



Instituto Argentino de la Energía General Mosconi

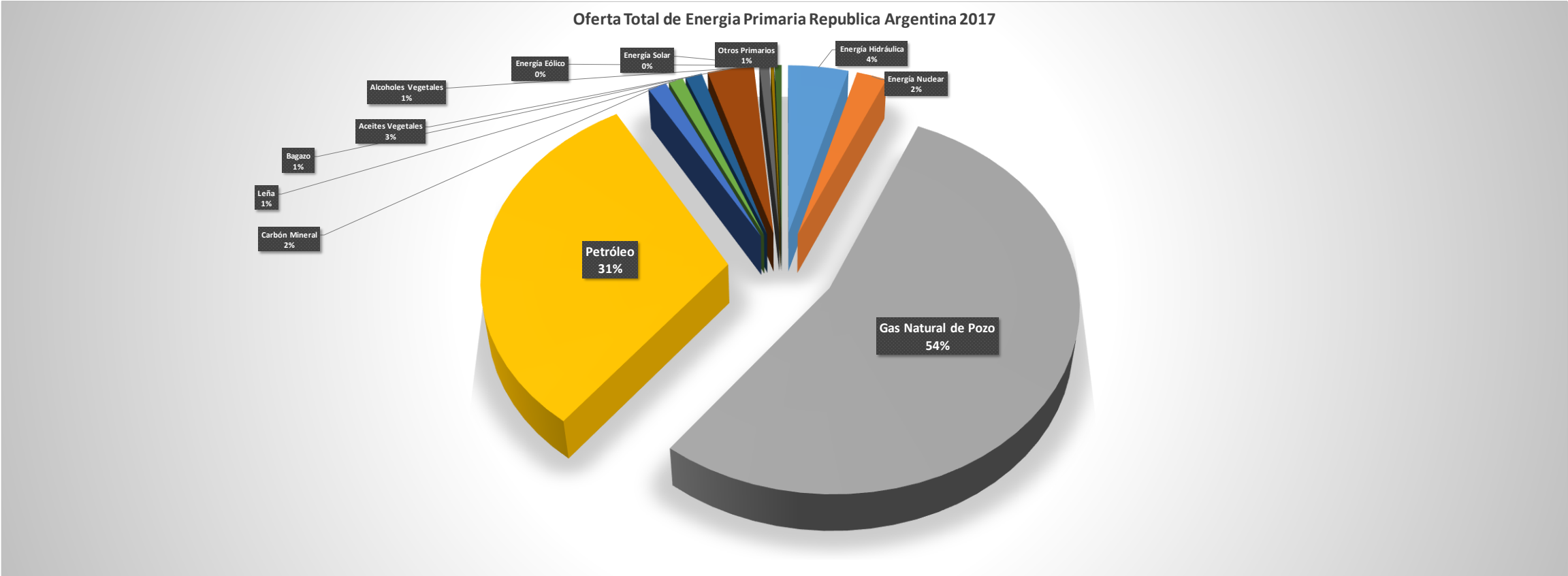
Elementos para la determinación del precio del gas natural

CARI

Gerardo Rabinovich

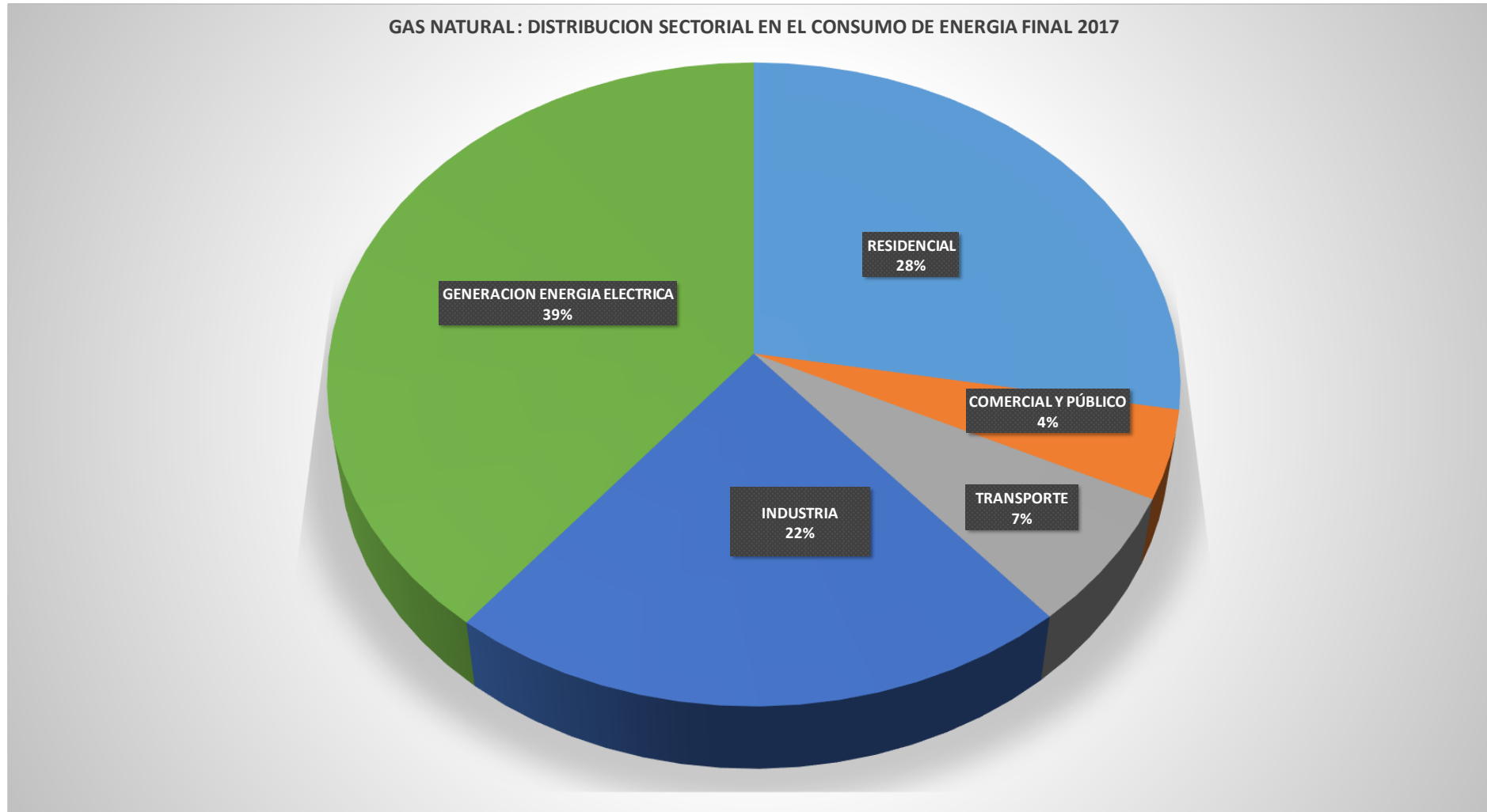
Marzo 2019

EL GAS NATURAL ES LA PRINCIPAL FUENTE DE ENERGIA PRIMARIA DE ARGENTINA



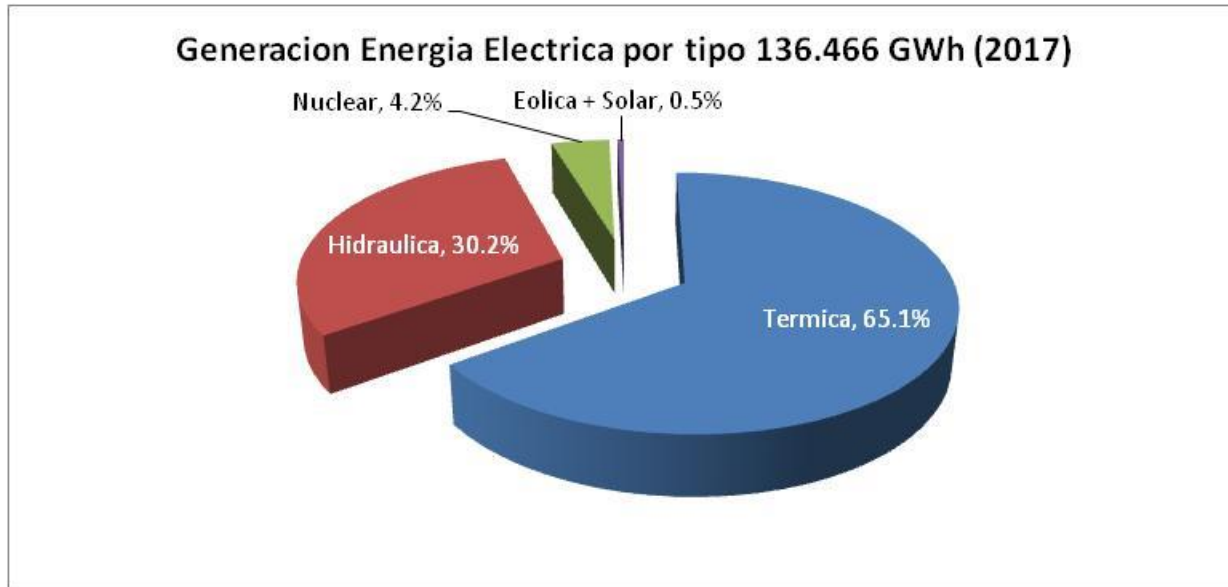
FUENTE: Balance Energético Nacional 2017 – Ministerio de Minería y Energía de la Nación

LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA RESPONSABLE DEL 39 % DEL GAS DISTRIBUIDO POR REDES – LA INDUSTRIA CONSUME EL 22%, GNC 7% Y LOS CONSUMOS ESTACIONALES RESIDENCIALES Y COMERCIALES 32%

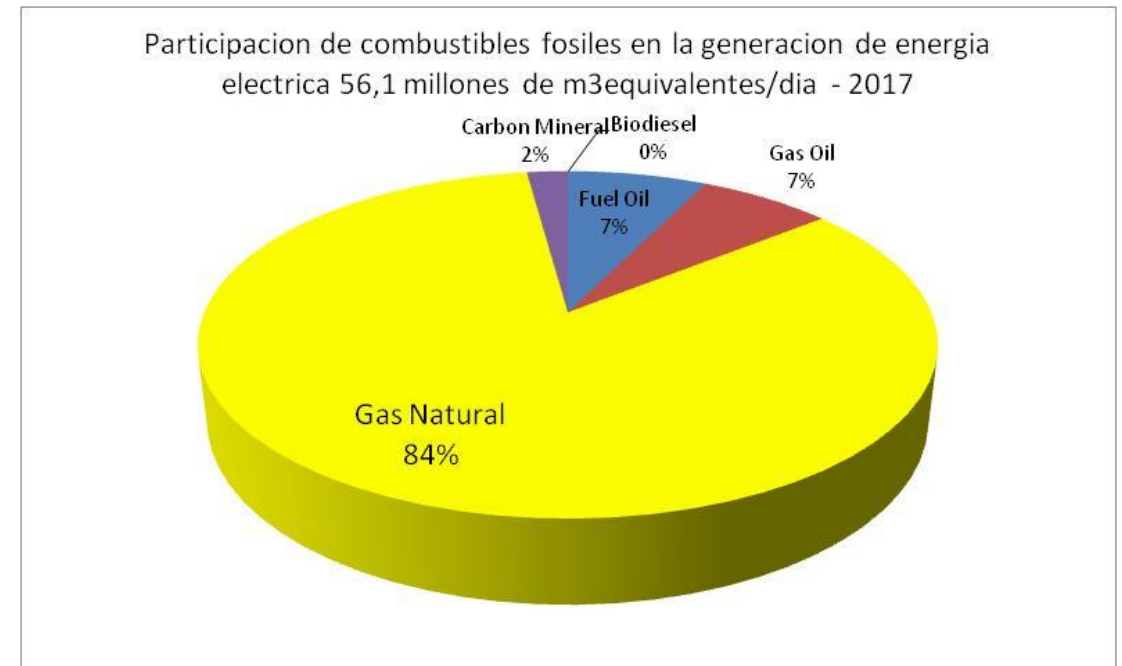


FUENTE: Balance Energético Nacional 2017 – Ministerio de Minería y Energía de la Nación

ES EL PRINCIPAL INSUMO PARA LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA



EL 55% DE LA ENERGIA ELECTRICA SE PRODUCE CON GAS NATURAL



EN 2017 ARGENTINA IMPORTO EN PROMEDIO:

31,9 millones de m³/día DE GAS NATURAL

18,8 millones de m³/día BOLIVIA

13,1 millones de m³/día GNL

POR UN MONTO DE 2.271 millones de u\$s

EN 2018 ARGENTINA IMPORTO EN PROMEDIO:

26,9 millones de m³/día DE GAS NATURAL

16,9 millones de m³/día BOLIVIA

10,0 millones de m³/día GNL

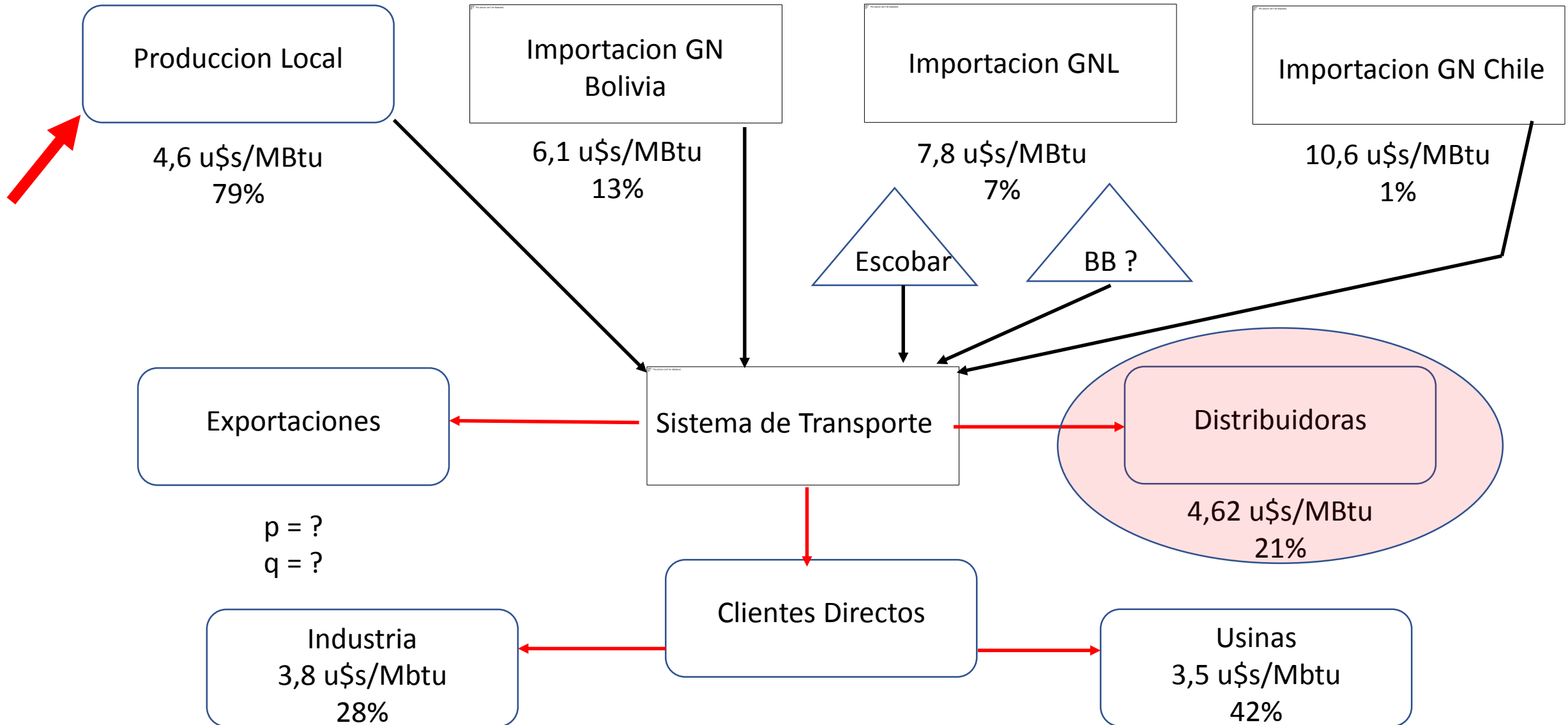
POR UN MONTO DE 2.472 millones de u\$s

- $\Delta Q = - 5 \text{ MM}^3/\text{dia}$

$\Delta P = + 201 \text{ MM u}\s

SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL Y PRECIOS ESTIMADOS 2019:

Fuente: Alejandro Einstoss "El problema no son las tarifas, son los precios" junio 2018



EN 2017 ARGENTINA IMPORTO EN PROMEDIO:

31,9 millones de m³/día DE GAS NATURAL

18,8 millones de m³/día BOLIVIA

13,1 millones de m³/día GNL

POR UN MONTO DE 2.271 millones de u\$s

EN 2018 ARGENTINA IMPORTO EN PROMEDIO:

26,9 millones de m³/día DE GAS NATURAL

16,9 millones de m³/día BOLIVIA

10,0 millones de m³/día GNL

POR UN MONTO DE 2.472 millones de u\$s

- $\Delta Q = - 5 \text{ MM}^3/\text{dia}$

$\Delta P = + 201 \text{ MM u}\s

ALGUNOS ELEMENTOS TEORICOS DE LA ECONOMIA DEL GAS NATURAL (*)

El desarrollo del mercado de gas natural debe reunir varias condiciones simultáneas:

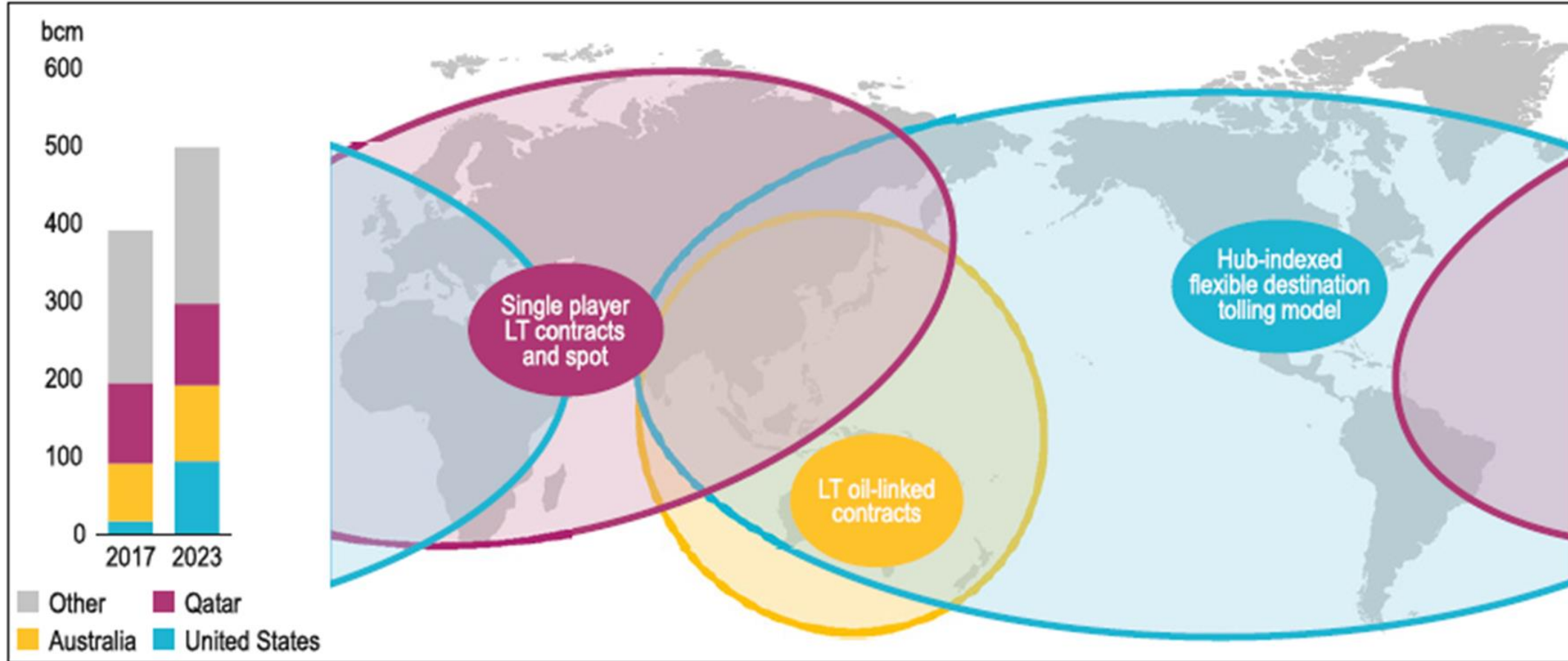
- a) Una “masa crítica” de usuarios potenciales: el alto costo de transporte y distribución exige la presencia de una cantidad suficiente de potenciales clientes, ya sea industriales o domésticos (alto factor de utilización de la infraestructura);
- b) La existencia de soluciones técnicas capaces de resolver el problema de la falta de correspondencia entre zonas de producción y centros de consumo (gasoducto; GNL, otras);
- c) Un precio al usuario final competitivo. El gas natural no tiene mercado cautivo, y por ello debe ser competitivo con sus substitutos;
- d) Un precio al productor suficientemente remunerador para justificar los gastos realizados a lo largo de la cadena gasífera: transporte entre los centros de producción y los puntos de consumo / exportación y, fundamentalmente, licuefacción en puertos de embarque;
- e) La economía del gas natural requiere en un extremo del sistema una adecuada demanda y en el otro suficientes reservas probadas que garanticen el abastecimiento de esa demanda en plazos prolongados para amortizar las importantes inversiones en yacimiento y transporte (CLP).

(*) Jacques Percebois, Jean Pierre Hansen: “Energía, Economía y Política”

EL MERCADO INTERNACIONAL DE GNL

Map 3.3

The three major LNG export players and their respective business models



This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries, and to the name of any territory, city or area.

Note: LT = long-term.

(*) Ronald D. Ripple: Transition of Global LNG based natural gas trade. Tulsa University

COSTOS DE TRANSPORTE (*)

LNG shipping cost estimates – Argentina

LNG Carrier shipping cost comparison between XXX and YYY

160,000 m3 tanker => ~ 3,500,000 MMBtu

Accounts for round trip, includes 2 additional days for loading and unloading, \$35/nm fuel cost, \$150,000 each for port costs, \$30,000 insurance, and \$79,000 working capital charge

						Day rate	
		Appr. Distance	Fuel	18 knots		\$ 70,000	
Port-to-Port		nautical miles		Days	Hours	18 knots	Cost/MMBtu
Bahia Blanca	Zeebrugge	6554	\$ 458,780	15	4	\$ 2,403,333	\$ 1.09
	Tokyo	10238	\$ 716,660	23	17	\$ 3,599,167	\$ 1.57
	Shanghai	10735	\$ 751,450	24	20	\$ 3,756,667	\$ 1.63
	Mumbai	8344		19	8	\$ 2,986,667	\$ 1.13
	Milford Haven	6360	\$ 445,200	14	17	\$ 2,339,167	\$ 1.06

For tanker day rates of +/- \$20,000 around the \$70,000

Zeebrugge \$0.86 - \$1.31
 Shanghai \$1.28 - \$1.99
 Mumbai \$0.84 - \$1.41

(*) Ronald D. Ripple: Transition of Global LNG based natural gas trade. Tulsa University

MODELO DE NEGOCIOS Y EXPORTACIONES DE GNL DESDE ARGENTINA

Netback pricing:

What will be the cost of liquefaction from Argentina (Tango FLNG)?

Let's assume it is similar to the charges for Cheniere, \$3.00 per MMBtu.

Let's assume the current European and Asian regional prices hold; \$5.60 / MMBtu and \$5.70 / MMBtu, respectively.

For Asian markets (Tokyo), liquefaction and shipping amount to \$4.57, which implies a netback to Bahia Blanca of \$1.13 / MMBtu. For Zeebrugge it is \$1.51 / MMBtu.

What will this imply for a netback to the wellhead, after accounting for pipeline transport between Neuquén or Mendoza Provinces and Bahia Blanca?

ES NECESARIO MODELIZAR EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE GAS DE LA ARGENTINA QUE BUSQUE OPTIMIZAR EL COSTO PARA LOS CONSUMIDORES Y EL DESARROLLO DE LOS RECURSOS UP-STREAM

Metodo: Teoria de Juegos (VPN Minimax – Maximin) – Proyecto IAE-UMontpellier

Escenarios:

- 1) Baja produccion de gas natural, no convencional y convencional – Tasa CO₂; substitucion de fuentes.
- 2) Produccion suficiente para satisfacer el mercado interno y excedentes regionales;
- 3) Produccion para satisfacer el mercado interno, y excedentes regionales e internacionales

En todos los casos hay que evaluar las demandas a satisfacer, la infraestructura a construir, impacto de las inversiones en el up-stream, pronosticos de precios en los mercados, y obtener el costo actualizado de inversion en cada escenario.

La seleccion de la tasa de actualizacion es fundamental en la comparacion de escenarios (LP 5% segun BM), y el calculo del costo actualizado y del VAN

EL ESCENARIO ENERGETICO INTERNACIONAL PRESENTA GRANDES INCERTIDUMBRES

- 1) Cual es la mayor estrategia para la Argentina?
- 2) Que precio del gas natural optimiza el funcionamiento economico?
- 3) Cual debe ser la infraestructura en cada escenario?
- 4) Complementariedad gas natural y energias renovables?
- 5) Como deberia ser la reaccion del pais ante la eventual imposicion de una tasa carbono a nivel mundial?

Estas preguntas y otras que pueden surgir en el transcurso del analisis hoy no tienen respuesta. Se requiere una profunda reflexion desde el sector publico al respecto y a partir de alli el diseno de politicas publicas tendientes a orientar la esytayegia nacional de largo plazo hacia el sector energetico.



Muchas Gracias.

Ing. Gerardo Rabinovich
gerardo.rabinovich@iae.org.ar