



Colegio de Ingenieros del Perú Consejo Departamental de Lima



CONFERENCIA

Nueva Matriz Energética Sostenible para el Perú

Dr. Jaime E. Luyo

Lima, 6 de junio del 2012

Nueva Matriz Energética Sostenible para el Perú

“ningún viento es favorable para el que no sabe a dónde va”.

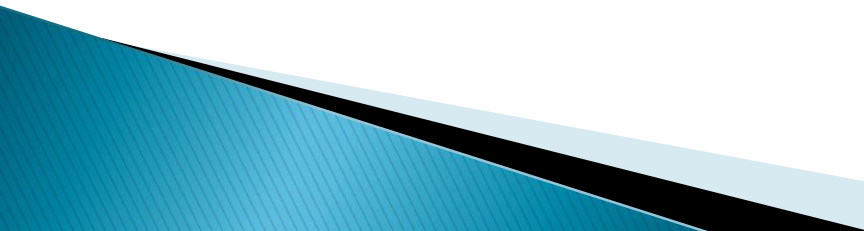
Séneca

“las verdades fragmentadas son a menudo tan nocivas como los errores” . “El futuro es la razón de ser del presente”.

Gastón Berger, 1957

“Planificación : concebir un futuro deseado así como los medios reales para alcanzarlo”.

Russel Ackoff, 1973



CONTENIDO

- ▶ Hay que esperar las “señales de mercado”
- ▶ Algunos antecedentes hacia la Planificación Energética en Perú
- ▶ Breve Revisión del Estudio NUMES–EAE
 - Metodología aplicada para la NUMES y EAE
 - Objeto , premisas , Objetivos de política; supuestos , datos y criterios
 - Planes y opciones. Plan NUMES elegido
 - Balance Energético de la NUMES
 - Resultados de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE)
 - Plan NUMES elegido
 - Sobre la Implementación del Plan NUMES Objetivo
 - Adecuación del Marco Regulatorio
- ▶ Visión del futuro energético: Algunas señales
- ▶ Reflexiones finales

Hay que esperar “las señales del mercado”

► Crisis del 2004

Fue una *crisis por déficit de energía*, causada por la sequía, el *market power (MP)* del oligopolio en el segmento de generación del mercado eléctrico mayorista y la imprevisión de los responsables del sector. Las distribuidoras tenían problemas para renovar contratos con las generadoras y para atender el servicio público estaban retirando potencia y energía del Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN) **sin contratos**, afectando la cadena de pagos; además los costos marginales de la electricidad estaban elevándose en algunos periodos en casi **5 veces** a los mismos de año previo, el costo marginal promedio del año fue casi el **doble** que en el 2003

► Crisis del 2008

Fue incluso más severa que la anterior ya que, los precios en el mes de julio fueron casi **6 veces** que en el mismo mes del año previo y el costo marginal promedio anual de la energía eléctrica fue **dos veces y media mayor**; las subastas convocadas en aplicación de la LGE, frecuentemente se fueron declarando desiertas al no presentarse los generadores (*colusión tácita*) y, los distribuidores continuaron retirando electricidad sin contratos. La causas fueron : la congestión de la transmisión eléctrica y del gasoducto Camisea-Lima que debía alimentar la alta concentración de la generación termoeléctrica en Lima; el agotamiento de la reserva de capacidad de generación que estaba alrededor del 1% en lugar del 20-30% como lo exige la norma de seguridad energética y, el MP. Fue una *crisis por déficit de capacidad y de energía*; que paradójicamente no se agravó porque la crisis financiera internacional redujo la demanda de energía y potencia eléctrica.

Hay que esperar “las señales del mercado”

► Situación al 2011–2012

A febrero del 2011 la reserva de capacidad de generación fue de 5% en la región centro y sur y, de 1% en la región norte del país ; por lo que se decidió el alquiler de plantas Diesel de emergencia, la instalación de 800 MW de Diesel adicionales para el 2012–2013, así como la importación de electricidad del Ecuador que se inició en el mes de junio 2011 después del racionamiento eléctrico y apagones en el norte debido también a la congestión de las líneas de transmisión del centro hacia el norte y hacia el sur desde el 2007 . Situación que está incidiendo en el incremento del precio de la electricidad.

- Recientemente*, se ha corroborado lo que anticipamos sobre la situación crítica del SEIN en el 2012, se ha declarado *en situación excepcional* por 40 días, es decir, una autorización para no respetar los márgenes técnicos de seguridad operativa en el SEIN.

* Resolución Ministerial N° 068–2012–MEM/DM , Lima, 10 de febrero 2012 .

Sistema Eléctrico Nacional es declarado en Situación Excepcional, Expreso, Lima, 20 de febrero 2011. *Empresas Miineras advierten Riesgo de quedarse sin Energía Eléctrica*, Gestión, Lima, 21 de febrero 2012.

Algunos Antecedentes hacia la Planificación Energética

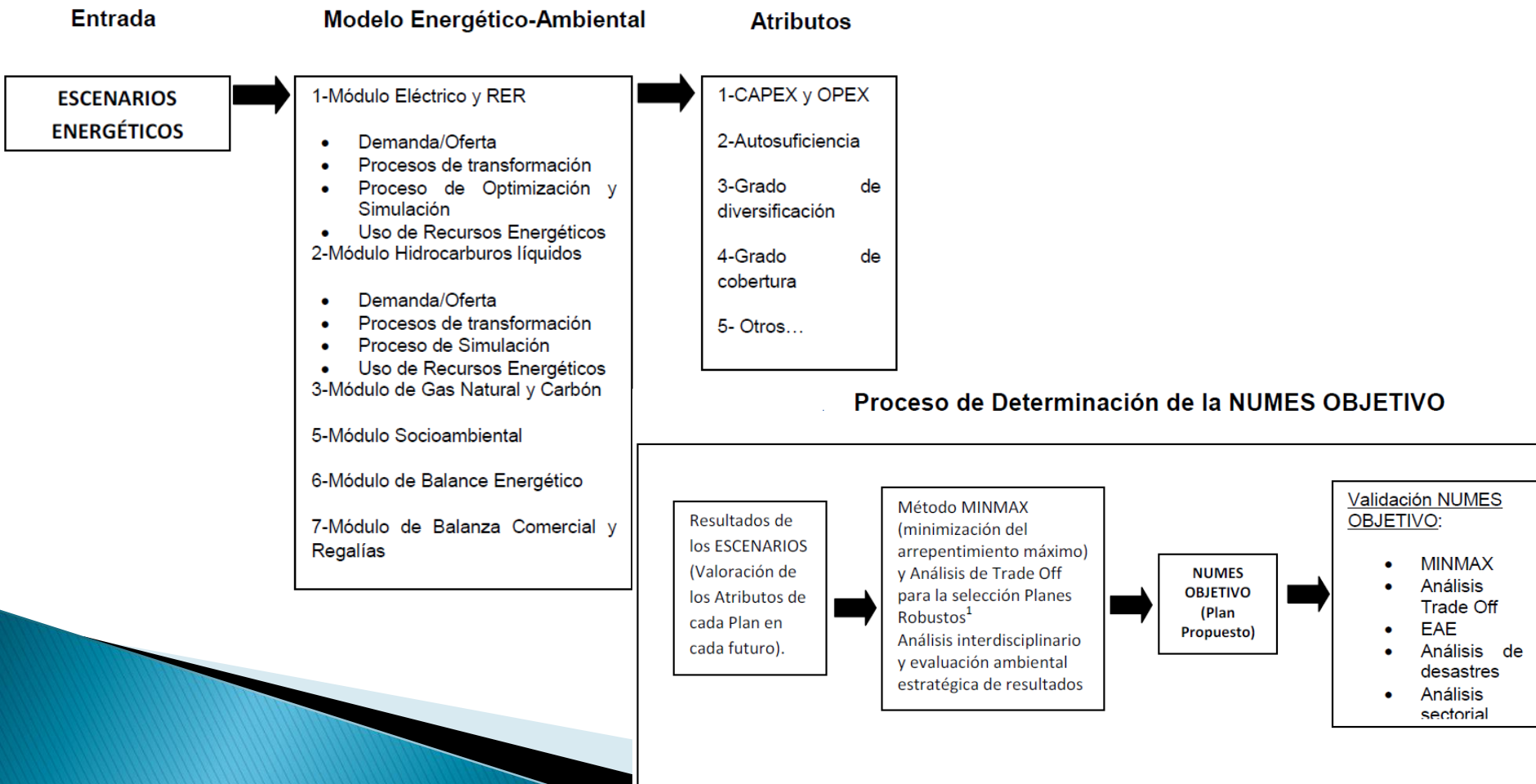
- ▶ **Estrategia-1***: “Organizar el suministro de gas a los sectores que la autoridad considera como prioritarias a corto y mediano plazo, definiendo un Plan de Expansión Eléctrica no basado en cantidades crecientes de consumo de gas natural”.
- ▶ **Estrategia alternativa-2**** “sustentada en tres pilares: el consumo de cantidades crecientes de energías renovables convencionales y no convencionales y limpias, cuyos recursos existentes sean abundantes; la institucionalización de la eficiencia y ahorro energético en el país; y la seguridad energética”.
- ▶ **Política Energética Nacional del Perú 2010–2040**, PE-LP, D.S. N° 064–2010–EM, 23 de noviembre del 2010;
- ▶ **Primer Plan de Transmisión**, PPT, R.M. N° 213–2011–MEM/DM. 05 de mayo 2011
- ▶ **Plan Bicentenario: Perú al 2021**, CEPLAN ,D.S. 054–2011–PCM, 22 de julio 2011.
- ▶ **Estudio** : “Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES) y Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), como Instrumentos de Planificación”, RG–ARCAN/ Cenergia, MEM, Lima, abril 2012

* Fundación Bariloche/ Cenergia, Estudio “ Estrategia para el Desarrollo del Sector Energético del Perú”, Osinermin, Lima, mayo del 2009.

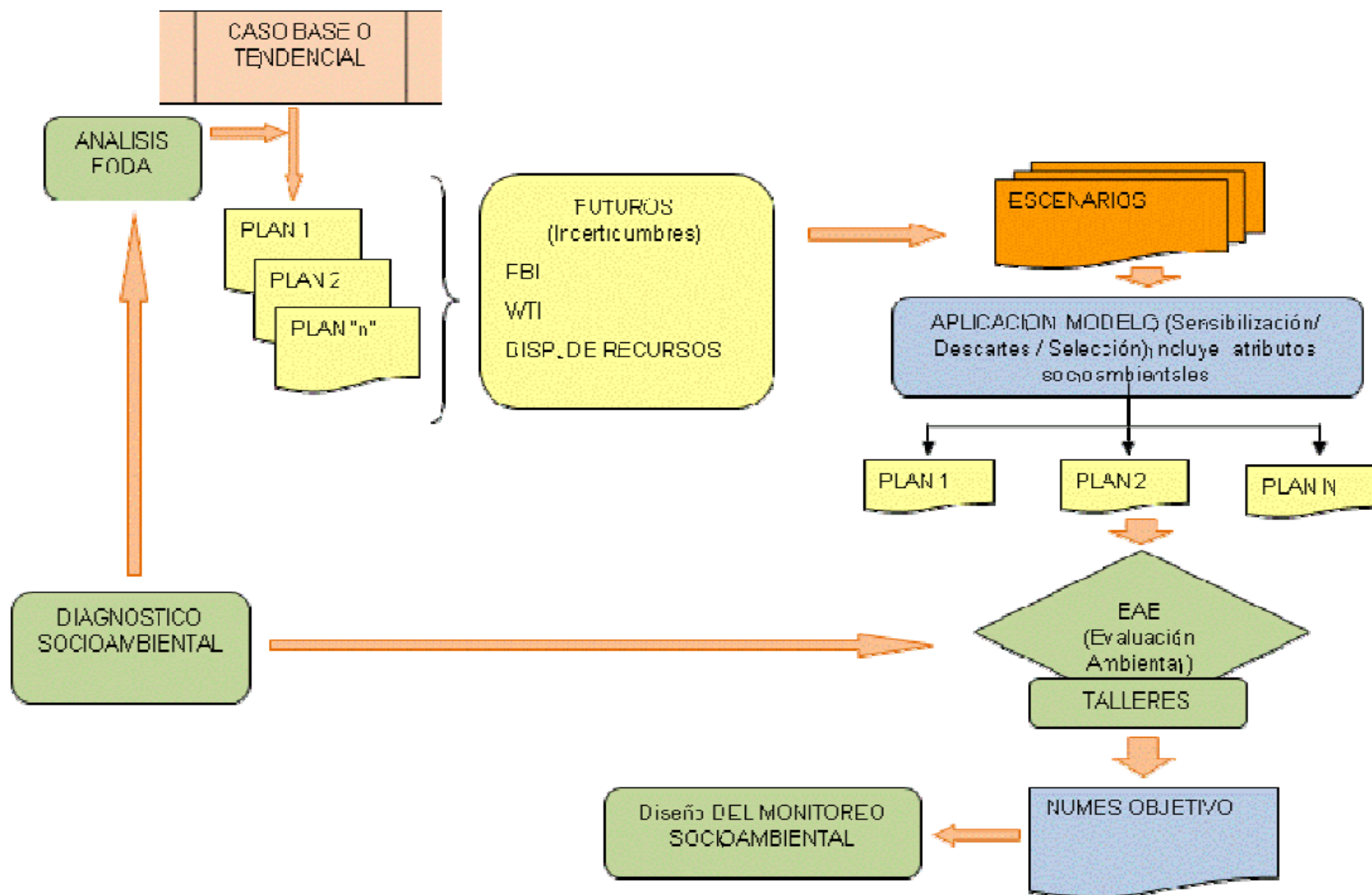
** J.E. Luyo, LINEAMIENTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA EN EL PERÚ, estudio para Osinermin, Lima, julio 2009

Metodología aplicada para la NUMES y EAE

El MEM publica en el mes de abril del 2012 el estudio *“Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación”* (NUMES–EAE), con el apoyo financiero del BID; cuyo desarrollo tomó el doble del tiempo al inicialmente establecido y con una nueva empresa peruana que reemplazó a la que integró el Consorcio argentino–peruano que obtuvo la *buena pro* en octubre del 2010.



Metodología aplicada para la NUMES y EAE



Estudio NUMES-EAE

Objeto: “determinar lineamientos de un Plan Energético, atendiendo objetivos de política, conformado por un subconjunto de planes sectoriales, que permita alcanzar a través del tiempo un uso sustentable de los recursos”.

Premisas :

- Los lineamientos definidos en la Política Energética 2010- 2040*, PE-LP.
- Los programas, objetivos y acciones estratégicas formuladas en el marco del CEPLAN 2010, *Plan Bicentenario al 2021*, P-B.
- La continuación de políticas de apertura a la inversión privada definidas en los marcos normativos vigentes del sector energía.
- Política de Estado de asegurar la implementación de la NUMES a través del tiempo.
- Direccionamiento del desarrollo energético y visión integrada de la actividad de planificación y su monitoreo permanente.
- Ubicación, potencialidad de los recursos energéticos, centros de transformación y consumo de energía, y proyectos y planes en implementación (en base a lo desarrollado en el presente informe).
- Los desafíos analizados en este Informe.

* en el Informe se menciona erradamente “Plan Energético 2010-2040”

Estudio NUMES-EAE

Objetivos de Política (PE-LP) y Atributos

Objetivos	Atributos a cuantificar para la evaluación de planes
1. Diversificación	1. Índice de concentración Herfindahl Hirschmann (HHI)
2. Competitividad	2. Costo medio de LP de la energía (US\$/TJ)
3. Acceso universal	3. Cobertura residencial en gas natural (%)
4. Eficiencia	4. Valor presente costos: opex + capex (total sector)
5. Autosuficiencia	5. Balanza comercial (TJ) 6. 100% - % Importaciones respecto oferta energía
6. Minimizar impacto ambiental	7. Emisiones GEI 8. % RER 9. Áreas inundables
7. Desarrollar la industria del gas natural	10. Consumo nacional de gas natural
8. Fortalecer la institucionalidad del sector energético	No cuantificado por atributo
9. Integración regional y seguridad	11. Suma de importaciones y exportaciones energéticas regionales 12. Necesidades de importación de gas (TJ)

Estudio NUMES-EAE

Incertidumbres

- crecimiento económico (medido por la tasa de variación anual del PBI).
- precio internacional del petróleo (medido por la variación del precio del petróleo crudo West Texas Intermediate – WTI).
- disponibilidad de recursos, que está referido al incremento de las reservas probadas de gas natural a partir de los esfuerzos exploratorios que pueden o no ser exitosos. Oferta máxima posible.

Reservas de Gas Natural (TCF)

Región	Probadas	Probables	Posibles	Recursos
En Explotación	0.5	0.5	0.3	-
En Exploración	-	-	0.0	-
Contratos en Costa-Zócalo	0.5	0.5	0.3	-
En Explotación	0.2	0.1	0.1	1.4
En Exploración	-	0.0	0.0	-
Contratos en Selva Norte-Central	0.2	0.1	0.1	1.4
En Explotación - Lote 56	2.3	1.2	0.3	0.5
En Explotación - Lote 88	8.6	3.5	6.6	0.3
En Explotación - Lote 57	0.8	3.7	6.5	-
En Exploración - Lote 58	-	1.6	4.6	-
Contratos en Selva Sur	11.7	10.0	18.0	0.9
Contratos en Evaluación Exploratoria	-	-	2.1	-
No operadas	-	-	-	31.8
En Explotación	12.5	9.1	13.8	2.2
En Exploración	-	1.6	6.8	-
No operadas	-	-	-	31.8
Total General	12.5	10.6	20.6	34.0

Fuente: Libro de Reservas 2010.

Proyección del PBI

Futuro PBI	Total Período 2011-2040	Subperíodo 2011-2022	Subperíodo 2023-2040
PBI base	4.4%	5.4%	3.7%
PBI optimista	5.2%	6.9%	4.1%
PBI pesimista	3.3%	3.7%	3.1%

Fuente: Apoyo Consultoría y estimaciones propias.

	Henry Hub (US\$/MMBTU)		
	Base	Alto	Bajo
2011	4.1		
2015	5.1	5.3	4.9
2020	5.5	6.1	5.5
2025	6.5	7.1	6.1
2030	7.0	7.6	6.5
2035	7.7	8.2	6.9

	WTI (US\$/bbl)		
	Base	Alto	Bajo
2011	100		
2015	103	104	102
2020	127	131	121
2025	155	165	145
2030	176	191	161
2035	199	220	179

Fuente: DOE-EIA.

Futuros

Futuros	PBI	WTI	Recursos
F1	Base	Base	Base
F2	Optimista	Base	Base
F3	Pesimista	Base	Base
F4	Base	Alto	Base
F5	Base	Bajo	Base
F6	Base	Base	Optimista
F7	Base	Base	Pesimista

Planes y Opciones

Planes	Estructura de generación	RER	Petroquímica	Transporte Gas	Exportación	Petróleo	Biocombustibles	Eficiencia Energética	Cobertura	Exploración Gas
1	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base
2	Más hidro y menos gas	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base
3	Más hidro y menos gas	10%	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base
4	Más hidro y menos gas	20%	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base
5	Más gas y menos hidro	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base
6	Más gas y menos hidro	10%	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base
7	Más gas y menos hidro	20%	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base
8	Base	Base	Sin Petroquímica Sur	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base
9	Base - Potencia Térmica GN Centralizada	Base	Sin Petroquímica Sur	Centralizado (Sur Chico sin Norte)	Base	Base	Base	Base	Base	Base
10	Base	Base	Base	Sur grande + Norte	Expo Gas Sur	Base	Base	Base	Base	Base
11	Más hidro y menos gas	Base	Base	Base	Más Expo EE (Regional)	Base	Base	Base	Base	Base
12	Base	Base	Base	Base	Base	Desarrollo de crudos pesados	Base	Base	Base	Base
13	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	5-7%	Base	Base
14	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	15%	Base	Base
15	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Mayor cobertura	Base
16	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Menor Exploración
17	Más hidro y menos gas y líquidos	Base	Sin Petroquímica Sur	Centralizado (Sur Chico sin Norte)	Más Expo EE (Regional)	Desarrollo de crudos pesados	10% Biodiesel - 15% Etanol	15%	Mayor cobertura	Base
18	Más gas y menos hidro	20%	Base	Sur grande + Norte	Más Expo EE (Regional) y Expo Gas Sur	Desarrollo de crudos pesados	10% Biodiesel - 15% Etanol	5-7%	Mayor cobertura	Base
19	Participación igualitaria (hidro y gas)	20%	Base	Base	Más Expo EE (Regional)	Desarrollo de crudos pesados	5% Biodiesel - 10% Etanol	15%	Mayor cobertura	Base

Nota:

- 1/ Gasoducto Sur Chico corresponde a un proyecto de gasoducto que comprendería la zona geográfica del Cusco.
- 2/ Gasoducto Sur Grande corresponde a un proyecto de gasoducto que comprendería las zonas geográficas del Cusco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna.
- 3/ Gasoducto Norte corresponde a un proyecto de gasoducto que comprendería la zona geográfica de Chimbote y Trujillo.

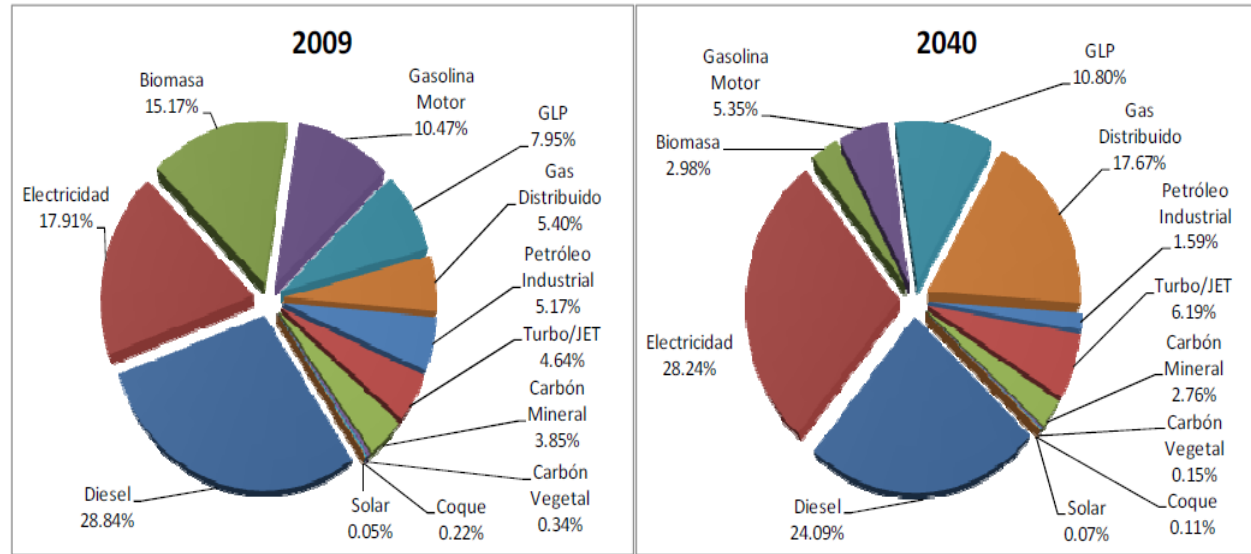
Balance Energético de la NUMES

2009 : aprox. 28% energía renovable y limpia (ER)

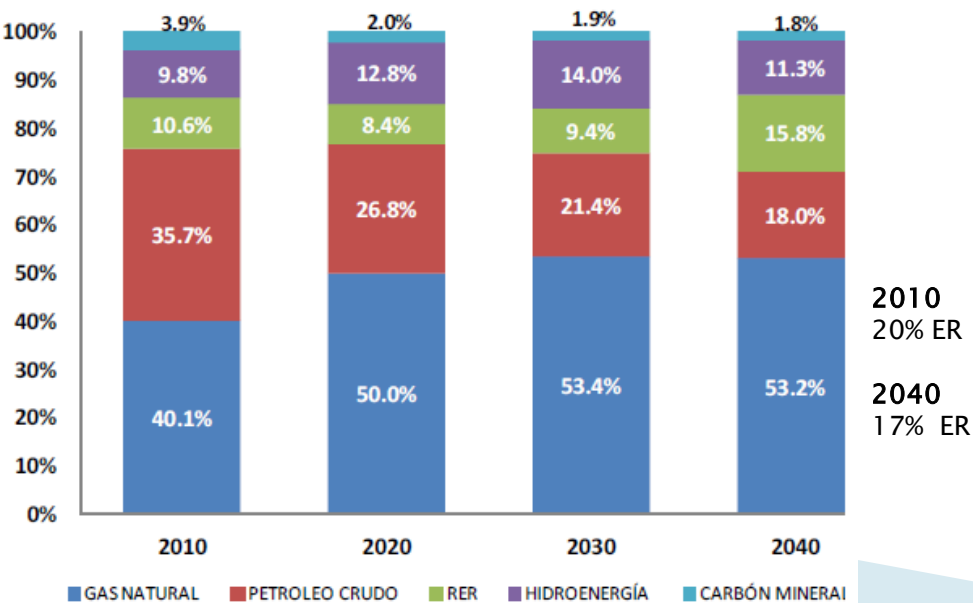
2040 : aprox. 20% energía renovable y limpia . *Se reduce.*

Nota : se incluye el GN en la generación elect.

Distribución de la Demanda por Energético – Futuro PBI Base

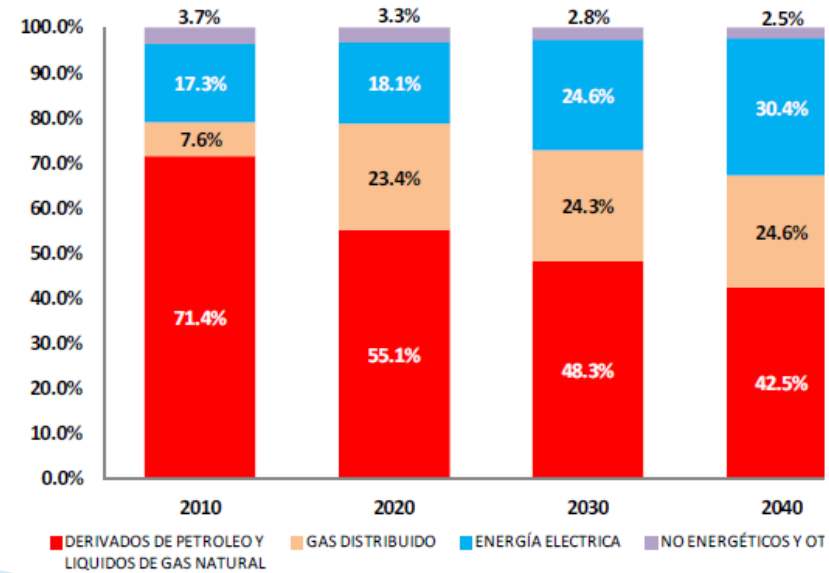


Oferta Interna Bruta de Energía Primaria y Distribución por Fuentes (TJ)



Energía Secundaria por Fuentes (TJ)

2010 : 9% ER , 2040: 15% ER



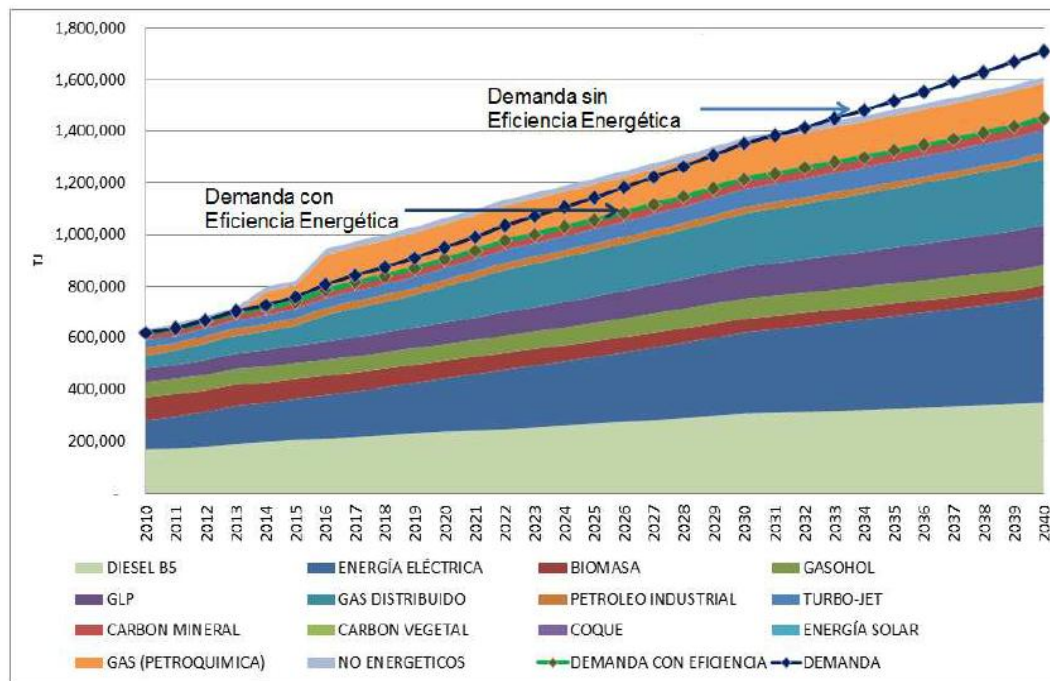
Balance Energético de la NUMES

Consumo Final al 2040

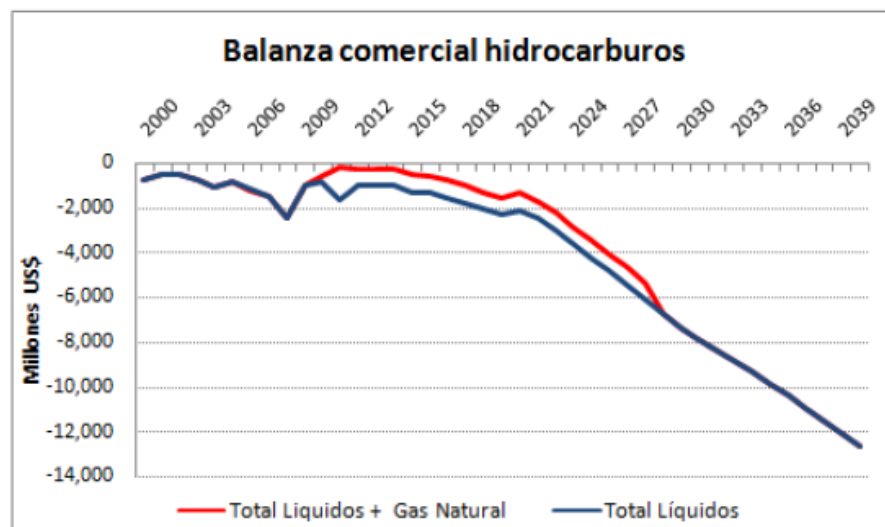
1,708 miles TJ ;

1,452 miles, con eficiencia energética

Consumo Final de Energía (TJ)



Balanza Comercial de Hidrocarburos (Millones de US\$)



Balanza Comercial Hidrocarburos Líquidos

Deficitaria durante todo el periodo y, en el 2040 estimada en US\$ 12, 681 millones.

Resultados de la EAE

- ▶ En el año 2030. Un eventual año seco, dado el supuesto de la presencia de un ***margen de reserva del orden del 30%*** en las ***centrales térmicas***, se podría sustituir la producción de las hidroeléctricas; y que márgenes de reserva menores podrían implicar racionamiento de energía en planes de mayor uso de la hidroenergía (planes 4, 15 y 17). Y en el caso de falla del ducto de gas natural, el requerimiento de combustible líquido en el P-19 para un período mensual es de ***240 millones de galones*** para generación dual. Por lo que , el P-19 presenta menos riesgo al racionamiento. Pero , ***no se ha considerado los costos*** del Diesel así como la inversión en instalaciones de almacenamiento y otros.
- ▶ Los Planes Base, 4, 15 y 17 presentan la menor incidencia en emisiones de CO2 equivalente (CO2, CH4 y N2O), seguido del Plan 19.
- ▶ Los planes 17, 4, Base y 15 son los que mejor se adecuan a los planes estratégicos del Perú (CEPLAN) en relación a las energías limpias, ***por sus mayores porcentajes de RER no convencional sumado a la energía hidroeléctrica***, que juntas conforman este indicador. Considerando solamente RER ***sin hidroeléctricas***, los planes 19 y 18 se ubican en las primeras posiciones.
- ▶ ***Minimizar el número de embalses.*** Las hidroeléctricas son las principales responsables de la afectación de ambientes silvestres en términos de hectáreas inundadas (Inambari , Tambo 40 y Paquitzapango); le siguen en orden de afectación a las áreas naturales protegidas y biodiversidad los ductos y los hidrocarburos .
- ▶ Los planes robustos con poca vulnerabilidad al cambio climático, debido a que las ***hidroeléctricas*** que varían entre los planes se encuentran en ***zonas con baja susceptibilidad al CC.***
- ▶ Los montos de inversión a valor presente en tecnologías limpias para la generación de energía hidroeléctrica, solar y eólica señalan el mejor desempeño del Plan 4, seguido de los Planes Base, 15 y 17. El reducido desempeño de los Planes 19 y 18 está dado por ***la baja participación*** (38-40%) en la matriz energética ***de las hidroeléctricas***, con una consiguiente baja inversión en esta tecnología.
- ▶ Los Planes 18 y 19 son los que presentan ***regalías del sector hidrocarburos más elevadas***. Como consecuencia, mostraron el mejor desempeño por sus posibilidades de desarrollo social y económico a nivel regional . Pero, no se ha considerado el costo de oportunidad del GN.

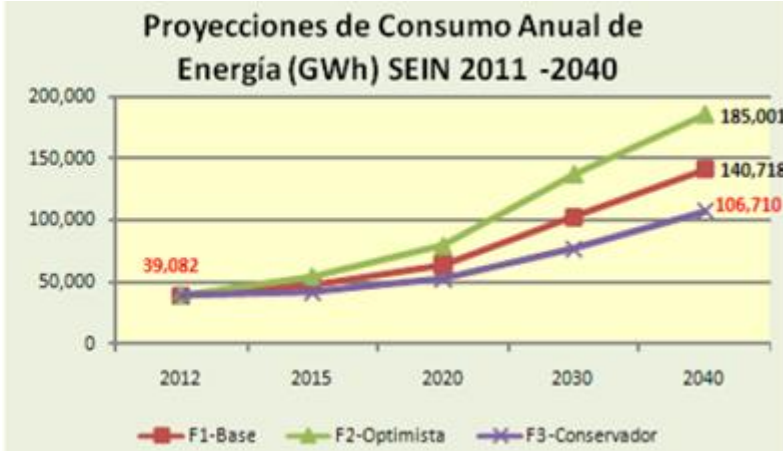
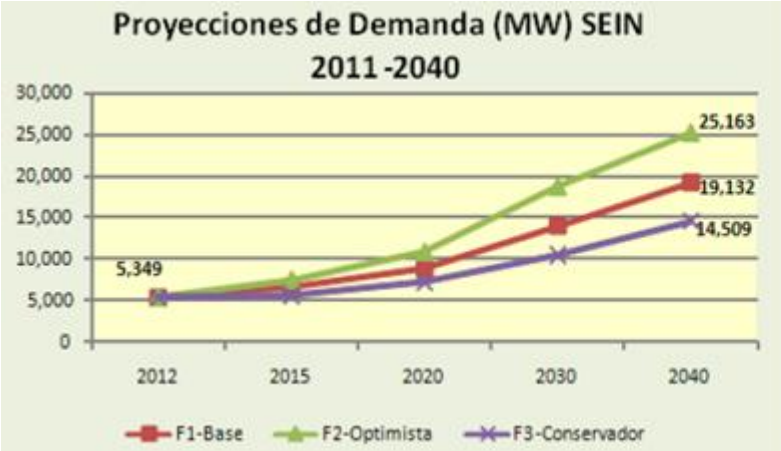
Plan NUMES elegido para los Objetivos de PE-LP

Configuración

- Estructura Diversificada de Oferta de Generación Eléctrica: 40% Hidroenergía, 40% Gas, 20% RER.
- Desarrollo Conjunto de la Petroquímica en Ica y Sur.
- Crudos Pesados: el plan de desarrollo es costoso en inversiones pero permite mejorar la balanza comercial, la autosuficiencia e implican mejor recaudación del Gobierno en términos de regalías.
- Transporte de Gas Descentralizado.
- Cobertura de Gas Máxima: la captación del 19% de los hogares con gas.
- Exportaciones: incluye exportaciones vigentes. Las exportaciones de energía eléctrica mejoran la balanza comercial energética y fomentan la integración regional y no comprometen el abastecimiento interno.
- Biocombustibles: la meta de biodiesel constante (5%) y aumento moderado (al 10%) de las metas de bioetanol.
- Eficiencia: la eficiencia energética del 15%.

Sobre la Implementación del Plan NUMES OBJETIVO

Plan de Electricidad



Nueva Capacidad de Generación por Tecnologías (F1, Plan 19) 2011 – 2040

Tecnología	Nueva Capacidad - MW			Total	%
	2011 - 2020	2021 - 2030	2031 - 2040		
Hidros	3,684	2,475	524	6,682	36%
Térmicos	700	2,270	5,000	7,970	43%
Eólicos	592	300	450	1,342	7%
Solares	140	140	80	360	2%
Geotérmica	-	1,010	490	1,500	8%
Biomasa	282	240	100	622	3%
Total	5,398	6,435	6,644	18,477	

Costos de Inversión Unitarios de Generación – Por Tecnologías y Tamaño

Hidroeléctricas	US\$/kW	Termoeléctricas	US\$/kW	Eólicas	US\$/kW
0 a 100 MW	2,000	0 a 100 MW	800	0 a 50 MW	2,500
100 a 500 MW	1,600	100 a 500 MW	700	50 a 100 MW	2,300
500 a 1,000 MW	1,400	500 a 1,000 MW	600	100 a 200 MW	2,200
1,000 a 3,000 MW	1,200	1,000 a 2,000 MW	500	Mayores a 200 MW	2,000
Solares	US\$/kW	Geotérmicas	US\$/kW	Biomasa	US\$/kW
0 a 20 MW	3,000	0 a 20 MW	2,500	0 a 20 MW	2,500
20 a 40 MW	2,900	20 a 40 MW	2,300	20 a 40 MW	2,300
40 a 100 MW	2,800	40 a 100 MW	2,200	40 a 100 MW	2,200
Mayores a 100 MW	2,600	Mayores a 100 MW	2,000	Mayores a 100 MW	2,000

Inversiones Requeridas en Gen. 2011 – 2040

Tecnología	Montos de Inversión - Millones US\$		
	2011 - 2020	2021 - 2030	2031 - 2040
Hidros	6,645	2,808	734
Termicos	535	1,669	3,380
Eolicos	1,404	1,380	375
Solares	652	300	120
Geotermica	330	1,762	998
Biomasa	650	552	234
Total	10,216	8,471	5,841
US\$/kW	1,893	1,316	879

Observar que : –para mantener la estructura de generación objetivo, se debe incorporar 5,000 MW térmicos en la última década; además , es poco probable que en la primera década se incorporen 3,700 MW hidros justamente por la EAE realizada y para cumplir con la meta de 36% hidros, 43% térmicos y 21% RER. –No se ha considerado el costo de oportunidad del GN respecto a su uso en la industria petroquímica . Para mantener un f.c. de 0.84 en el SEIN; el factor de planta estaría . **sobreestimado** en todas las tecnologías.

Los montos de inversión están **subestimados**.

Sobre la Implementación del Plan NUMES OBJETIVO

Plan de Electricidad

Nueva Capacidad de Generación por Tecnologías
Plan 19 – 2011 – 2040 (MW)

Futuro	Nueva Potencia Instalada						
	Hidro	GN	Eólica	Solar	Geotérmica	Biomasa	Total
F1	6,682	7,970	1,342	360	1,500	622	18,477
F2	9,498	12,977	1,822	430	2,100	622	27,449
F3	3,858	5,520	1,042	290	1,200	622	12,532
F4	6,682	7,970	1,342	360	1,500	622	18,477
F5	6,682	7,970	1,342	360	1,500	622	18,477

Variabilidad

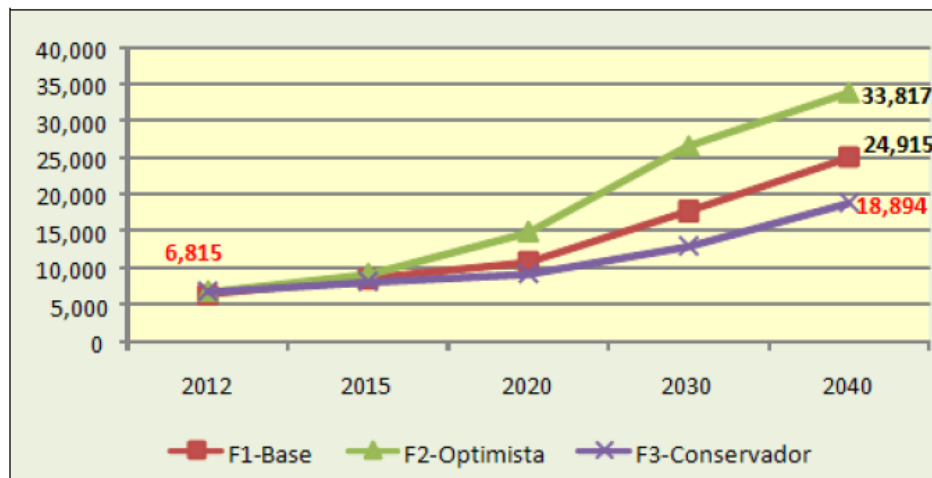
F2-F1 : 48.6 % ; F3-F1 = -32%

Una franja del 80 % del F1 = 14,700 MW

gran incertidumbre !!

Mayor participación de GN y , geotérmica en RER.

Proyecciones de Oferta de Capacidad en el SEIN para los
Futuros F1, F2 y F3 Periodo 2011 - 2040 (MW)



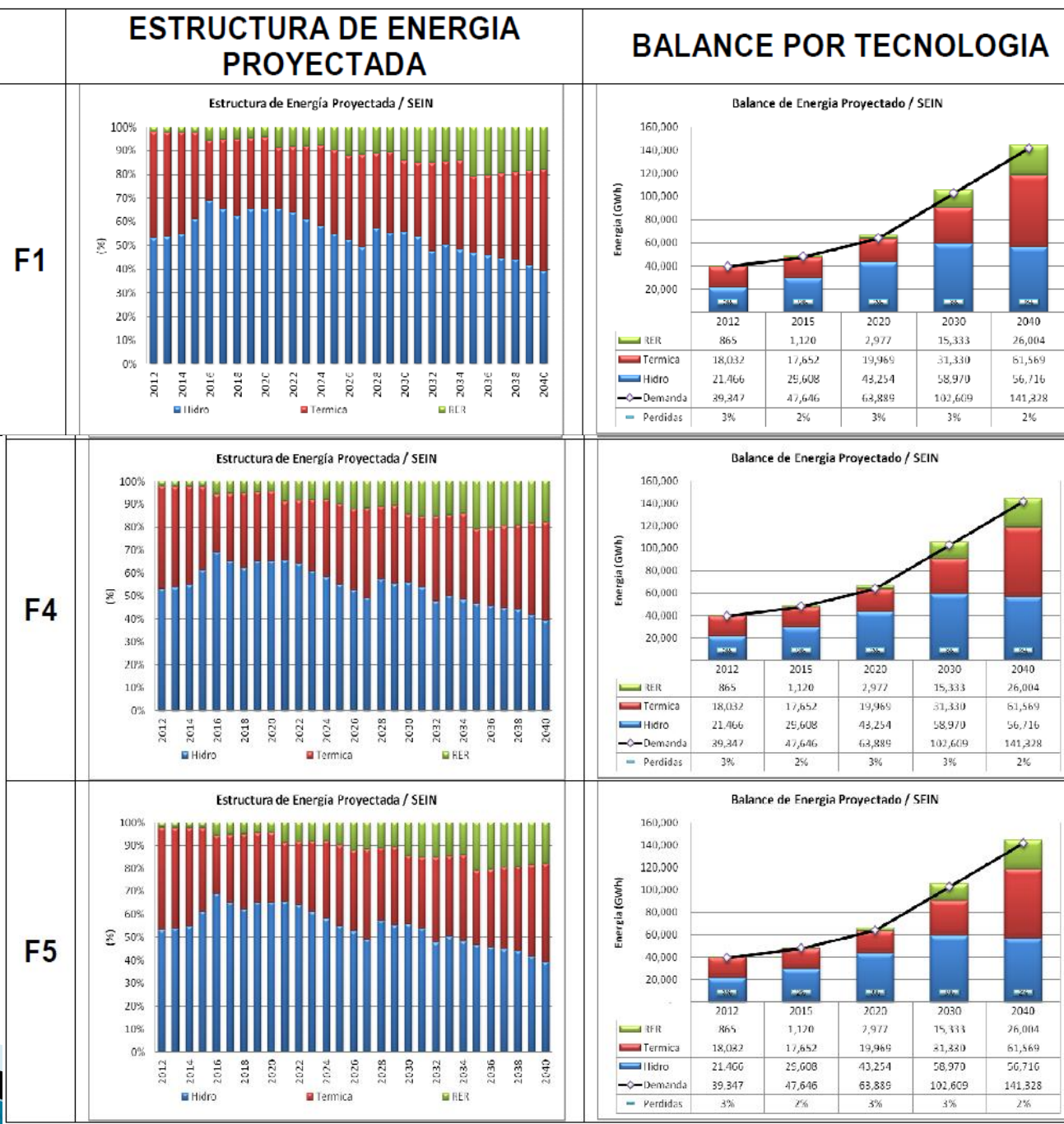
Variabilidad

F2-F1 : 36 % ; F3-F1 = -24 %

Una franja del 60 % del F1 = 14,900 MW

gran incertidumbre !!

Según despacho económico simplificado (minimización del costo total de operación del sistema) tomando hidrologías medias y costo GN correspondiente al futuro planteado, se han obtenido las energías anuales que generarían las diferentes tecnologías.



Si los futuros

F1: Futuro precio base GN

F4: Futuro precio alto GN

F5: Futuro precio bajo GN ,

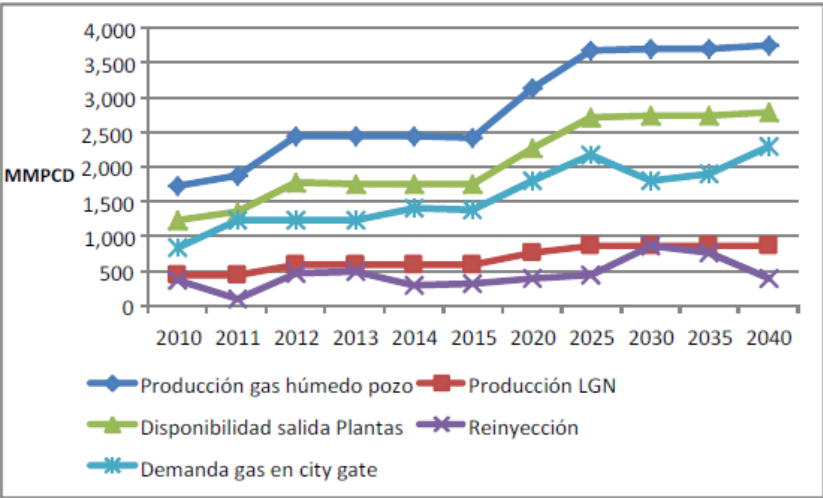
el despacho económico

no puede ser idéntico para los tres futuros . Además, el precio de la electricidad será más alto o más bajo para F4 o F5, respecto a F1. !!

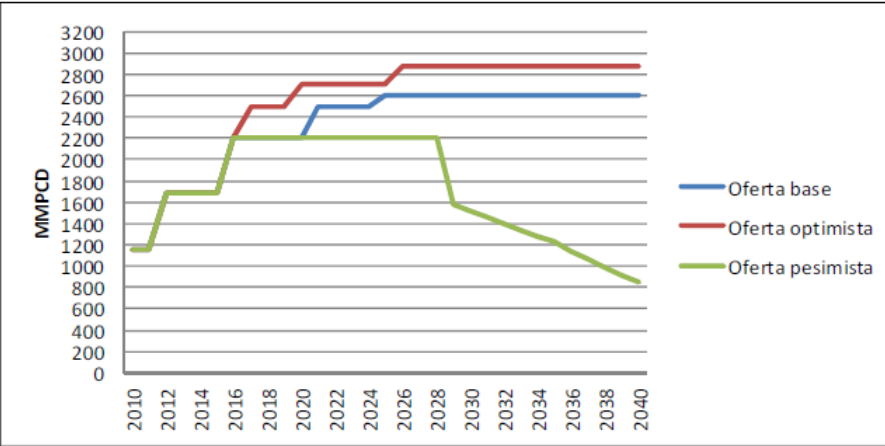
Plan de Hidrocarburos y GN

Resultados esperados

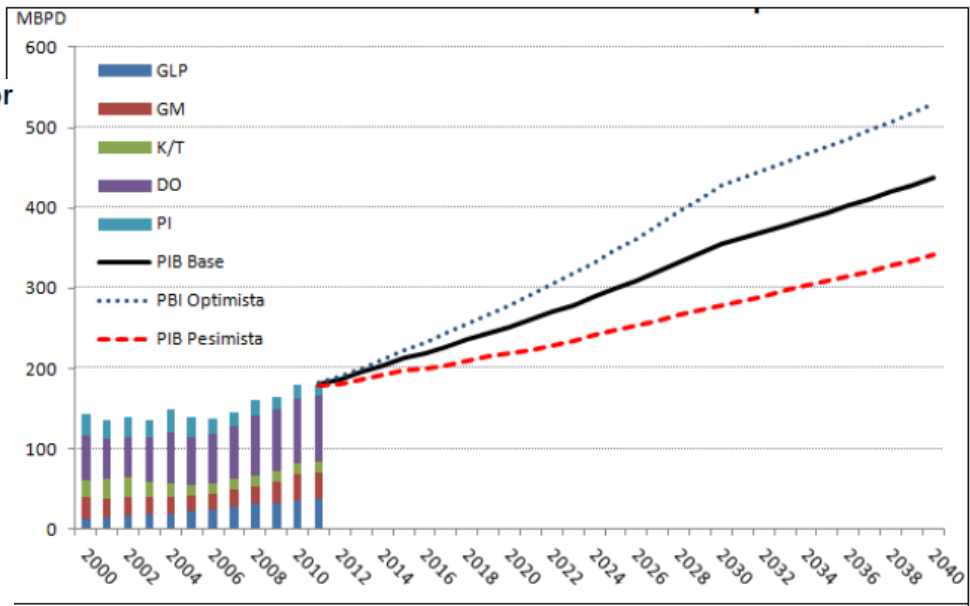
Evolución de los Componentes del Balance del Subsector Gas (MMPCD)



Proyección de Disponibilidad de Gas Seco Salida de la Planta Malvinas



Evolución de la Demanda de Combustibles Líquidos 2040 (MBPD)



Opciones Cobertura Residencial de GN

	Variantes de Opciones de Cobertura	
	Base	Mayor Cobertura
1. Planes en que aplica	Todos menos P15, P17, P18 y P19	P15, P17 ⁸⁰ , P18 y P19
2. Descripción Plan	% Penetración sobre Nro Viviendas –año 2040: 14%	% Penetración sobre Nro Viviendas –año 2040: 19%
3. Número Usuarios conectados al año 2040	1,044 Mil Usuarios Residenciales (64% en Lima y Callao)	1,424 Mil Usuarios Residenciales (64% en Lima y Callao)
4. VA CAPEX+OPEX	US\$ 422.5 millones	US\$ 582.2 millones

En 30 años se tendría 1 á 1.5 millones usuarios residenciales, con el 64% concentrado en Lima–Callao. Partiendo de 100,000 usuarios en el 2012 y para el 2040 el Perú tendrá 38.5 millones de habitantes (según INEI); entonces se anticipa que *no habrá masificación del Gas !!*

Plan de Eficiencia Energética

Reducción de Demanda de Energía por Sectores , periodo 212-2040 , (miles TJ)

Ahorros energéticos de 3,401 miles de TJ en todo el periodo y, de **15%** respecto a la demanda base proyectada para el año **2040**.

(a) Chile en su Estrategia Nac. de Energía 2012-2030, proyecta **reducir el 12%** de su demanda total energética y de **1,122 MW** para el **2020**. (b) España en base de su estrategia basada en la reducción del **2% anual** de la intensidad energética entre el 2010 y el 2020, llegará a una reducción del consumo final de **20%** y la intensidad energética será **35%** menor en el **2020** que en el 2005 .

Reducción de la Demanda Eléctrica , 2012-2040 , (MW)

Reducción de **1,015 MW**, que significa el **5.3 % de la demanda base** en el **2040**.

SECTORES /AÑO	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	TOTAL
1. Reducciones con programas de eficiencia (Miles de TJ)															
Sector Residencial	23.2	23.3	23.4	23.6	23.7	23.8	23.9	24.1	24.2	24.4	24.6	24.7	24.9	25.1	621
Sector Productivo y Servicios	19.1	19.1	19.1	19.1	19.3	19.6	19.8	20.1	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	20.3	518
Sector Comercial y Público	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	7.7
Sector Transporte	35.3	37.9	40.8	43.8	46.6	50.6	54.8	59.1	63.1	67.2	70.3	74.3	77.9	81.4	1051
Otros planes diversos por sectores	38.9	40.3	41.8	43.4	62.9	66.0	69.2	72.5	75.6	101.0	104.0	107.7	111.1	114.4	1203
Total	116.8	120.8	125.4	130.1	152.9	160.3	168.1	176.1	183.5	213.3	219.5	227.4	234.5	241.6	3401
2. Reducción emisiones (Miles de TM CO2/año)	10,257	10,479	10,715	10,964	12,764	13,231	13,718	14,226	14,755	17,036	17,454	17,890	18,345	18,820	0
3. Ahorros económicos anuales (Millones de US\$)	2,894	3,093	3,306	3,533	4,254	4,627	5,018	5,429	5,819	6,951	7,277	7,667	8,023	8,394	94,797
4. Ingresos por certificados carbono (Millones de US\$)	74	74	74	74	85	86	87	88	89	99	99	99	99	99	1948
5. Inversiones requeridas (Millones de US\$)	1864	2110	2373	1331	1677	1939	2216	2507	33	7	7	7	7	7	25,882
6. Ahorro neto anual (Millones de US\$)	\$1,104	\$1,058	\$1,007	\$2,276	\$2,662	\$2,773	\$2,890	\$3,011	\$5,875	\$7,044	\$7,369	\$7,759	\$8,115	\$8,487	\$70,864

VALOR NETO ACTUAL DE INVERSIONES (Millones de US\$):	\$4,729
VAN DEL PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (Millones de US\$):	\$7,483

SECTORES	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1. RESIDENCIAL														
Iluminación eficiente	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Termas eléctricas	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Mejora de hábitos de consumo	75	79	82	87	91	95	100	105	110	116	122	128	134	141
2. PRODUCTIVO Y SERVICIOS														
Sustitución motores	201	201	201	201	222	242	262	282	302	302	302	302	302	302
Cogeneración	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196
Iluminación eficiente	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
3. PUBLICO														
Iluminación eficiente	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
TOTAL	849	852	856	860	885	909	934	960	985	990	996	1,002	1,009	1,015

Plan de Eficiencia Energética

- La evolución indica que la **eficiencia** aumenta cada vez **menos** por década. Lo que implica que se debe mejorar la estrategia.
- Al observar el desagregado por sectores, se tiene la explicación del progresivo desmejoramiento de la eficiencia : prácticamente solo el sector residencial tiene incremento notable debido al menor consumo de leña y mayor de electricidad; **la estrategia debe centrarse en los mayores consumidores** : transporte e industria (incluyendo todas sus ramas y actividades).

Observar resultado de EE en la OECD>

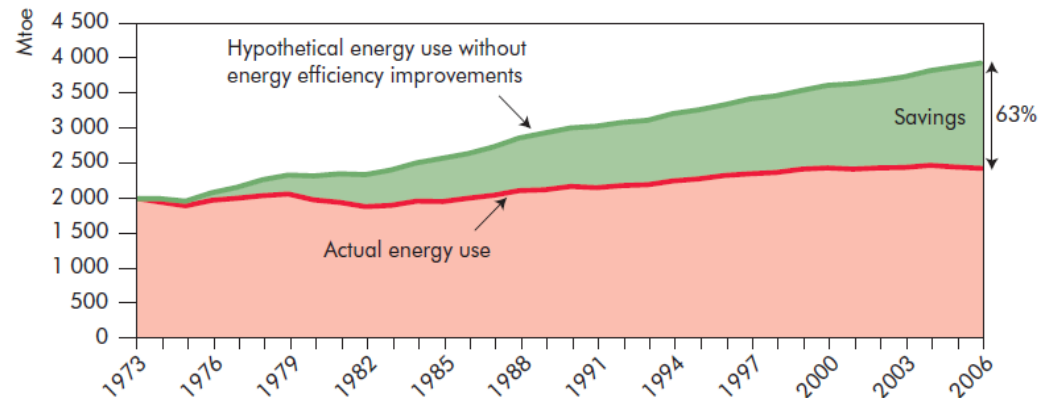
Evolución de la Eficiencia Global 2010 – 2040 – Futuro con PBI Base (TJ)

AÑO	ENERGIA NETA	ENERGIA ÚTIL	EFICIENCIA
2010	618 834	228 019	36.8
2020	880 987	357 908	40.6
2030	1 215 969	523 593	43.1
2040	1 448 943	657 905	45.4

Eficiencia de Transformación por Sectores 2010- 2040 – Futuro PBI Base (TJ)

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	PUBLICO	TRANSPORTE	AGROPEC. Y AGROIND.	PESQUERO	MINERO METALÚRGICO	INDUSTRIAL	TOTAL
2010	32.5	51.3	25.8	21.5	45.3	55.0	49.7	62.4	36.8
2040	55.7	52.3	25.8	21.1	45.8	54.4	53.4	62.1	45.4

Long-term energy savings from improvements in energy efficiency, OECD-11

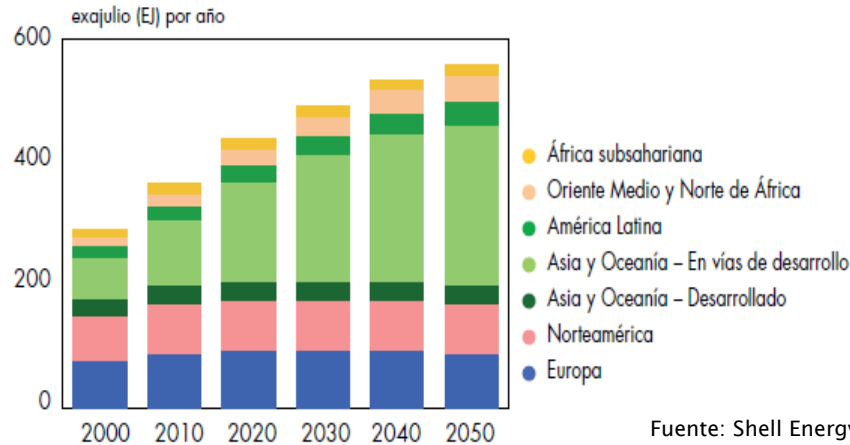


Adecuación del Marco Regulatorio –Plan NUMES

- ▶ La **política de precios de gas** implícita en el Plan NUMES asume ajustar los precios del gas de los diferentes sectores siguiendo la evolución del precio del crudo. y se recomienda continuar con el Fondo de Combustibles. En el mismo sentido la **política de precios de la electricidad** hace referencia a una propuesta de metodología de *netback value* para la determinación del mínimo precio del gas que permite la entrada de las centrales hidroeléctricas.
- ▶ Revisar el **pago de regalías petroleras**, en la producción de crudos pesados de manera que hagan rentable las inversiones para aumentar su producción e incentivar los trabajos exploratorios.
- ▶ Debe **fortalecerse la función normativa y regulatoria del estado** a efectos de evitar el comportamiento especulativo de los agentes en la gestión y desarrollo de las Concesiones Eléctricas.
- ▶ Evitar **los retiros sin contrato de Distribuidores y Clientes Libres** en la operación comercial del SEIN, debiendo readecuarse el marco regulatorio.
- ▶ La **reversión al Estado de las Concesiones** que no inicien obras comprometidas a plazo en su Contrato de Concesión y su inmediata convocatoria a un proceso licitatorio.
- ▶ Que la **nueva oferta de generación** a partir de recursos energéticos **renovables no convencionales** que se fomente mediante mecanismos de promoción, **no debería ser definida por los agentes privados**, ésta debe establecerse en planes sectoriales y quedar sujeta a la **Competencia por el Mercado** según los mecanismos implementados por el MEM y PROINVERSIÓN.

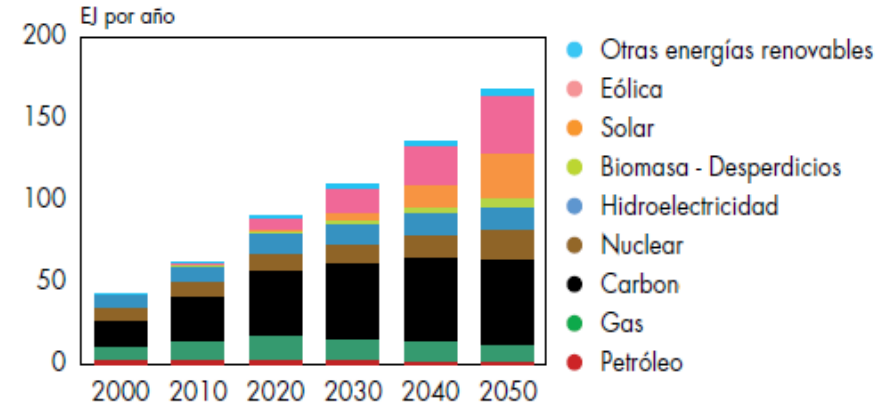
Visión del Futuro Energético : Algunas señales

Consumo energético final por región

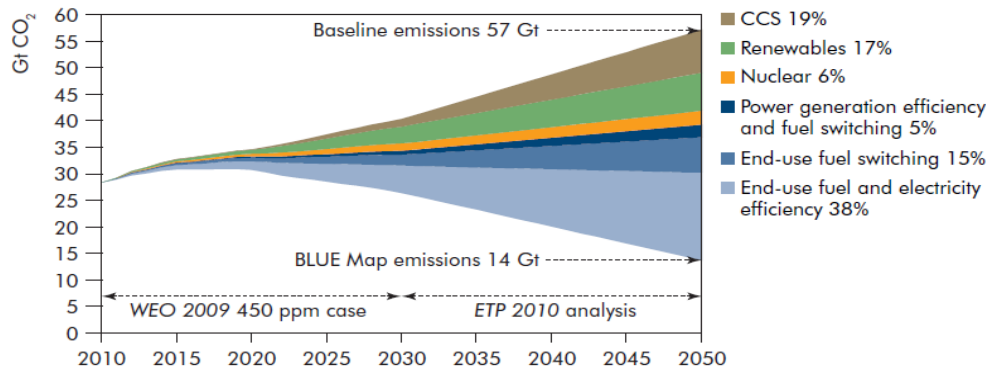


Fuente: Shell Energy Scenarios 2050

Consumo final de energía eléctrica

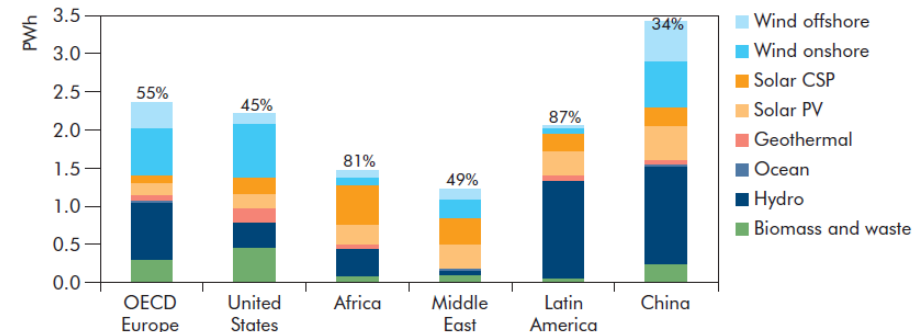


Key technologies for reducing CO₂ emissions under the BLUE Map scenario



Energy Technology Perspectives, IEA, 2010

Renewable electricity generation in the BLUE Map scenario for key countries and regions in 2050



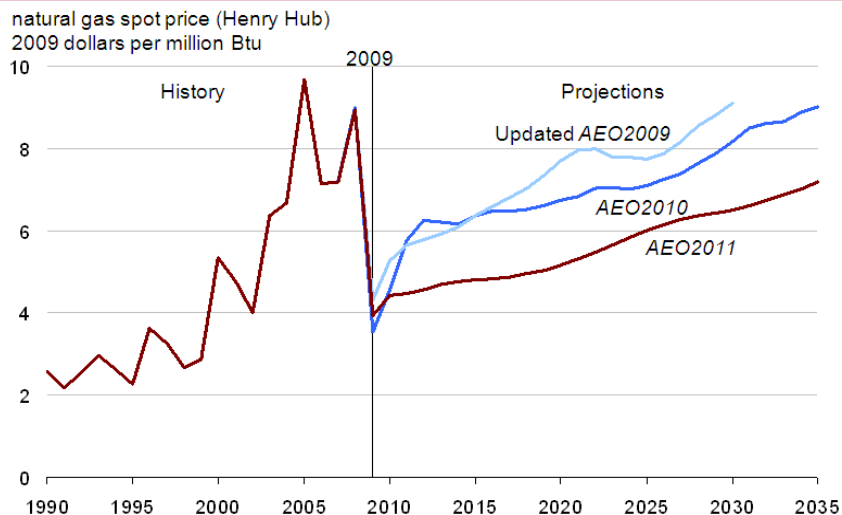
Note: Percentages above columns show the share of renewables in total electricity generation.

La hidroelectricidad es predominante en Latinoamérica.

Blue Scenario: sets the goal of halving global energy-related CO₂ emissions by 2050 (compared to 2005 levels) and examines the least-cost means of achieving that goal through the deployment of existing and new low-carbon technologies

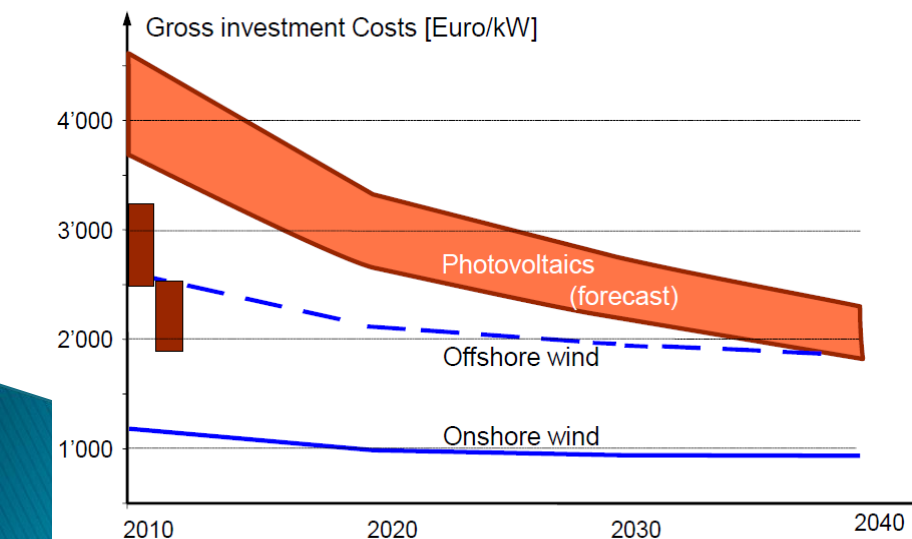
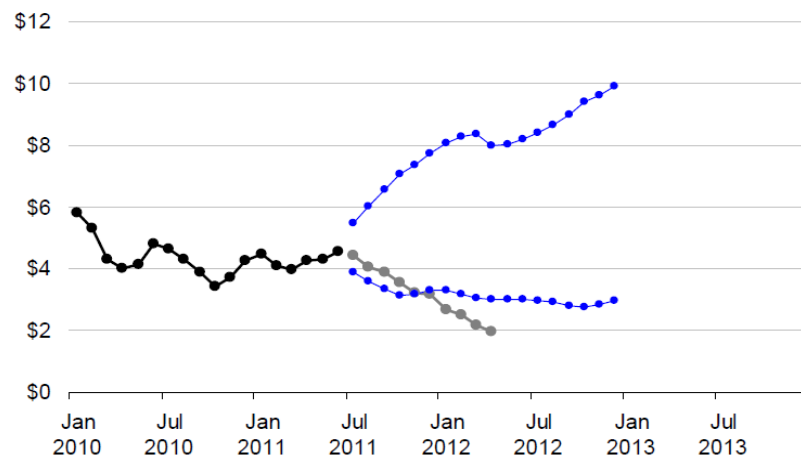
Visión del Futuro Energético : Algunas señales

Natural gas price projections are significantly lower than past years due to an expanded shale gas resource base



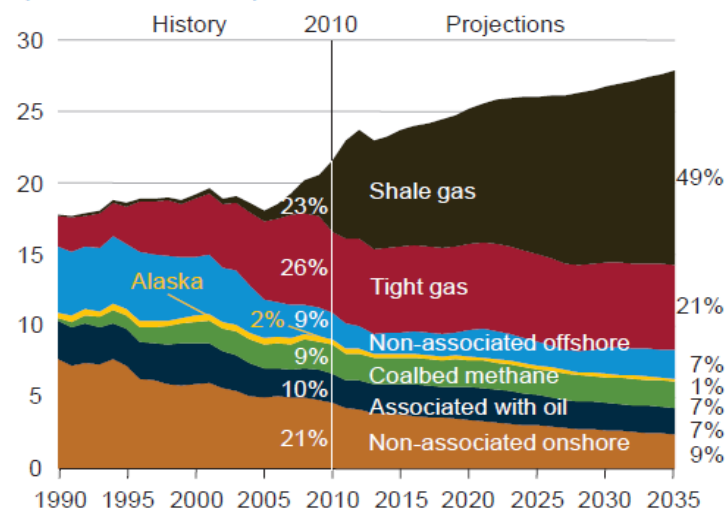
Richard Newell, February 2, 2011 Source: EIA, Annual Energy Outlook 2011

Past Henry Hub Price and 95% NYMEX
Confidence Interval, June 2011



Source: Berlin University of Technology, 2009

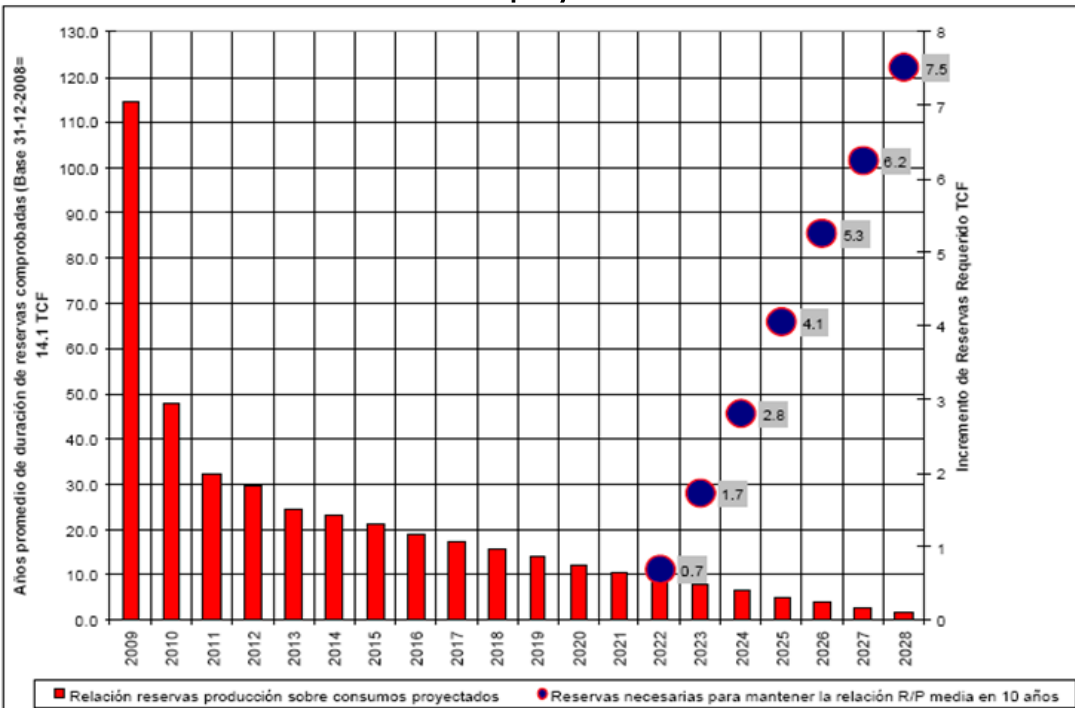
U.S. natural gas production, 1990-2035
(trillion cubic feet)



U.S. Energy Information Administration | Annual Energy Outlook 2012 Early Release Overview

Visión del Futuro Energético : Algunas señales

Proyección de la relación Reservas/Producción en años promedio y descubrimientos necesarios para mantener la relación en 10 años promedio en función de las demandas totales proyectadas



Fuente : Osinergmin,,Estudio Fundación Bariloche/ Cenergia,Lima, mayo 2009

Cost assumptions for renewable electricity generation

	Investment cost USD/kW		O&M cost USD/kW/yr	
	2010	2050	2010	2050
Biomass steam turbine	2 500	1 950	111	90
Geothermal	2 400-5 500	2 150-3 600	220	136
Large hydro	2 000	2 000	40	40
Small hydro	3 000	3 000	60	60
Solar PV	3 500-5 600	1 000-1 600	50	13
Solar CSP	4 500-7 000	1 950-3 000	30	15
Ocean	3 000-5 000	2 000-2 450	120	66
Wind onshore	1 450-2 200	1 200-1 600	51	39
Wind offshore	3 000-3 700	2 100-2 600	96	68

Note: The upper bound of the investment cost range represents the costs for enhanced geothermal systems. Estimates of costs and efficiencies in 2050 are inevitably subject to great uncertainty. These data refer to plants in the United States. Cost data in other world regions are calculated by multiplying these costs by region-specific multipliers for the investment and O&M costs. The lower investment costs in many of the non-OECD regions converge to United States levels by 2050.

Energy Technology Perspectives, IEA, 2010

NOTAS. El Plan NUMES indica que : (a) Las reservas probadas y probables de gas de la zona de Camisea totalizan 21.7 TCF y la demanda acumulada de gas proyectada para el período es de 20.1 TCF, por lo que **será necesario ir reponiendo en forma continua** reservas y desarrollando nuevos pozos de producción. (b) Las reservas probadas de la Selva Sur (11.7 TCF) permiten abastecer la demanda proyectada acumulada de la Zonas de influencia de Camisea **hasta el año 2028**; año en que terminará la exportación de gas (c) La tasa de crecimiento de la demanda doméstica de gas en el periodo es de 6% anual, mayor que el crecimiento del PBI (4.4%).

OBSERVACIONES : 1. Después del 2028 , se podrá satisfacer la demanda doméstica **solo si** se incorporan las reservas probables.
2. Una tasa de crecimiento de la demanda de gas mayor o igual a la tasa del PBI estaría indicando que la estrategia de eficiencia energética va yendo **en el sentido contrario**.
3. La innovación tecnológica reduce los costos de la generación con RER a largo plazo

Reflexiones Finales

Después de esta breve revisión, respecto al trabajo de la NUMES-EAE comentamos que:

- ▶ Básicamente , es una primera aproximación hacia el desarrollo de un Plan Energético nacional a largo plazo, por lo que tiene limitaciones evidentes.
- ▶ Se ha empleado una metodología que ha posibilitado la discrecionalidad en lugar de la optimización técnico-económica y la interacción del sistema energético con el resto de la economía.
- ▶ Los futuros no consideran la variable innovación tecnológica, además solo la sensibilidad de una incertidumbre a la vez; los indicadores técnicos adoptados también son inciertos . Los costos medioambientales no se incluyen y, las metas de eficiencia energética y cobertura de gas son cortas.
- ▶ La estrategia seguida va en sentido contrario a la Estrategia-1 y Estrategia-2 y, a la PE-LP que estipula la incorporación de Centrales H.E. de base . Esto, debido a que finalmente la composición del parque de generación lo ha definido la EAE. No se ha tomado en cuenta que el año 1986 ElectroPerú realizó estudios para 3 C.HE , *3,000 MW, en la cuenca del Marañón.*
- ▶ Los lineamientos de política PE-LP , si bien se han definido hacia el 2040; pero si hacemos un análisis detallado de su contenido, también se aplica para el mediano y largo plazo; ya que los lineamientos posibilitan la formulación de acciones hoy para lograr resultados en una década que se acerquen a los objetivos propuestos. El D.S. N° 064-2010-EM entró en vigencia a partir del día de su publicación.

Reflexiones Finales

- ▶ Prácticamente , el enfoque se ha centrado en la determinación de una Matriz Eléctrica y nó de una Matriz Energética Objetivo que *maximice el valor económico del uso de los recursos energéticos del país.*
- ▶ Consideramos que, hubiera sido de mayor utilidad la formulación planes para los horizontes 2021, 2030 y 2040 ; con lo cual habría más coherencia con lo que dispone el Plan Bicentenario del CEPLAN. Los resultados presentados no muestran la suficiente confiabilidad para la adopción de acciones de política de planeamiento energético.
- ▶ Después de todo, se ha dado un paso hacia adelante. La previsión planificadora posibilitará evitar en el futuro nuevas crisis energéticas en el país.

Gracias.

