para abastecer la demanda futura y evacuar el GN de la cuenca Neuquina se necesitan ampliaciones



•El elemento crítico para el desarrollo de este potencial es la construcción del **GASODUCTO FEDERAL** para llevar la producción incremental de gas natural desde Vaca Muerta a mercados de gas potenciales:

- Aumento de demanda Nacional: Generación Térmica, Consumos Residencial e Industrial, Expansión del Sistema (Litoral, GNEA, Norte, etc).
- Brasil, que dependerá de gas caro para su crecimiento futuro, fundamentalmente LNG.
- Chile: posibilidad de exportaciones firmes.
- Uruguay: desarrollo del mercado.
- Paraguay: potencialidad interesante.

Comparativo:

GASODUCTO FEDERAL 2020 AF-CFK

VS

PROYECTO Tratayén – Salliqueló – San Nicolás



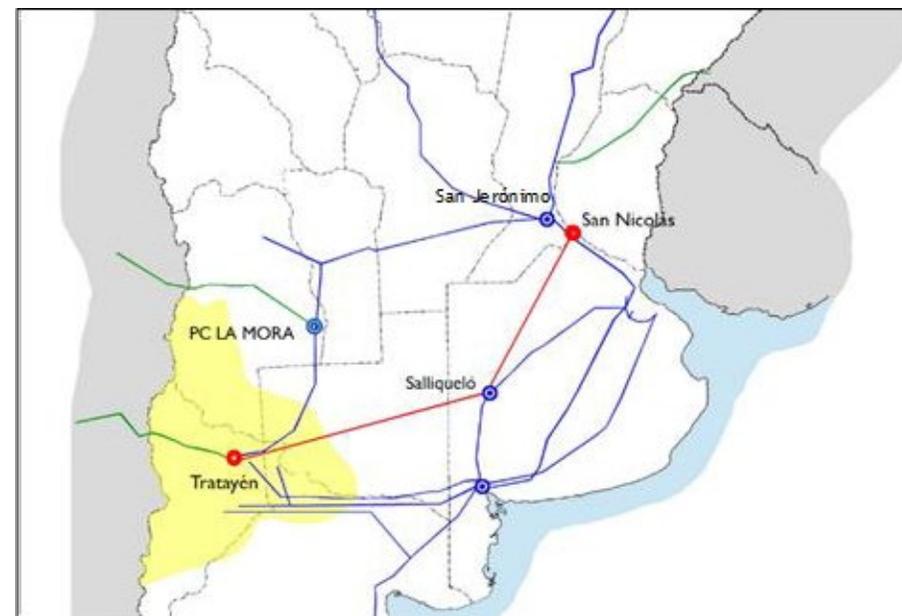
Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

El Gasoducto Tratayén-Salliquelló- San Nicolás (Macri) vs GASODUCTO FEDERAL Vaca Muerta – San Jerónimo (AF-CFK)

- En 2019 el Gobierno Nacional lanzó la **licitación pública internacional** RESOL-2019-437-APN-SGE# con el objeto de construir y operar un nuevo sistema de transporte de gas natural: **Transportadora Gas del Centro (TGC)**, bajo la figura de Licencia de la Ley 24.076.
- El proyecto previsto en aquella Licitación consiste en la construcción de un gasoducto que unirá Tratayén con la localidad de Salliqueló en una primera fase, y la construcción de un tramo que una Salliqueló con San Nicolás en una segunda fase.
- El presente informe analiza y propone una **Alternativa** de Infraestructura: EL **GASODUCTO FEDERAL**, Gobierno ALBERTO FERNÁNDEZ- CFK
- La propuesta alternativa consiste en la construcción de un gasoducto que unirá un punto cercano a **Tratayén con el nodo de San Jerónimo**.
- Esta alternativa, atendiendo los objetivos energéticos y macroeconómicos planteados por el Gobierno Nacional en la Licitación de 2019, **resulta ser una opción superadora de la incluida en la Licitación de 2019**.

El proyecto previsto en la Licitación está planteado en dos fases constructivas:

- **Fase 1 – Tramo Tratayén – Salliqueló:**
 - 570 km de longitud.
 - Diámetro de 36 pulgadas.
 - Presión máxima de diseño de 95 kg/cm²M
 - Capacidad de transporte mínima inicial de 15 MMm³/día de gas natural de 9.300 Kcal/m³.
 - Capacidad de transporte mínima futura de 40 MMm³/día de gas natural de 9.300 Kcal/m³.
- **Fase 2 – Tramo Salliqueló – San Nicolás:**
 - 470 km de longitud.
 - Diámetro de 30 pulgadas
 - Presión máxima de diseño de 95 kg/cm²M
 - Capacidad de transporte final de 20 MMm³/día de gas natural de 9.300 Kcal/m³.
- **El costo total estimado ascendería a aproximadamente 2.000 MM USD.**

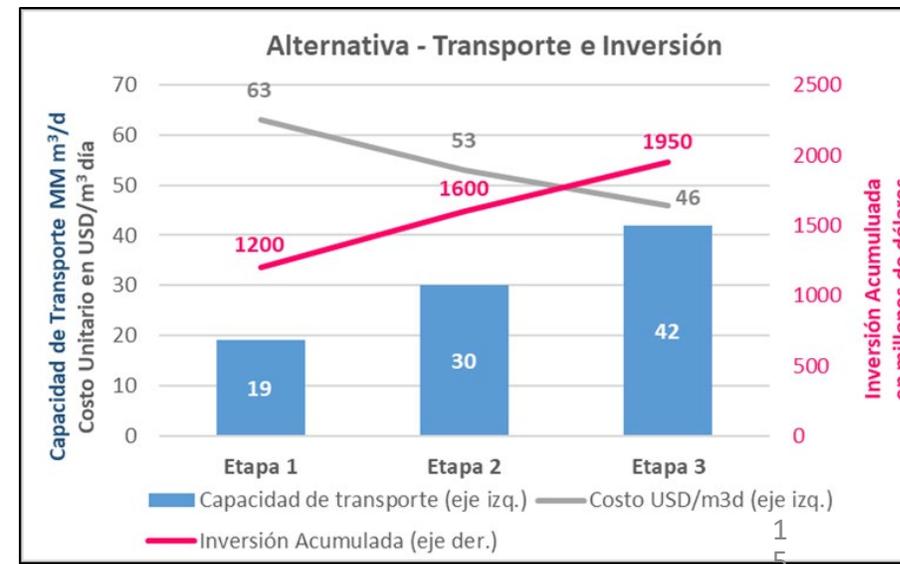
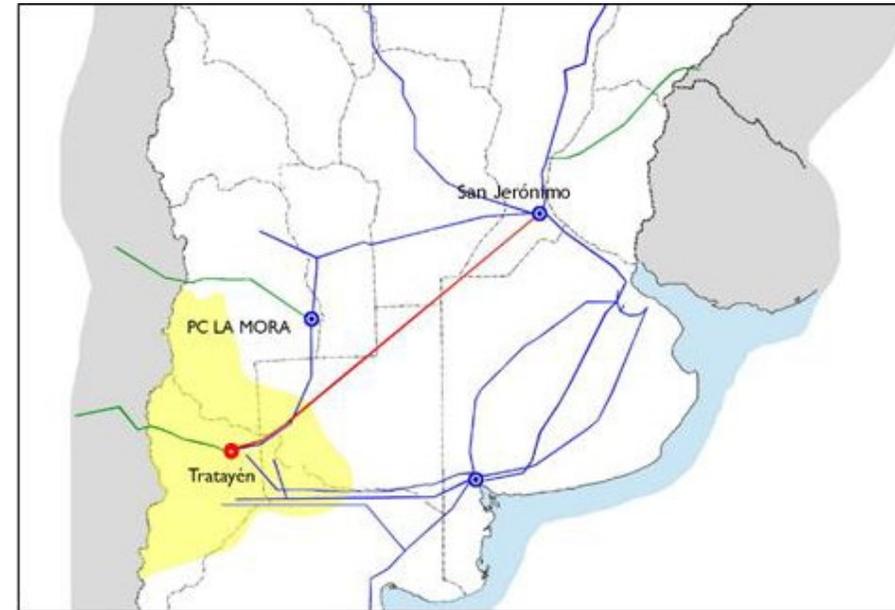


El Proyecto Alternativo prevé ejecutarse en tres etapas, una constructiva y dos de ampliación, con los siguientes supuestos:

- La primera etapa contempla la construcción del gasoducto:
 - 930 km de longitud.
 - 36 pulgadas de diámetro.
 - Máxima presión operativa de 98 kg/cm²M.
 - Capacidad de transporte mínima inicial de **19 MMm³/día** de gas natural de 9.300 Kcal/m³.

- Las dos etapas siguientes prevén la incorporación de potencia:
 - Etapa 2: 3 Plantas Compresoras de 47.700 HP para alcanzar los **30 MMm³/día**.
 - Etapa 3: 5 Plantas Compresoras de 63.600 HP, para finalmente alcanzar los **42 MMm³/día**.

- El costo total estimado ascendería a aproximadamente **1.950 MM USD**.

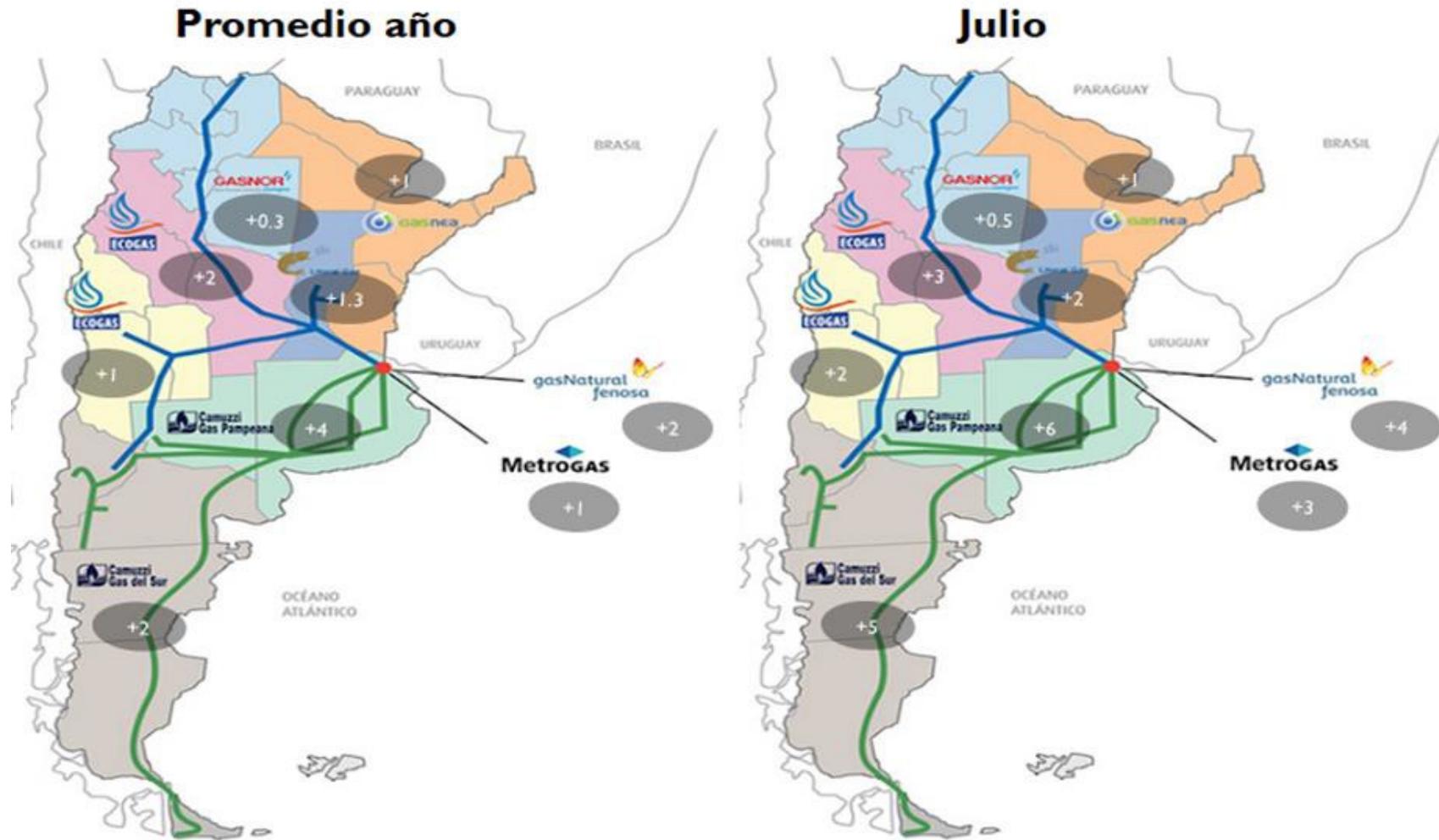


- La demanda fue evaluada en base a la evolución esperada de los diferentes segmentos de consumo y regiones del país en el período 2019-2030.
- Se ha tenido en cuenta tanto la demanda y oferta de gas natural proyectadas a nivel país, como así también la situación del sistema de transporte de gas natural en su conjunto, de modo de optimizar la utilización de este último.
- Se contempla nivel de actividad, grado de penetración de renovables, eficiencia energética, conexión de clientes residenciales, vehículos a GNC y GNL.
- Se desarrollaron tres escenarios: Bajo, Base y Alto.

Año	Escenario	Promedio Año	Pico Invernal (mes de Julio)
2019	-	128	156
22 vs 19	BAJO	-5	2
	BASE	0	7
	ALTO	8	16
26 vs 19	BAJO	-1	7
	BASE	8	17
	ALTO	31	43
30 vs 19	BAJO	0	10
	BASE	15	27
	ALTO	46	61

Fuente: Elaboración propia.

- ✓ El **Escenario Base** arroja incrementos de la “**demanda pico**” del orden de 7, 17 y 27 MMm³/d para los años 2022, 2026 y 2030 respectivamente.
- ✓ La “**demanda promedio**” no registra crecimiento al año 2022 y aumenta en 8 y 15 MMm³/d para los periodos 2026 y 2030 respectivamente.
- ✓ Estas cifras, se ven incrementadas en aproximadamente 10 MMm³/d para el año 2030, al incluirse los consumos de potenciales proyectos industriales.

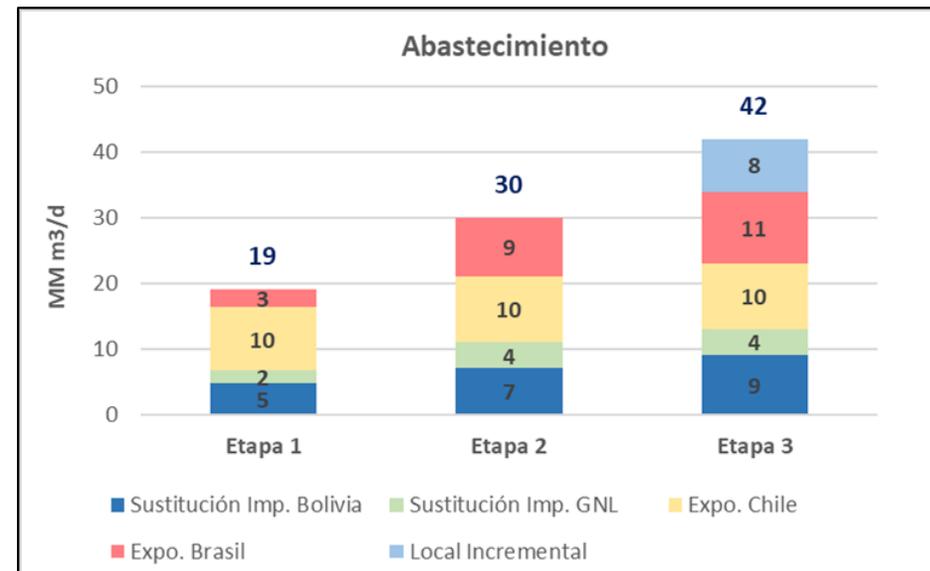
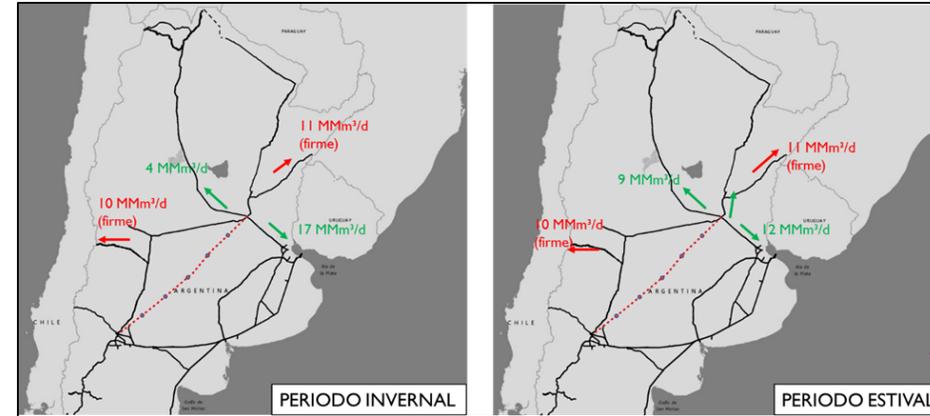


Fuente: Elaboración propia.

Abastecimiento - Etapas del proyecto

La alternativa propuesta permite abastecer:

- En la **Etapa 1**:
 - Exportar en base firme 10 MMm³/d a Chile y 3 MMm³/d a Brasil.
 - Sustituir importaciones por 6 MMm³/d:
 - ✓ GNL de Escobar en invierno
 - ✓ Gas de Bolivia en verano.
- En la **Etapa 2**:
 - Se agrega, respecto de la Etapa 1, unos 11 MMm³/d para sustitución de GNL en invierno.
 - Este volumen en el verano podría destinarse a incrementar las exportaciones a Brasil.
- En la **Etapa 3**:
 - Exportar hasta 11 MMm³/d en base firme a Brasil.
 - Sustituir importaciones de Bolivia por 4 y 9 MMm³/d, en invierno y verano respectivamente.
 - Contribuir a satisfacer el crecimiento de la demanda local y demanda GNEA.

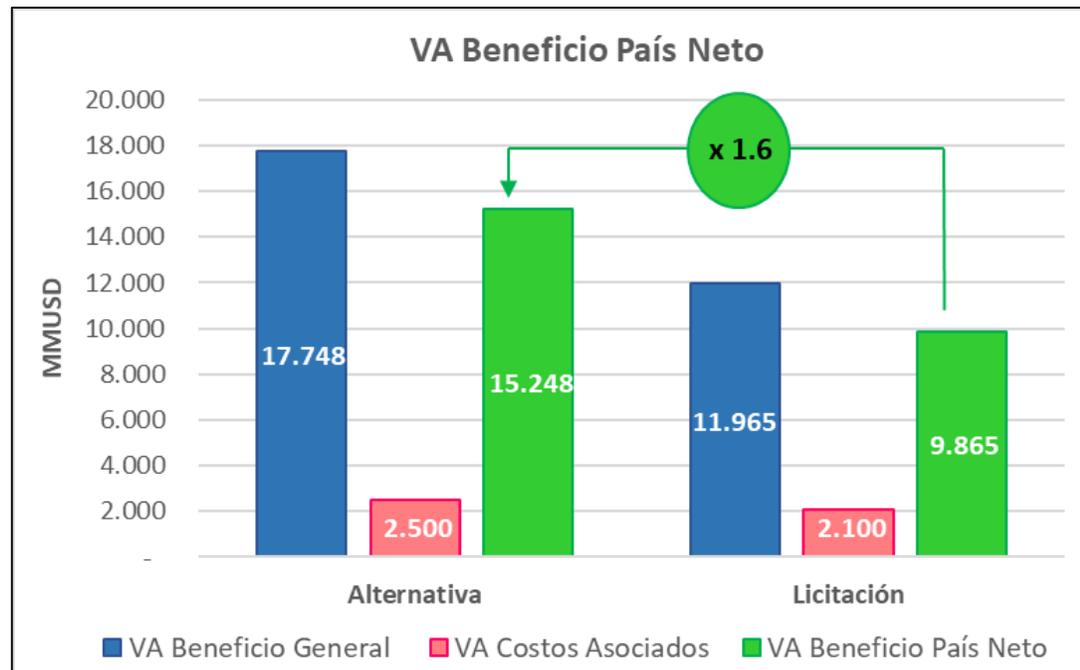


- Se ha calculado el Beneficio Económico del País Neto como la diferencia entre los **Beneficios Generales** correspondientes al conjunto de toda la cadena de valor del gas natural y los **Costos Asociados** a la infraestructura en cuestión.
- Esta metodología implica una **mirada integral a nivel país**, abarcando así el efecto sobre todas las partes interesadas: **consumidores, gobiernos, productores de gas natural, y transportistas.**
- El **Beneficio General** surge de la premisa de abastecer con gas de producción local, de la Cuenca Neuquina, la sustitución de importaciones, la demanda adicional del mercado doméstico, y efectuar exportaciones en condición firme, tomando como referencia valores de sustitución de importaciones y de exportación, contemplando precios promedio de 2019.

Mercado	Precio en frontera (Col 1)	Ingreso incremental unitario (Col 2 = Col 1 – 3.3 USD/MMBTU)
Imp. Sustitución Bolivia	6,7	3,4
Importación Sustitución GNL	7,7 (incluye regasificación)	4,4
Exportación Chile Gas Andes	5,7 (incluye retenciones y transporte)	2,4
Exportación Brasil	8,6 (precio abastecimiento región Sur)	5,3
Demanda Interna	7,7 (sustitución GNL)	4,4

- Los **Costos Asociados** incluyen todas las erogaciones necesarias para la construcción de gasoductos y plantas de compresión, como así también aquellas relacionadas con la correcta operación y mantenimiento de tales instalaciones de acuerdo con la normativa vigente. No incluyen costos de capital ni remuneración al transportista.

- Los Beneficios Generales y Costos Asociados son expresados en Valor Actual (“VA”) utilizando un factor de descuento del 10%.
- La diferencia entre ambos determina el Valor Actual del Beneficio País Neto (“VA Beneficio País Neto”).
- El cálculo se realiza tanto para la Alternativa propuesta como para la iniciativa incluida en la Licitación, a efectos de poder compararlos:



- ✓ *Se observa claramente la ventaja de la Alternativa respecto de la opción incluida en la Licitación, dado que el Valor Actual del Beneficio País Neto es mayor.*
- ✓ *Propicia un mayor volumen de exportaciones a Chile, Brasil, y la sustitución de importaciones junto con el reemplazo de combustibles líquidos.*
- ✓ *Implica una mayor recaudación impositiva en general y un incremento en los ingresos para las provincias en concepto de regalías.*

Desde la óptica de la estrategia de crecimiento y de la seguridad de abastecimiento:

- ✓ Potencia el nodo de San Jerónimo, punto neurálgico del actual sistema de transporte.
- ✓ Permite compensar la declinación del gas de la Cuenca Norte, manteniendo la flexibilidad en el abastecimiento desde Bolivia.
- ✓ Mejora sustancialmente la calidad y valoración del servicio de exportación en base firme a Chile y Brasil.
- ✓ Viabiliza expansiones potenciales destinadas a abastecer a Chile y mayores volúmenes de suministro para Brasil.
- ✓ Aumenta la confiabilidad del Sistema Pampeano al dotarlo de una doble alimentación.
- ✓ Posibilita el suministro a nuevas localidades sobre su traza: Noroeste de la Provincia de Buenos Aires, sur de Santa Fe y La Pampa.
- ✓ Viabiliza el abastecimiento al nuevo gasoducto GNEA, promoviendo el aumento en la penetración del gas natural en esa región del país y un uso más eficiente de la infraestructura gasífera.
- ✓ Permite liberar capacidad sobre los gasoductos Neuba I, Neuba II y Centro Oeste, y potenciar el abastecimiento de proyectos industriales de magnitud.
- ✓ Minimiza las obras de expansión en los sistemas de transporte provenientes del norte y oeste del país.
- ✓ Es una alternativa de abastecimiento independiente de las existentes que complementa el suministro seguro a los mercados.

impactos :1

Expansión del sistema de transporte de gas natural:
POTENCIALIDADES del GASODUCTO FEDERAL

Desarrollo del GNEA – Mayo 2020



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

Gasoducto GNEA



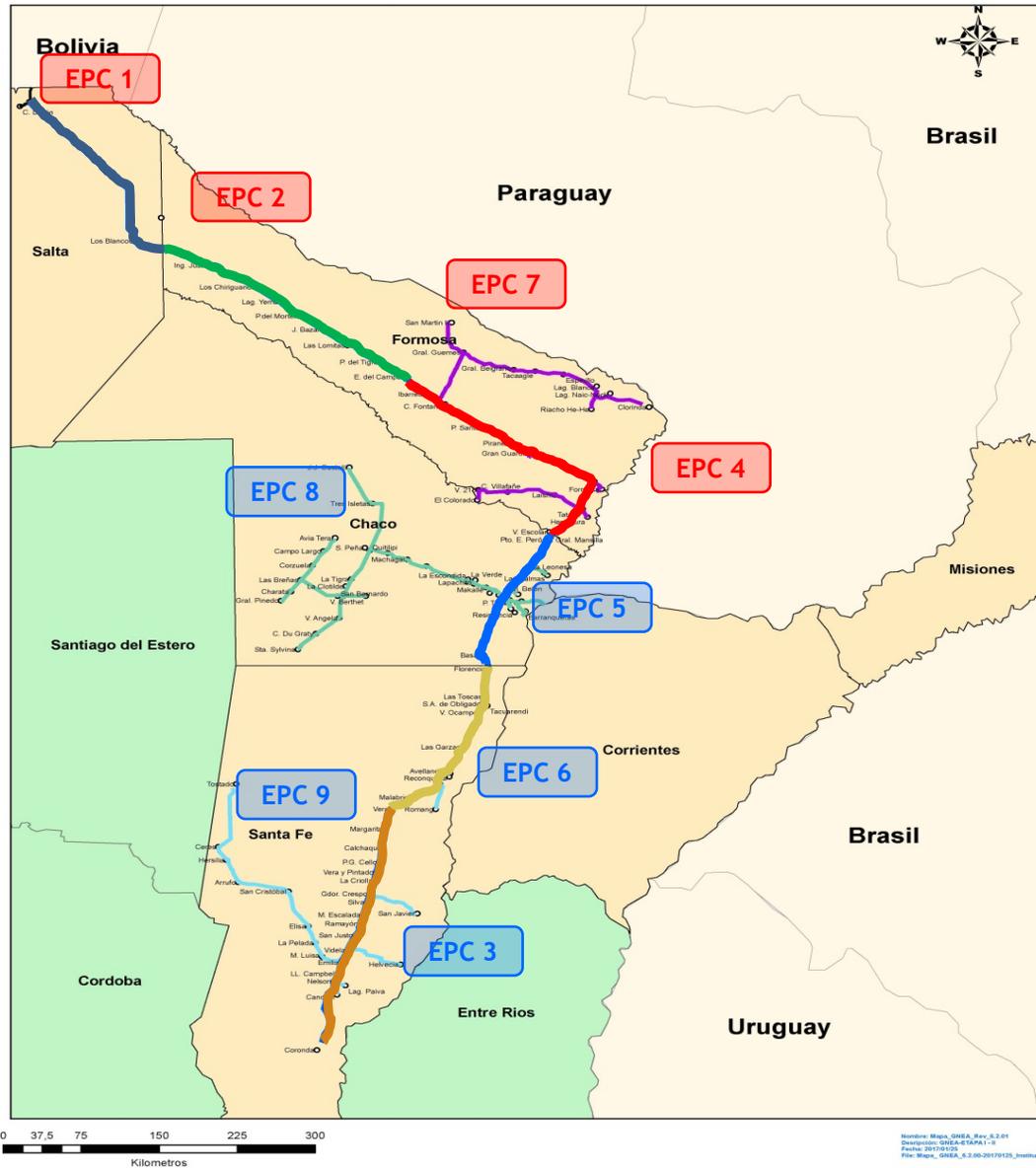
GASODUCTO GNEA: 3.041 KM

- 1.508 KM GASODUCTO TRONCAL Ø24"
- 1.533 KM GASODUCTO DE APROXIMACION A LOCALIDADES Ø10", Ø8", Ø6" Y Ø4"

• GASODUCTO EN OPERACIÓN 1.147 KM

EPC 3, EPC 9, EPC 6, EPC 5 y Parcialmente EPC8

Gasoducto GNEA



DATOS DEL PROYECTO GNEA

Comitente: **Energía Argentina SA (ENARSA) - Actualmente IEASA**

Presupuesto Total del Proyecto: **U\$S 1.870.000.000 (*)**

Extensión Total del Proyecto: **3.041 kilómetros** (troncales y ramales)

Beneficiarios directos del Proyecto: 103 localidades de las Provincias de **Salta, Formosa, Chaco y Santa Fé.**

Etapas del Proyecto:

- EPC 1** – Salta – 230 kilómetros
- EPC 2** – Formosa – 303 kilómetros
- EPC 3** – Santa Fe – 265 kilómetros
- EPC 4** – Formosa – 280 kilómetros
- EPC 5** – Chaco – 215 kilómetros
- EPC 6** – Santa Fe – 215 kilómetros
- EPC 7** – Formosa – 466 kilómetros
- EPC 8** – Chaco – 615 kilómetros
- EPC 9** – Santa Fe – 452 kilómetros



EPC 1- Judicializado SERVICIOS VERTUA

230 Km. de longitud, cañería Ø24”.

Avance de ejecución de 48% (ejecutado en verde, pendiente en rojo).

Obra Rescindida en 2017 a SERVICIOS VERTUA SA.

Pendiente de Resolución

Reclamo de Contratista actualizado al 01/05/20:

U\$S **58.550.787**

Estimado por IEASA al 01/05/20:

U\$S **1.203.356**

EJECUTADO

PENDIENTE



EPC 2 Techint-Tecnica Int.-Panedile Arg. (UTE)

Gasoducto Troncal Ø24", longitud 303 Km.

Avance de ejecución de 99,25%.

La Obra se recibió en Septiembre de 2018.

Habilitación pendiente por falta de gas

Pendiente de Resolución

Reclamo de Pago a la Contratista al 01/05/20:	U\$S	1.383.730
Pasivo Estimado por IEASA al 01/05/20:	U\$S	675.995
Saldo Estimado para Habilitación al 30/04/2020:	U\$S	430.076

Gasoducto GNEA



EPC 3 Rovella Carranza-CPC-Helpport-Contreras Hnos. (UTE)

Gasoducto Troncal Ø24", longitud 215 Km.

Avance de ejecución de 100%.

La Obra se recibió en Abril de 2019

Gasoducto actualmente en Operación.

Pendiente de Resolución

Reclamo de Pago a la Contratista al 01/05/20 :	U\$S	12.663.746
Deuda Estimada por IEASA al 01/05/20 :	U\$S	9.936.999
Remanente de Obra al 30/04/2020:	U\$S	0

Gasoducto GNEA

EPC 4 Servicios Vertua-JCR (UTE)

Gasoducto Troncal Ø24", longitud 280 Km.

Avance de ejecución de 65% (ejecutado en verde, pendiente en rojo)

Obra Paralizada

Pendiente de Resolución

Reclamo de Pago a la Contratista al 01/05/20 :

U\$S 8.948.022

Deuda Estimada por IEASA al 01/05/20 :

U\$S 6.728.807

Remanente de Obra al 30/04/2020:

U\$S 15.183.355

EPC 4 –FORMOSA
TRONCAL



———— EJECUTADO

———— PENDIENTE

Gasoducto GNEA



EPC 5 Jose Chediack-UCSA-Conta W.Mario (UTE)

Gasoducto Troncal Ø24", longitud 215 Km.

Avance de ejecución de 100%

La Obra se recibió en Octubre de 2018

Gasoducto en Operación.

Pendiente de Resolución

Reclamo de Pago a la Contratista al 01/05/20 :	U\$\$	13.442.352
Deuda Estimada por IEASA al 01/05/20 :	U\$\$	11.426.000
Remanente de Obra al 30/04/2020:	U\$\$	0

Gasoducto GNEA



EPC 6 Rovella Carranza-CPC-Helpport-Contreras Hnos. (UTE)

Gasoducto Troncal Ø24", longitud 215 Km.

Avance de ejecución de 100%

La Obra se recibió en Abril de 2019.

Gasoducto en Operación.

Pendiente de Resolución

Reclamo de Pago a la Contratista al 01/05/20 :	U\$S	2.988.153
Deuda Estimada por IEASA al 01/05/20 :	U\$S	2.539.930
Remanente de Obra al 30/04/2020:	U\$S	0

Gasoducto GNEA



EPC 7 –FORMOSA RAMAL

EPC 7 Servicios Vertua-JCR (UTE)

Gasoducto Aproximación Ø8", Ø6" y 4", longitud 466 Km.

Avance de ejecución de 65%

Obra Paralizada.

Pendiente de Resolución

Reclamo de Pago a la Contratista al 01/05/20 :

U\$S **5.104.088**

Deuda Estimada por IEASA al 01/05/20 :

U\$S **4.141.501**

Remanente de Obra al 30/04/2020:

U\$S **12.571.491**

Gasoducto GNEA



EPC 8 BTU-Esuco-Victor Contreras (UTE)

Gasoducto Aproximación Ø10", Ø6" y 4", longitud 615 Km.

Avance de ejecución de 95%

La Obra se recibió en Diciembre de 2018

Gasoducto en Operación parcial.

Pendiente de Resolución

Reclamo de Pago a la Contratista al 01/05/20 :	U\$S	35.433.602
Deuda Estimada por IEASA al 01/05/20 :	U\$S	10.570.217
Remanente de Obra al 30/04/2020:	U\$S	6.718.657

Gasoducto GNEA



EPC 9 Jose Chediack-UCSA-Conta W.Mario (UTE)

Gasoducto Aproximación Ø8", Ø6" y 4", longitud 452 Km.

Avance de ejecución de 100%

La Obra se recibió en Noviembre de 2018

Gasoducto en Operación.

Pendiente de Resolución

Reclamo de Pago a la Contratista al 01/05/20 :	U\$S	12.549.899
Deuda Estimada por IEASA al 01/05/20 :	U\$S	10.667.414
Remanente de Obra al 30/04/2020:	U\$S	

OBRAS PENDIENTES EN GNEA

OBRA	CONTRATISTA	DETALLE DE LA OBRA	AVANCE FISICO	AVANCE MEDICION	EN OPERACIÓN	FALTANTE DE OBRA	SOLITUD del CONTRATISTA	Deuda Estimada por IEASA al 1/5/21	Remanente de Obra al 30/04/21	Observaciones
GNEA - EPC1	A LICITAR	Desde Prog. 17 del Gto. Juana Azurduy (Salta) hasta límite con la Prov. de Formosa - Ø24" - Long.: 229 km.	48%	52%	NO	52%			U\$ 66.000.000	A LICITAR
	Rescisión de obra a SVSA						U\$ 58.550.787	U\$ 1.203.356	Obra rescindida a SVSA en LEGALES	
GNEA - EPC2	TECHINT COMPAÑÍA TÉCNICA INTERNACIONAL S.A.C.I. - PANEDILE ARGENTINA S.A.I.C.I.F. e I. (UTE)	Desde límite con Prov. de Salta hasta Ibarreta (Formosa) - Ø24" - Long.: 303 km.	98%	98%	NO	2%	U\$ 1.383.730	U\$ 691.354	U\$ 430.076	
GNEA - EPC3	CONTRERAS HNOS S.A.I.C.I.F.A.G y M. - HELPORT S.A. - CPC S.A. - ROVELLA CARRANZA S.A. (UTE)	Desde Vera (Sta. Fe) hasta la conexión en Sauce Viejo - Ø24" - Long.: 265 km.	100%		SI	0%	U\$ 3.755.076	U\$ 2.693.761	U\$ 0	
GNEA - EPC4	SERVICIOS VERTÚA S.A. - JCR S.A. (UTE)	Gasoducto que va desde Ibarreta (provincia de Formosa) hasta el límite provincial entre Formosa y Chaco. Aproximadamente son 280 km de Ø24" Dn. e instalación de cañería de PE de Ø90 mm, Ø125 mm y Ø180 mm.	65%	68%	NO	35%	U\$ 8.948.022	U\$ 6.728.807	U\$ 15.183.355	Estimamos Prórroga de 380 días para actualizar obra faltante y penalidades >50% falta aplicar
GNEA - EPC5	JOSÉ J. CHEDIACK S.A.I.C.A. - UCSA S.A. - CONTA WALTER MARIO S.R.L. (UTE)	Gasoducto que va desde el límite provincial entre Formosa y Chaco hasta el límite provincial entre Chaco y Santa Fe. Aproximadamente son 172 km de Ø24" Dn. e instalación de cañería de PE de Ø90 mm y Ø180 mm.	100%		SI	0%	U\$ 13.442.352	U\$ 10.678.835	U\$ 0	
GNEA - EPC6	CONTRERAS HNOS S.A.I.C.I.F.A.G y M. - HELPORT S.A. - CPC S.A. - ROVELLA CARRANZA S.A. (UTE)	Gasoducto que va desde el límite provincial entre Chaco y Santa Fe hasta la localidad de Vera (provincia de Santa Fe). Aproximadamente son 215 km de Ø24" Dn. e instalación de cañería de PE de Ø90 mm y Ø180 mm.	100%		SI	0%	U\$ 551.836	U\$ 344.966	U\$ 0	
GNEA - EPC7	JCR S.A. - SERVICIOS VERTÚA S.A. (UTE)	Gasoductos de aproximación a localidades en la provincia de Formosa. Aproximadamente son 466 km. (85.170 de Ø4", 321.411 de Ø6" y 61.295 de Ø8")	65%	66%	NO	35%	U\$ 5.104.088	U\$ 4.141.501	U\$ 13.549.952	Se estima Prórroga de 380 días para actualizar obra faltante y penalidades >50% falta aplicar
GNEA - EPC8	BTU S.A. - ESUCO S.A. - VICTOR. M. CONTRERAS Y COMPAÑÍA S.A	Gasoductos de aproximación a localidades en la provincia de Chaco. Aproximadamente son 615 km. (238.477 de Ø4", 230.589 de Ø6" y 149.400 de Ø10")	90%		Si al 60%	10%	U\$ 35.433.602	U\$ 10.570.218	U\$ 6.718.657	
GNEA - EPC9	JOSÉ J. CHEDIACK S.A.I.C.A. - UCSA S.A. - CONTA WALTER MARIO S.R.L. (UTE)	Gasoductos de aproximación a localidades en la provincia de Santa Fe. Aproximadamente son 452 km. (176.353 de Ø4", 123.000 de Ø6" y 155.705 de Ø8")	100%		SI	0%	U\$ 12.549.899	U\$ 9.759.435	U\$ 0	
TOTAL GNEA (sin EPC1)							U\$ 81.168.605	U\$ 45.608.878	U\$ 35.882.039	

OBRAS PENDIENTES EN GNEA – con EPC1

OBRA	Reclamado por la Contratista	Deuda Estimada por IEASA	Obra Faltante	Total deuda + Obra Faltante
GNEA - EPC1			U\$ 66.000.000	U\$ 66.000.000
GNEA - EPC2	U\$ 1.383.730	U\$ 675.955	U\$ 430.076	U\$ 1.106.031
GNEA - EPC3	U\$ 12.663.746	U\$ 9.936.999	U\$ 0	U\$ 9.936.999
GNEA - EPC4	U\$ 8.948.022	U\$ 6.728.807	U\$ 15.183.355	U\$ 21.912.161
GNEA - EPC5	U\$ 13.442.352	U\$ 11.426.000	U\$ 0	U\$ 11.426.000
GNEA - EPC6	U\$ 2.988.153	U\$ 2.539.930	U\$ 0	U\$ 2.539.930
GNEA - EPC7	U\$ 5.104.088	U\$ 4.141.501	U\$ 12.571.491	U\$ 16.712.992
GNEA - EPC8	U\$ 35.433.602	U\$ 10.570.217	U\$ 6.718.657	U\$ 17.288.874
GNEA - EPC9	U\$ 12.549.899	U\$ 10.667.414	U\$ 0	U\$ 10.667.414
TOTAL GNEA	U\$ 92.513.593	U\$ 56.686.823	U\$ 100.903.578	U\$ 157.590.401

N	Localidad	EPC	Provincia	Consumo [m3/h]	Consumo [m3/d]	Red de Gas x Propano
2	Est. del Campo	2	FORMOSA	352	8.436	
3	Ing. G. N. Juárez	2	FORMOSA	917	22.000	
4	Juan G. Bazán	2	FORMOSA	120	2.880	
5	Laguna Yerma	2	FORMOSA	238	5.710	
6	Las Lomitas	2	FORMOSA	1833	44.000	
7	Los Chiriguanos	2	FORMOSA	83	1.990	
8	Pozo del Mortero	2	FORMOSA	82	1.960	
9	Pozo del Tigre	2	FORMOSA	352	8.436	
24	Cmte.. Fontana	4	FORMOSA	490	11.760	
25	Formosa	4	FORMOSA	20166	483.984	RED
26	Ibarreta	4	FORMOSA	1686	40.464	
27	Palo Santo	4	FORMOSA	487	11.688	
28	Pirané	4	FORMOSA	2257	54.168	
29	Villa Escolar / Gral. Lucio V. Mansilla	4	FORMOSA	312	7.488	
42	Clorinda	7	FORMOSA	4974	119.376	
43	El Colorado	7	FORMOSA	1708	40.992	
44	El Espinillo	7	FORMOSA	306	7.344	
45	Gran Guardia	7	FORMOSA	89	2.136	
46	Herradura	7	FORMOSA	202	4.848	
47	Laguna Blanca	7	FORMOSA	1231	29.544	
48	Laguna Naick Neck	7	FORMOSA	183	4.392	
49	Misión Tacaagle	7	FORMOSA	176	4.224	
50	Posta Gral. San Martín	7	FORMOSA	281	6.744	
51	San Francisco de Laishi	7	FORMOSA	980	23.520	
52	Tatané	7	FORMOSA	58	1.392	
53	Tte Gral. J. C. Sanchez (Riacho He He)	7	FORMOSA	309	7.416	
54	Villa Gral. Belgrano	7	FORMOSA	380	9.120	
55	Villa Gral. Güemes	7	FORMOSA	287	6.888	
56	Villa Km. 213	7	FORMOSA	294	7.056	
57	Villafañe	7	FORMOSA	322	7.728	
Total RESIDENCIAL			30		987.684	

**Demandas
proyectadas
(domiciliarias)**

**Construcción total
GNEA (Sin EPC1)**

N	Localidad	EPC	Provincia	Consumo [m3/h]	Consumo [m3/d]	Red de Gas x Propano
30	Barranqueras	5	CHACO	5280	126.720	
31	Basail	5	CHACO	160	3.840	
32	Colonia Benitez	5	CHACO	233	5.592	
33	Resistencia	5	CHACO	27633	663.192	
58	Avia Terai	8	CHACO	447	10.728	
59	Campo Largo	8	CHACO	673	16.152	
60	Charata	8	CHACO	2467	59.208	
61	Colonia Popular	8	CHACO	13	312	
62	Coronel Du Graty	8	CHACO	207	4.968	
63	Corzuela	8	CHACO	640	15.360	
64	Fontana	8	CHACO	3093	74.232	
65	Gral. Pinedo	8	CHACO	1040	24.960	
66	Juan José Castelli	8	CHACO	2867	68.808	
67	La Clotilde	8	CHACO	78	1.872	
68	La Escondida	8	CHACO	273	6.552	
69	La Leonesa	8	CHACO	713	17.112	
70	La Tigra	8	CHACO	77	1.848	
71	La Verde	8	CHACO	207	4.968	
72	Laguna Blanca	8	CHACO	33	792	
73	Lapachito	8	CHACO	67	1.608	
74	Las Breñas	8	CHACO	2200	52.800	
75	Las Palmas	8	CHACO	180	4.320	
76	Machagai	8	CHACO	1633	39.192	
77	Makallé	8	CHACO	920	22.080	
78	Margarita Belén	8	CHACO	393	9.432	
79	Pcia. De la Plaza	8	CHACO	1293	31.032	
80	Pcia. R. Saenz Peña	8	CHACO	7833	187.992	
81	Puerto Tirol	8	CHACO	667	16.008	
82	Quitillipi	8	CHACO	2347	56.328	
83	San Bernardo	8	CHACO	593	14.232	
84	Santa Sylvina	8	CHACO	179	4.296	
85	Tres Isletas	8	CHACO	424	10.176	
86	Villa Ángela	8	CHACO	1353	32.472	
87	Villa Berthet	8	CHACO	802	19.248	
Total RESIDENCIAL			34		1.608.432	

**Demandas
proyectadas
(domiciliarias)**

**Construcción total
GNEA (Sin EPC1)**

N	Localidad	EPC	Provincia	Consumo [m3/h]	Consumo [m3/d]	Red de Gas x Propano
10	Calchaquí	3	SANTA FE	681	16.344	
11	Campbell	3	SANTA FE	166	3.980	
12	Cnia. Silva	3	SANTA FE	25	600	
13	Emilia	3	SANTA FE	64	1.530	
14	Gdor. Crespo	3	SANTA FE	333	8.000	
15	La Criolla	3	SANTA FE	750	18.000	
16	Marc. Escalada	3	SANTA FE	1042	25.000	
17	Margarita	3	SANTA FE	283	6.790	
18	Nelson	3	SANTA FE	303	7.280	
19	Pedro Cello	3	SANTA FE	61	1.460	
20	Ramayón	3	SANTA FE	50	1.200	
21	San Justo	3	SANTA FE	2054	49.289	
22	Vera y Pintado	3	SANTA FE	82	1.960	
23	Videla	3	SANTA FE	150	3.600	
34	Avellaneda	6	SANTA FE	3038	72.912	RED
35	Florencia	6	SANTA FE	481	11.544	
36	Las Garzas	6	SANTA FE	123	2.952	
37	Las Toscas	6	SANTA FE	1687	40.488	
38	Malabrigo	6	SANTA FE	468	11.232	
39	San Antonio de Obligado	6	SANTA FE	166	3.984	
40	Vera	6	SANTA FE	2220	53.280	
41	Villa Ocampo	6	SANTA FE	1873	44.952	
88	Arrufo	9	SANTA FE	167	4.008	
89	Ceres	9	SANTA FE	1520	36.480	
90	Elisa	9	SANTA FE	340	8.160	
91	Gob. Candiotti	9	SANTA FE	87	2.088	
92	Helvecia	9	SANTA FE	567	13.608	
93	Hersilia	9	SANTA FE	280	6.720	
94	La Pelada	9	SANTA FE	284	6.816	
95	Laguna Paiva	9	SANTA FE	1180	28.320	
96	María Luisa	9	SANTA FE	394	9.456	
97	Reconquista	9	SANTA FE	7410	177.840	RED
98	Romang	9	SANTA FE	534	12.816	
99	San Cristóbal	9	SANTA FE	1852	44.448	
100	San Javier	9	SANTA FE	1940	46.560	
101	Tacuarendí	9	SANTA FE	233	5.592	
102	Tostado	9	SANTA FE	1852	44.448	RED
Total RESIDENCIAL			37		833.737	

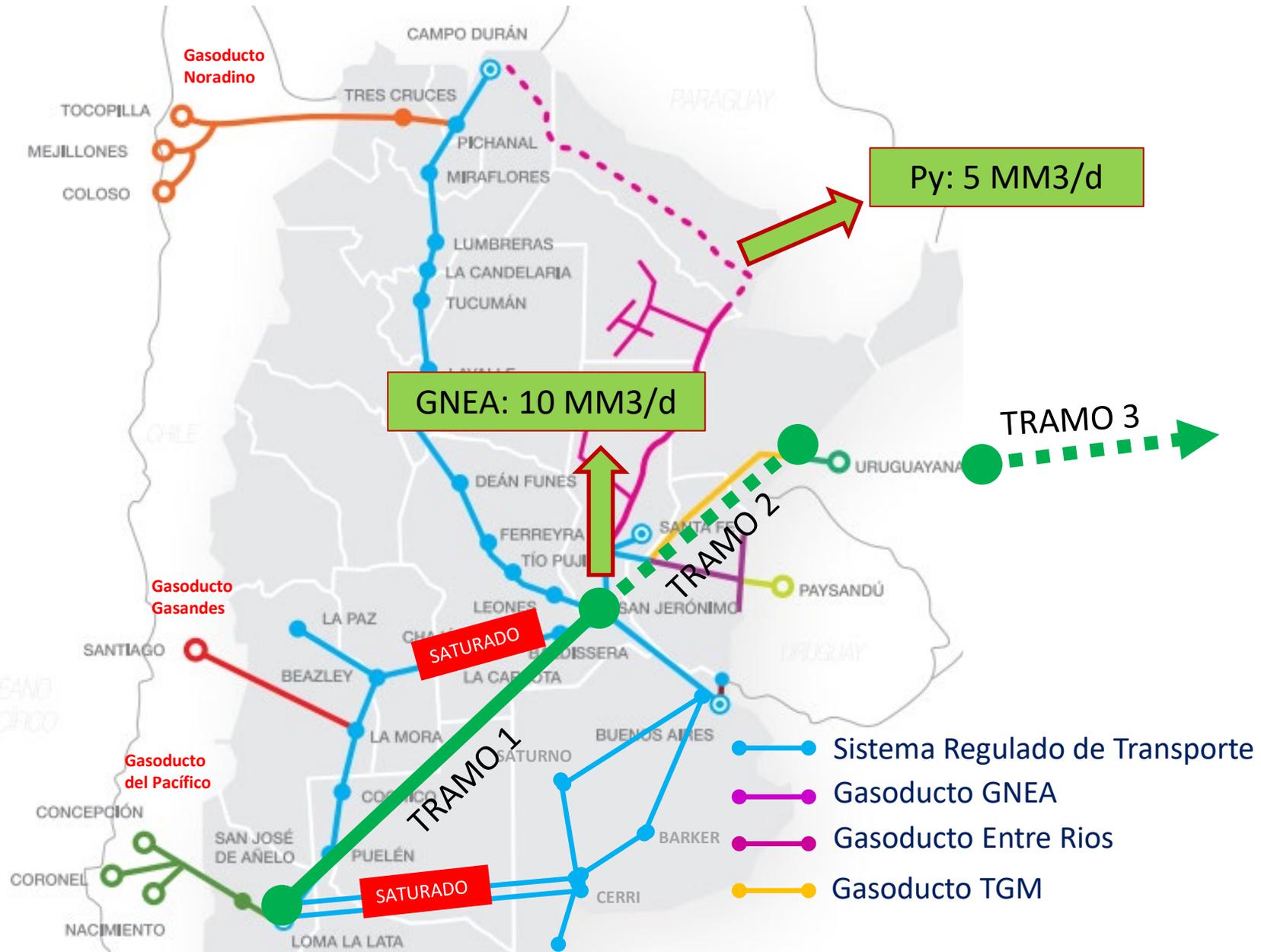
**Demandas
proyectadas
(domiciliarias)**

**Construcción total
GNEA (Sin EPC1)**



DEMANDA de GAS ESTIMADA EN
CHACO + FORMOSA + NORTE de SANTA FÉ
con GNEA TERMINADO (Excepto EPC1)

Localidad	Provincia	Consumo [m3/h]	Consumo [m3/d]
consumo TOTAL DOMICILIARIO	CHACO	67.018	1.608.432
consumo TOTAL DOMICILIARIO	FORMOSA	108.172	2.596.116
consumo TOTAL DOMICILIARIO	SANTA FÉ	142.911	3.429.853
Total RESIDENCIAL		318.100	7.634.401
SECCO 47MW VILLA OCAMPO	SANTA FE	12.500	300.000
GASODUCTO LECHERO- CANDIOTI	SANTA FE	80.000	1.920.000
Pedido de Factibilidad - Planta procesadora de Dioxido de Uranio	FORMOSA	700	16.800
TOTAL INDUSTRIAL			2.220.000
TOTAL GNC estimado	15 - 20 Estaciones		100.000
TOTAL CONSUMOS estimados			9.954.401



**DEMANDAS POTENCIALES
CON DISPONIBILIDAD DE GAS
EN SAN JERÓNIMO**



**GASODUCTO GNEA TERMINADO
Estimado 10 MM³/d (IEASA)**

**PARAGUAY
Estimado 5 MM³/d**

impactos :2

Expansión del sistema de transporte de gas natural:
POTENCIALIDADES del GASODUCTO FEDERAL

Desarrollo de la Mesopotamia – Mayo 2020
(en estudio, con datos Gobierno de Entre Ríos)



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

impactos : 3

Expansión del sistema de transporte de gas natural:
POTENCIALIDADES del GASODUCTO FEDERAL

Desarrollo del Mercado de Brasil – Mayo 2020
(en estudio)



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

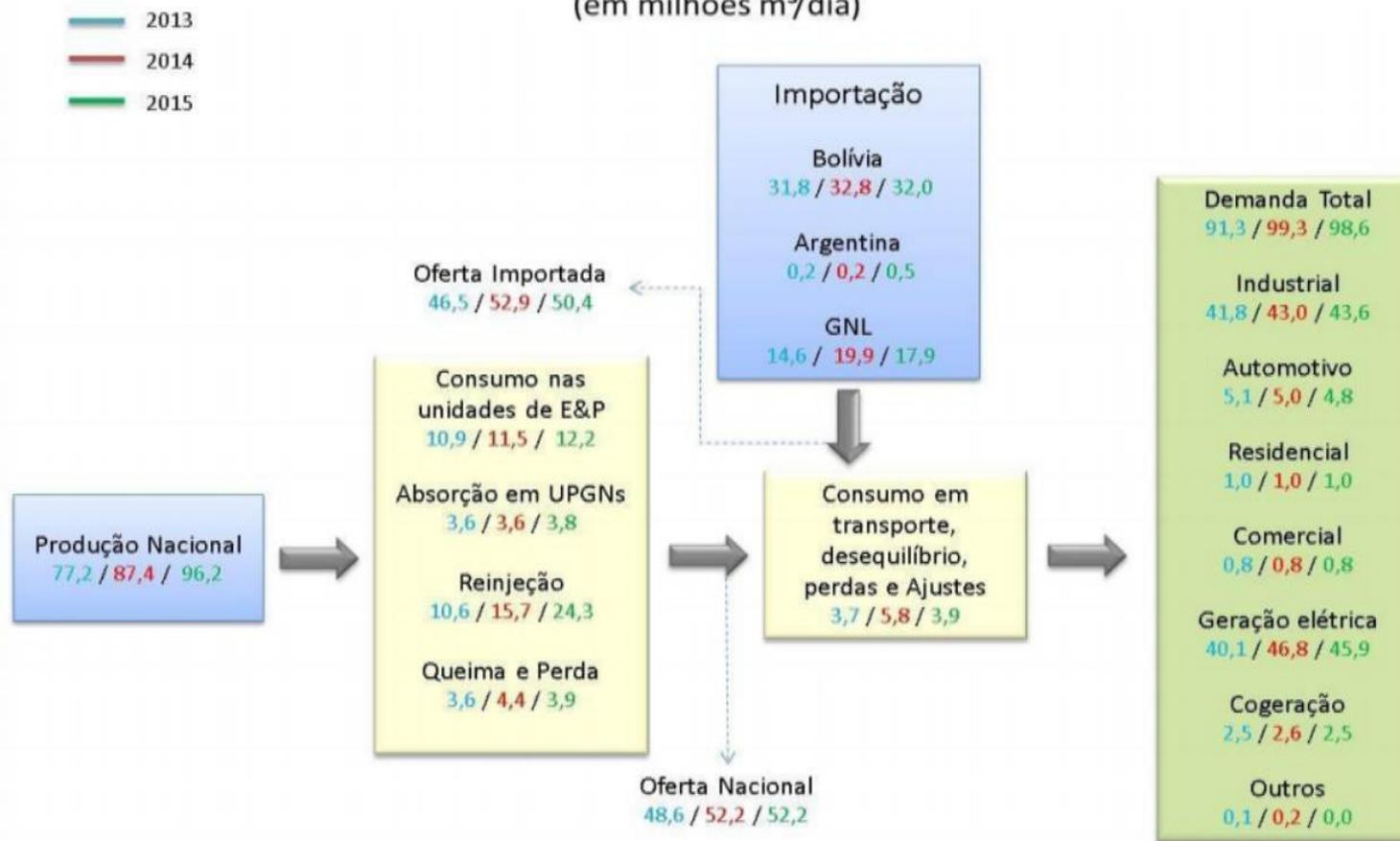
Infra-estrutura Regional, Mercados e Disponibilidade de Gás Natural



Situación Regional

GASODUCTOS

BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL
(em milhões m³/dia)



BALANCE CONSUMO GAS BRASIL - 2016



GASODUCTOS de BRASIL

Sistema de distribuição de gás natural na área de concessão da Comgás



Legenda

Terminais de GNL

 Existentes

 Previstos

Gasodutos de Transporte

 Existentes

 em Construção

 Em Avaliação*

 Estudados no PEMAT

Gasodutos de Escoamento

 Existentes

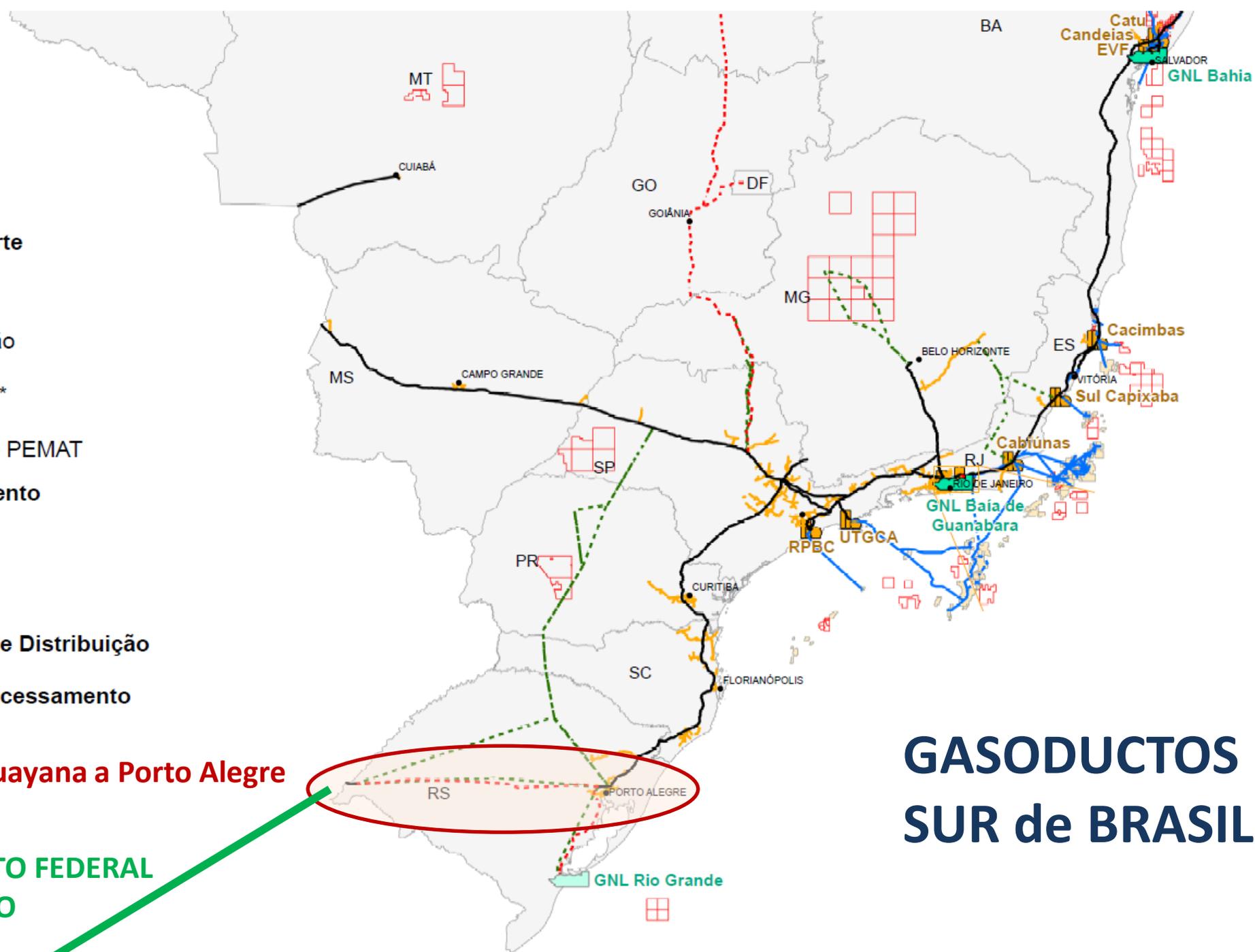
 Previstos

 Gasodutos de Distribuição

 Polos de Processamento

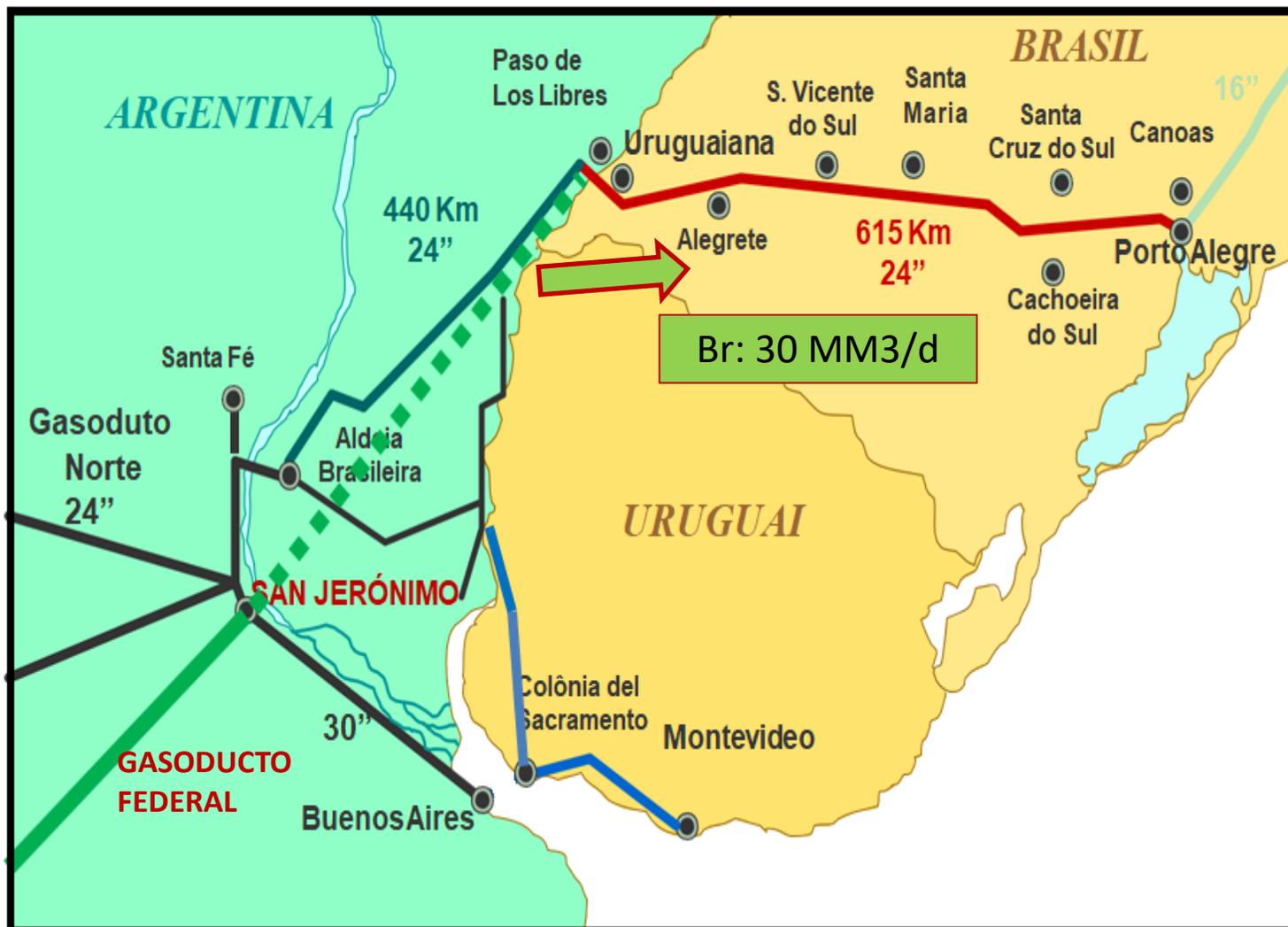
Gasoducto Uruguayana a Porto Alegre

GASODUCTO FEDERAL ARGENTINO



GASODUCTOS SUR de BRASIL

Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre



- En 2018, Brasil consumió 69 MM mcd de gas e importó 29 MM mcd, 67% de Bolivia y el resto como LNG.
- De acuerdo con BP Energy Outlook 2019, para 2040 Brasil tendrá que importar 52 MM mcd.
- Dado el agotamiento de los yacimientos de gas en Bolivia, la mayor parte de tales importaciones tendrían que ser en base a LNG, que resulta muy costoso por su proceso, o por gas importado de Argentina

Expansión del sistema de transporte de gas natural:
POTENCIALIDADES del GASODUCTO FEDERAL

Desarrollo del Mercado de Brasil

Análisis de YPF



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación



OPORTUNIDADES DE EXPORTACIÓN DE GAS A BRASIL

Mayo 2020

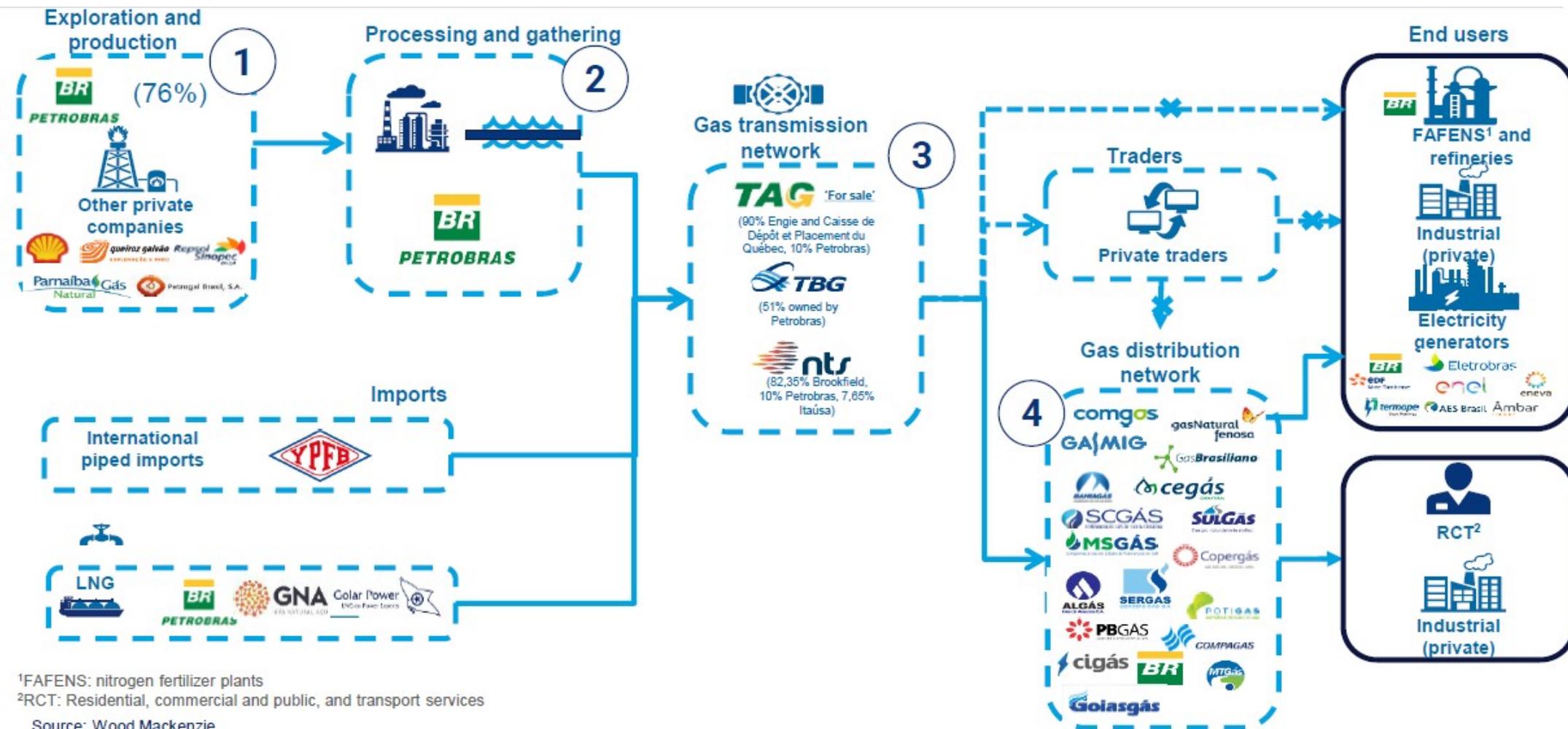
TRANSFORMAMOS
VIDAS A TRAVÉS DE LA
ENERGÍA

YPF

Clasificación YPF: No Confidencial

Estructura de mercado en Brasil: en transición hacia flexibilidad y apertura a nuevos jugadores

Si bien el mercado permanece altamente concentrado bajo la figura de PBR la regulación actual permite la entrada de nuevos actores. Siendo actualmente **uno de los principales obstáculos a superar la falta de capacidad de captación de las cuencas Off shore del pre-salt.**



¹FAFENS: nitrogen fertilizer plants

²RCT: Residential, commercial and public, and transport services

Source: Wood Mackenzie

Estructura de mercado en Brasil: en transición hacia flexibilidad y apertura a nuevos jugadores

Exploración y Producción.

PBR mantiene un Market Share del 76% y comercializa prácticamente la totalidad de la producción local mediante GSAs con los otros productores. ***En el 2022 comienzan los primeros vencimientos, generando una oportunidad para terceros.***

Captación y Procesamiento.

Los gasoductos de captación off shore y las plantas de procesamiento de gas requieren de ampliaciones para atender las perspectivas de incremento de demanda y oferta local.

Los gasoductos offshore de captación existentes y planeados tienen composiciones accionarias diferentes, con participación en algunos casos de terceras partes, mientras que las plantas de procesamiento actuales son 100% de PBR. El acceso al uso de la capacidad libre de estas plantas deberá ser negociada con PBR, la regulación igualmente está pendiente.

WMK estima una necesidad de 160-240 km de gasoductos offshore (~30 MMm3/d) y una capacidad de procesamiento de gas de ~14 MMm3/d.

Transporte.

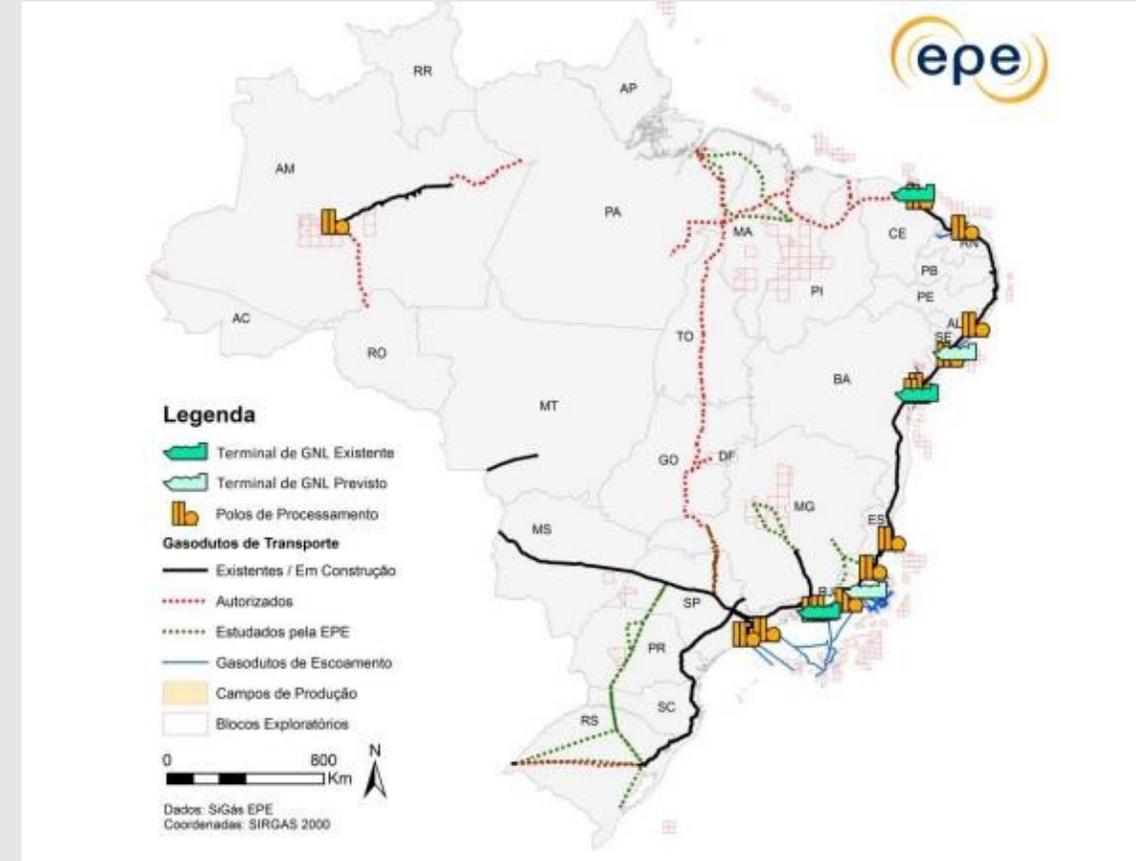
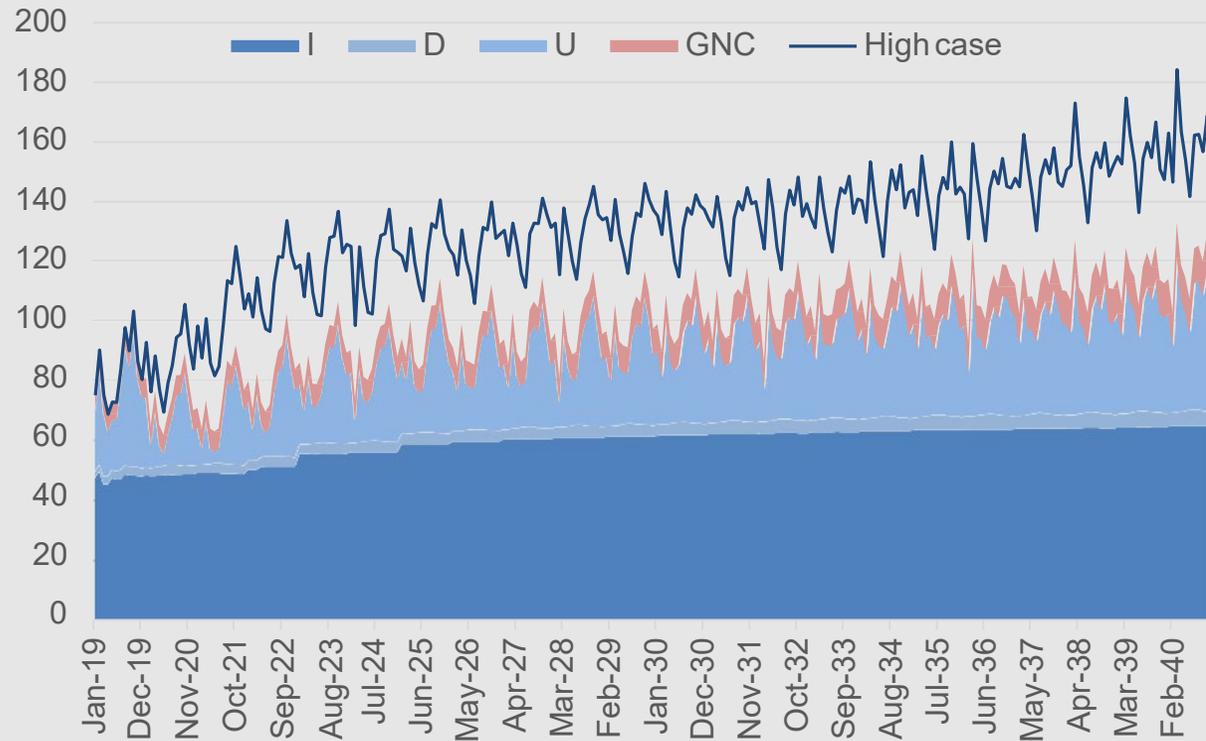
Adicional al proceso de venta de PBR de su participación en los gasoductos troncales, se comprometió en declarar las inyecciones máximas de forma que terceras partes pueda contratar la capacidad remanente. ***La primera licitación de capacidad remanente será sobre TBG. La contratación de capacidad firme sobre TBG es un punto principal para abastecer la demanda de las distribuidoras del Sur de Brasil con gas Argentino.***

Demanda

Las distribuidoras de gas hasta el 2019 eran abastecidas 100% por PBR. Con el vencimiento de los primeros contratos a fines de 2019, 12 distribuidoras a lo largo del país hicieron un llamado público para presentación de ofertas de abastecimiento de gas por más de 20 MMm3/d. Las mismas podían ser de gas local, gas Boliviano o LNG.

Demanda de gas de Brasil: perspectivas crecientes con alta sensibilidad a volatilidad hidráulica

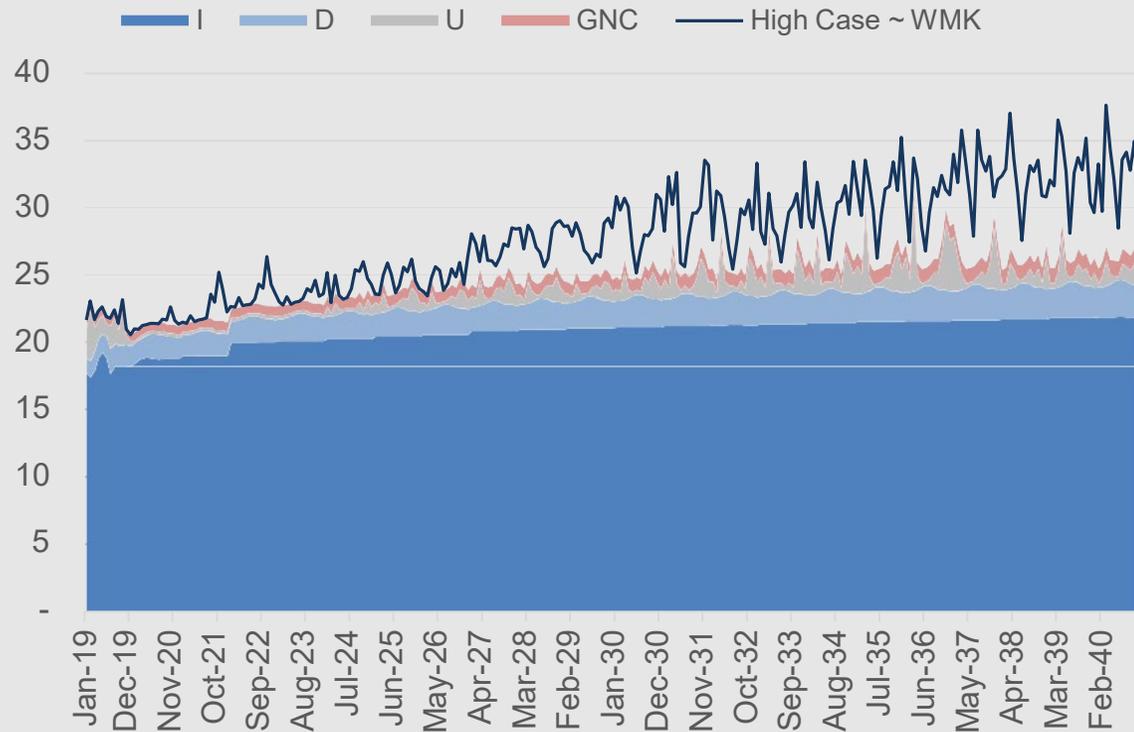
Demanda ~ Total país (Mm3/d)



- La región con mayor demanda de gas natural es el Sudeste (~38 MMm3/d) y que engloba a Rio de Janeiro y Sao Paulo. Muy por debajo la región del Nordeste (~14 MMm3/d), seguido por región Sur (~6 MMm3/d) – estados de Rio Grande do Sul, Santa Catarina y Paraná – la región Norte (~5 MMm3/d) y por último región Centro Oeste (~1MMm3/d)

Demanda de gas de Brasil: perspectivas crecientes con alta sensibilidad a volatilidad hidráulica

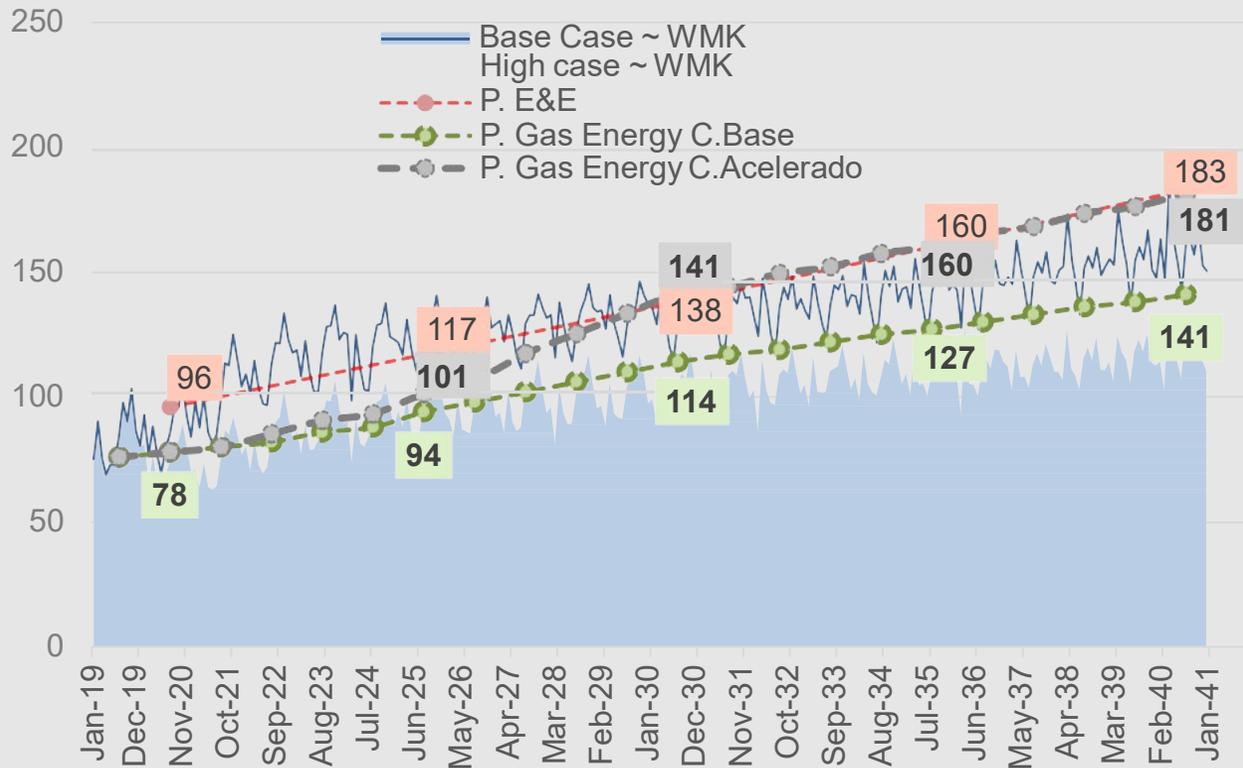
Demanda ~ Estado de Sao Paulo (Mm3/d)



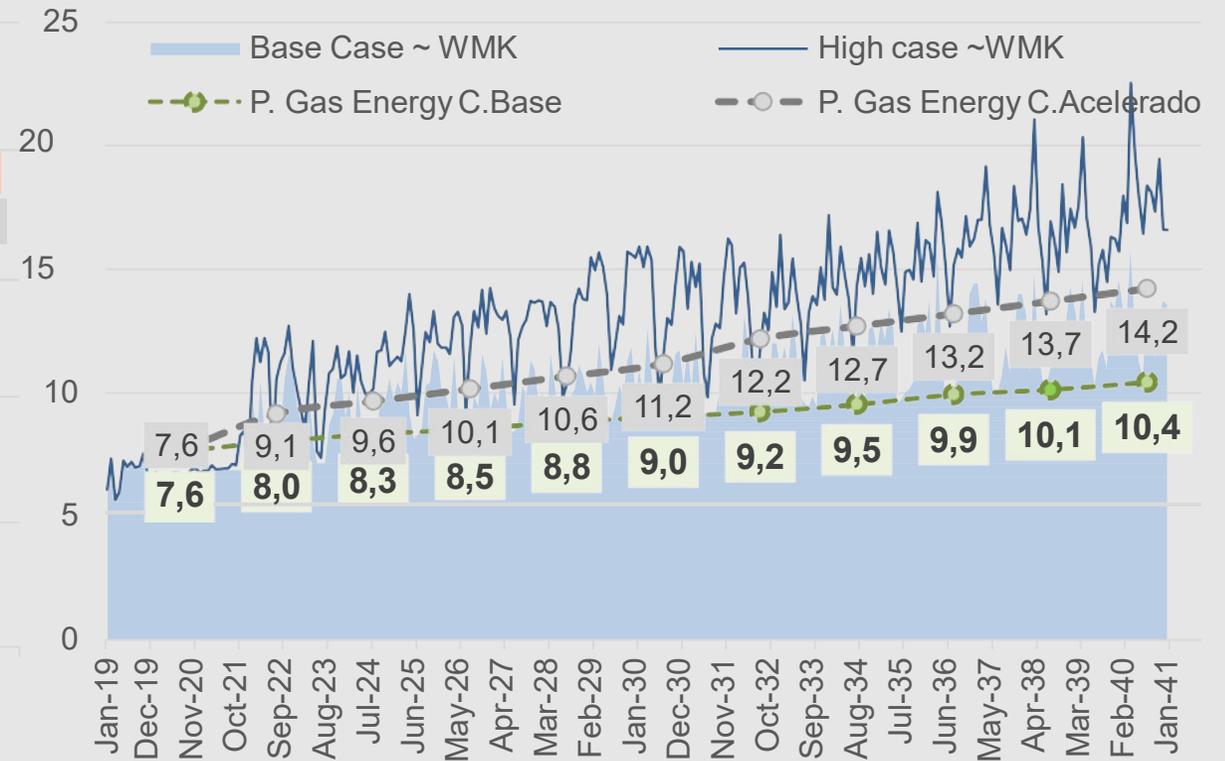
- El Estado de Sao Paulo cuenta con tres concesiones de distribución de gas: Comgas – con el 91% de la demanda, abastece la ciudad se Sao Paulo – Gas brasileiro, y Gas Natural Fenosa.
- Comgas actualmente es abastecida con un mix conformado por 64% producción local, 30% Bolivia y 6% GNL.
- Potencial oportunidad por volumen y demanda firme.
- No obstante, la complejidad de infraestructura puede atentar contra la competitividad de la exportación.

Demanda de gas de Brasil: perspectivas crecientes con alta sensibilidad a volatilidad hidráulica

Demanda ~ Total país (Mm3/d)

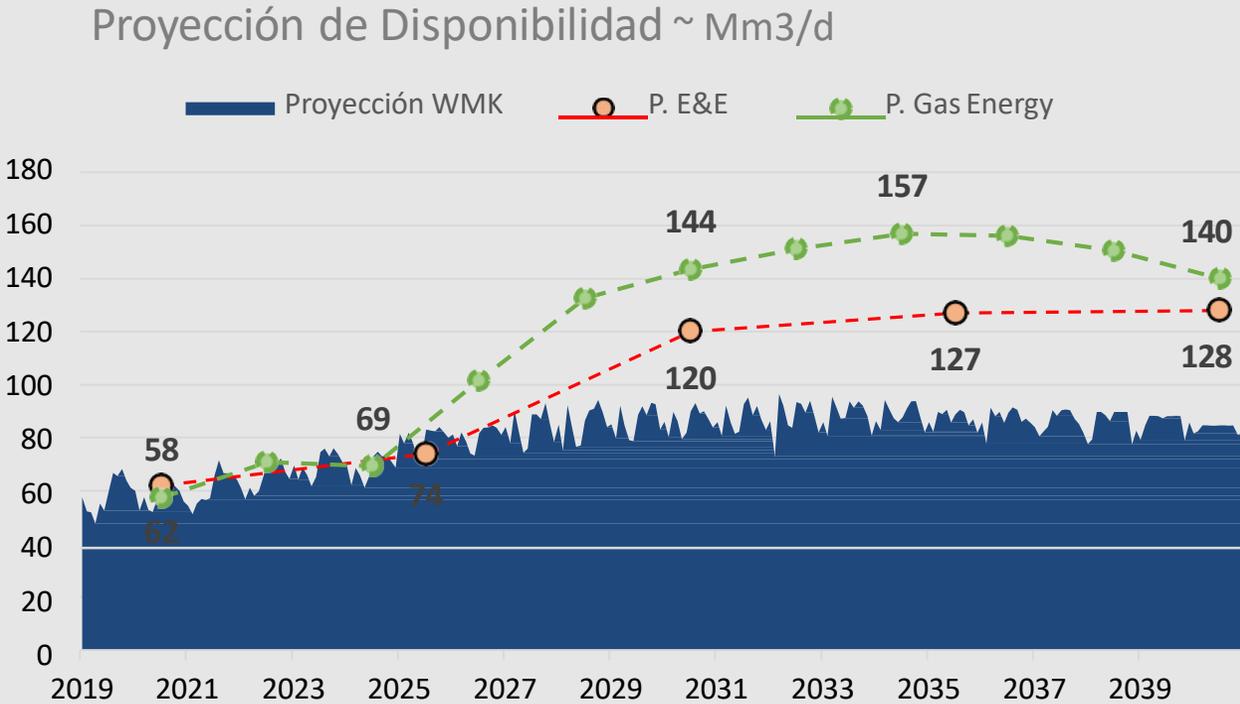
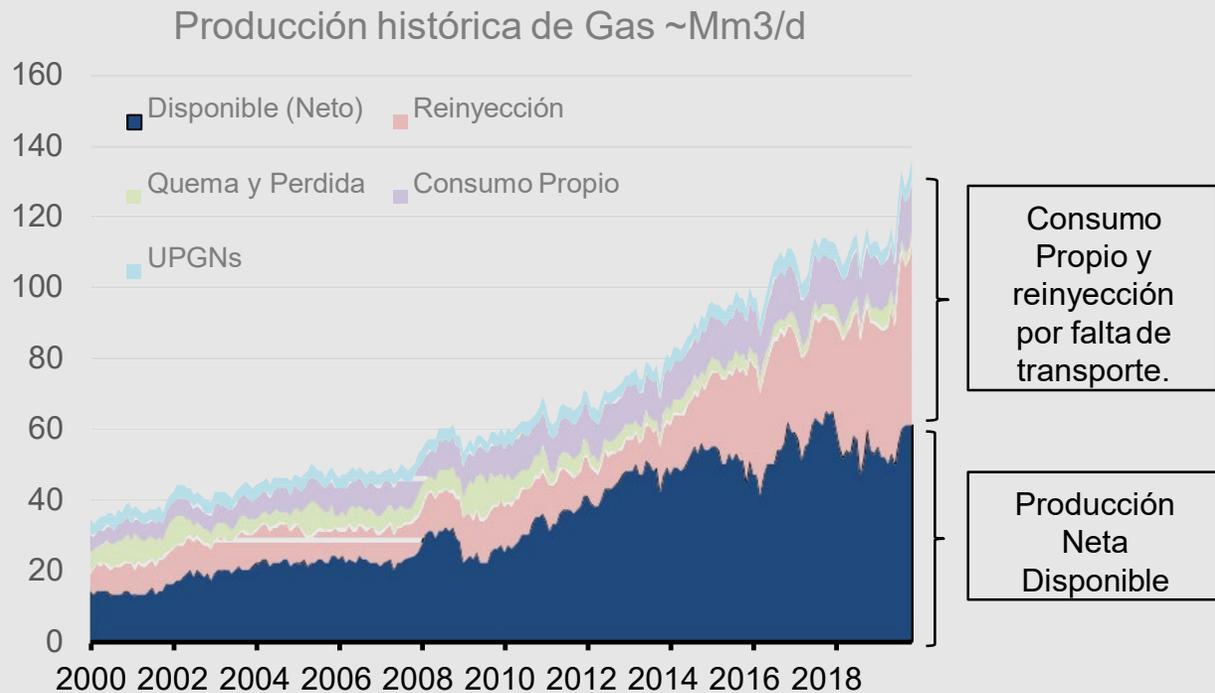


Demanda ~ Región Sur (Mm3/d)



- Base Case* prevee un incremento del 29% (96Mm3/d) hacia el año 2025 y un 58% (118Mm3/d) para el año 2040.
- High Case** prevee un incremento de la demanda de 43% (124Mm3/d) para el 2025 y un 83% (159Mm3/d) para el año 2040.
- El 10% de la demanda total país, corresponde a la región sur, comprendida por las zonas de Parana, Río Grande do Sul, Santa Catarina y Uruguaiana. Se espera que esta región (en el caso menos favorable) llegue a duplicar su demanda hacia el año 2040.
- En el sur, se observa un potencial de demanda a captar para Rio Grande do Sul - la zona más asequible para el gas Argentino - de no más de ~2/3Mm3/d sin obras de reversión y ampliación del gasoducto TGB.

Oferta local en Brasil: proyectos rentables y actual reinyección pueden afectar el potencial exportable de Argentina



- Con el nuevo mercado de GN, se busca incentivar al productor privado a que empiece a mirar el mercado como una opción. Con las inversiones necesarias la producción del Pre salt, considerando solo las áreas ya licitadas, **para 2030 alcanzaría los 144 MMm3/d**
- Nuevas inversiones en capacidad de evacuación y tratamiento podría **incrementar la producción neta disponible** (dado el alto nivel de reinyección a yacimiento)
- **Potencial incremento de la producción** de gas asociado por el desarrollo del pre-salt

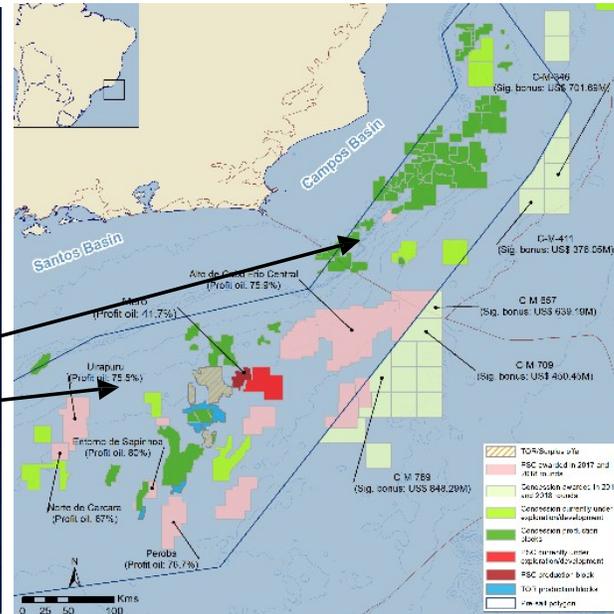
El PRE SALT : Salto de producción bruta de +20 MMm3/d en Santos durante el 2019

El pre Salt- abarca las cuenca de Campo y Santo

Cuencas sedimentarias de Brazil



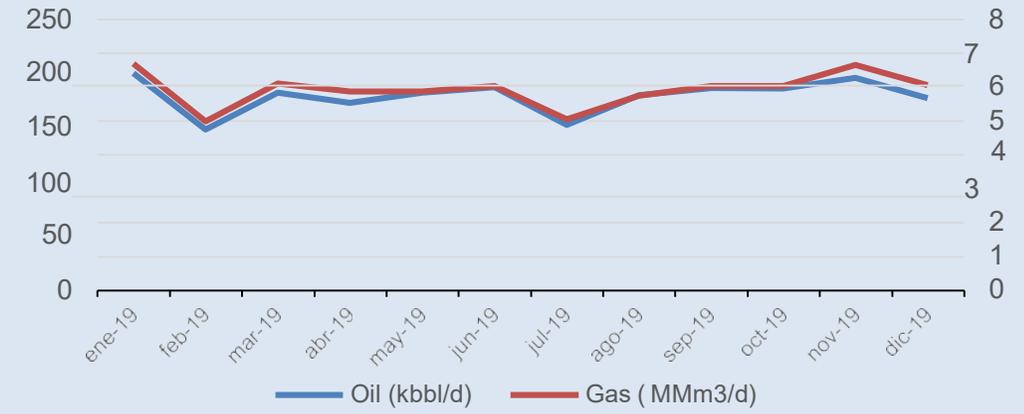
Mapa de concesiones del pre salt tras las rondas de 2017/2018



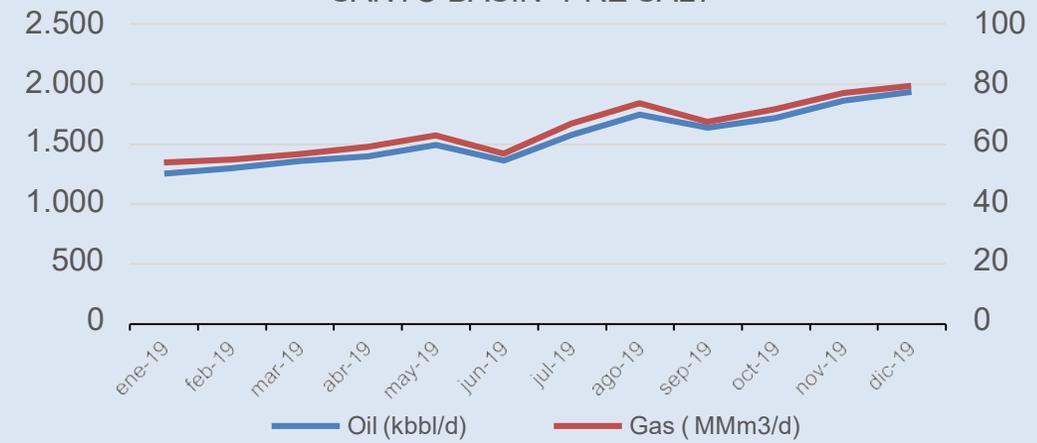
La producción de gas del Pre Sal, es todo producción asociada al petróleo. Si bien Santos aumentó en casi +25 MMm3/d su producción bruta de gas – como aplicación de EOR y por falta de capacidad de evacuación y tratamiento – presenta altos niveles de reinyección.

Producción Bruta Pre Salt 2019

CAMPOS BASIN - PRE SALT



SANTO BASIN -PRE SALT

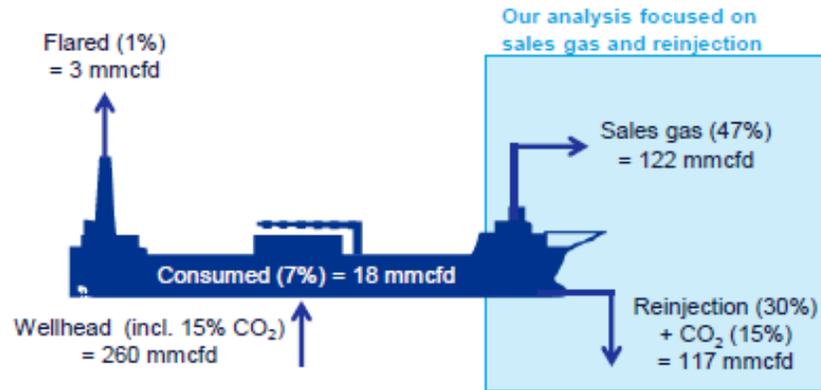


Source: mapa de la EPE, historia de producción ANP ,

CAPTACIÓN como limitante principal a la comercialización del gas de la cuenca Santos.

¿Qué se hace hoy con el gas producido?

Base case scenario for a 180,000 b/d FPSO
Gas oil ratio (GOR) = 1,440 scf/bbl



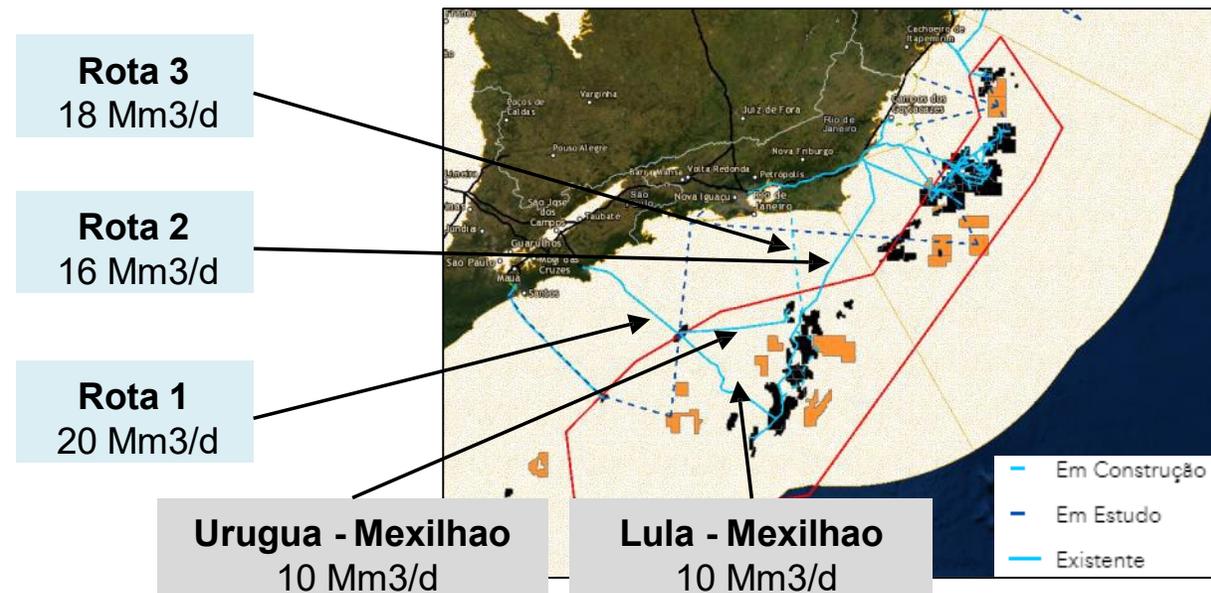
La reinyección de gas junto con el CO₂, mientras sea miscible, tiene un impacto positivo en el recupero de petróleo al reducir la viscosidad del mismo. Sin embargo **el volumen de inyección está limitado por las condiciones de reservorio** y mantener ratios de inyección altos de forma prolongada puede formar gas libre y afectar el reservorio (gas breakthrough). En algunos campos a día de hoy se inyecta agua alternadamente con el gas (WAG) para mantener la presión del reservorio y evitar que esto suceda, pero **eventualmente sin la inversión en instalaciones de captación de gas, la producción de petróleo se podría ver comprometida.**

¿Cuál es la capacidad de evacuación?

Tres principales gasoductos en operación o construcción:

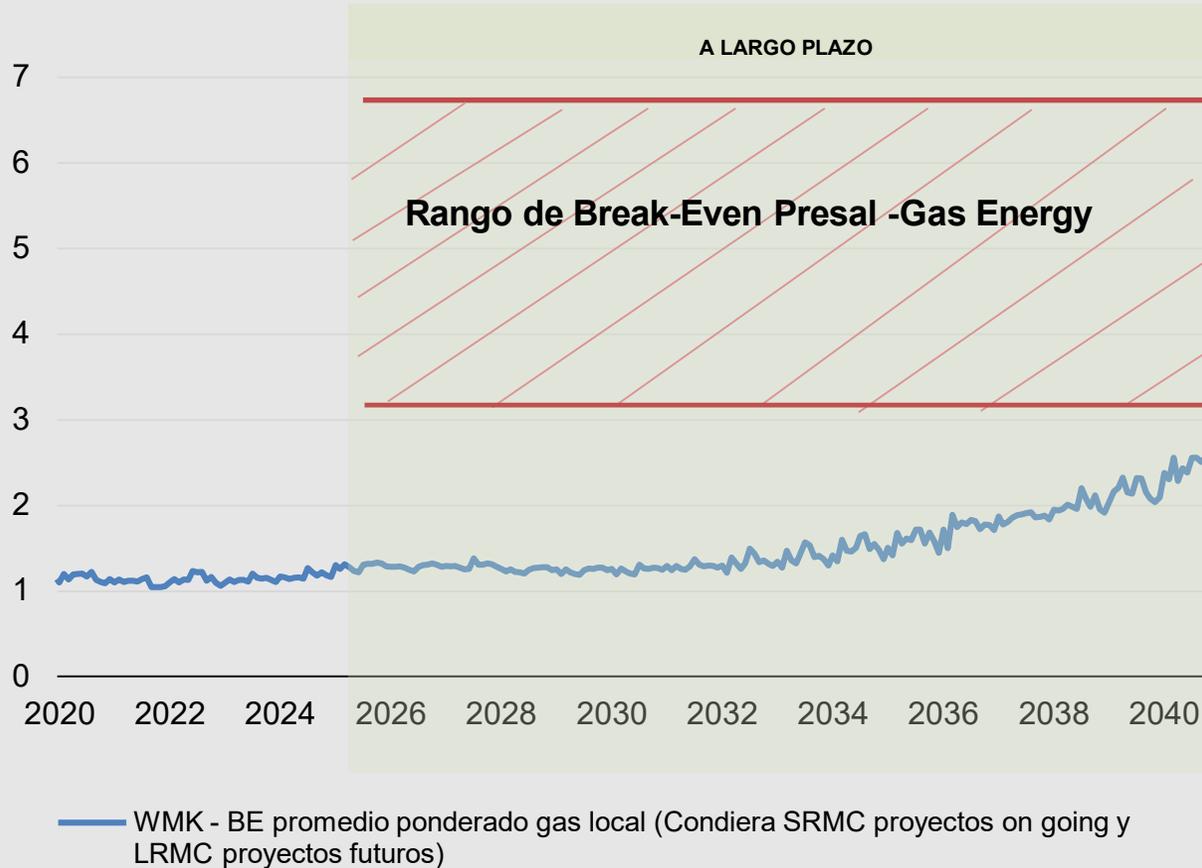
- **Rota 1** (PBR; Galp; Shell): Actualmente la rota 1, tramo lula – mexilhao no tiene capacidad y el exceso de gas se maneja con niveles de reinyección entorno al 45%.
- **Rota 2** (PBR; Galp; Shell; Repsol): según estimaciones de WMK llegaría al tope de su capacidad durante el 2020.
- **Rota 3** (PBR): En construcción, agregará 18 MMm³/d de capacidad de evacuación durante el 2020.

Adicionalmente hay varios gasoductos en estudio para la evacuación de posible producción de áreas en estudio.



Oferta local en Brasil: potencial de Gas asociado apalanca la competitividad del portafolio de gas brasileiro

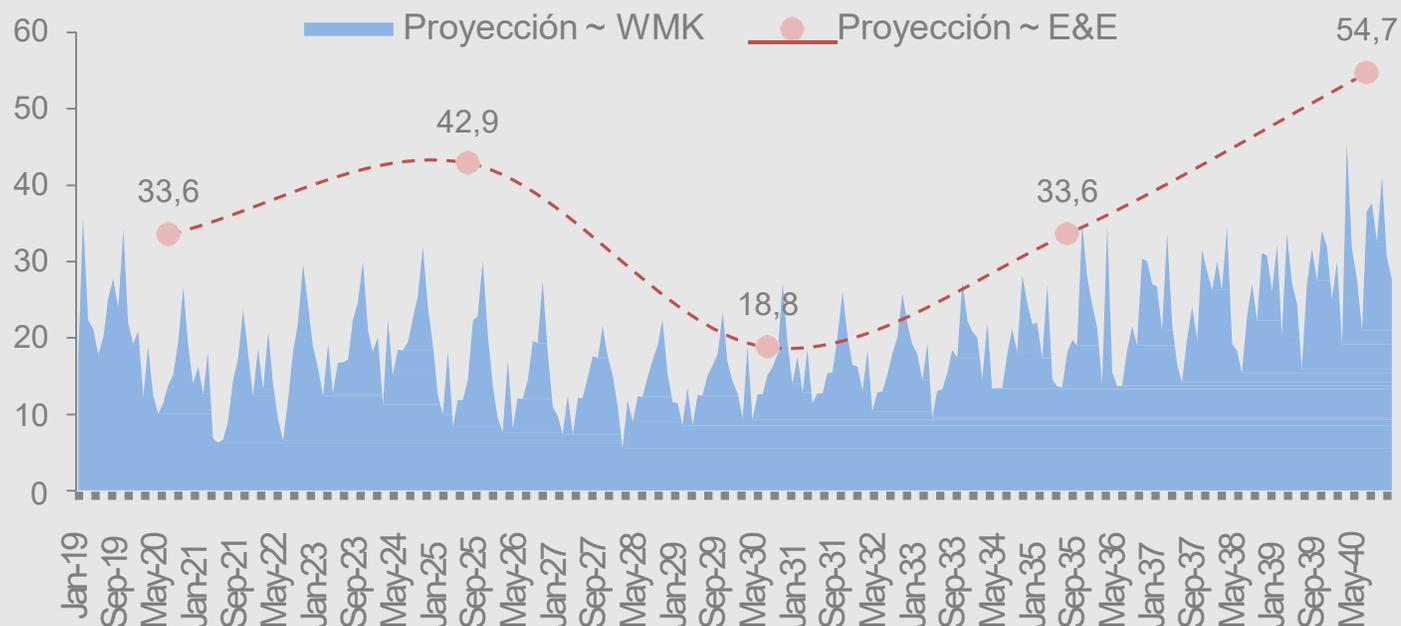
Evolución de los Break Even – USD/MBtu



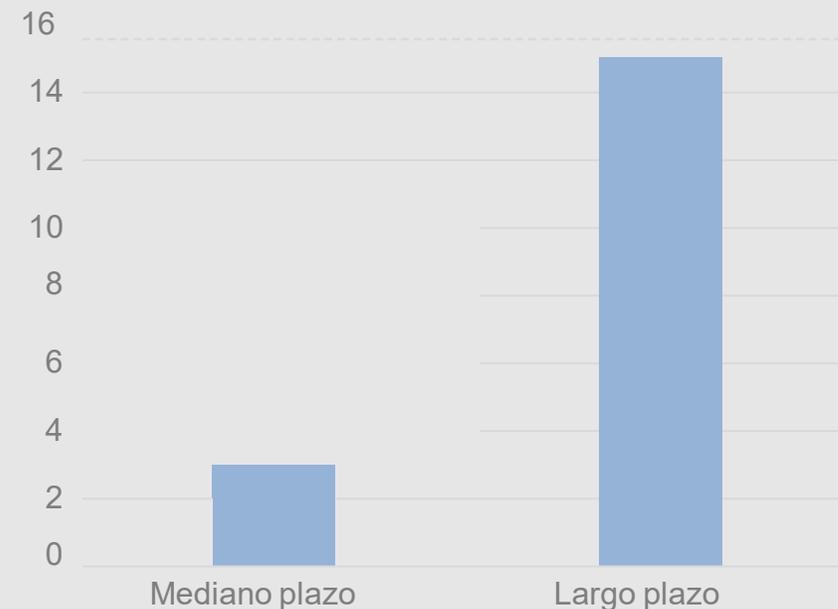
- Cartera de proyectos presenta **breakevens competitivos** para desarrollos de largo plazo (~3,1/6,9 USD/Mbtu).
- Este rango contempla la construcción de dos nuevos gasoductos de captación y la capacidad asociada de tratamiento.
- El BE promedio ponderado por volumen a nivel país, en el rango 1,1 – 2,8 USD/Mbtu. Esto contempla los proyectos actualmente en operación valuados a Short Run Marginal Cost (SRMC) que representa el Opex variable. Considerando que todo el gas nuevo es asociado el portafolio de gas brasileiro analizado en su conjunto es altamente competitivo.

Balance oferta y demanda de Brasil: oportunidad para Argentina de competir por saldos exportables

Importaciones (LNG + ARG + BOL) ~ (Mm3/d)



Potencial Impo (ARG) ~ Mm3/d



Oportunidad de suministro de Gas desde el mercado Argentino, con un potencial de 12/16 Mm3/d, supeditado a la volatilidad estacional.

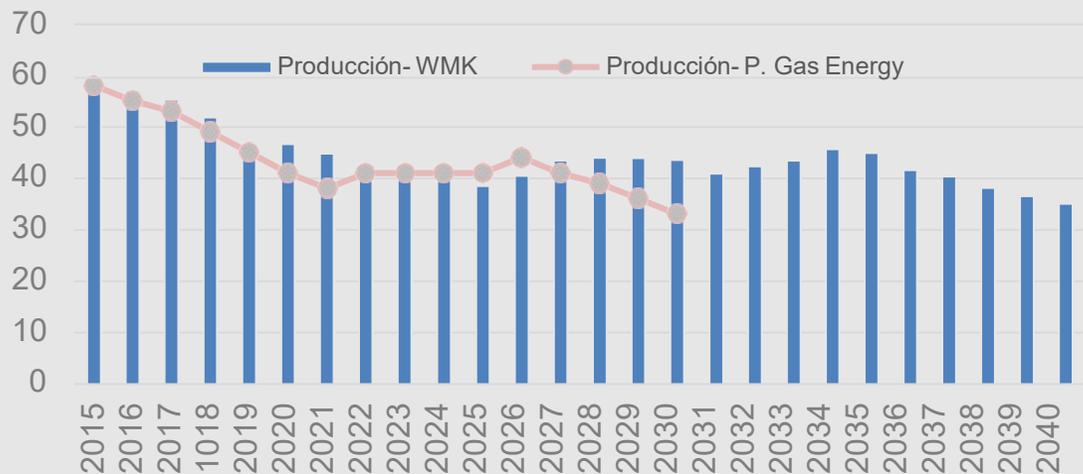
Los principales desafíos consistirán en:

- **Infraestructura y contractualización:** gasoducto hasta Porto Alegre en conjunto con un nueva CT, bajo un contrato de abastecimiento de gas a largo plazo (15 a 20 años).
- **Competitividad en precio:** generar condiciones para colocar el gas de Vaca Muerta para abastecer una demanda que contiene gas local, importaciones de Bolivia y LNG.

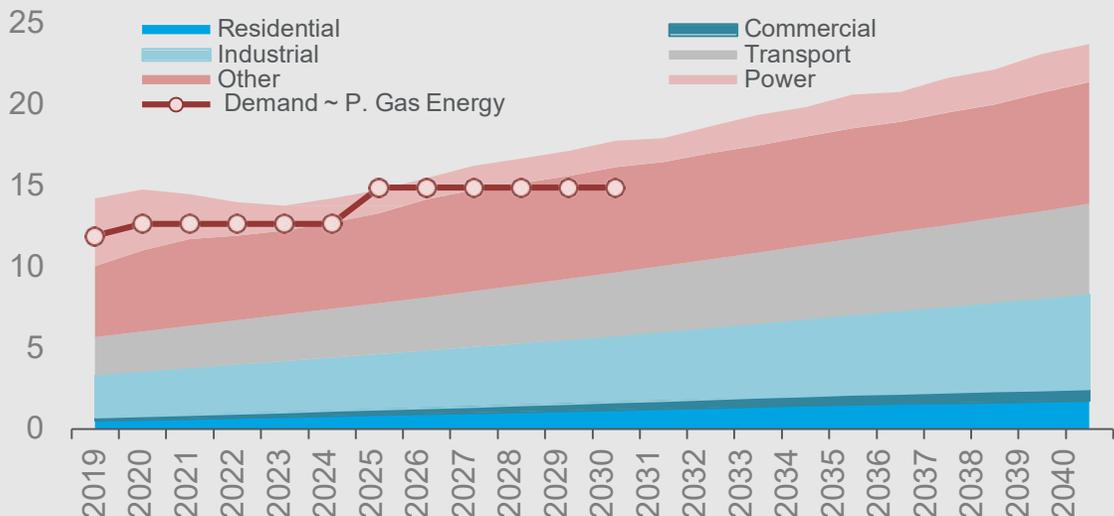
El rol de Bolivia: oferta y demanda local suponen disminución de niveles de expo a Brasil en el mediano y largo plazo



Disponibilidad ~ Mm3/d



Demanda ~ Mm3/d



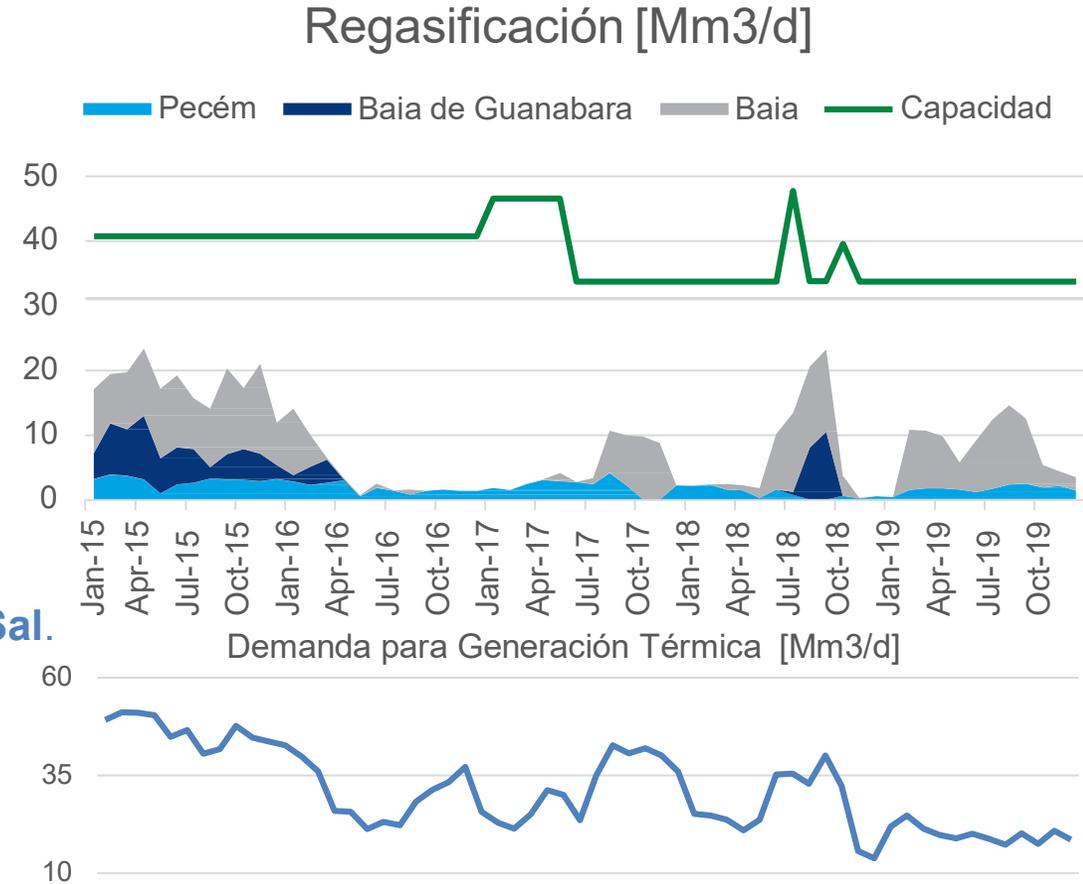
Source: Wood Mackenzie

Exportaciones



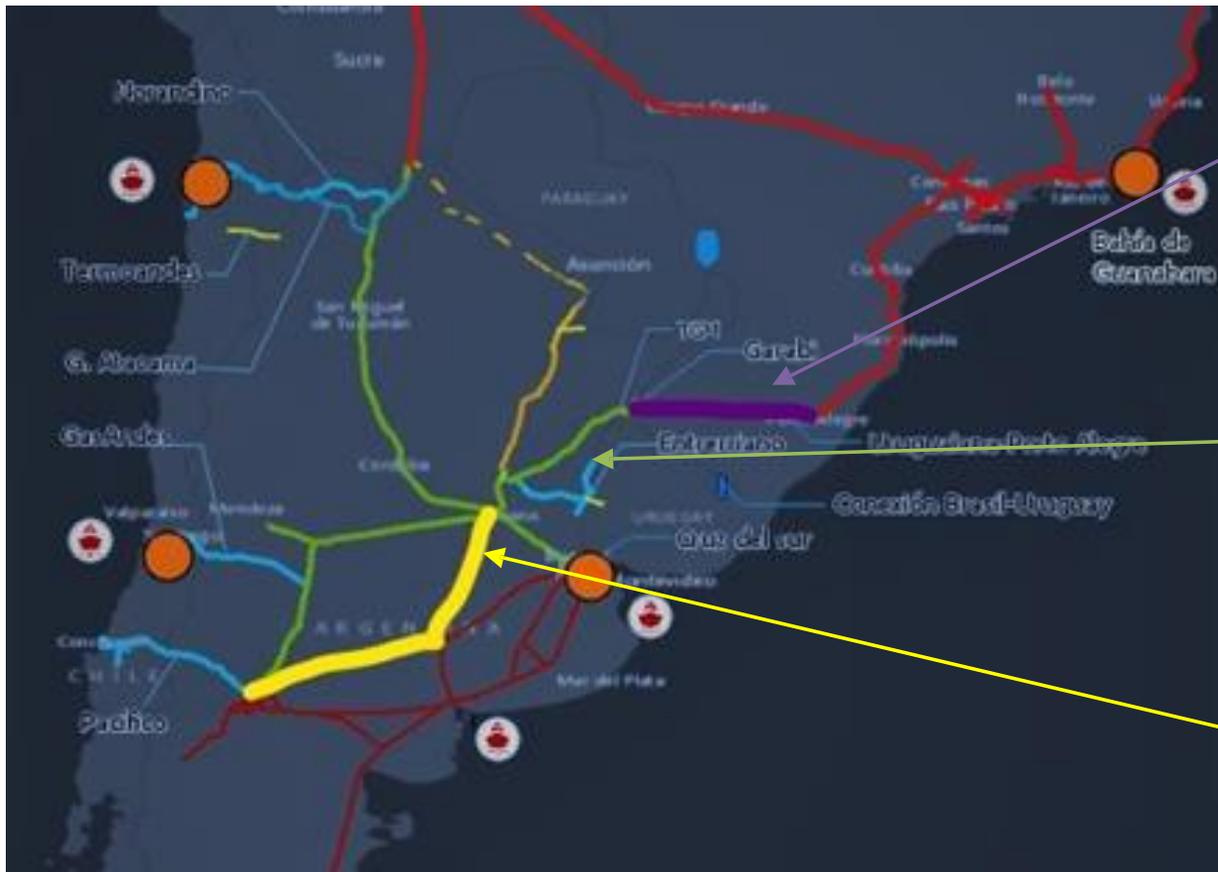
Dado el declino en el saldo oferta - demanda, se prevé una caída inter anual en las exportaciones hacia Brasil y Argentina. Si bien se creó YPFB Brasil buscando negociaciones directas con actores privados, no se espera que Bolivia pueda sostener una estrategia de exportación a largo plazo mas allá de los 20 Mm/d del contrato con PBR, dando la posibilidad que el mercado Argentino capture parte del volumen.

GNL: a pesar del bajo factor de uso, sigue siendo un sector en ampliación



La utilización de las terminales de regasificación esta atada a la generación térmica y paradas de planta del Pre-sal. Por eso los nuevos contratos también incluyen proyectos de centrales térmicas asociados. Golar tiene varios proyectos para distribuir GNL en camiones.

Transporte: se requiere un desarrollo robusto de la red para abastecer el sur de Brasil



TSB: Conexión Uruguayana – Porto Alegre
 (Conexión con TBG)
Inversión: 600 – 2.140 MUSD
YPF Gas Energy
Tarifa: 0,7 – 1,8 USD/MBTU (*)

TGM: Gasoducto de Exportación a Brasil
 Capacidad Actual: 2,8 Mm3/d
Inversión: 400 – 550 MUSD
Tarifa: ~ 1,0 USD/MBTU ()**

TGC: Nuevo Gasoducto Argentino
 Neuquén - Litoral
Inversión: 1.500 – 2.000 MUSD
Tarifa: 1,2 – 1,7 USD/MBTU

Inversiones necesarias en transporte oscilan entre 2,5 y 4,7 BUSD para conectar el gas de Vaca Muerte con el sur de Brasil, impactando entre 2,9 y 4,5 USD/Mbtu en materia de competitividad (TSB capacidad de ~15Mm3/d. GASBOL puede tomar solo 2,8Mm3/d, luego requiere ampliaciones)

La posición de Gas Energy fue determinante: no ven viable su construcción. Entienden que en el periodo que se hagan los estudios y permisos correspondientes, más el periodo de construcción, el mercado ya va a estar más maduro y se habría perdido la oportunidad.

(*) La inversión depende del valor de la pulgada-metro. (YPF considera 40 USD, según las últimas cotizaciones del TGC, y Gas Energy considera 100 USD) y la cantidad de plantas compresoras (YPF no considera en una primera instancia) La tarifa varía dependiendo si es de repago de inversión o entry-exit

(**) Incluye el tramo Litoral – Aldas Brasileiras

Competitividad del gas Argentino: ¿es el gas de Vaca Muerta competitivo respecto de otros plays en Brasil?

Vaca Muerta

- Costo logístico alto con un costo de transporte + gas combustible de entre 3,4 y 4,6 USD/MMBtu
- Grandes inversiones en infraestructura de transporte necesarias representan un gran desafío para su viabilidad

Bolivia

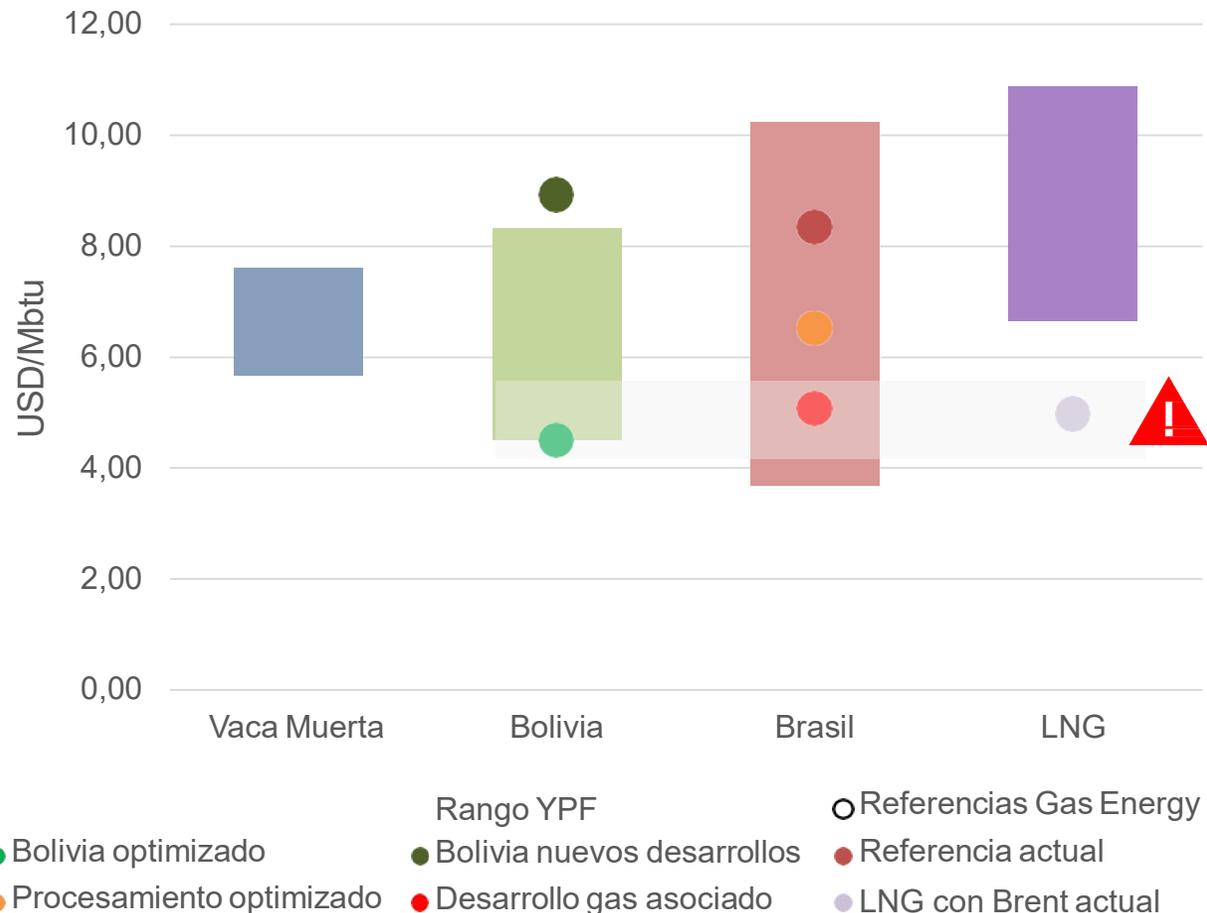
- Actualmente exporta a un precio de 6,2 USD/MMBtu
- Por BE Price tiene margen para bajar hasta 5 USD/MMBtu
- Si resigna regalías (tasa 50%) puede producir gas de forma rentable a 2,5 USD/MMBtu.

Brasil

- Por mercado centralizado comercializa el gas a 8,3 USD/MMBtu
- Con inversiones en Midstream puede lograr proyectos de menos de 2,00 USD/MMBtu (gas asociado actualmente reinyectado)

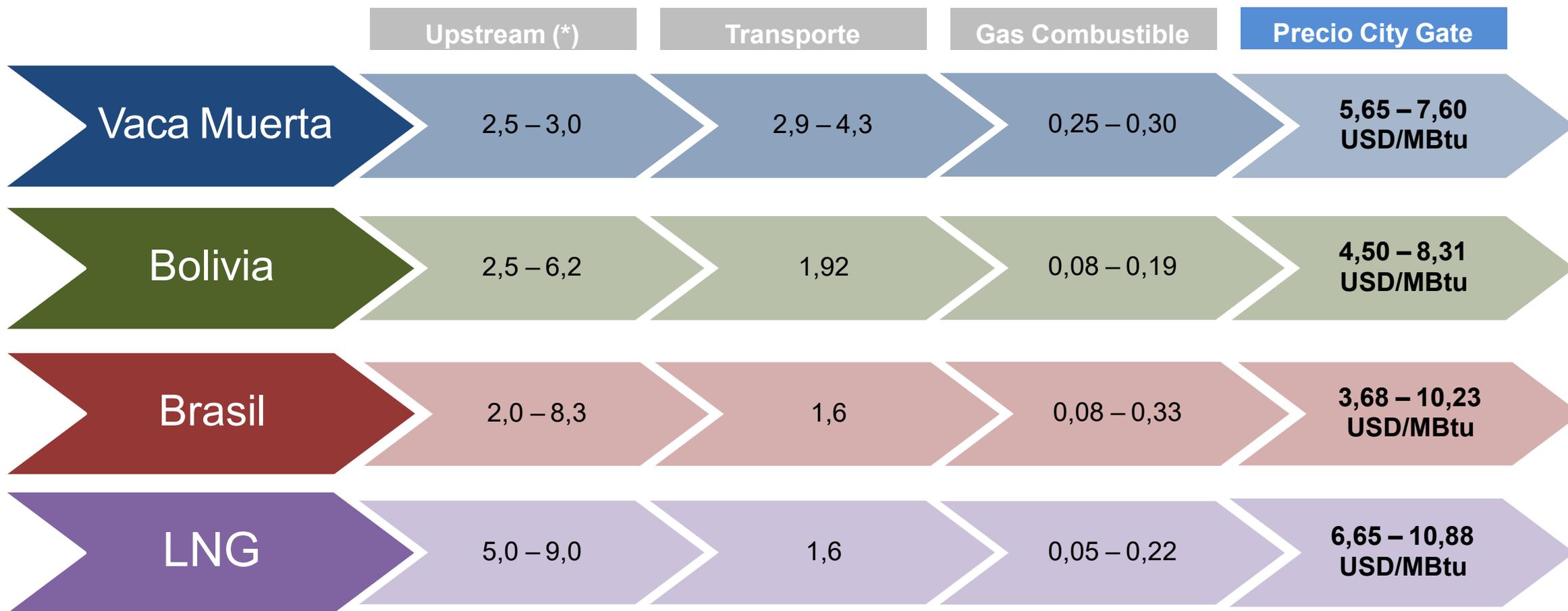
LNG

- Al inyectarse cerca del city gate sus costos logísticos son los más bajos.
- Dificultad para contratar a largo plazo sin un hedge apropiado



El gas de Vaca Muerta aparece como una alternativa a precios actuales, pero con menores upsides a la baja respecto de opciones como Bolivia, producción local de Brasil y escenario de LNG a precios actuales

Competitividad del gas Argentino: ¿es el gas de Vaca Muerta competitivo respecto de otros plays en Brasil?



Vaca Muerta es competitiva respecto de la situación actual, pero:

- Bolivia tiene posibilidades de reducir el precio de su gas dado que son desarrollos convencionales
- Brasil tiene proyectos rentables para potenciar la oferta local
- El precio del LNG es fluctuante a los precios internacionales, con perspectiva a la baja.

(*) Criterios para minimos y maximos de Upsstream (precio actual vs breakeven) // Bolivia considera BE optimizado de regalías // Brasil considera un BE promedio ponderado con fuente WoodMackenzie

Conclusiones: ¿es el gas de Vaca Muerta una oportunidad concreta?

Oportunidades

- Tendencia regulatoria favorable a exportación
- Perspectivas de demanda al alza
- Volumen a largo plazo identificado para exportación en torno a 15Mm³/d, Región Sur principal demandante (9Mm³/d Distcos, 6Mm³/d Usinas ~ 6Mm³/d actuales)
- Perspectivas favorables de oferta y demanda en Bolivia respecto a que se generen saldos exportables a Brasil
- Alternativa de exportación de EE como quick win (AESU Uruguiana) a analizar– valor agregado a bajo nivel de inversión
- Alternativa de exportación estacional Arg/Br LNG a analizar

Riesgos

- Alto nivel de inversión en infraestructura, generando alta dependencia para un único posible comprador
- Competitividad en precio no garantizada (Brasil y Bolivia cuentan con Upside para ser mas competitivos)
- Robusta cartera de proyectos en Brasil supone fuertes incrementos de producción de gas local
- Estacionalidad de la demanda local podría afectar los saldos exportables en firme
- Necesidad de contractualización de transporte sobre TGB a largo plazo (+15 años) y ampliación de tramos finales.
- Antecedentes de contractualización a largo plazo no favorables (juicios pendientes) – pérdida de confianza

La opinión de Gas Energy es que la alternativa del gas argentino en Brasil es remota y poco probable. Ven a la producción del Presal y el GNL como los principales competidores por el mercado de gas de Río Grande do Sul. Sugieren explorar la oportunidad de un acuerdo con GOLAR como proveedor de GNL de las plantas del sur.

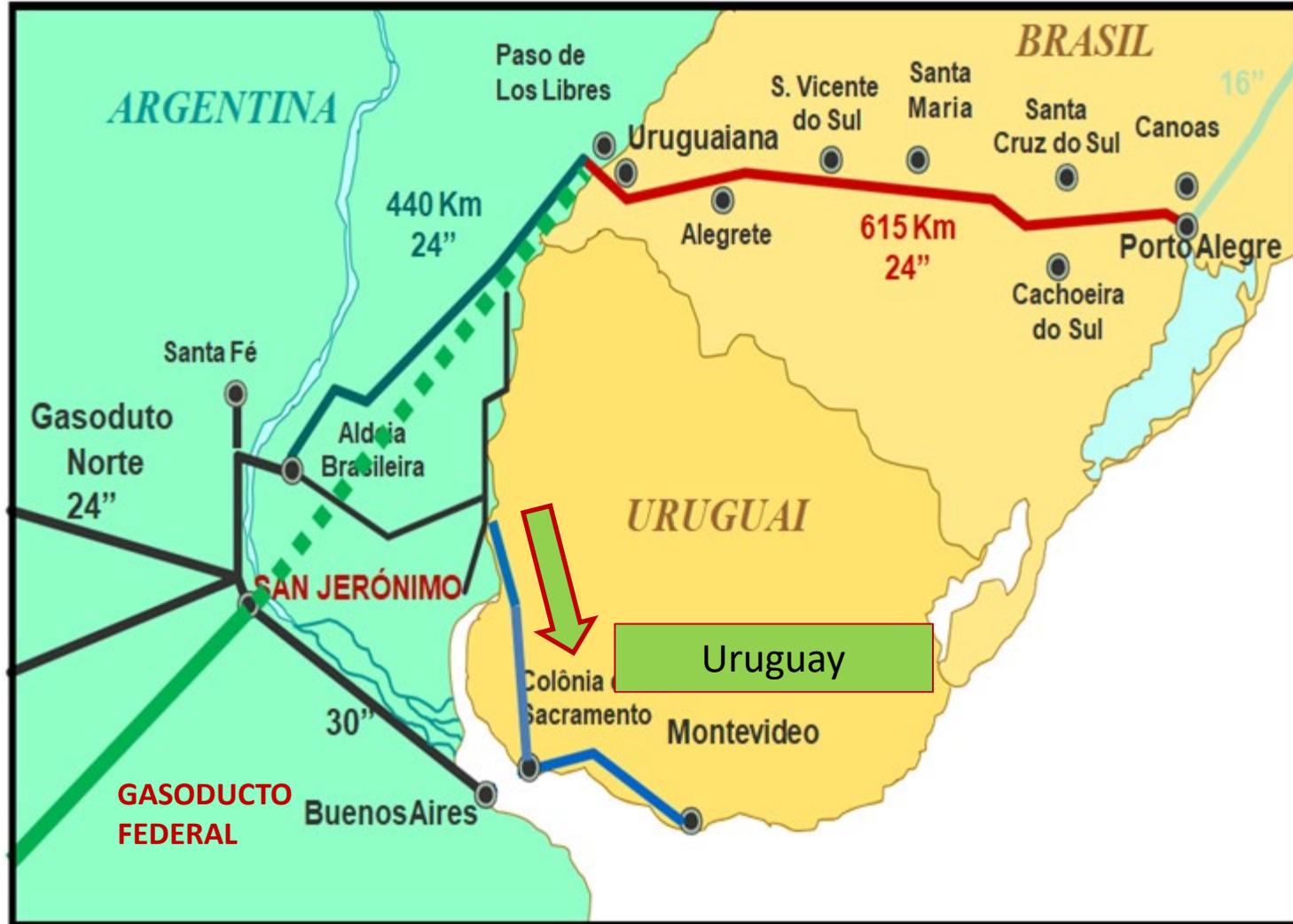
impactos : 4

Expansión del sistema de transporte de gas natural:
POTENCIALIDADES del GASODUCTO FEDERAL

Desarrollo del Mercado de Uruguay – Junio 2020
(en estudio con Ministerio de Energía de Uruguay)



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación



Demanda Potencial de Gas - Uruguay

CORTO PLAZO:

0,3 MM3/día FIRME

1,5 MM3/día INTERRUMPIBLE

MEDIANO/LARGO PLAZO: 5 A 10 años

5 a 6 MM3/día

Eje III:

CUARTA CENTRAL NUCLEAR

ATUCHA III



Secretaría de Energía
Ministerio de Desarrollo Productivo
Presidencia de la Nación

**Gobierno Alberto Fernández-
Cristina Fernández de Kirchner**

CENTRAL NUCLEAR ATUCHA III



NUCLEOELECTRICA ARGENTINA S.A.

Mayo 2020 – Buenos Aires



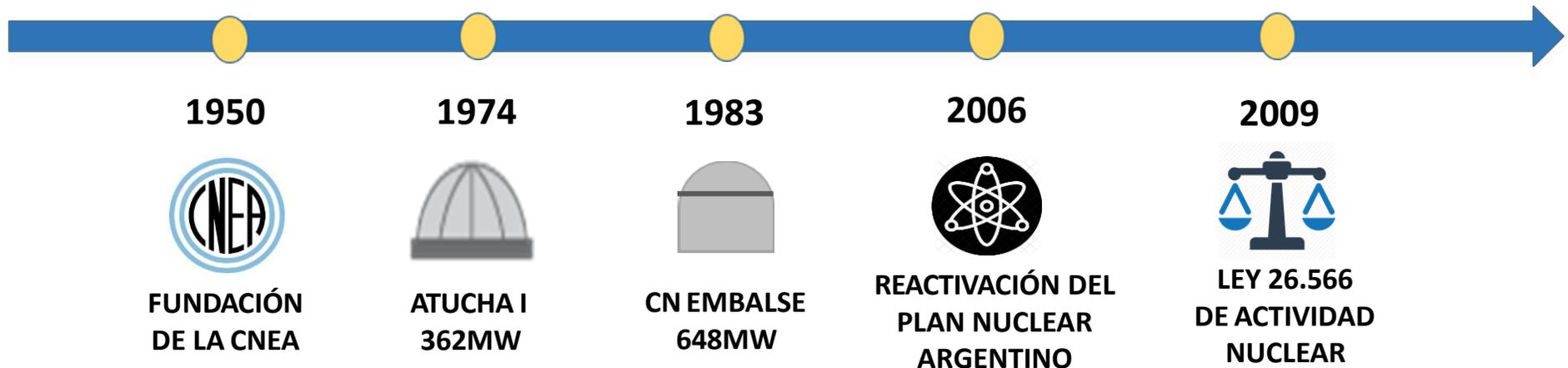
CONTENIDO

INTRODUCCION	1
FORTALEZAS DEL PROYECTO ATUCHA III	3
LA ENERGIA NUCLEAR EN EL MUNDO	4
ATUCHA III EN LA MATRIZ ENERGETICA	5
REDUCCION DE EMISIONES	7
TECNOLOGIA HPR-1000 (HUALONG –ONE)	8
MARCO LEGAL DEL PROYECTO	9
ESQUEMA GENERAL DEL PROYECTO ATUCHA III	11
COMPETITIVIDAD DEL COSTO DE ENERGIA	12
CONTRATO EPC	13
CRONOGRAMA DE INVERSION	15
COMPARACION DE ESTRUCTURAS FINANCIERAS	16
FINANCIAMIENTO CORPORATIVO	18
FINANCIAMIENTO SOBERANO	19
VENTAJAS DEL FINANCIAMIENTO SOBERANO	23



1. INTRODUCCION

Desde su descubrimiento a mediados del Siglo XX, la producción de **energía de fuente nuclear** ocupa un lugar preponderante en la matriz energética de muchos países desarrollados. La Republica Argentina tuvo una inserción temprana y fértil en ese campo tecnológico con la fundación de la **Comisión Nacional de Energía Atómica** en 1950. Nuestro país fue el primero de la región en contar con un reactor de potencia cuando en 1974 entró en operación de **Atucha I en 1974**, nuestro país Esta política de desarrollo es reafirmada en el año **2006** con la reactivación del **Plan Nuclear Argentino** y la compleja tarea de finalizar la Central Nuclear Atucha II. En esa línea, la promulgación de la **Ley de Actividad Nuclear en 2009** declaró de interés nacional la construcción de una **cuarta central nuclear** en Argentina, encomendando a **Nucleoeléctrica Argentina S.A.** esa tarea.

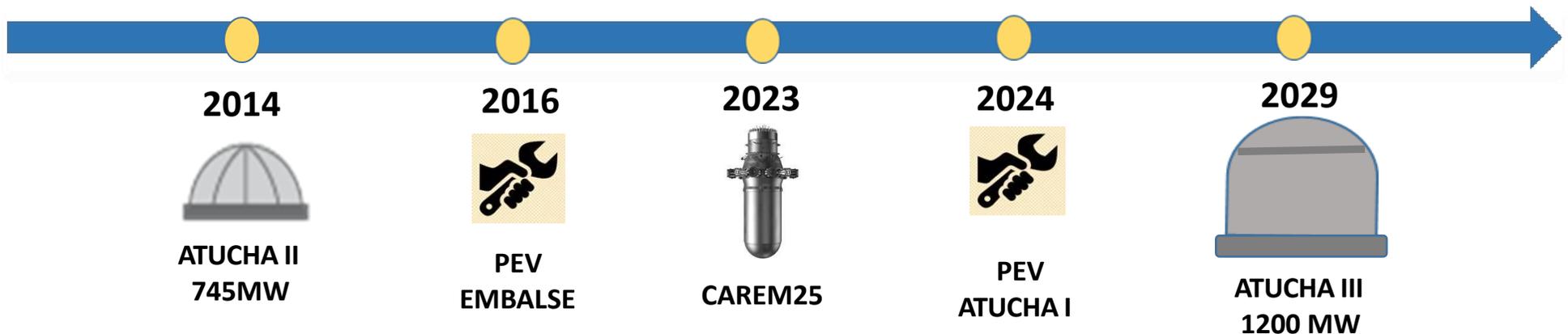




2. INTRODUCCION (2)

El crecimiento de la generación de fuente nuclear en las últimas dos décadas se ha concentrado fundamentalmente en **Asia**, teniendo a China entre los países con gran capacidad de innovación y desarrollo en ese campo. La relación histórica entre nuestro país y la **República Popular China**, reforzada a partir de **2014** por la decisión de avanzar en una **Asociación Estratégica Integral**, hoy permite encuadrar dentro de esa relación bilateral la construcción de una nueva central nuclear en nuestro país, incorporando a nuestro parque de generación nuclear una central de tipo **PWR de última generación** con todos los avances tecnológicos en materia de seguridad posteriores al accidente de Fukushima.

En esta presentación se describe el **contexto** global y local en el que se inserta el proyecto de la **Central Nuclear Atucha III**, con sus los principales aspectos **tecnológicos, legales, contractuales y financieros**.





3. FORTALEZAS DEL PROYECTO ATUCHA III

ENERGIA DE BASE LIMPIA Y SEGURA: 1200MW de energía despachable que otorga previsibilidad al sistema. Cero emisión de gases de efecto invernadero. Larga historia de operación segura en la Argentina.

COSTOS COMPETITIVOS: Los costos del proyecto son competitivos por la posibilidad del financiamiento concesional, comparados con los de la generación térmica. Costo de operación estable.

EMPLAZAMIENTO EFICIENTE: La central Atucha III se emplazará en Lima, Pcia. de Buenos Aires cerca de los centros de consumo, reduciendo así el costo de transporte de la energía generada.

CREACION DE EMPLEO: 7000 puestos de trabajo directos durante el pico de construcción (73 millones de horas-hombre). 500 empleos de calidad durante la etapa de operación

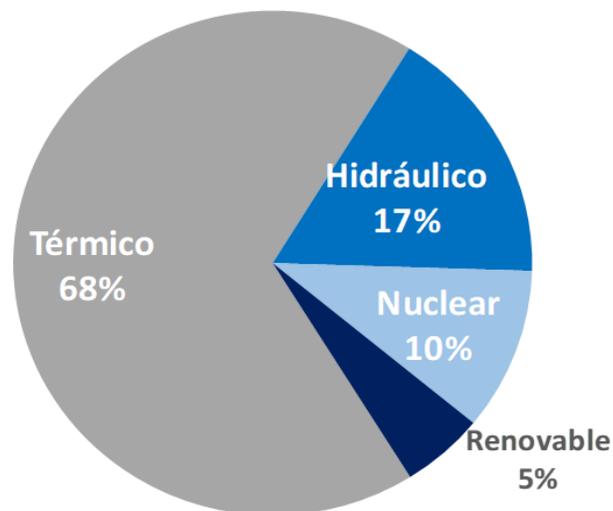
FORTALECIMIENTO DEL SECTOR: Con un importante porcentaje de localización (incluyendo fabricación del combustible) el proyecto fortalece un sector estratégico como el nuclear, que incluye Investigación, desarrollo, actividad industrial, exportación de tecnología y otros eslabones de la cadena de valor.

PRESENCIA INTERNACIONAL: Más de 60 años de historia del sector nuclear argentino con una relevancia internacional que lo ha convertido en una importante herramienta de negociación de interés estratégico en nuestra política exterior. La elección de un argentino como Director General de la Agencia Internacional de Energía Atómica refleja la presencia de nuestro país en este campo.



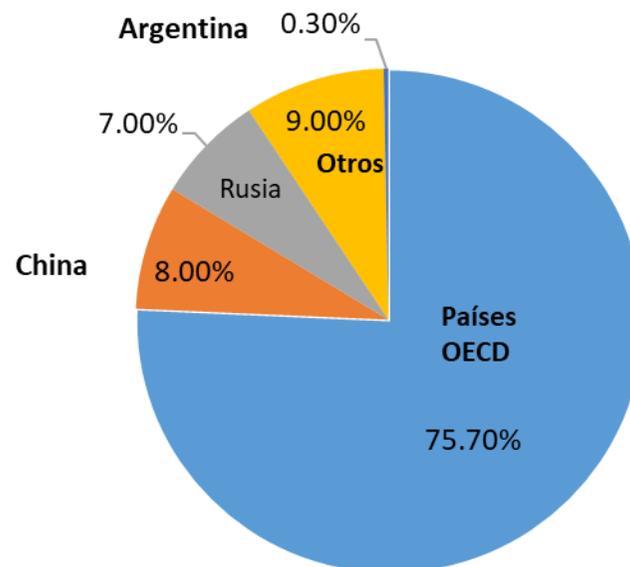
4. LA ENERGIA NUCLEAR EN EL MUNDO

MATRIZ DE LA GENERACION ELECTRICA MUNDIAL



- 435 reactores en operación en 31 países, la generación nuclear provee casi el 11% de la electricidad global.
- 60 nuevos reactores en construcción que incrementarán un 15% la capacidad instalada nuclear.
- Expansión liderada por China, Rusia y Corea del Sur principalmente.

PARTICIPACIÓN EN GENERACION NUCLEAR POR PAIS



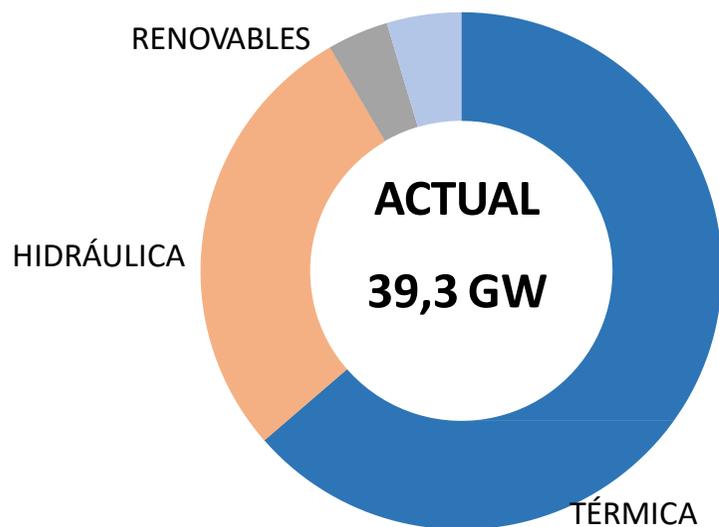
- Los países de la OCDE concentran el 75,7% de la generación eléctrica de fuente nuclear. El primer generador mundial es EEUU (33%) seguido por Francia (16%) y China (8%).
- **La tecnología más difundida es PWR, con el 70% de la capacidad instalada, similar a ATUCHA III).**



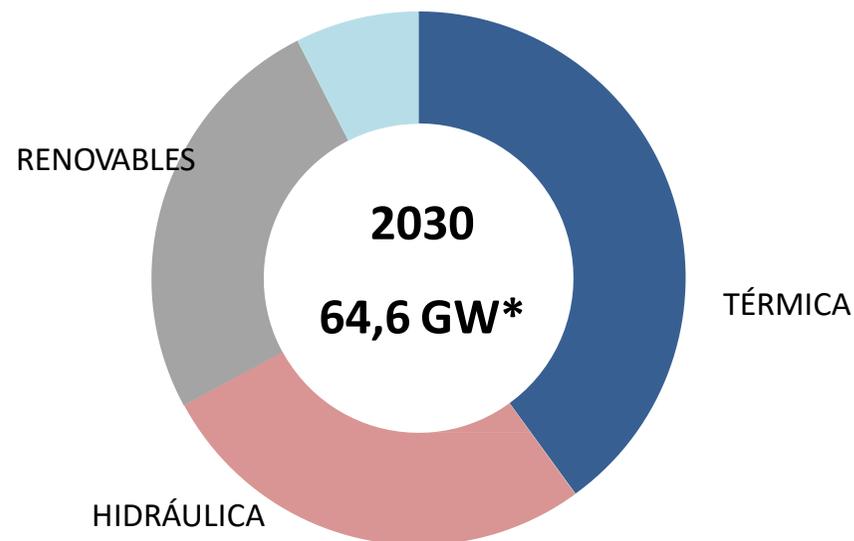
5. LA ENERGIA NUCLEAR EN LA MATRIZ ENERGETICA

CON LA INSTALACIÓN DE ATUCHA III SE MANTIENE LA PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN LA MATRIZ ENERGÉTICA

4,47 % NUCLEAR



4,57 % NUCLEAR



* Estimación de crecimiento de la Secretaría de Energía

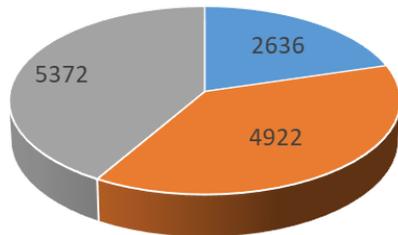


6. LA ENERGIA NUCLEAR EN LA MATRIZ ENERGETICA (2)

La incorporación de ATUCHA III con 1.200 MWe significa un aumento del 68% en la capacidad de generación eléctrica del sector nuclear.

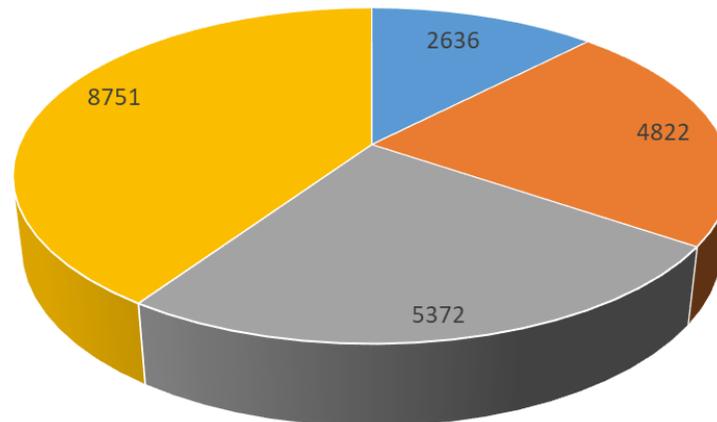
A lo largo de su vida útil de 60 años, ATUCHA III va a generar 567 TWh de energía eléctrica.

GENERACIÓN ANUAL
NASA 12.930 GWh

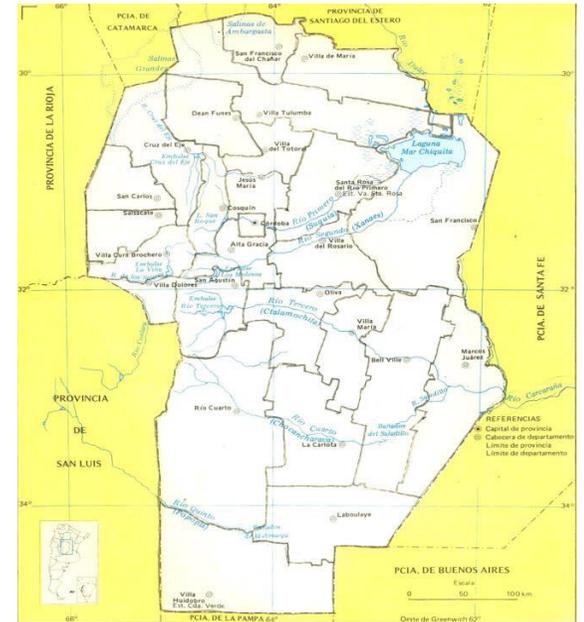


■ Atucha I ■ Embalse ■ Atucha II

GENERACIÓN ANUAL (PROYECCIÓN)
21.581 GWh



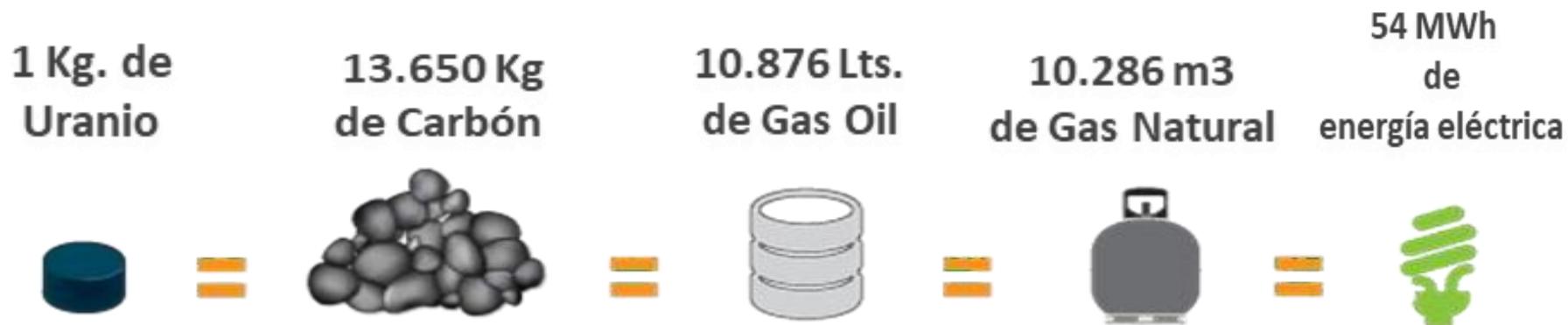
■ ATUCHA I ■ EMBALSE ■ ATUCHA II ■ ATUCHA III



Suficiente energía como para abastecer la Provincia de Córdoba.



7. REDUCCION DE EMISIONES



- ❖ Atucha III **disminuiría en un 3% el total de las emisiones** de gases de efecto invernadero de la Argentina para 2030, contribuyendo a **mitigar el cambio climático** y al cumplimiento de los compromisos asumidos por el país.
- ❖ Si se generaran los mismos **1200MWh con combustibles fósiles**, se emitirían, como mínimo, **3 millones adicionales de Toneladas Equivalentes de CO2** por año.
- ❖ Si se sumara el **costo adicional de emisión a los generadores térmicos**, el precio de la energía térmica aumentaría **10 USD/MWh.***

*Para el precio del carbono se utilizó como fuente SendeCO2 (trader de carbono europeo) a un valor de 20 USD/tCO2 (valor promedio 2018) y la generación equivalente a la IV CN de 8.396 GWh.



8. LA TECNOLOGIA HPR-1000 (HUALONG-ONE)



- Empresa líder en **diseño y construcción** de centrales nucleares.
- **21** centrales en operación.
- **5** centrales **HPR-1000** en **construcción** + 5 planificados para el corto plazo.
- Amplio desarrollo de la **cadena de proveedores**.
- Más de 100 mil empleados y 100 empresas subsidiarias

FUQING UNIDAD 5 (CENTRAL DE REFERENCIA)

Carga de combustible mayo de 2020
Conexión a la red diciembre 2020



FUQING – PROVINCIA DE FUJIAN – CHINA

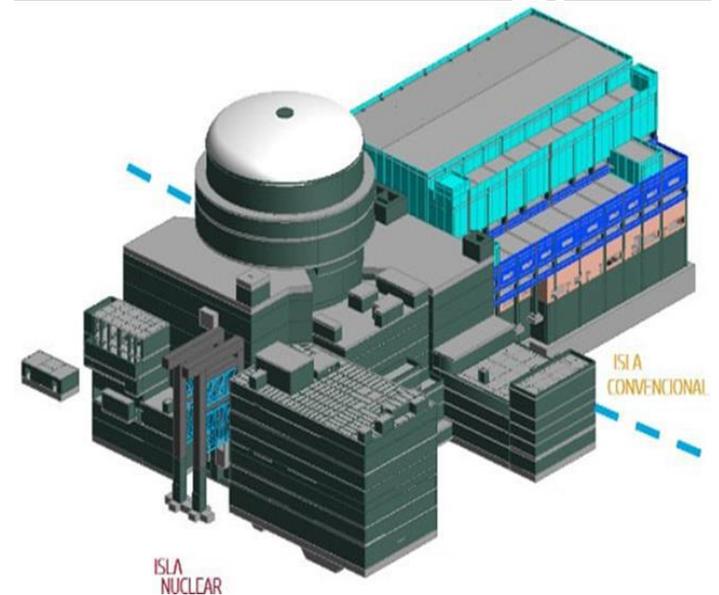


9. LA TECNOLOGÍA HPR-1000 (HUALONG-ONE) (2)

Tecnología	Potencia MWe	Factor de Carga	Eficiencia	Uranio	Plazo de Construcción	Vida Útil
HPR-1000	1.200	90%	38%	Enriquecido < 5%	8 años	60 años

- **DISEÑO CHINO DE GENERACIÓN III+ BASADO EN TECNOLOGÍA PROBADA DE REACTORES EN OPERACIÓN.**
- **DEFENSA EN PROFUNDIDAD SEGÚN PRINCIPIOS DE LA IAEA.**
- **PROTECCIÓN CONTRA EVENTOS INTERNOS Y EXTERNOS.**
- **DOBLE CONTENCIÓN.**
- **DIVERSIDAD DE FUENTES ELÉCTRICAS.**
- **SISTEMAS ACTIVOS Y PASIVOS DE SEGURIDAD CON 72HS DE AUTONOMÍA.**
- **INCORPORA LECCIONES APRENDIDAS DE FUKUSHIMA.**

Central Nuclear Hualong One





10. MARCO LEGAL (1)

LEY 27.122 (2015)

ES LA HERRAMIENTA JURÍDICA PARA LA ADJUDICACIÓN DEL PROYECTO

- Aprueba el **Convenio Marco de Cooperación en Materia Económica y de Inversiones con China**.
- Consigna que podrá **adjudicarse de manera directa** siempre que haya **financiamiento concesional chino** y la adjudicación se realice en **condiciones ventajosas de calidad y precio**.
- Se complementa con el **Decreto 338/2017**, que define que la **tasa del financiamiento concesional** debe ser **al menos 25% inferior** a la de los títulos públicos argentinos (NY), **el período de gracia** igual al plazo de ejecución y el plazo de repago de al menos 10 años.

LEY 26.566 (2009)

ES LA HERRAMIENTA JURÍDICA PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

- Declara **de interés nacional** la construcción de una cuarta central nuclear y encomienda su ejecución a NASA.
- Establece un **régimen tributario y aduanero especial**.
- Dispone que los actos realizados por NASA para la ejecución del Proyecto se regirán por las normas y **principios del derecho privado**.
- **Requiere** para la etapa de construcción, de la **promulgación de un Decreto Reglamentario** cuyo proyecto ya se encuentra en trámite.



11. MARCO LEGAL (2)

ACTIVIDADES PREVIAS A LA FIRMA DEL CONTRATO EPC

- **Obtener la Priorización** del proyecto por parte de la **Secretaría de Asuntos Estratégicos**
- Aprobar un procedimiento y elaborar un informe para acreditar las **condiciones ventajosas de calidad y precio del Proyecto** en cumplimiento del Decreto 338/2017 (requiere participación de SIGEN).
- **Finalizar la negociación del Contrato EPC**; resta acordar los montos de Responsabilidad Máxima del Contratista y las penalidades por incumplimientos de plazo y performance.
- **Definir la modalidad de financiamiento chino.**
- **Obtener las aprobaciones gubernamentales del Contrato EPC**, una vez que el texto sea acordado con CNNC.



12. ESQUEMA GENERAL DEL PROYECTO

Modalidad Contractual	EPC Llave en Mano
Contratista	China National Nuclear Corporation/CZEC
Costo EPC (MM USD)	7.900
Préstamo Chino (%)	85%
Tramo en USD-Tasa	Libor + 2,75%
Tramo en RMB-Tasa	5%
Aporte Local (%)	15%
Seguro de Riesgo Político	SINOSURE
Amortización (años)	12
Período de Gracia ⁽¹⁾ (años)	8
Capacidad Bruta (MW)	1.200
Capacidad Neta (MW)	1.065
Costo de la inversión ⁽²⁾ (MM USD/MW)	5,4
Factor de Carga(%)	90%
Generación (GWh/año)	8.396
Sitio	Atucha

(1) El período de gracia coincide con el período de construcción (99 meses).

(2) Costos de construcción "overnight" descontado al 5,5%.



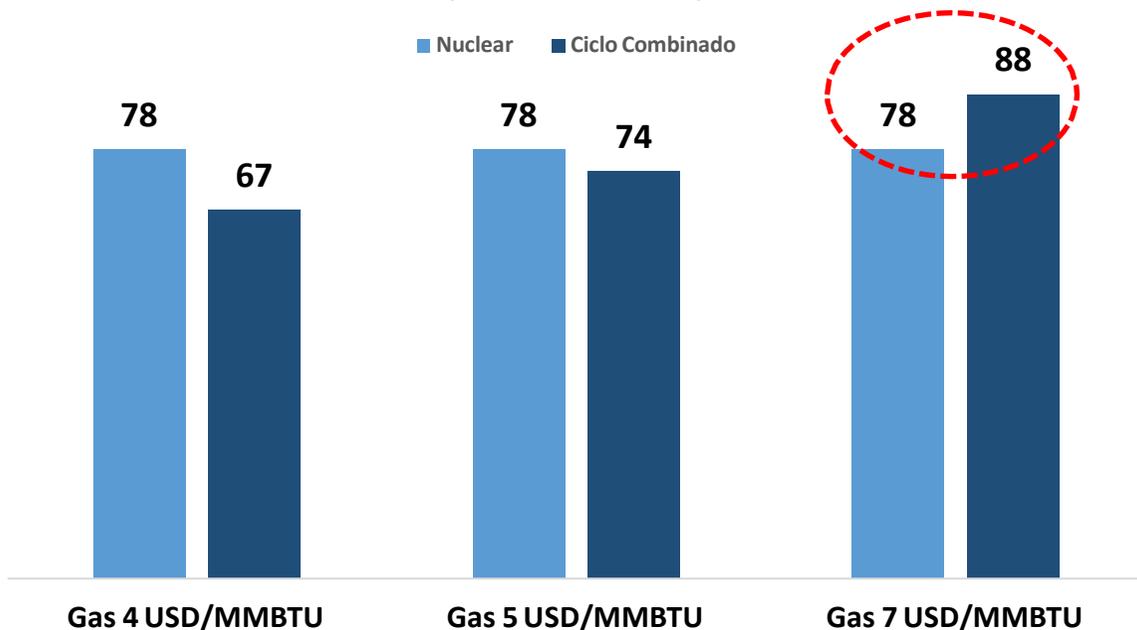
13. COMPETITIVIDAD DEL COSTO DE LA ENERGIA

Costo Nivelado de la Energía (Levelized Cost of Energy, LCOE): es el valor actual del costo unitario de la electricidad generada durante toda la vida útil de una central.

$$LCOE \text{ USD/MWh} = \frac{\sum_{t=1}^n (Inversión_t + O\&M_t + Combustible_t + Carbono_t + Decommissioning_t) * (i + r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n MWh_t * (i + r)^{-t}}$$

LCOE - USD/MWh -
(Tasa de descuento 4%)

■ Nuclear ■ Ciclo Combinado



Apertura de Costos Gas 7 USD/MMBTU

Costo	USD/MWh	%
LCOE Nuclear	78	100%
Capital	49	63%
OyM	23	30%
Combustible	5	6%
Decommissioning	0,5	1%
LCOE CC	88	100%
Capital	10	11%
Combustible	51	58%
OyM	17	19%
Carbono	11	13%

Supuestos generales: se consideró para todas las tecnologías la misma vida útil que la energía nuclear (60 años) y la producción de 8.396 GW/año. **Supuestos nuclear:** se consideró un costo de OyM total de 23 USD/MWh + 4,7 USD/MWh de combustible. Incluye el costo de decommissioning (fuente NEA-OECD). **Supuestos CC a GN:** se consideró un costo de OyM de 17 USD/MWh (Res. SEE 19/2017). El costo del carbono se consideró en 10 USD/MWh según fuenteSENDECO2.



14. CONTRATO EPC (1)

- **CONTRATO** bajo ley Argentina por la ingeniería, suministro y construcción de una central nuclear.
- **EL CONTRATISTA** se compromete a entregar una central Hualong-One de **1200 MWe de energía bruta** por USD 7.900 MM en un plazo de 99 meses y es pasible de severas penalidades si no consiguiera cumplir la entrega en el plazo acordado y performance.
- **EL PRECIO ES FIJO Y FIRME**, mitigando riesgos de sobre costos, inflación, etc.
- **EL CONTRATISTA** debe **localizar el 40%** del costo del EPC para asegurar la participación de proveedores nacionales de bienes y servicios de de gran complejidad.
- **EL CONTRATO** contempla un plazo de **garantía de 24** meses posteriores a la entrega de la central sobre todos los equipos.

La negociación del Contrato EPC está prácticamente cerrada, restando acordar dos puntos que hacen a la máxima limitación de responsabilidad del contratista y el monto máximo de penalidades aplicables.



15. CONTRATO EPC (2)

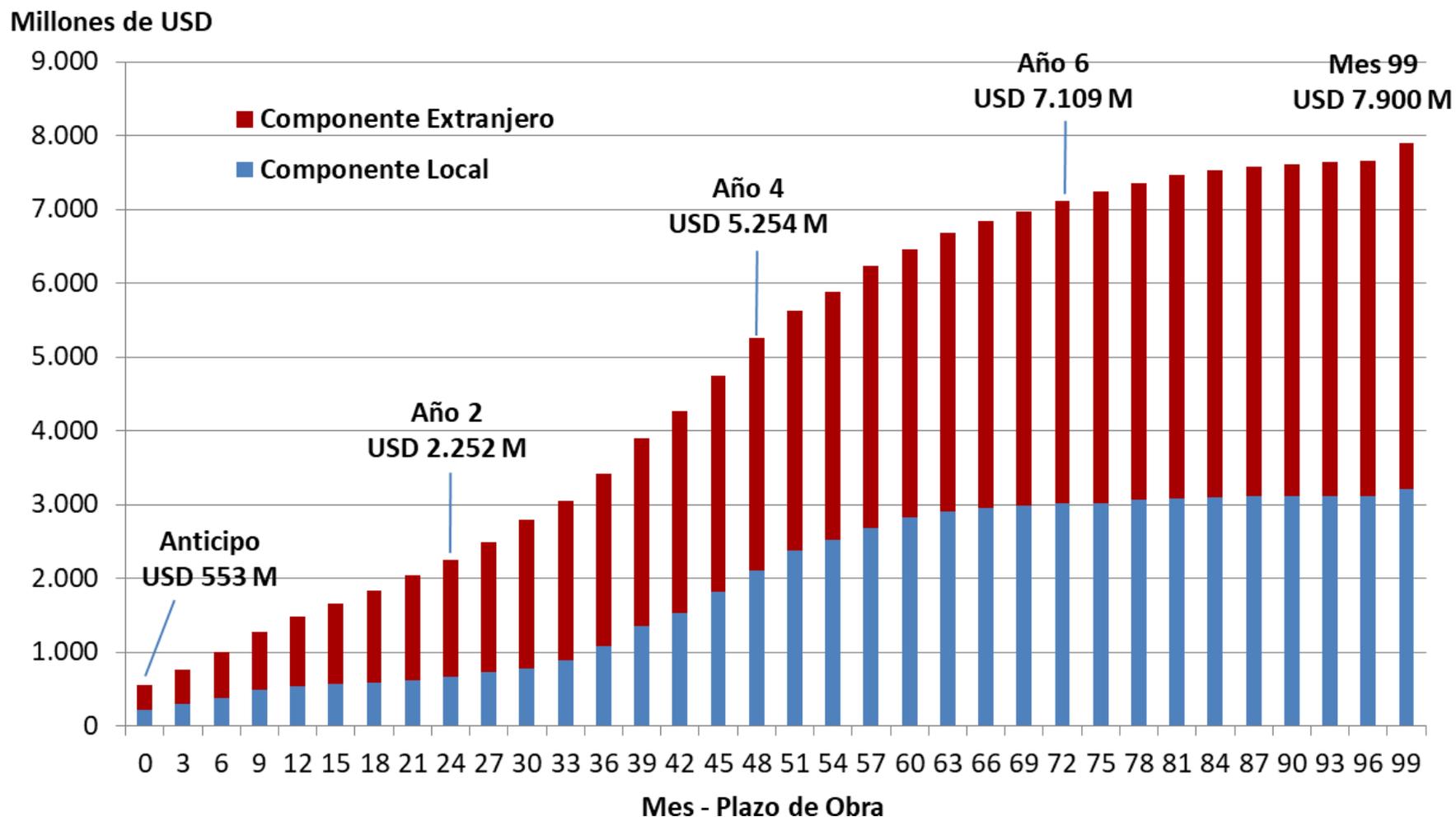
UNA VEZ FIRMADO EL CONTRATO EPC LAS SIGUIENTES CONDICIONES PRECEDENTES DEBERÁN CUMPLIRSE EN UN PLAZO DE 270 DÍAS PARA LOGRAR LA EFECTIVIDAD DEL MISMO:

- **Firmar el Contrato Financiero.**
- **Firmar del Contrato de Transferencia de Tecnología** para fabricación local de combustibles nucleares CF3.
- **Obtención del Certificado de Aptitud Ambiental;** NASA ya ha contratado el Estudio de Impacto Ambiental para remitirlo a las autoridades correspondientes.
- **Estudio de Suelos,** necesario para la ingeniería civil de la central; NASA está relevando proveedores para luego licitar.
- **Firmar un Contrato de Abastecimiento de elementos combustibles** para el primer núcleo y primera recarga incluidos en el alcance del Contrato EPC.
- **Obtener todas las autorizaciones gubernamentales** pertinentes.



16. CRONOGRAMA DE INVERSIÓN

Cronograma de Pagos Acumulado (trimestral):





16. COMPARACION DE ESTRUCTURAS FINANCIERAS (1)

		CONSTRUCCION (8 AÑOS)		REPAGO (12 AÑOS) / O&M	
		FUENTE	APLICACIÓN	FUENTE	APLICACIÓN
CORPORATIVO	FINANCIAMIENTO	-Deuda Corporativa Senior de NASA con ICBC como banco estructurador	-85% del EPC -100% SINOSURE -100% TTA* -Intereses Interc.* -Comisiones	-Venta de energía por PPA NASA-CAMMESA (ajustado)	-Repago de Capital e intereses del Crédito. -O&M de NASA
		-Venta energía PPA NASA-CAMMESA (actual) -Aportes Tesoro Nacional -Deuda Sub. de NASA	-15%del EPC -Costos del Comitente		
O PAÍS -PAÍS	FINANCIAMIENTO	-Crédito Soberano del Tesoro Nacional con ICBC como banco estructurador	-85% del EPC -100% SINOSURE -100% TTA* -Intereses Interc.* -Comisiones	-Fondos del Tesoro Nacional con cesión de derechos por venta de energía.	-Repago de Capital e intereses del Crédito.
		Venta de energía por PPA NASA-CAMMESA actual -Aportes Tesoro Nacional -Deuda Sub. de NASA	-15%del EPC -Costos del Comitente	-Venta de energía por PPA NASA-CAMMESA (ajustado)	-O&M de NASA

*La capitalización de intereses durante el periodo de construcción y la inclusión del costo del TTA en el préstamo esta sujeta a la aprobación inicial del ICBC

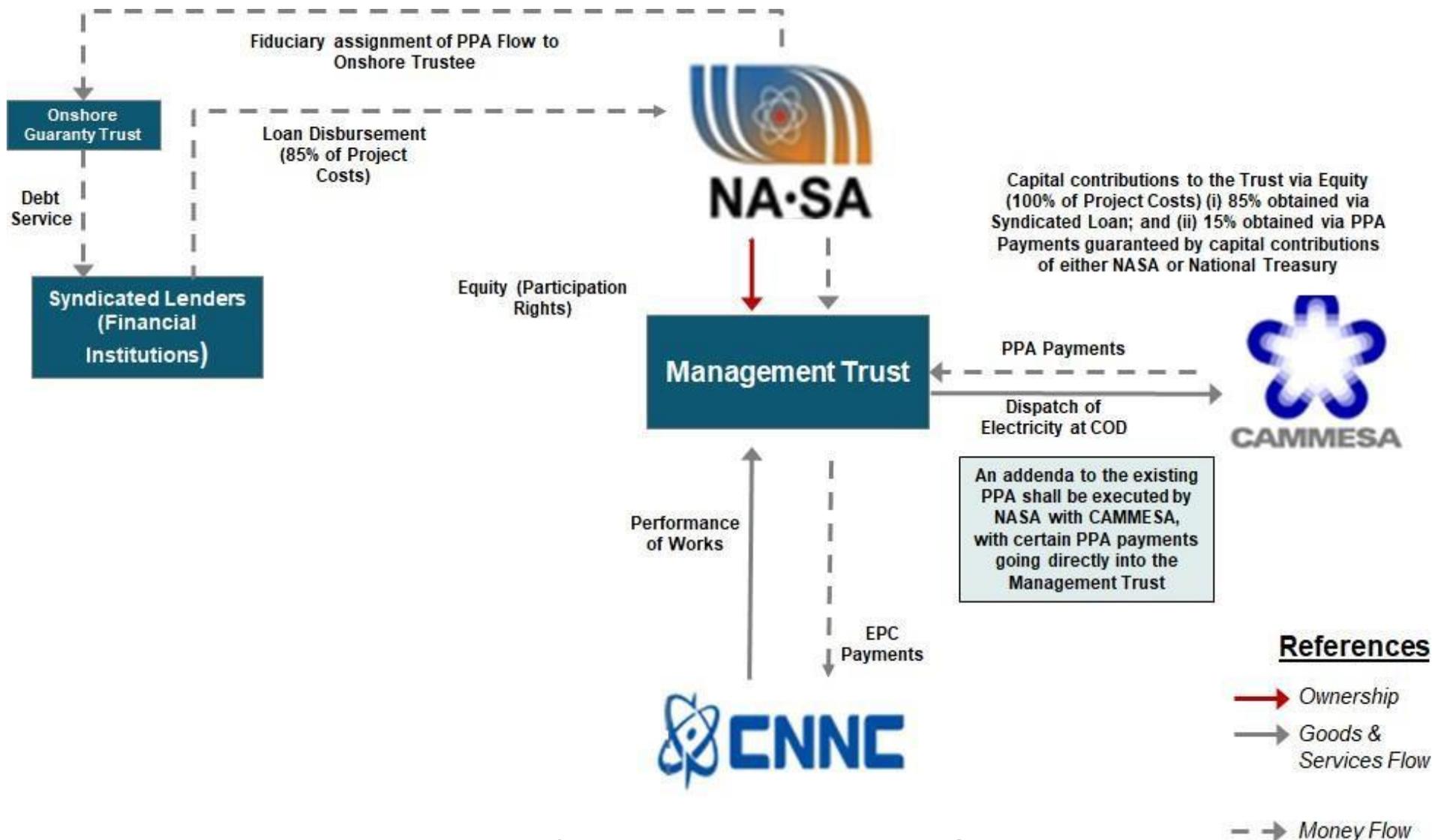


17. COMPARACION DE ESTRUCTURAS FINANCIERAS (2)

	FINANCIAMIENTO CORPORATIVO	FINANCIAMIENTO PAIS-PAIS
TIPO DE DEUDA	Corporativa de NASA/tasa concesional	Soberana/tasa concesional
COSTO FINANCIERO TOTAL	Igual o mayor que la deuda soberana	< 6% anual
AVALES SOBERANOS	Si	No
GARANTÍAS REALES	En favor de los bancos senior posiblemente sobre el capital social y los activos de NASA	No
FIDEICOMISO DE ADMINISTRACIÓN	El Fideicomiso se capitaliza con el 85% del Financiamiento y el 15% local. Es el titular de los activos de la central hasta el repago de la deuda.	Solamente para administrar los pagos del Proyecto
FIDEICOMISO EN GARANTÍA	Se capitaliza con una cesión fiduciaria de los derechos de cobro de NASA por venta de energía para garantizar el repago	No
NEGOCIACION Y ESTRUCTURACION	6-12 meses. Requiere due dilligence de NASA y CAMMESA	3-6 meses.
SINOSURE	Si	Si

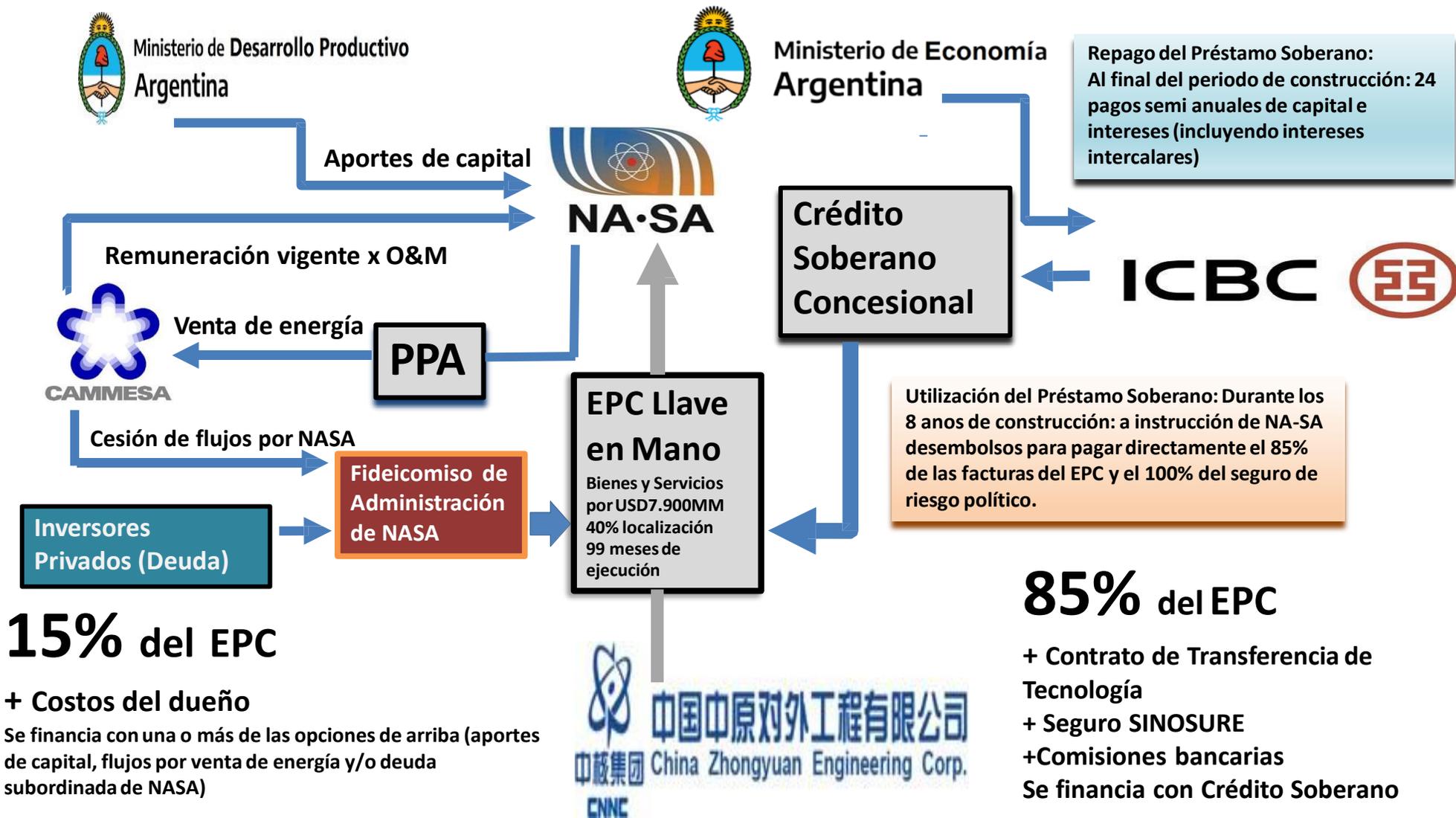


18. FINANCIAMIENTO CORPORATIVO DE NASA





19. FINANCIAMIENTO SOBERANO PAÍS-PAÍS





20. VENTAJAS DEL FINANCIAMIENTO SOBERANO PAÍS-PAÍS

- **Asignación eficiente de los riesgos.** NASA asume los riesgos de ejecución del proyecto y el Ministerio de Economía los riesgos asociados al financiamiento.
- **Menores plazos de negociación y estructuración.** El esquema de financiamiento a través de un crédito soberano tiene antecedentes directos: Hidroeléctricas Cóndor Cliff y La Barrancosa y Belgrano Cargas.
- **Menor complejidad en la estructura financiera.** No requiere la emisión de Avals del Tesoro Nacional ni garantías corporativas de NASA.
- **Menor exposición financiera de NA-SA.** Si NA-SA fuera el tomador del crédito empeorarían todos los indicadores financieros de la empresa dado el alto nivel de endeudamiento.
- **Menores costos del propietario (owner).** Si NA-SA fuera el tomador del crédito tendría a su cargo la administración de un contrato financiero de extrema complejidad y magnitud lo cual requeriría una estructura propia de gran envergadura.
- **Mayor flexibilidad para financiar aportes locales.** En caso de que NASA fuera el tomador del crédito concesional, haría inviable una mayor toma de deuda para afrontar los aportes locales.