

¿Estamos librados de una nueva Crisis Energética en el Perú?

Dr. Jaime E. Luyo

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA, UNI

Entrevista por: *Nestor Becerra*

17 de marzo 2026



¿Por qué se han agotado las reservas probadas de gas en Camisea? : Las decisiones políticas

Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural N° 27133, junio 1999.

Artículo 7°.- Determinación de la Garantía por la Red Principal

7.1. La recuperación del Costo del Servicio será garantizada a los inversionistas a través de los Ingresos Garantizados anuales.

Los Ingresos Garantizados anuales a que se refiere el presente artículo serán cubiertos mediante:

- a) Los recursos provenientes de la prestación del servicio de transporte; y,
- b) La Garantía cubierta **por los usuarios eléctricos** mediante el cargo por **Garantía por Red Principal** a que se refiere el numeral 7.6.

.....

7.6. La CTE incorporará periódicamente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente **al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica** a que se refiere el Artículo 59 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, un cargo que se denominará Garantía por Red Principal. Dicho cargo permitirá cubrir, de ser necesario, los Ingresos Garantizados.

.....

DISPOSICION COMPLEMENTARIA Única.- Prórroga de la suspensión de concesiones para centrales hidráulicas
Prorrogase por 12 (doce) meses adicionales, contados desde la publicación de la presente Ley, lo dispuesto en la Tercera Disposición Transitoria de la Ley N° 26980, set. 1998 : Suspensión de presentación de solicitudes de Concesiones Temporales y Concesiones Definitivas de Generación.

COMENTARIOS:

En el contrato del **año 2000** original hubieron dos **CONDICIONES:**

-**precio max.** para gen. Eléctrica y para los usuarios del mercado nacional, reajutable;

-garantía de abastecimiento **permanente** del mercado interno **de 20 años**; en caso de exportación.

Que exigía entonces, la **reposición** de las reservas consumidas.

NUMERO: 6271
MINUTA: 6026

KARDEX: 44735

CONTRATO DE LICENCIA PARA EXPLOTACION DE
HIDROCARBUROS - LOTE 88
ENTRE
PERUPETRO S.A.
CON
PLUSPETROL PERU CORPORATION, SUCURSAL DEL PERU
HUNT OIL COMPANY OF PERU L.L.C., SUCURSAL DEL PERU
SK CORPORATION, SUCURSAL PERUANA
HIDROCARBUROS ANDINOS S.A.C.

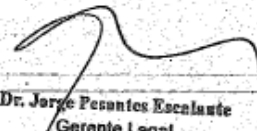
CON INTERVENCION DE:
PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION
HUNT CONSOLIDATED, INC
SK CORPORATION
TECPETROL S.A.
Y
EL BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERU

B.4.4 **El Precio Realizado** es el precio del Gas Natural producido en el Area de Contrato. =====
B.4.4.1 El Precio Realizado del Gas Natural para el mercado interno se determinará de la forma siguiente: =====
a) A la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial, el Precio Realizado máximo será de un Dólar y 00/100 (US \$1.00) por millón de BTU (MMBTU) para el generador eléctrico y un Dólar 80/100 (US \$ 1.80) por millón de BTU (MMBTU) para los demás usuarios. =====
b) El valor referido en el literal a) anterior se reajustará a partir del primer Día de cada año calendario, de

Certifico que es copia fiel del original
que obra en los archivos de PERUPETRO S.A.

5.11 Las empresas que conforman el Contratista tendrán la disponibilidad de los Hidrocarburos que les correspondan conforme al Contrato. =====
El Contratista tiene el derecho de exportar los Hidrocarburos producidos en el Area de Contrato y la obligación de abastecer la demanda de Gas Natural de mercado interno, conforme a las normas legales vigentes. =====
La exportación de Gas Natural producido en el Area de Contrato, se podrá realizar siempre que el abastecimiento del mercado interno para los siguientes veinte (20) años se encuentre garantizado, de acuerdo a los pronósticos de demanda de Gas Natural, así como con los niveles de reservas probadas de Gas Natural del país, publicado

Certifico que es copia fiel del original
que obra en los archivos de PERUPETRO S.A.


Dr. Jorge Pesantes Escalante
Gerente Legal

0884

anualmente en el "Plan Referencial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas". =====
5.12 Es obligación y condición del Contrato, que la producción permanente de los Hidrocarburos del Area de Contrato se realice a partir del inicio del segundo periodo establecido en el subacápita 3.2.2. =====
Para los efectos del Contrato las Partes entienden como producción permanente, el mantenimiento o incremento del volumen de Hidrocarburos Fiscalizados, a menos que por razones de orden técnico, de mercado, Caso Fortuito o Fuerza Mayor, acreditadas y aceptadas expresamente por PERUPETRO, el Contratista deba disminuir dicho volumen. ===

Financiamiento Público

A partir del 2002.

Los millones de consumidores eléctricos pagaron un **impuesto** llamado Garantía por Red Principal (**GRP**). Y, realmente financiaron el gasoducto Camisea-Lima. Se estima que de los **US\$2,200 millones (US\$ 811 mio inicial + ampliaciones)** del costo del transporte (del ducto y poliducto), **estaría cubierto** al menos en **un 40%** por el aporte de los consumidores eléctricos (incluso antes de la puesta en operación. Y sin haberse cumplido con la reducción de las tarifas eléctricas.).

Somos copropietarios (?).

REGLAMENTO DE LA LEY Nº 27133 "LEY DE PROMOCION DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

1.16. Garantía por Red Principal.- Cargo que la CTE incorporará anualmente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica a que se refiere el Artículo 59 del Decreto Ley Nº 25844 "Ley de Concesiones Eléctricas". Dicho cargo permitirá cubrir, de ser necesario, los Ingresos Garantizados anuales. Será determinada por cada segmento de la Red Principal.

Dado en la Casa de Gobierno, a los catorce días del mes de setiembre de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI ~~FUJIMORI~~

Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI

Ministro de Energía y Minas

Fecha de Publicación: 29/10/2002

ESTABLECEN DISPOSICIONES PARA REGULAR LA RECAUDACIÓN Y PAGO DE LA GARANTÍA POR RED PRINCIPAL ANTES DE LA PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE LA RED PRINCIPAL DEL PROYECTO CAMISEA

DECRETO SUPREMO Nº 046-2002-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural - Ley Nº 27133, tiene por objeto establecer las condiciones que permitan el desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas, así como establecer mecanismos que permitan garantizar los ingresos anuales que retribuya adecuadamente el Costo del Servicio a los inversionistas en el Transporte de Gas Natural por Ductos y Distribución de Gas Natural Red de Ductos;

Que, el numeral 1.16 del artículo 1 del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 040-99-EM, define a la Garantía por Red Principal como el cargo que la Comisión de Tarifas de Energía (hoy OSINERG) incorporará anualmente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica;

De acuerdo con la propuesta efectuada por OSINERG mediante Oficio Nº 203-2002-PRES, de fecha 22 de octubre de 2002, contando con la opinión favorable del Director de la Dirección General de Hidrocarburos - DGH, del Director de la Dirección General de Electricidad - DGE y del Viceministro de Energía;

Artículo 2.- Inicio de la Recaudación de la Garantía por Red Principal Proyecto Camisea

La recaudación de la Garantía por Red Principal vinculada al proyecto Camisea iniciará el 1 de noviembre de 2002. Los montos recaudados con anterioridad al inicio de la operación comercial tendrán el tratamiento previsto en el numeral 9.3 del artículo 9 del Reglamento.

La recaudación y pago se efectuarán bajo los mismos principios y términos contenidos en el artículo 14 del Reglamento, con excepción de las disposiciones contenidas en el numeral 14.1, las mismas que serán de aplicación a partir de la puesta en operación comercial, y los respectivos Contratos de Concesión.

Artículo 3.- Tratamiento de los fondos recaudados

En concordancia con lo dispuesto en el numeral 9.3 del artículo 9 del Reglamento, cada uno de los montos efectivamente recibidos por los concesionarios antes de la puesta en operación comercial, de conformidad con lo mencionado en el artículo anterior, será actualizado a la tasa definida en los Contratos de Concesión suscritos al amparo de la Ley Nº 27133 y su Reglamento. El monto así determinado será restado del Costo de Servicio fijado en los respectivos Contratos de Concesión. El nuevo Costo de Servicio resultante será utilizado para todos los efectos de dichos Contratos de Concesión.

Artículo 4.- De los montos a ser recaudados

El cargo por la Garantía por Red Principal, fijado en concordancia a lo dispuesto en el numeral 9.3 del Reglamento tendrá como valores: 1,00 US\$/kW-mes; 1,50 US\$/kW-mes; 2,00 US\$/kW-mes y 2,50 US\$/kW-mes en las regulaciones tarifarias que entren en vigencia el primer día de los meses de: noviembre de 2002, mayo de 2003, noviembre de 2003 y mayo de 2004, respectivamente. La publicación del cargo por la Garantía por Red Principal se realizará conjuntamente con la publicación de las tarifas en barra. Los valores en Dólares Americanos (US\$) antes mencionados se aplicarán en moneda nacional al tipo de cambio que corresponda conforme a las leyes aplicables.

Los ingresos provenientes del cargo por la Garantía por Red Principal, mencionados en el párrafo anterior, serán distribuidos entre cada uno de los concesionarios referidos en la parte considerativa, en proporción a su Costo del Servicio.

GRP a favor de TGP

- **2004:** US\$ 44.5 millones (Inicio del cobro en agosto).
- **2005:** US\$ 115.8 millones.
- **2006:** US\$ 143.6 millones.
- **2007:** US\$ 160.2 millones.
- **2008:** US\$ 178.4 millones
- **2009:** US\$ 102.5 millones
- **2010:** US\$ 54.3 millones.
- **2011:** US\$ 26.7 millones.
- **2012:** US\$ 6.1 millones (Fase final de liquidación).

TOTAL: US\$ 832.1 millones

Monto total adelantado: Se estima que entre 2002 y mediados de 2004, los usuarios financiaron cerca de

US\$ 90 millones en inversiones que originalmente correspondían a TGP. **TOTAL: US\$ 920 millones aprox.**

Base Legal: Mediante el **Decreto Supremo N° 026-2002-EM**, **set.de 2002**, se designó a la empresa **Red de Energía del Perú S.A. (REP)** como la responsable de recaudar estos montos anuales fijados por **Osinergmin**

Ref.: Osinergmin

TGP: Ingresos y Utilidades netas

Año	Ingresos (USD)	Utilidades netas (USD)
2024	768 500 000	269 700 000
2023	783 900 000	283 800 000
2022	742 500 000	257 800 000
2021	675 800 000	233 800 000
2020	684 300 000	214 800 000
2019	697 200 000	228 100 000
2018	691 300 000	232 100 000
2017	676 200 000	211 900 000
2016	623 500 000	184 200 000
2015	544 454 000	108 500 000
Total	6 887 654 000	2 224 700 000

Tabla: OjoPúblico • Fuente: Superintendencia del Mercado de Valores (SMV) y Transportadora de Gas del Perú (TGP) •

UTILIDADES NETAS ESTIMADAS (SMV)

2004: USD 10.4 mil; **2005:** US\$ 18.2 mill.; **2006:** US\$32.5 mill.; **2007:** US\$ 48.7 mill.; **2008:** US\$ 65.4 mill.; **2009:** US\$ 84.1 mill. ; **2010:** US\$ 92.3 mil.; **2011:** USD 75mill.; **2012:** USD 84 mill. ; **2013:** USD 91 mill; **2014:** USD 63 mill.

TOTAL: US\$ 3,000 millones dólares corrientes aprox

¿ Cuándo y cómo fue el inicio del **agotamiento** de las Reservas nacionales del Gas de Camisea y el abandono de la **industria petroquímica** nacional?

Modifican artículo 2° del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural

Decreto Supremo
N° 031-2003-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Sustituir el numeral 2.1 del artículo 2° del Reglamento de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, por el texto siguiente:

"2.1 Se considera garantizado el abastecimiento de Gas Natural al mercado nacional, cuando las reservas probadas del Productor alcancen para abastecer la demanda futura, determinada según lo señalado en el literal a) del artículo 4° de la Ley N° 27133, para un periodo mínimo definido en el Contrato de otorgamiento de derechos de explotación de las reservas probadas de Gas Natural, el cual será determinado a partir de la fecha de suscripción del respectivo contrato de venta de gas para exportación. El Productor podrá incrementar sus reservas adicionando las obtenidas en nuevos yacimientos."

Artículo 2°.- DEL RERENDO

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima a los veintisiete días del mes de setiembre del año dos mil tres.

ALEJANDRO TOLEDO
Presidente Constitucional de la República

HANS FLURY ROYLE
Ministro de Energía y Minas.

REGLAMENTO DE LA LEY DE PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

DECRETO SUPREMO N° 040-99-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DE LA EXPLOTACION DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL

Artículo 2.- Del Abastecimiento al Mercado Nacional

De acuerdo con lo dispuesto en el inciso a) del Artículo 4 de la Ley:

2.1 Se considera garantizado el abastecimiento de Gas Natural al mercado nacional, cuando las reservas probadas del Productor alcancen para abastecer la demanda futura, determinada según lo señalado en el Contrato, para un Período mínimo definido en el Contrato de otorgamiento de derechos de explotación de las reservas probadas de Gas Natural, el cual no podrá ser menor a un horizonte permanente de 20 años. El Productor podrá incrementar sus reservas adicionando las obtenidas en nuevos yacimientos. (*)

(*) Numeral sustituido por el [Artículo 1 del Decreto Supremo N° 031-2003-EM](#), publicada el 28-09-2003, cuyo texto es el siguiente:

"2.1 Se considera garantizado el abastecimiento de Gas Natural al mercado nacional, cuando las reservas probadas del Productor alcancen para abastecer la demanda futura, determinada según lo señalado en el literal a) del artículo 4 de la Ley N° 27133, para un período mínimo definido en el Contrato de otorgamiento de derechos de explotación de las reservas probadas de Gas Natural, el cual será determinado a partir de la fecha de suscripción del respectivo contrato de venta de gas para exportación. El productor podrá incrementar sus reservas adicionando las obtenidas en nuevos yacimientos."

(*) Numeral modificado por el [Artículo 1 del Decreto Supremo N° 079-2009-EM](#), publicado el 09 noviembre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"2.1 Se considera garantizado el abastecimiento de Gas Natural al mercado nacional, cuando las reservas probadas del Productor alcancen para abastecer la demanda futura, de acuerdo a los pronósticos de demanda de Gas Natural, así como a los niveles de reservas probadas de Gas Natural del país, publicados anualmente en el "Plan Referencial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas".

COMENTARIOS:

- Fue acertado el **cambio de la fórmula de reajuste** del precio en boca de pozo en **el 2006**; del original basado en una bolsa de combustibles a una que está mas vinculada a la inflación de insumos adquiridos en los EE.UU..
El precio del gas en la región se había **desacoplado** del precio del petróleo , que es muy volátil. Si no, se habrían producido crisis simultáneas a las del precio del petróleo en las dos últimas décadas y, **ahora**.

Aprueban modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88

DECRETO SUPREMO N° 064-2006-EM

Enlace Web: EXPOSICIÓN DE MOTIVOS PDF.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 5 de setiembre de 2006, Pluspetrol Perú Corporation S.A., en representación del Contratista, y PERUPETRO S.A., con la participación del Ministerio de Energía y Minas, llegaron a un acuerdo relacionado con la modificación del Factor de Ajuste para la determinación del Precio Realizado máximo del Gas Natural, el cual se requiere incorporar en el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88;

Que, el Directorio de PERUPETRO S.A., mediante Acuerdo N° 082-2006, de fecha 21 de setiembre del 2006, aprobó el Proyecto de Modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88, elevándolo al Poder Ejecutivo para su consideración y respectiva aprobación;

De conformidad con lo dispuesto en los numerales 8) y 24) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú y el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM:

DECRETA:

Artículo 1.- De la Aprobación de la Modificación del Contrato

Aprobar la Modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el **Lote 88**, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2000-EM, para los fines a que se refiere la parte considerativa del presente Decreto Supremo; a celebrarse entre PERUPETRO S.A. y las empresas Pluspetrol Perú Corporation S.A., Pluspetrol Camisea S.A., Hunt Oil Company of Perú L.L.C., Sucursal del Perú, SK Corporation, Sucursal Peruana, Tecpetrol del Perú S.A.C., Sonatrach Perú Corporation S.A.C. y Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú.

Artículo 2.- De la Autorización para suscribir la Modificación del Contrato

3.2 **Modificar** los literales b) y c) y **agregar** los literales d) y e) del subacápito 8.4.4.1, los cuales quedarán redactados de la siguiente manera: =====

"8.4.4.1 (...) =====

b) El valor referido en el literal a) anterior se reajustará a partir del primer Día de cada año calendario, de acuerdo con la aplicación de la siguiente fórmula: =====

$Pt = Pa * FA$ =====

Donde: =====

Pt = Precio Realizado máximo en el Punto de Fiscalización de la Producción, aplicable al nuevo período. =====

Pa = Precio Realizado máximo en el Punto de Fiscalización de la Producción, a la Fecha de Suscripción. =====

FA = Factor de Ajuste determinado en cada oportunidad, como resultado de: =====

$FA = (0.60 * Ind1_1 / Ind1_0 + 0.40 * Ind2_1 / Ind2_0)$ =====

Ind1=Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, (WPS1191), publicado por el Department of Labor - USA, correspondiente al período (i) ó (o). =====

Ind2=Promedio aritmético del Índice Fuel and related products and power, (WP005) publicado por el Department of Labor - USA, correspondiente al período (i) ó (o). ==

(i) =Período de 12 meses publicados anteriores al período de ajuste. =====

(o) =Período comprendido entre diciembre 1999 y noviembre 2000. =====

c) Período de determinación del Factor de Ajuste (FA): =====

El Factor de Ajuste (**FA**) se determinará para cada año calendario, el primer día hábil de cada año calendario, con

los 12 últimos índices publicados, los cuales para los efectos de estos cálculos se tomarán como definitivos. =====

El primer ajuste se realizará el primer día útil del año 2007.

Durante los primeros **6** años contados a partir del 01.01.2007,

la aplicación del Factor de ajuste determinado en el literal

b), no representará un incremento acumulado anual en el Precio

Realizado máximo superior al 5%. Durante los **5** años

subsiguientes el incremento acumulado anual en los Precios

Realizados máximos, no superará el 7%. =====

d) El Precio Realizado máximo para el Gas Natural de uso

residencial y vehicular **no será mayor** al Precio Realizado del

Gas Natural para la exportación. =====

e) El Precio Realizado será el precio establecido en los

respectivos contratos de compra venta en el Punto de

Fiscalización de la Producción." =====

¿Cuáles son las observaciones sobre el GSP y del SITGAS ?

Estimación de Costos por Mott MacDonald



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas



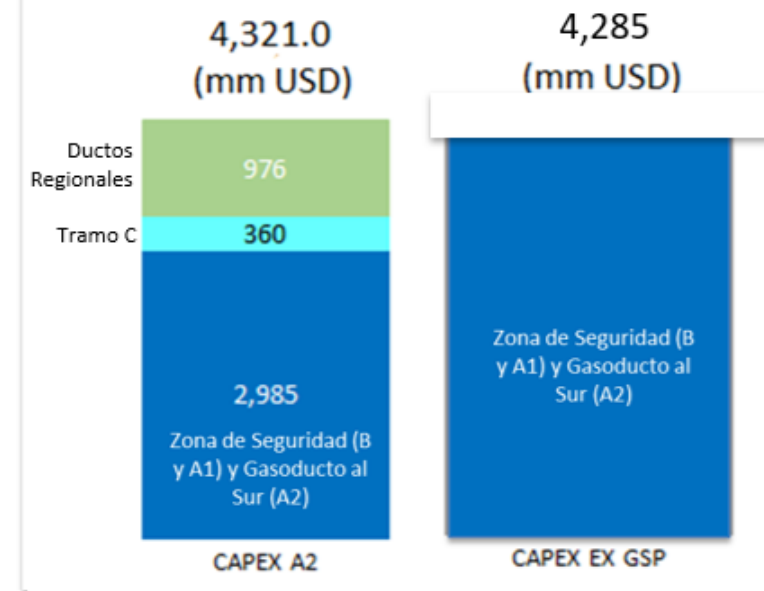
 **Alternativa
Seleccionada**

CAPEX SITGAS: 4,321 MM US\$

- 890 km Zona de Seguridad (B y A1) y Gasoducto al Sur (A2): 2,985 MM US\$
- 981 km Ductos Regionales: 976 MM US\$
- 137 km Tramo C (KP84-Chiquintirca): 360 MM US\$

COMPARACION CAPEX SITGAS VS CAPEX EX GSP

USD millones



Estimación de Capex de la Etapa I, con variación de -30% +50% (AAE Clase IV)

La inversión de **Ex Proyecto GSP** fue de **4,431 mm USD**, incluyendo otros costos preoperativos

Diciembre del 2021

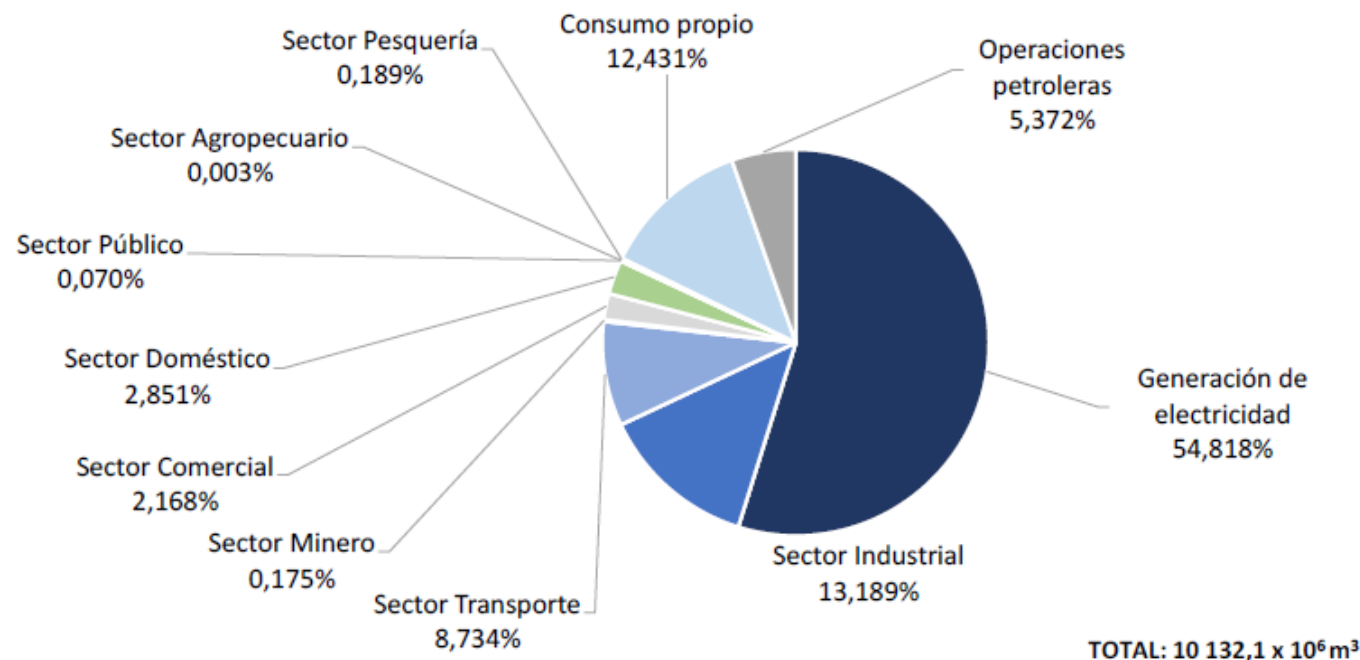
COMENTARIOS: hay un **sobrepeso** de cerca **del 50%** en el CAPEX del GSP con respecto al del SITGAS!! Además, el proyecto de GSP estaba incompleto: no tenía los **ductos regionales** y la redundancia (**tramo C**).

Gasoducto Sur Peruano (GSP)

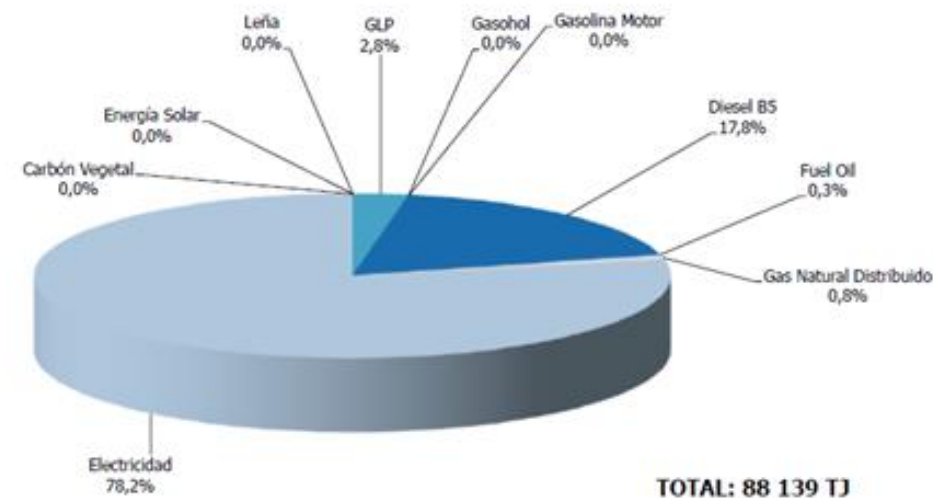
OBSERVACIONES

- No se incluye la construcción del tramo C (gasoducto y poliducto) que tendría una capacidad de **1000 MMPCSD y 130 MBD**.
- **Solo un tercio** del gas extraído de Malvinas será transportado al sur (aprox. **550 MMPCSD**) en los tramos A1 y A2.
- No hay construcción de poliducto en tramo A1 y A2. **Líquidos iran al Centro**.
- No se ha definido el precio estimado del gas : en el lote 88 es regulado y en el, 56, 57 y 58 son precios libres (salvo que se **intervenga el mercado** con el mecanismo de **ingresos garantizados**). Tambien, el volumen suficiente de reservas de GN comprometidas para cubrir la demanda proyectada en el horizonte del proyecto SITGAS.
- No se conoce el precio del transporte de GN, que será mayor que el del gasoducto Camisea-Lima (salvo **intervención del mercado por decreto**).
- **No hay proyecto de Polo Petroquímico**, que se refleja en el diseño del GSP.

¿ En qué se ha consumido el gas natural?



Minería: gran consumidor de electricidad



Fuente: Estadísticas DGH (MINEM)

COMENTARIOS: prácticamente el **100%** como **combustible** y principalmente **55%** en **generación eléctrica** en el mercado interno y, la **exportación**. Solo el **3%** para el sector doméstico.

La petroquímica del gas está postergada **desde el 2007** (Ley de promoción para el Desarrollo de Industria Petroquímica, n° 29163).

En **julio del 2023** la presidenta relanzó la **petroquímica**, y a **inicios del 2024** estaba listo un proyecto elaborado por un equipo ad-hoc de expertos, para licitar y realizarlo en **Marcona**; el nuevo ministro del MINEM **“congeló” el proyecto**.

PROYECTO: Industria Petroquímica

Una necesidad impostergable



45% población se dedica a la agricultura (Fertilizantes)

100% de la alimentación depende de nuestra agricultura.

BENEFICIOS:

- ✓ Mejora el valor agregado al gas natural (alta rentabilidad social)
- ✓ Dinamiza las inversiones, promueve el desarrollo regional y nacional (reactivación económica)
- ✓ Disminuye la dependencia de la importación de productos (fertilizantes y explosivos).

Inicia con mas de **3 Mil**
Millones de dólares
en inversiones



Incluye ducto y planta de nitrato de amonio

Comparativa de Reservas probadas (Tcf) y tiempo de duración

- Lote 88: ~5.4 Tcf (**mercado nacional**); para **9 años** sin aumentar demanda.
- Lote 58: ~3.9 Tcf (próximo a operar y **exportar**); para **7 años**.
- Lote 56: ~1.1 Tcf (se **agotará** al terminar el contrato de **exportación** en el 2028).
- Lote 57: ~0.9 Tcf (para **exportar**, están **agotándose**).

COMENTARIOS: Requerimiento mínimo para el PROYECTO del **SITGAS**: **4.85 Tcf**; según *DeGolyer & MacNaughton Corp* (Dic. 2020).

- Las reservas del lote 88 prácticamente se han estado consumiendo el **100%** como combustible (el **55%** en termoelectricidad).
- No hay suficiente gas para el **SITGAS**, además se tiene que resolver el **precio** de producción y **tarifa** de transporte y...una **ampliación o nueva** planta de producción similar a *Las Malvinas* y...sobretudo: **descubrir** nuevas reservas, probadas y desarrolladas para su **comercialización**.

Ley que afianza la Seguridad Energética y promueve el Polo Petroquímico del Sur N° 29970, 22-12-2012

Artículo 2.- Extensión de los beneficios previstos en la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural

2.1 Las empresas encargadas de implementar los proyectos de suministro de gas natural y líquidos de gas natural para el afianzamiento de la seguridad energética, en el marco de la presente Ley, pueden ser beneficiarias del **Mecanismo de Ingresos Garantizados...**

Artículo 3.- Participación de las empresas del Estado en los proyectos energéticos específicos que incrementen la seguridad energética

3.2 **Electroperú SA** participa en el desarrollo de los proyectos señalados en el artículo 4, en particular en el **Proyecto Complejo Energético del Sur (Nodo)**, mediante la procura del gas, así como la contratación de capacidad de transporte desde Anta hasta la costa sur del país que esté en capacidad de suministrar gas natural al complejo energético y al polo petroquímico en la costa sur del país del país que esté en capacidad de suministrar gas natural al complejo energético y al polo petroquímico en la costa sur del país.

4.2 Según la naturaleza del proyecto, el Ministerio de Energía y Minas puede autorizar la aplicación del **Mecanismo de Ingresos Garantizados**, señalado en el artículo 2 de la presente Ley, o lo establecido en la Ley 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y **el Fondo de Inclusión Social Energético**, según corresponda, para retribuir los costos eficientes de los proyectos señalados en el numeral anterior, por la parte no recuperada con los ingresos tarifarios del concesionario.

... En caso se requieran contratos a firme de transporte de gas natural **para favorecer el desarrollo del Nodo energético del sur**, el costo fijo de dichos contratos, que no es asumido por la generación existente, **es asumido también por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).**

COMENTARIOS:

- La empresa *Shell Mobil* inició la exploración en 1981 para descubrir dos grandes depósitos: el primero el de **San Martín** (1984) y luego **Cashiriari** (1987). Al no llegar a un acuerdo con el gobierno de entonces, abandonó en 1996 el proyecto que significó unos **US\$ 500 millones** de inversión, que quedó para el Estado peruano. Este tesoro hemos observado cómo se ha dilapidado como combustible y en el mal “negocio” de exportación. Ahora, despertando frente a la reciente crisis energética con gran impacto en la economía nacional: **no hay suficiente gas para el proyecto SITGAS**; el responsable del Sector promete un proyecto de **Regasificación** que demorará años...entrará en operación para el año que importemos gas a **precios internacionales** (ahora, ya importamos GLP).
- En la Ley N°29970 “...que promueve el Polo Petroquímico”, todo estaba orientado para el proyecto del **Nodo** y...se “olvidaron” del **Polo Petroquímico**. Por el contrario, se ha continuado con el consumo del gas de Camisea solo **como combustible y producción de electricidad**.
- Se observa que, el mecanismo de **Ingresos Garantizados** se ha venido usando para promover y justificar proyectos sobrevalorados deficientes con (y sin) estudios, como: el **Nodo Energético del Sur**, **Gasoducto costero**, el **GSP** con indicios de corrupción, entre otros. Comprometiendo a las empresas de Estado (**ElectroPerú**, **PetroPerú**) como “peones” de estos negocios.

**¿Hay una desnacionalización de la industria en
sector Energía?**

Empresas dominantes en el Sector Energía peruano

GAS NATURAL

- **Pluspetrol (Argentina)**: Lidera el Consorcio Camisea, el yacimiento más importante del país.
- **Hunt Oil (EE. UU.) y SK Innovation (Corea del Sur)**: Socios clave en la explotación y exportación de gas (PERU LNG).
- **Quavii / Promigas (Colombia)**: Encargados de la masificación del gas natural en el norte del Perú.
- **Cálidda (Colombia)**: (Grupo Energía Bogotá) responsable de la red de distribución en Lima y Callao.

PETROPERÚ y ELECTROPERÚ

Petroperú mantiene actualmente una participación de mercado de menos del **25%** en el mercado nacional de combustibles. Electroperú tiene una participación del **11%** de la producción eléctrica nacional.

Empresas dominantes en el Sector Energía peruano

HIDROCARBUROS (Combustibles)

- **Repsol (España)**: Opera la Refinería La Pampilla y una de las redes de estaciones de servicio (grifos) más grandes del país.
- **Primax (Grupo Romero, Perú/Chile)**: Aunque de origen local, opera como una transnacional con fuerte presencia en Ecuador y Colombia.
- **PetroChina (China)**: Activa en la exploración y producción de crudo

EMPRESAS DE GLP

- **Solgas (Chile)**: Es el líder del mercado peruano. Perteneció a **Abastible**, filial del **Grupo Copec** de Chile, que adquirió los activos de GLP de Repsol en Perú en 2016.
- **Limagas (Chile)**: Forma parte del **Grupo LipiAndes** (antes conocido como Empresas Lipigas) con presencia en Chile, Colombia y Perú. Recientemente anunció planes para expandir su infraestructura de GNL en el país.
- **Llamagas (Perú/Capitales diversos)**: Aunque tiene un fuerte origen local, es uno de los competidores más grandes del mercado junto a Solgas y Limagas.
- **Pluspetrol (Argentina)**: No solo lidera el gas natural, sino que es el **mayor productor de GLP** en el país a través de su planta de fraccionamiento en Pisco, donde procesa los líquidos del gas de Camisea.

Empresas dominantes en el Sector Energía peruano

ELECTRICIDAD

- **Engie Energía Perú (Francia)**: Es una de las generadoras más grandes del país. Opera la Central Térmica Ilo 41 y diversos proyectos de energías renovables.
- **Orygen (Antes Enel Generación Perú - Italia/Global)**: Recientemente, Enel vendió sus activos de generación en Perú a **Niagara Energy** (controlada por el fondo global **Reino Unido, Actis**), pasando a operar bajo la marca **Orygen**.
- **Kallpa Generación (Inkia Energy – Global. Perú/Canada)**: Controlada por el fondo de inversión **Squared Capital**. Opera la central termoestratégica Kallpa y la hidroeléctrica Cerro del Águila.
- **Statkraft (Noruega)**: Líder en generación de energía renovable, operando nueve centrales hidroeléctricas en el país, como [Cahua y Cheves](#).
- **Fénix Power (Chile)**: Propiedad de **Colbún**, opera una de las centrales térmicas de ciclo combinado más eficientes en Las Salinas, Chilca.
- **Enel (Italia)**: Aunque ha iniciado procesos de venta de activos, sigue siendo un gigante en distribución y generación.
- **China Southern Power Grid (China)**: Adquirió recientemente el negocio de distribución de Enel en Lima.
- **China Yangtze Power (China)**: Propietaria de **Luz del Sur**, la principal distribuidora del sur de Lima.
- **Naturgy (España)**: Distribución de gas natural y servicios eléctricos.

Empresas dominantes en el Sector Energía peruano

TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

- **ISA REP (Colombia)**: Es el líder indiscutible del mercado. [Red de Energía del Perú \(ISA REP\)](#) gestiona más de 12,000 km de líneas y subestaciones en 21 regiones. Sus accionistas son **Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)** —del grupo **Ecopetrol**— y el **Grupo Energía Bogotá (GEB)**.
- **Consortio Transmantaro (Colombia)**: Empresa vinculada a ISA REP y GEB que opera líneas estratégicas de 500 kV que conectan el centro con el sur y norte del país.
- **Abengoa (España)**: Aunque ha reducido su participación, históricamente ha operado importantes concesiones de líneas de transmisión.
- **Alupar (Brasil)**: Empresa que ha ganado recientemente licitaciones para la construcción y operación de nuevos sistemas de transmisión en diversas regiones.
- **Celeo Redes (España/Canadá)**: Participa en la operación de infraestructuras de transmisión clave para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Reflexiones Finales

La crisis energética del 01 de marzo, confirma lo que hemos advertido tiempo atrás ("**Urge un plan energético consensuado para el desarrollo sostenible del Perú**"*), dada la importante relación energía-economía que, en la era actual estas crisis no solo se deben a factores de imprevisión, escasez de RR.NN., sostenibilidad de la de la matriz energética, de fenómenos naturales y, de deficientes o inexistentes políticas energéticas internas; sino también de factores exógenos como las actuales guerras comerciales y militares, los cambios tecnológicos y, el cambio climático y, vaivenes de política de los países hegemónicos.

- **Situación energética actual: ¿qué hacer?**
 - Hemos insistido y demostrado que, en el país: tenemos largamente un superávit y subconsumo de un gran potencial técnicamente aprovechable de fuentes energéticas renovables y limpias; sin embargo, al no existir un **Plan de Desarrollo Energético sostenible** a LP, que optimice el uso y consumo de las diferentes fuentes renovables y no renovables, anticipando los posibles escenarios futuros (con revisión y actualización periódica, por un equipo permanente y multidisciplinario).
 - La actual crisis energética en el país, que ha afectado a los grandes consumidores de electricidad y simultáneamente a todos los consumidores de combustibles y derivados del gas seco y licuefactado y los líquidos (**75% GLP viene de Camisea**); y que también ha tenido un componente externo la volatilidad del precio del petróleo por el conflicto bélico en el Oriente Medio que también afectó a las gasolinas y Diesel y...sobre todo a la **especulación** en la cadena de suministro. Se conoce que, el detonante fue la falla con deflagración del ducto de líquidos en el km. 43 del sistema en Megantoni, Cuzco, que también impidió el flujo de gas seco del gasoducto que va a Lima.

Reflexiones Finales

-Ante esta coyuntura recién, todos, incluyendo los líderes políticos y empresariales y los “especialistas” reclaman: ¿por qué no hay un ducto adicional para dar redundancia y confiabilidad al suministro del gas desde Camisea?.

Otros proponen decisiones improvisadas, como el titular del Sector, poner una planta de Regasificación (*Floating Storage and Regasification Units*) pero, que también requiere un ducto submarino, además de los ductos terrestres; además del barco metanero anclado y adaptado para la regasificación y que seguramente para consumir el gas en el llamado “Nodo Energético”, esto es muy similar a la idea de instalar plantas nucleoelectricas modulares sin tener el capital humano especializado y sin considerar la seguridad y contaminación radiactiva. Ya no insisten con el “Gasoducto costero” (proy. de TGP) para el Nodo, ahora se confirma lo que señalamos antes: que, esta iniciativa privada **incrementa** la **inseguridad energética** al depender más del **65%** del GN de Camisea.

• Las decisiones políticas en el Sector Energía: el GRP y el Contrato

- En junio de 1999 se introdujo la modalidad de “ingresos garantizados” y la GRP y se suspendió las concesiones para **centrales hidráulicas**.
- En el 2000 se firma el contrato con el Consorcio para la explotación del lote 88 de Camisea; y se pusieron dos condiciones: un precio tope en boca de pozo reajutable para el gas para generación eléctrica y otros usuarios (GNV, masificación, industria); y, la garantía de abastecimiento **permanente** del mercado interno **de 20 años** en caso de exportación. Esta segunda condición implicaba que se tenía que ir **reponiendo** las reservas.

Reflexiones Finales

Las decisiones políticas en el Sector Energía: cambio del Contrato

- En setiembre del 2003, se produjo un hecho político grave, que en nuestra opinión, es **la causa y origen** del agotamiento de las reservas de gas y sus líquidos en el país y la inexistencia de la industria petroquímica, al **cambiarse y eliminarse** la condición de mantener reservas permanentes para un periodo de 20 años (D.S. N° 031-2003-EM). Particularmente el lote 56 también descubierto por la Shell, debió reservarse para el mercado nacional y con **las mismas dos condiciones aplicadas al lote 88**. Además, no solo se ha criticado en el país este mal negocio de exportación como GNL, también ha sido motivo de publicaciones científicas (*papers*) en el campo de Energía, como el publicado en noviembre del 2014** que concluye que:
 - “El proyecto de gas natural licuado de Perú está **generando pérdidas económicas** para el país.
 - Los resultados de nuestros análisis **son sólidos** para todos los escenarios considerados.
 - El valor actual del costo de reemplazar la energía exportada **supera con creces** los ingresos fiscales.
 - Los proyectos **no pueden aprobarse** basándose únicamente en los beneficios inmediatos.
 - Deben considerarse los **costos de oportunidad** potenciales de los proyectos.”
- Nuestra observación al Contrato es que, solo se aplicaron las dos condiciones para el gas seco y **nó para los líquidos del gas de Camisea** que tiene vinculación con el precio del GLP; omisión que ha tenido además un gran impacto en alto precio del GLP y posiblemente **ahora** no se estaría importando y aplicando erróneamente el precio de importación. Se debería en todo caso aplicar un precio ponderado (80% precio de exportación y 20% del de importación).

**L. Leung , Glenn P. Jenkins, *An economic evaluation of Peru's liquefied natural gas export policy*, Energy Policy, november 2014

Reflexiones Finales

Las decisiones políticas en el Sector Energía: el GSP y el SITGAS

- La revisión del Informe de la consultora Mott McDonald (MMD); permitió .desvelar el “secreto” muy bien guardado: el GSP tenía un **sobreprecio del 50%** y además no incluía los ductos regionales y tramo que da redundancia (tramo C).
- En el 2000 se firma el contrato con el Consorcio para la explotación del lote 88 de Camisea; y se pusieron dos condiciones: un precio tope en boca de pozoreajutable para el gas para generación eléctrica y otros usuarios; y garantía de abastecimiento **permanente** del mercado interno **de 20 años**; en caso de exportación. Esta segunda condición implicaba que se tenía que ir **reponiendo** las reservas.
- Para el GSP y el SITGAS no se tiene resuelto el precio del gas como el del lote 88 que es regulado; así como la tarifa de transporte.
- Según **DeGolyer & MacNaughton Corp** el proyecto SITGAS requiere de **4.85 Tcf**, y las reservas probadas existentes; solo estaría disponible los 5.4 Tcf del lote 88 y si se usa para el proyecto solo habría gas seco para un año en el país.

Reflexiones Finales

Las decisiones políticas en el Sector Energía: la TGP

- La TGP ha tenido un financiamiento no reconocido ni capitalizado (p.ej., a través de un fidecomiso de COFIDE) del pago por los millones de usuarios de electricidad del concepto de GRP que representa **más del 40%** de toda la inversión realizada por TGP; que si lo llevamos a valor presente significan aprox. **US\$ 1,500 millones**.
- Por otro lado, las utilidades netas acumuladas en dólares corrientes de TGP representan **US\$ 3,000 millones**.
- Además, TGP desde hace una década **ya recuperó toda su inversión** y ahora reparte prácticamente todas sus utilidades a sus socios (que han ido cambiando por su alta rentabilidad).
- Tiene un EBITDA histórico **de más del 75%**, uno de los más altos de la región.
- La inversión inicial (gasoducto+poliducto) fue aprox.: **US\$ 811 millones**; las ampliaciones (loops) para aumentar la capacidad de transporte, inversión cerca de **US\$ 1,400 millones**; o sea que, las ampliaciones solo del gasoducto **costaron más** que toda la infraestructura inicial (?); esto sería el costo de un **gasoducto "gemelo"** y, daría la redundancia necesaria, que hoy recién se reclama..

CONCLUSIONES

Después del repaso retrospectivo y necesario; concluimos que:

- No estamos en una crisis energética coyuntural, sino que hemos llegado al nivel de
- **alta inseguridad y riesgo energo-económico**; si observamos que: la matriz energética nacional depende del **57%** del gas y sus líquidos, la generación eléctrica depende en un **56%** del gas como insumo, el petróleo (**80%** importado) y petróleo+LGN es consumido por el transporte en **91%**. El **75%** de la oferta nacional es cubierta por estos hidrocarburos. Además las reservas de GN desarrolladas se agotarán en **menos de 10 años** (solo si la demanda no crece).
- Lo que nadie observa es que, cuando se agoten las reservas del lote 88; el **impacto en la economía será grave**; se importará GN y líquidos a precio internacional; es decir, ya **no habrá precio regulado del GN** (subsidio implícito) que impactara notablemente en el aumento del precio de la electricidad y, sobre todo al transporte público y vehicular, a la industria y comercio, y riesgo de una estanflación (alta inflación y baja actividad económica, y alto desempleo), afectando a los **34 millones de peruanos**.
- El lote 56, fue dedicado exclusivamente a la exportación por un contrato firmado en **el 2004**; que a terminar de construirse planta de Melchorita la exportación de inició el **2010**. Como hemos referido previamente fue un mal “negocio” para el país: no se pensó en la **industrialización del país**, con la **petroquímica** del etano (el más rico en la región, **10%**) así como el metano, propano y butano para el GLP (que ahora importamos).

CONCLUSIONES

- Aparte de aquellos responsables de la actual situación y que ahora la justicia peruana ya los tiene purgando sus delitos; también hay voceros y lobistas rentados que tienen como labor oponerse a las decisiones de las autoridades del Sector Energía que, en **colusión tácita** con algunos altos funcionarios públicos del Sector siguen obstruyendo la promulgación de reglamentos y normas (que incluso tienen amplio respaldo del Congreso) **orientadas al bien común**, para mejorar las matrices energética y eléctrica con una mayor competencia en el mercado, con la mayor participación de fuentes energéticas renovables y limpias que el país solo usa solo el **10%** del total del potencial técnico.
- Los Reglamentos de la ley N °32249, el de Generación Distribuida y, el de Servicios Complementarios que incluso contribuirá a la solución de problemas energéticos en zonas aisladas, como la ciudad de Iquitos; están a la **espera de su promulgación** hace cerca de un año con plazos vencidos.

CONCLUSIONES

- El 01 de marzo se dió inicio a una crisis energética permanente, aunque todavía de baja intensidad, después de una **cadena de hasta 13 fallas** previas que antecedieron a la fuga y explosión final (Km 43) en el gasoducto; al tener matrices energética y eléctrica excesivamente dependientes del gas de Camisea con un solo ducto y con reservas en proceso de agotamiento. Si las autoridades responsables en el Sector no adoptan las urgentes, necesarias y acertadas medidas, con la limitación de no existir un **Plan de Desarrollo Energético sostenible a LP**; la crisis se acentuará y **será insostenible** con solo medidas de “parche” a CP.
- Como hemos demostrado previamente; en el Sector Energía hay una diversidad de empresas transnacionales de diferentes países que tienen a su cargo la **mayor participación** en el mercado de energía del país; las dos únicas grandes empresas nacionales (Petroperú, Electroperú) tienen una participación notablemente minoritaria en el mercado.
- Si bien, estamos a favor de las inversiones nacionales y del extranjero; también tenemos la responsabilidad de requerir **la cooperación pública-privada permanente**; que es fundamental para que el gobierno nacional en cumplimiento de sus elevadas funciones, ejecute las necesarias políticas de desarrollo que redundarán en el bienestar de todos. Es decir, es importante la colaboración de las empresas en **el alineamiento** con las políticas de Estado del país que las acoge.

En el país, la Reforma del Estado y sus instituciones es condición necesaria pero no suficiente para alcanzar el desarrollo sostenible del país ; se requiere sobretodo de líderes y funcionarios competentes con sólida formación ética y rectos principios.

Lo que exige también, el mismo comportamiento de la contraparte privada.