

# Plataforma Escenarios energéticos Argentina 2030

ALIANZA



# Plataforma Escenarios energéticos Argentina 2030

## PRINCIPIOS RECTORES QUE ORIENTAN EL PROCESO

- Salir de la coyuntura incentivando respuestas de largo plazo
- Trabajar desde una alianza multisectorial
- Garantizar diversidad de actores: Academia, Industria, OSC, etc.
- Diálogo en igualdad de condiciones para todos los participantes.
- Información técnica, que oriente el debate político
- Aporte metodológico escenarios.

# Plataforma Escenarios energéticos Argentina 2030

## ESCENARISTAS

### Representantes OSC



### Representantes sector empresario



### Representantes académicos



# ASPECTOS METODOLÓGICOS

# Inputs del ejercicio

- Foco en la demanda de energía eléctrica y de gas natural al año 2030.
  
- **Demanda:**
  - Dos escenarios de demanda de energía eléctrica.
    - a) Proyección **BAU**: 3.4% a.a.
  
    - b) Proyección **URE**, asumiendo una eficiencia energética: 1.9% a.a – ahorro en 2030 de 25%.
  
  - Un escenario de demanda final de gas natural: 3.6% a.a.

# Inputs del ejercicio

## □ **Oferta de generación eléctrica:**

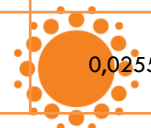
- Oferta existente - parque generador.
- Proyectos Predefinidos: equipamiento en construcción efectiva.
- Listado de potenciales tecnologías, (costos de inversión, plazos mínimos de ejecución, costos de O&M, factor de carga, etc).
- Costo de combustibles, proyección de costos de los combustibles a utilizar.
- Coeficientes de emisiones globales y locales por fuente.

# Proyectos Predefinidos:

Tipo	Nombre	Código LEAP	Potencia (MW)	Max FC	Año ingreso
<b>Nuclear</b>	Atucha II	ATUCNUCL2	671	90%	2013
<b>TG</b>	Gral Belgrano	GBELTG03	503	35%	2016
<b>TG</b>	Brigadier Lopez	BLOPTG01	251	35%	2012
<b>TG</b>	Ensen. de Barragan	EBARTG01	248	35%	2012
<b>TG</b>	Ensen. de Barragan	EBARTG02	248	35%	2012
<b>CC</b>	Loma La Lata	LDLACC01	546	80%	2012
<b>TG</b>	Mar del Plata	MDPATG22	108	35%	2013
<b>TG</b>	Barker	BARKTG01	8	20%	2014
<b>TG</b>	CT Mendoza	CDPITG01	7	20%	2012
<b>TG</b>	CT Patagonia	CRIVTG22	7	20%	2013
<b>TG</b>	Necochea	NECOTG01	108	35%	2015
<b>DI</b>	Olavarria	OLAVDI01	4	25%	2014
<b>DI</b>	Olavarria	SBAYDI01	3	25%	2014
<b>TG</b>	EPEC	SOESTG05	103	35%	2013
<b>DI</b>	EDELAR	LRIPDI01	6	25%	2014
<b>CC</b>	Vuelta de Obligado	VOSA	800	80%	2015
<b>TG</b>	Guillermo Brown	GBROWN	270	35%	2014
<b>TV</b>	Rio Turbio	Rio Turbio	240	85%	2013
<b>Solar</b>	San Juan	San Juan	1,2	18%	2010
<b>Eólico</b>	Rawson	Rawson	50	40%	2011
<b>Eólico</b>	Arauco	Arauco	25,2	35%	2010
<b>Eólico</b>	Diadema	Diadema	0,9	42%	2011
<b>Eólico</b>	Necochea	Necochea	0,3	30%	2011

# Tecnologías Potenciales:

Fuente Base	Tipo Características.	Inversión (USD/KW)			O&M (USD/KWh)		
		2010	2020	2030	2010	2020	2030
Eólica	<i>Marítima</i>	3.350	3.100	2.850	0,027	0,025	0,023
	<i>Terrestre A</i>	1.825	1.719	1.613	0,019	0,018	0,017
	<i>Terrestre B</i>	2.100	1.850	1.750	0,017	0,015	0,014
Solar	<i>Concent.</i>	5.750	4.932	3.613	0,011	0,010	0,009
	<i>Fotovolt.</i>	3.700	2.700	2.000	0,023	0,019	0,015
Geotérmica	<i>Hidrotérmicas</i>	3.950	4.219	4.488	0,031	0,028	0,025
Mareomotriz	<i>Tidal</i>	4.000	3.556	3.113	0,053	0,047	0,041
Biomasa	<i>Base (residuos)</i>	2.100	2.050	2.000	0,015	0,014	0,013
	<i>Motor Dual Bioc.</i>	1.000	970	950	0,0269	0,0262	0,0255
Hidroeléctrica	<i>Gran</i>	2.000	2.000	2.000	c/u	c/u	c/u
	<i>Mini</i>	3.000	3.000	3.000	0,011	0,011	0,011
Nuclear	<i>Gen III+</i>	3.350	3.263	3.175	0,014	0,013	0,013
Gas Natural & GNL	<i>Ciclo Abierto</i>	700	665	715	0,0034	0,0034	0,0034
	<i>CC</i>	900	863	825	0,0036	0,0035	0,0034
Carbón	<i>SC PCC</i>	2.100	1.988	1.875	0,0056	0,0053	0,005
	<i>IGCC</i>	2.400	2.263	2.125	0,0097	0,0091	0,0086
Fuel Oil/Diesel	<i>Motor Dual</i>	1.000	970	950	0,0269	0,0262	0,0255
	<i>HFO-GN-GO</i>						





# Costos de Combustibles:

Año	Fuel Oil (U\$/Tn)	Gas Oil (U\$/m <sup>3</sup> )	Biodiesel (U\$/m <sup>3</sup> )	Bio Oil (U\$/Tn)	Carbón (U\$/Tn)	Uranio (U\$/KWh)	Biomasa sólida (U\$/Tn)
2010	528,5	658,8	856,5	528,5	140,0	0,009	25,0
2011	528,5	658,8	856,5	528,5	140,0	0,009	25,0
2012	519,6	512,8	666,7	519,6	145,0	0,009	25,3
2013	542,9	535,8	696,6	542,9	146,0	0,009	25,9
2014	575,6	568,1	738,5	575,6	144,0	0,009	26,4
2015	606,1	598,2	777,6	606,1	147,1	0,009	27,3
2016	641,0	632,6	822,3	641,0	150,7	0,009	28,1
2017	671,9	663,0	862,0	671,9	153,8	0,009	28,7
2018	706,9	697,7	907,0	706,9	156,4	0,009	29,4
2019	737,6	727,9	946,3	737,6	159,4	0,009	30,3
2020	763,6	753,6	979,7	763,6	163,0	0,009	31,8
2021	794,7	784,3	1.019,6	794,7	166,7	0,009	33,3
2022	828,3	817,4	1.062,6	828,3	170,3	0,009	34,7
2023	861,4	850,1	1.105,1	861,4	173,3	0,009	36,3
2024	890,6	879,0	1.142,6	890,6	177,5	0,009	38,2
2025	920,7	908,6	1.181,2	920,7	180,5	0,009	39,8
2026	950,1	937,7	1.219,0	950,1	184,1	0,009	41,2
2027	980,5	967,7	1.258,0	980,5	187,7	0,009	42,8
2028	1.007,4	994,2	1.292,4	1.007,4	191,9	0,009	43,9
2029	1.032,6	1.019,1	1.324,8	1.032,6	196,5	0,009	44,9
2030	1.047,6	1.033,9	1.344,1	1.047,6	200,1	0,009	46,0

# Costos de Gas Natural:

Año	Natural Gas Convencional (US\$/MMBTU)	Natural Gas No Convencional (US\$/MMBTU)	Natural Gas Bolivia (US\$/MMBTU)	Gas Natural Licuado (US\$/MMBTU)	Biogás (US\$/MMBTU)
2010	3,0	5,0	8,5	12,2	12,2
2011	3,0	5,0	8,5	12,2	12,2
2012	3,8	5,7	8,1	12,4	12,4
2013	4,8	5,8	8,5	12,9	12,9
2014	4,9	5,9	9,0	13,5	13,5
2015	5,1	6,1	9,5	14,0	14,0
2016	5,3	6,3	10,0	14,6	14,6
2017	5,4	6,4	10,5	15,2	15,2
2018	5,6	6,6	11,0	15,9	15,9
2019	5,8	6,8	11,5	16,6	16,6
2020	6,1	7,1	11,9	17,3	17,3
2021	6,5	7,5	12,4	18,0	18,0
2022	6,8	7,8	12,9	18,6	18,6
2023	7,1	8,1	13,4	19,2	19,2
2024	7,5	8,5	13,9	19,8	19,8
2025	7,9	8,9	14,4	20,4	20,4
2026	8,2	9,2	14,8	21,1	21,1
2027	8,6	9,6	15,3	21,7	21,7
2028	8,8	9,8	15,7	22,2	22,2
2029	9,0	10,0	16,1	22,8	22,8
2030	9,3	10,3	16,3	23,3	23,3

# Proyectos Hidroeléctricos

Proyecto	Potencia (MW)	Max FC	Proyecto	Potencia (MW)	Max FC
Zanja del Tigre	234,0	46,1	La Rinconada	200,0	49,0
Potrero del Clavilo	120,0	35,0	Collón Curá	376,0	45,0
Cordón del Plata II	214,0	21,0	Michihuao	621,0	53,0
Cordón del Plata I	847,0	33,0	Sistematización R.N. super.	94,0	97,3
Cordón del Plata III	319,0	21,0	La Caridad	64,0	49,0
Los Blancos I	324,0	33,0	La Elena	102,0	73,0
Los Blancos II	119,0	35,0	Río Hielo	50,0	74,9
El Baqueano	190,0	27,0	Puesto Bustos	115,0	55,6
La estrechura/Valle Noble	50,0	82,9	Frontera II	80,0	60,0
Risco Negro/El Montañés	50,0	77,6	A. H. Ríos San Antonio y Anisacate	40,0	16,7
El Seguro / Los Malines	55,0	82,6	Cóndor Cliff	1.130,0	33,0
Portezuelo del Viento	90,0	87,5	La Barrancosa	600,0	33,0
Rincón de los Godos	30,0	95,1	Punta Negra	62,0	50,0
El Chihuido I	637,0	35,0	Parana Medio - Cierre Pati	3.000,0	65,0
El Chihuido II - S.E.	290,0	42,0	Corpus	2.880,0	75,3
El Chañar	69,0	60,6	Aña Cua	270,0	76,1
Rincón de la Medialuna	270,0	47,6	Garabí / Panambí	1.100,0	58,1
Talhelum	240,0	47,9			

# Otras Hipótesis

## □ Costo TnEqCO<sub>2</sub>

- 20 U\$S/TnCO<sub>2</sub> a partir del 2020.
- 30 U\$S/TnCO<sub>2</sub> al 2030

## □ Financieras

- Plazo: 15 años
- Tasa: 13%

## ■ Biomasa

- Hasta los 2.000 MW instalados, el combustible biomasa es gratuito

## □ Potencial de PAH en Argentina: 482 MW

# Información requerida a los escenaristas

The image displays two Excel spreadsheets. The top spreadsheet is for the year 2018, showing a list of projects with columns for project name and numerical values. The bottom spreadsheet is for the year 2027, showing a detailed project portfolio with columns for project number, type, name, and capacity for each year from 2011 to 2018.

N°	Tipo	Maquina	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
132	EOLICO	Proyecto Eólico Marítimo	-	-	-	-	-	-	-	-
133	EOLICO	Proyecto Eólico Terrestre A	-	-	-	-	-	-	-	-
134	EOLICO	Proyecto Eólico Terrestre B	-	502,00	897,00	952,00	1.504,67	1.984,67	2.464,67	2.944,67
135	SOLAR	Proyecto Solar Concent.	-	-	-	-	-	-	-	-
136	SOLAR	Proyecto Solar Fotovoltaic	-	-	-	10,00	20,00	30,00	40,00	50,00
137	GEOTERMICO	Proyecto Geotérmica	-	-	-	-	-	-	-	-
138	MAREOMOTRIZ	Proyecto Mareomotriz	-	-	-	-	-	-	-	-
139	BIOMASA	Proyecto Biomasa Residuos	-	-	-	-	-	-	15,00	30,00
140	BIOMASA	Proyecto Biomasa Biocombustibles	-	-	-	-	-	-	15,00	30,00
141	MHI	Proyecto Mini Hidro	-	-	-	5,00	5,00	10,00	10,00	15,00
142	NUCLEAR	Proyecto Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-
143	TV	Proyecto TV	-	-	-	200,00	300,00	400,00	400,00	400,00
144	TG	Proyecto TG	-	-	-	-	-	-	-	-
145	CC	Proyecto CC	-	-	-	-	-	-	-	-
146	CARBON	Proyecto Carbón SC PCC	-	-	-	-	-	-	-	-
147	CARBON	Proyecto Carbón IGCC	-	-	-	-	-	-	-	-
148	HI	Proyectos Hidro	-	-	-	-	-	-	-	637,00
TOTAL POTENCIA INSTALADA			-	502,00	1.097,00	1.267,00	1.929,67	2.424,67	2.944,67	4.106,67

## Plan de Obras:

- Tecnología
- Módulos de potencia
- Fecha de ingreso de cada módulo
- Otros:
  - Información que el escenarista considere relevante.

# Metodología – Modelo LEAP

Plan de Obras

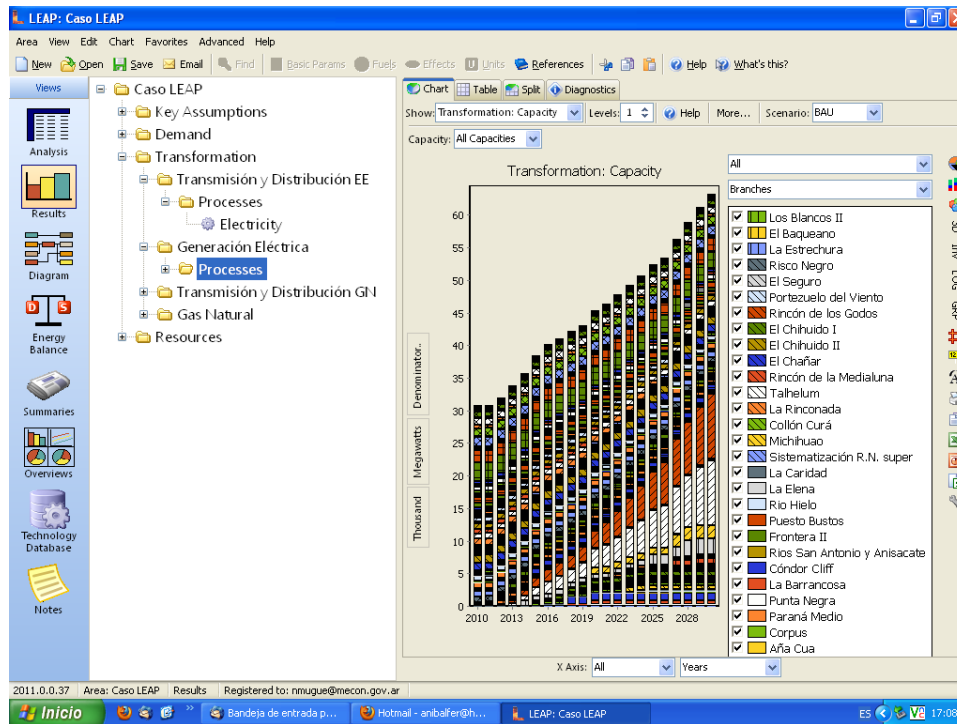


Visualización de Resultados



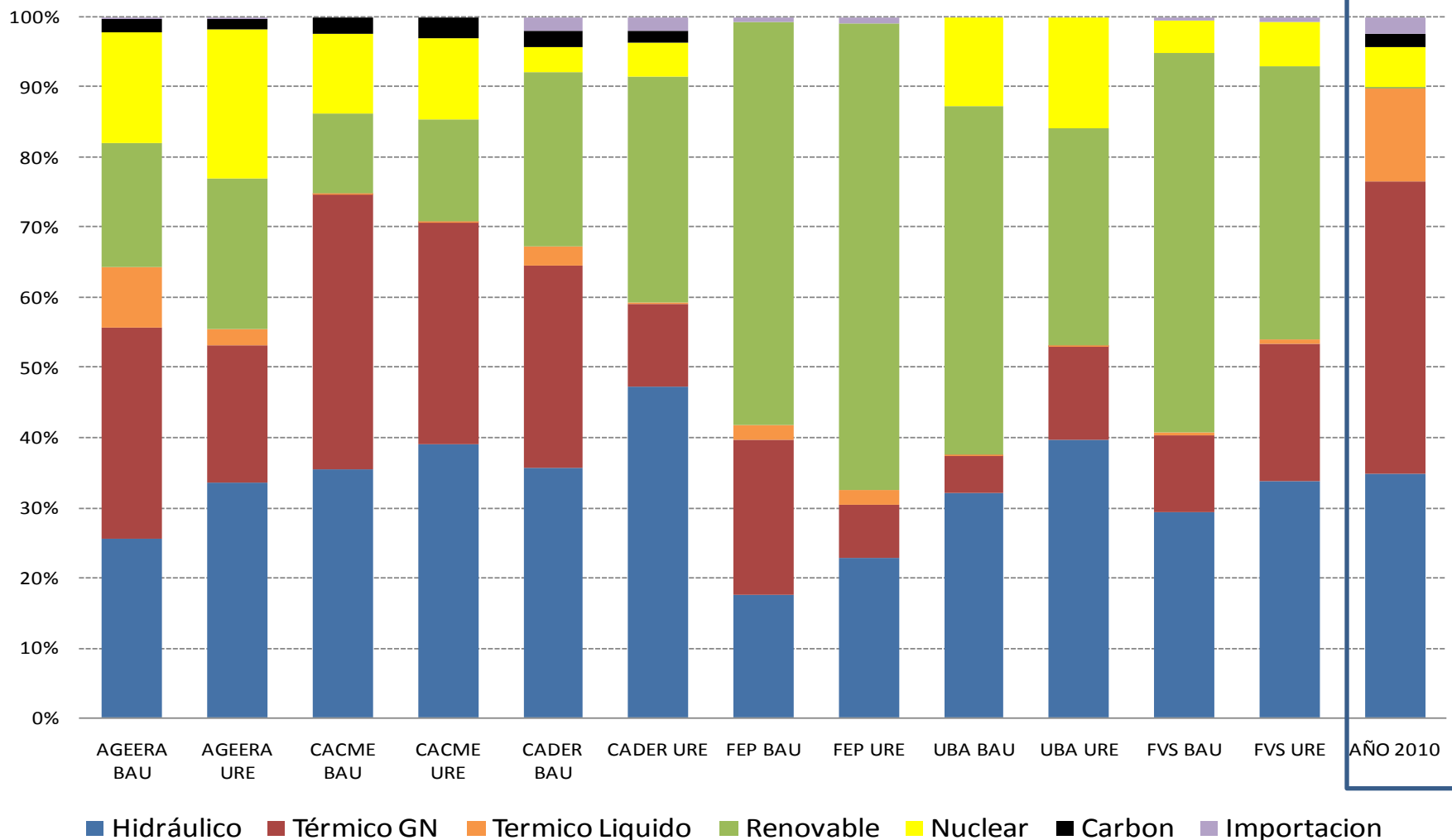
## LEAP

- Visión integrada de la oferta y la demanda
- Permite visualizar en forma clara y completa todos los resultados.
- Permite realizar un cálculo consistente de las emisiones
- Responde a un enfoque de modelización flexible



# Principales Resultados

# Matriz de generación eléctrica - 2030





# Matriz de generación eléctrica - 2030

## AGEERA

Plantea un escenario con fuerte probabilidad de ocurrencia. Procura lograr una matriz lo más diversificada posible.

## CACME

Combinación de lo “deseado” y lo “posible”. Deseado: precios realistas, reglas de juego y marco institucional estables. Posible: potencial energético realista.

## CADER

Diversificación de la matriz energética a partir de una alta penetración de energías renovables.

## FEP

Matriz eléctrica al año 2050 que se acerca al 100% de energías renovables.

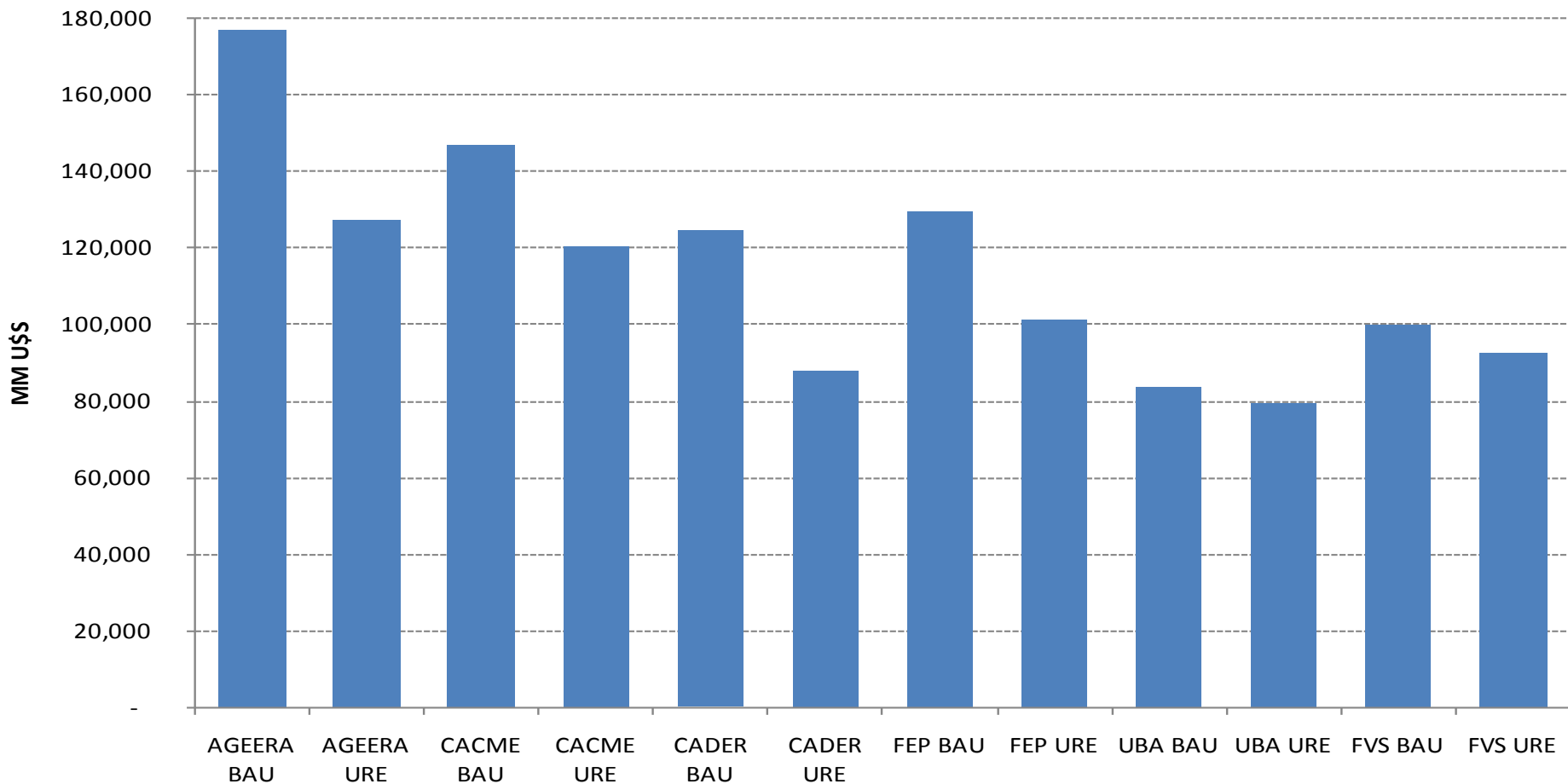
## GEA – UBA

Procura lograr un costo de la energía que resulte lo más bajo posible y a su vez disminuir las emisiones de GEI.

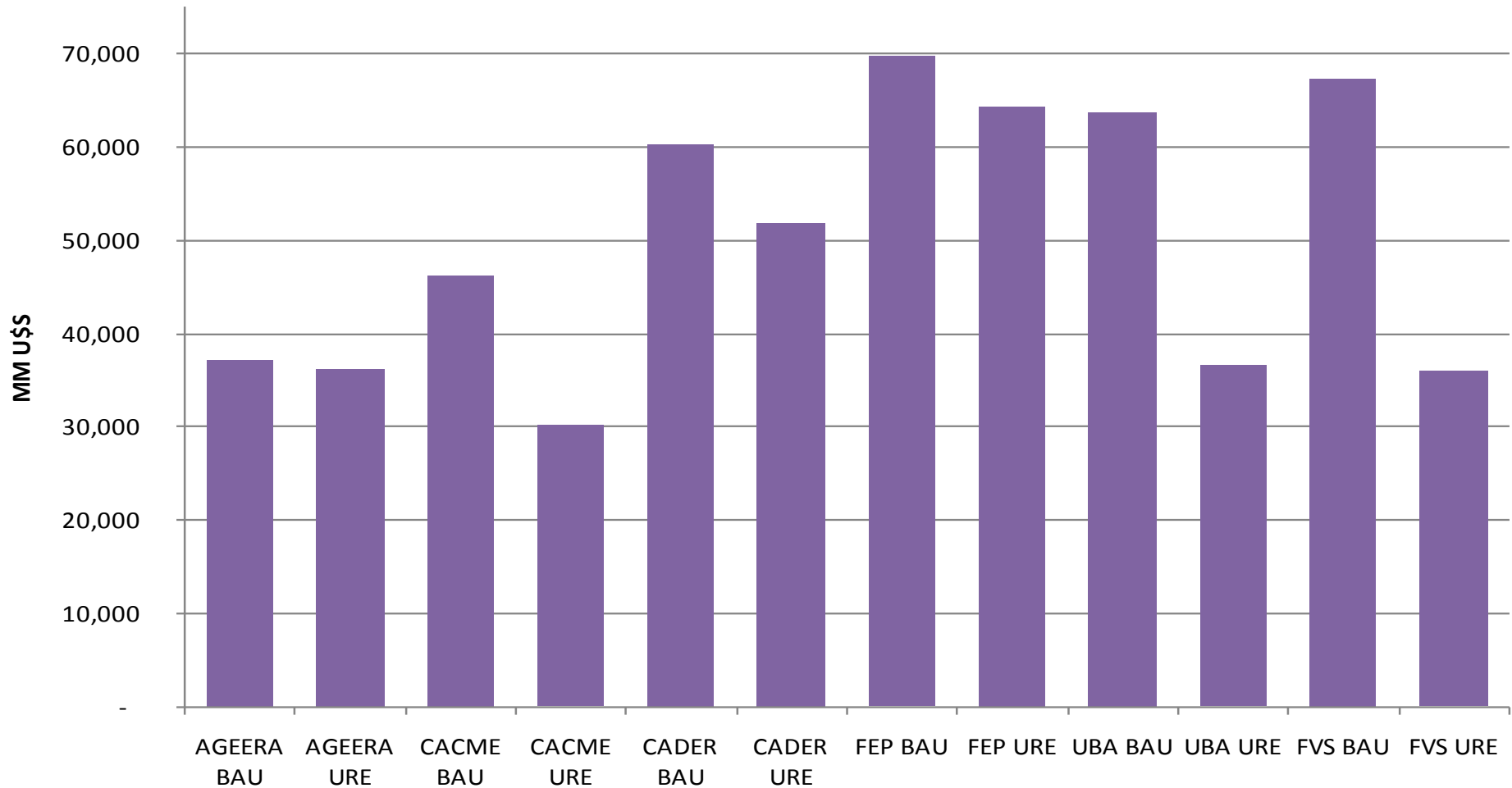
## FVSA

Foco en el escenario de URE. Protección de los ecosistemas y de la biodiversidad.

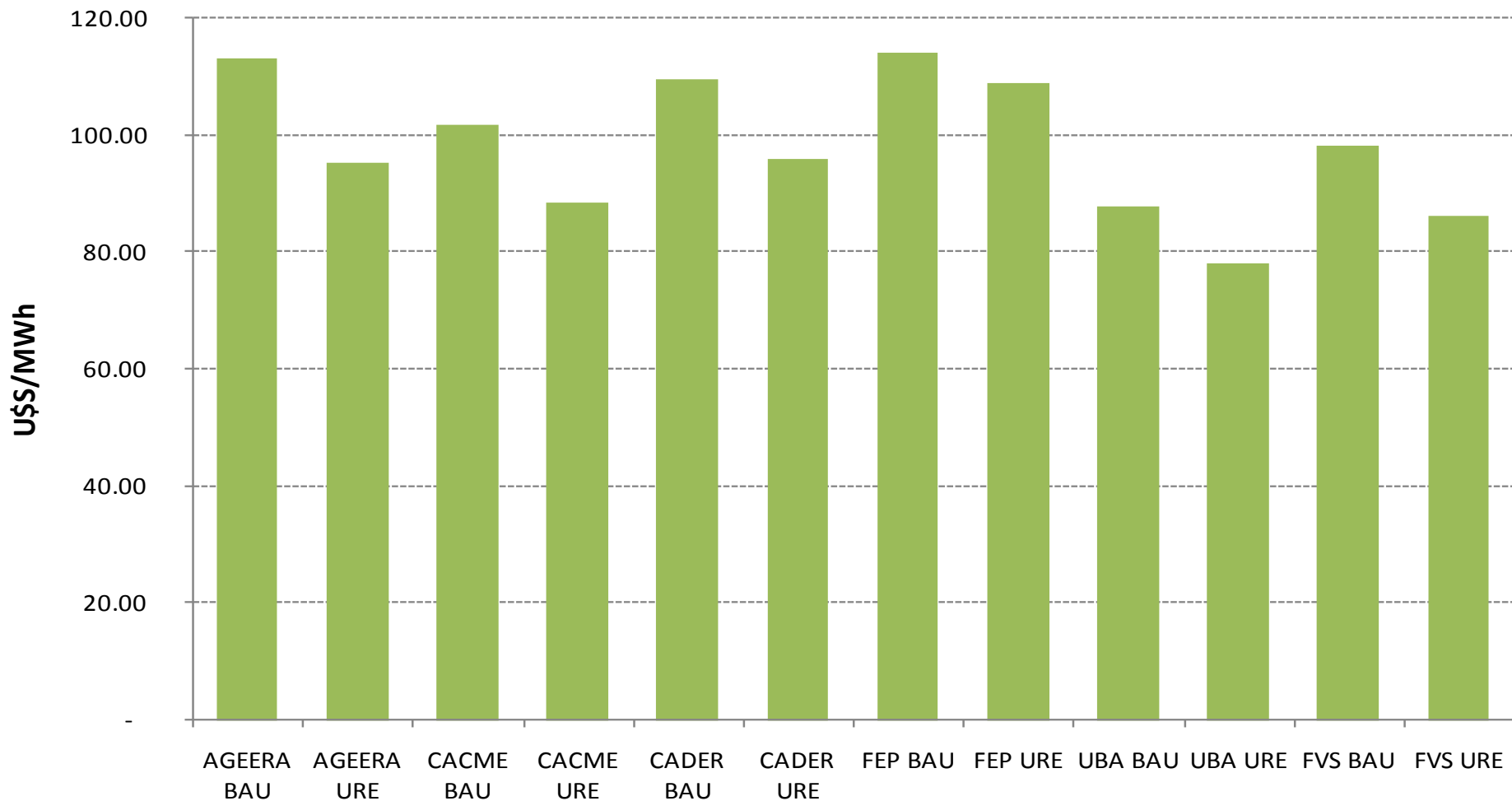
# Costo Combustible Total Acumulado



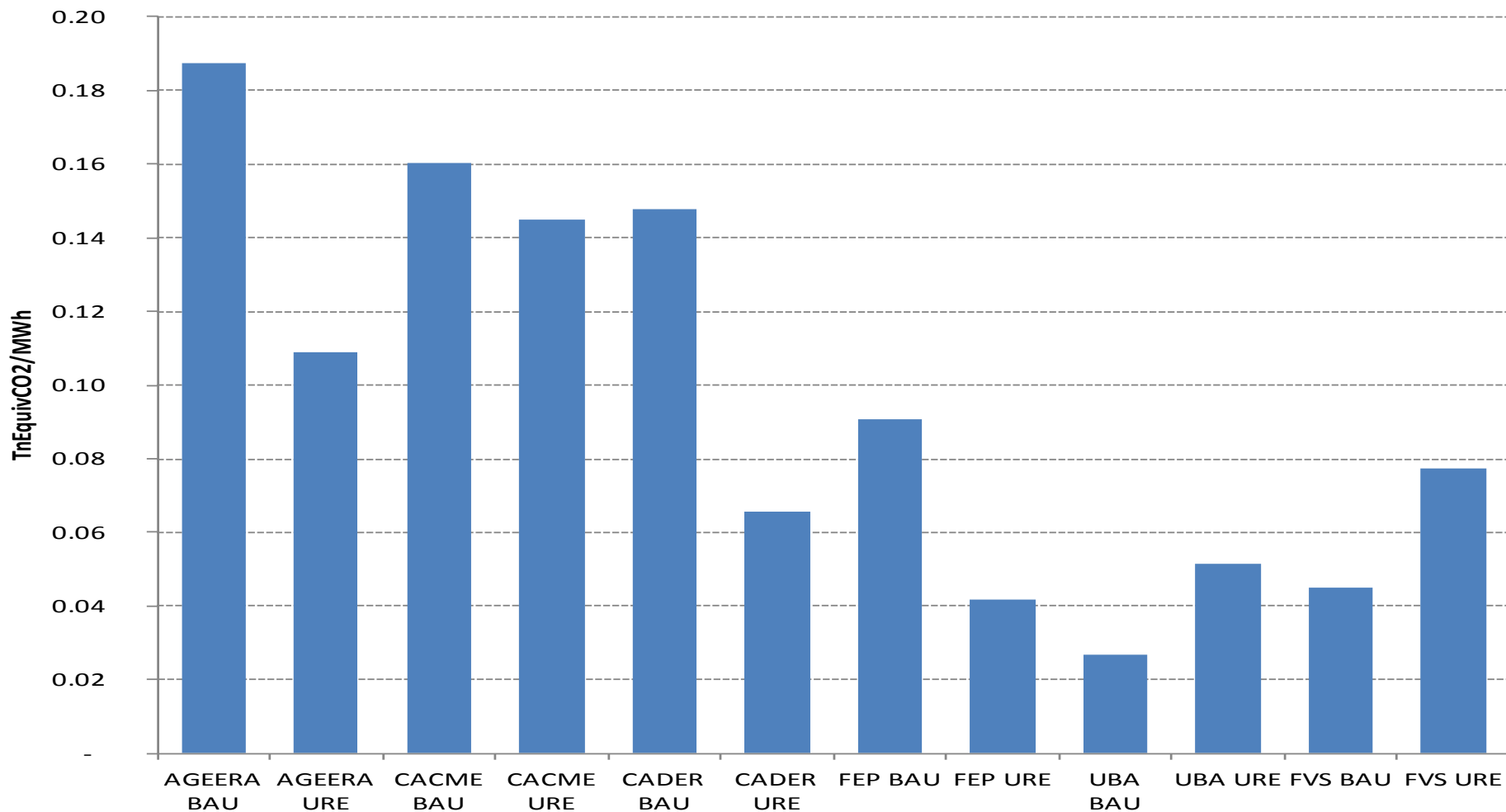
# Inversión Total Acumulada



# Costo Medio Total - 2030

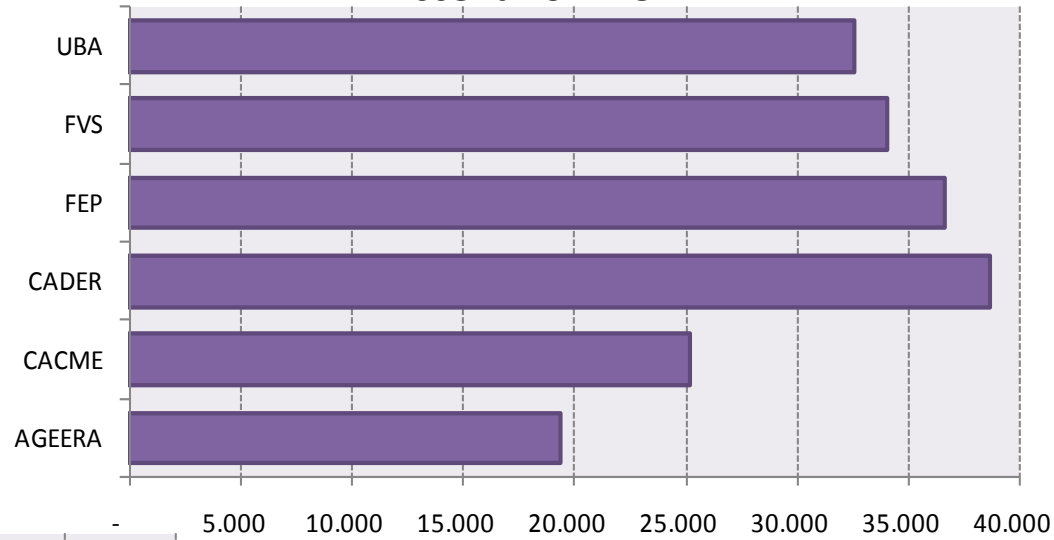


# Emisiones CO2

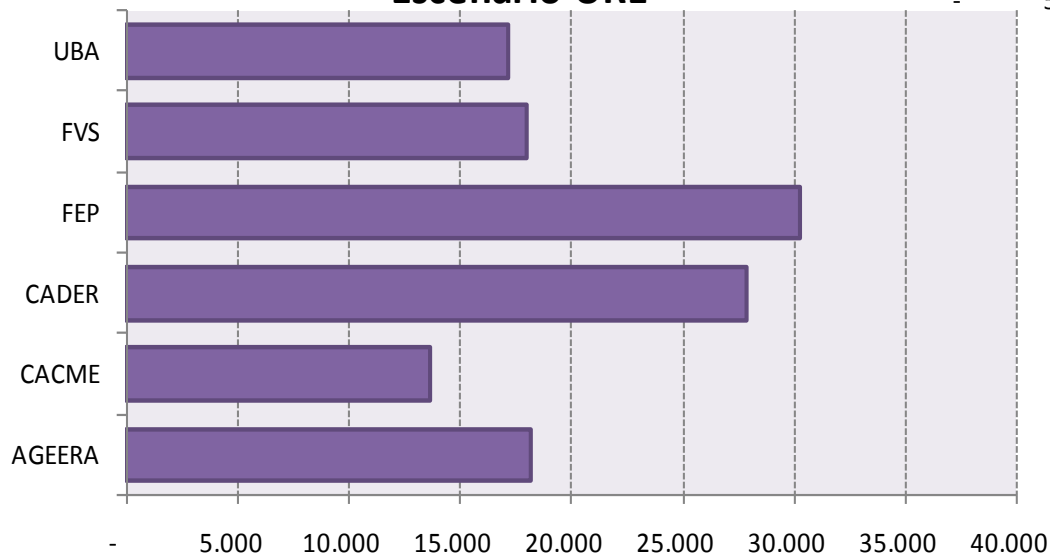


# Potencia Total Instalada - MW

## Escenario BAU



## Escenario URE

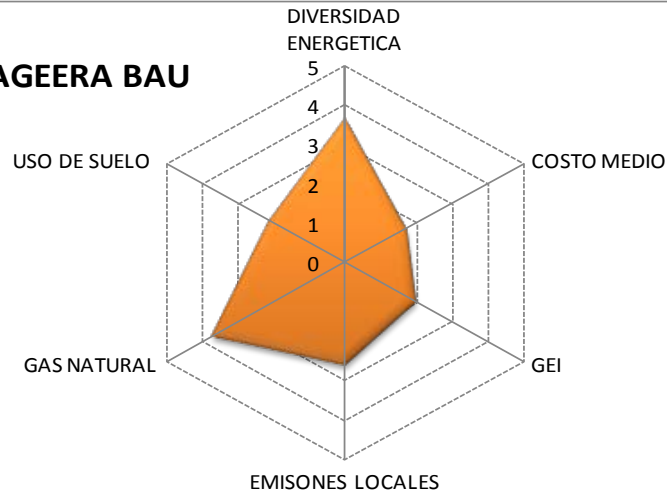


# Indicadores

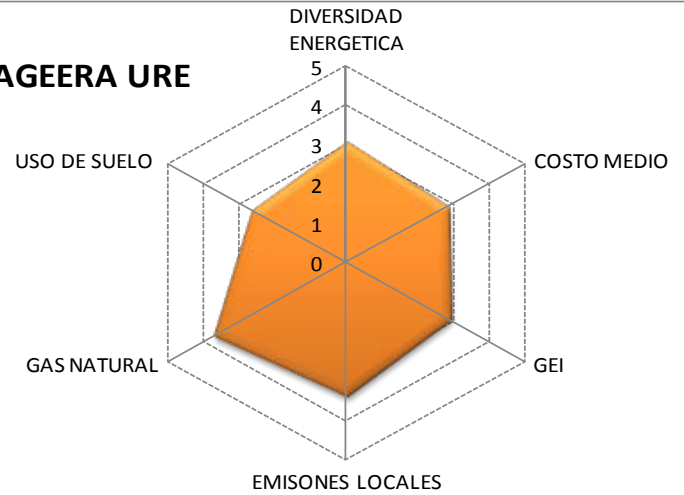
- ▣ Emisiones Locales (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas)
  - ▣ Costos Medios
  - ▣ Diversidad Energética
  - ▣ Emisiones de CO<sub>2</sub>eq.
  - ▣ Uso del suelo
  - ▣ Gas Natural
- 
- A efectos de comparación se asignaron para cada escenario puntajes a las variables relevadas (de 1 a 5).

# Indicadores

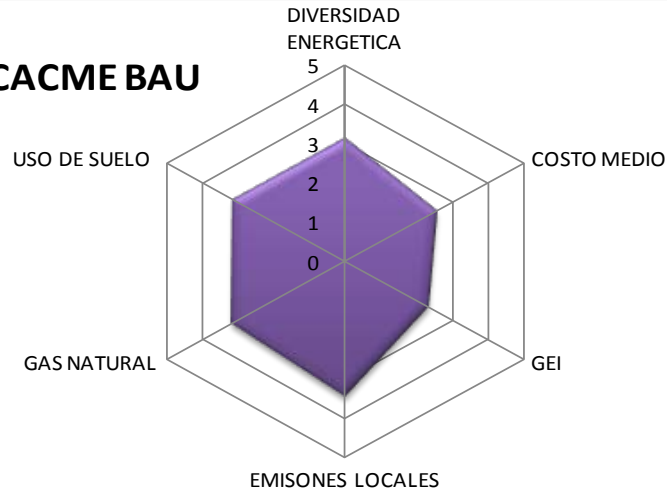
## AGEERA BAU



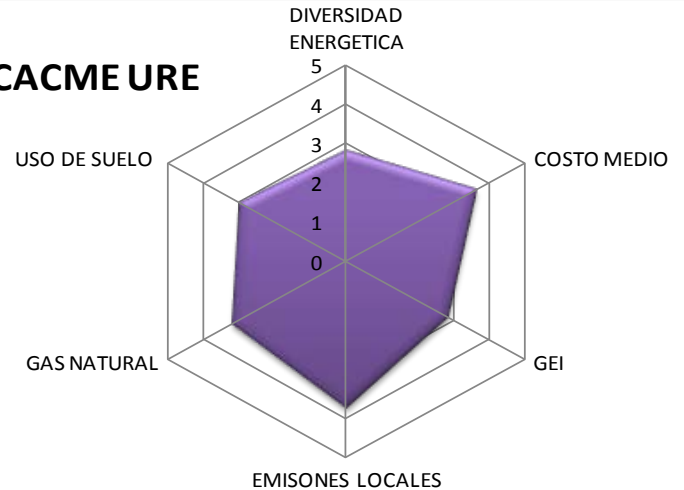
## AGEERA URE



## CACME BAU



## CACME URE





# Conclusiones

- Argentina tiene múltiples opciones.
- Pone en valor la planificación a largo plazo.
- Acuerdo en el marco metodológico refleja madurez ciudadana para el debate.

# Conclusiones

- La eficiencia energética paga por si sola
- Poca disparidad en los costos medios.
- Potencial de las energías renovables
- Falta un debate abierto y con sustento técnico: Nuclear y Gas no convencional.

# GRACIAS

[www.escenariosenergeticos.org](http://www.escenariosenergeticos.org)

[Ramiro.fernandez@avina.net](mailto:Ramiro.fernandez@avina.net)