

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLO

ESCUELA DE POSGRADO

**UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



TESIS

**“PROSPECTIVA DE LA DEMANDA ENERGÉTICA NACIONAL DEL
2017 AL 2040”**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

AUTOR: ADÁN ALMÍRCAR, TEJADA CABANILLAS

**CALLAO - 2017
PERÚ**

A large, stylized handwritten signature in black ink, which appears to read "Adán Almírcar Tejada Cabanillas".

A smaller handwritten signature in black ink, which appears to read "Tejada".

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO

MIEMBROS DEL JURADO

Dr. : FERNANDO JOSÉ OYANGUREN RAMÍREZ	PRESIDENTE
Dr. : CIRO ITALO TERÁN DIANERAS	SECRETARIO
Dr. : NOÉ MANUEL JESÚS CHÁVEZ TEMOCHE	MIEMBRO
Dr. : SANTIAGO LINDER RUBIÑOS JIMENEZ	MIEMBRO
Dr. : JUAN HERBER GRADOS GAMARRA	ASESOR

Nº DE LIBRO : 01

FOLIO : 062

FECHA DE APROBACIÓN : octubre 5, 2017

RESOLUCIÓN DIRECTORAL : 031-2017-UPG-FIEE

DEDICATORIA

En primer lugar a Dios por permitirme culminar esta etapa en mi vida y reconfortarme en este momento de desasosiego e incertidumbre durante la trayectoria de mi formación profesional.

En segundo lugar esta Tesis lo dedico con todo

Amor a mi esposa María Soledad, a mis hijas

Gabriela, Maira y a mi hijo Jesús por aceptar

mi ausencia en reuniones familiares y

confiar en mi capacidad para terminar este

proceso formativo, por alentarme día a día

y su infinito amor incondicional porque

a ellos les debo todo lo que soy.

Los amo, gracias por todo.

AGRADECIMIENTO

A mi estimado Asesor:

- Dr. Ing. Juan Herber, Grados Gamarra

Por sus interminables consejos en la ejecución de este Proyecto, las aportaciones y recomendaciones que hizo posible que hoy llegue a culminar esta meta.

Mi más sincero agradecimiento, mi gran admiración por su tiempo dedicado a este trabajo de investigación.

Un saludo cordial y que Dios lo bendiga siempre.

A mis maestros:

- Dr. Ing. Ciro, Terán Dianderas
- Dr. Ing. Fernando, Oyanguren Ramírez
- Dr. Ing. Santiago Linder, Rubiños Jiménez
- Mg. Ing. Franco, Veliz Lizárraga
- Mg. Ing. Gerardo Eduardo Huarcaya Merino

Por ser guías durante todo el proceso, por estar cuando los he necesitado y darme su apoyo y consejo académico.

A mis amigos:

- Mg. Ing. Jorge Elías, Moscoso Sánchez
- Mg. Lic. Hugo Florencio, Llacza Robles
- Sra. Eliana, Ochoa Cruzado
- Sra. July Aragón
- Sra. Katheleen Doliveth, Vargas Gonzales

INDICE

RESUMEN	15
ABSTRACT	17
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	19
1.1. Identificación del problema.....	19
1.2. Formulación del problema	20
1.2.1. Problema general.....	20
1.2.2. Problemas específicos	20
1.3. Objetivos de la investigación	20
1.3.1. Objetivo general:.....	20
1.3.2. Objetivos específicos	21
1.4. Justificación.....	21
1.4.1. Legal.....	21
1.4.2. Teórica	22
1.4.3. Tecnológica.....	22
1.4.4. Económica	22
1.4.5. Social	22
1.4.6. Practica.....	23
II. MARCO TEÓRICO.....	24
2.1. Antecedentes de la investigación	24
2.2. Fundamentos Teóricos	25
2.2.1. Fundamento ontológico.....	25
2.2.2. Fundamento metodológico.....	25
2.2.3. El fundamento epistemológico	25
2.3. Justificación de la Tesis Doctoral	25
2.4. Bases teóricas.....	26
2.4.1. Prospectiva	26

2.4.2.	Evolución de la energía convencional y no convencional	27
2.4.2.1	Energía Convencional.....	28
2.4.2.2	Energía no convencional.....	28
2.4.3.	Descripción de las diversas formas de energía	29
2.4.3.1.	Energía Hidráulica	29
2.4.3.2.	Energía Térmica	29
2.4.3.3.	Energía Solar.....	29
2.4.3.4.	Energía Fotovoltaica.....	30
2.4.3.5.	Energía Eólica	31
2.4.3.6.	Energía Geotérmica.....	31
2.4.3.7.	Energía Nuclear Atómica	32
2.4.3.8.	Energía de la Biomasa	33
2.5.	Diagnostico	34
III.	VARIABLES E HIPÓTESIS	38
3.1.	Definición de las variables	38
3.2.	Operacionalización de variables.....	38
3.3.	Hipótesis general e hipótesis específicas	38
3.3.1.	Hipótesis general:	38
3.3.2.	Hipótesis específicas:	38
IV.	METODOLOGÍA	39
4.1.	Tipo de investigación.....	39
4.2.	Diseño de la investigación.....	39
4.2.1.	Nivel de Investigación	39
4.2.2.	Método de la Investigación.....	39
4.3.	Población y muestra	40
4.3.1.	Población	40
4.3.2.	Delimitación	40

4.3.3.	Tipo de muestra	40
4.3.4.	Tamaño de la muestra.....	40
4.4.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	41
4.4.1.	Técnicas	41
4.4.2.	Instrumentos	41
4.4.3.	Fuentes.....	42
4.5.	Procedimiento de recolección de datos	42
4.6.	Procesamiento estadístico y análisis de datos	42
4.7.	Etapas de Estudio y Metodología para la Selección de la NUMES.....	43
V.	RESULTADOS.....	47
5.1.	De la Aplicación del Modelo Energético Ambiental.....	47
5.2.	Del Balance Nacional de Energía de la NUMES.....	50
5.3.	Resultados de la Evaluación ambiental Estratégico (EAE).....	56
5.4.	Consideraciones Finales	57
5.5.	Hacia la Implementación de la NUMES.....	59
5.6.	Planes	61
5.6.1.	Plan de Electricidad	61
5.6.1.1.	Estructura de la Generación con la NUMES.....	65
5.6.1.2.	Proyecciones de Costos de Energía con la NUMES.....	67
5.6.1.3.	Perspectivas para las Interconexiones Internacionales.....	70
5.6.2.	Plan de Hidrocarburos Líquidos	71
5.6.3.	Plan de Gas Natural.....	80
5.6.4.	Plan de Eficiencia Energética.....	88
5.6.5.	Plan de Energías no convencional.....	94
5.7.	Metodología para la Propuesta de NUMES y EAE como Instrumento de Planificación.....	99
5.7.1.	Incertidumbres y Futuros.....	103

5.7.1.1.	Formulación de los Planes y las Opciones que los Conforman.....	104
5.7.1.2.	Atributos: Variables para la Toma de Decisiones	106
5.7.1.3.	Formulación de los Escenarios. Análisis y Elaboración de la NUMES OBJETIVO	107
5.7.2.	Modelo Energético Ambiental (Modelo E-A) para la Valorización de los Escenarios y Elección de la NUMES	108
5.7.2.1.	Descripción y Funcionamiento del Modelo E-A.....	108
5.7.2.2.	Balance y Modelo Energético	108
5.7.2.2.1.	Modelo de Proyección de la Demanda Energética	111
5.7.2.2.2.	Modelo Eléctrico y RER.....	114
5.7.2.2.3.	Modelo de Oferta de Petróleo y Derivados	118
5.7.2.2.4.	Modelo Gasífero.....	129
5.7.2.2.5.	Módulo de Eficiencia Energética.....	131
5.7.2.3.	Modelo Socio ambiental. EAE para la NUMES.....	134
5.7.3	MINMAX.....	138
5.8.	Balance Energético De La Nunes.....	139
5.8.1.	Resultados de la proyección de la demanda.....	141
5.8.2.	Producción y oferta interna de energía primaria y secundaria.....	143
5.8.3.	Consumo Final de Energéticos	148
5.8.4.	Proyectos de Inversión.....	149
5.8.5.	Balanza Comercial de Hidrocarburos	149
5.8.6.	Regalías.....	150
5.8.7	Proyección de la Demanda.....	150
5.9.	Recursos Primarios para la Generación de Electricidad	152
5.9.1.1.	Disponibilidad de Recursos	152
5.9.1.2	Proyectos de Generación Hidroeléctrica y RER	156
5.9.1.3	Proyectos de Generación Térmica y RER (Biomasa y Geotermia)	160

5.10.	Plan de Transmisión	167
5.10.1.	Proyectos de Líneas del Sistema Garantizado de Transmisión	168
5.10.2	Proyectos de Líneas de los Sistemas Complementarios de Transmisión MAT	169
5.10.3	Planes de Inversión de los Sistemas de Transmisión	170
5.11.	Inversiones en Proceso	172
5.11.1.	Generación	172
5.12.	Expansión del SEIN	174
5.12.1.	Metas, Lineamientos y Proyectos Prioritarios.....	174
5.12.2.	Generación de Electricidad	177
5.12.2.1	Proyecciones de Balances de Potencia y Despachos de Energía	178
5.12.2.2	Proyecciones de Costos de Energía	180
5.12.2.3	Sistema de Transmisión	181
VI.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	185
6.1.	Contrastación de hipótesis con los resultados	185
6.1.1.	Contrastación de la hipótesis 1:	185
6.1.2.	Contrastación de la hipótesis 2:	185
VII.	CONCLUSIONES	186
VIII.	RECOMENDACIONES.....	187
IX.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	188
X:	ANEXOS	190
10.1.	Listado de Abreviaturas y Acrónimos	190
10.2.	Listado de unidades de medida.....	191
10.3.	Matriz de Consistencia.....	192

INDICE DE CUADROS

Cuadro 1: Principales Indicadores Socio Económicos (1980-2010).....	34
Cuadro 2: Evolución del Consumo Nacional de Energía por Sectores: 1970-2009	36
Cuadro 3: Desafíos Energéticos del Perú.....	37
Cuadro 4: Resultados Plan NUMES. Cantidad de Futuros en los que cada Plan es el Mejor según Atributo.....	50
Cuadro 5: Inversiones Requeridas y Nueva Capacidad de Generación (F1, Plan 19) NUMES – 2011 – 2040.....	66
Cuadro 6: Proyectos de Transmisión en MAT – Plan NUMES.....	68
Cuadro 7: Factores Clave y Acciones.....	77
Cuadro 8: Factores Clave y Acciones.....	83
Cuadro 9: Programa Exploratorio de Gas en Camisea.....	85
Cuadro 10: Plan Nacional de Transporte –Resumen de Requerimientos Físicos y Monetarios.....	86
Cuadro 11: CAPEX+OPEX del Plan Gas.....	87
Cuadro 12: Resumen de la Reducción Esperada de la Demanda Total de Energía con Programas de Eficiencia Energética (2012-2040).....	92
Cuadro 13: Resumen de Reducción Esperada de la Demanda Eléctrica por Sectores (MW).....	93
Cuadro 14: Reducción Esperada de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).....	93
Cuadro 15: Resumen de la Primera y Segunda Subasta RER.....	94
Cuadro 16: Cuadro Planes e Instrumentos /Acciones.....	95
Cuadro 17: Potencia Instalable con RER en el SEIN al 2040 (MW).....	98
Cuadro 18: Inversiones Requeridas en Centrales - Total SEIN y RER al 2011-2040	99
Cuadro 19: Futuros.....	104
Cuadro 20: Planes y Opciones.....	105
Cuadro 21: Nueve Objetivos de Política y Doce Atributos.....	107
Cuadro 22: Balance y Modelo Energético.....	110
Cuadro 23: Variables Explicativas.....	113
Cuadro 24: Estimación de Nuevos Pozos y Retrabajos.....	121

Cuadro 25:: Estimación de Flujo Caja para el Cálculo de Aportes al Estado	123
Cuadro 26:Balance Nacional de Energía (TJ) – NUMES OBJETIVO	140
Cuadro 27:Perú: Potencial Energético Renovable.....	155
Cuadro 28: Proyectos de Centrales Hidroeléctricas.....	157
Cuadro 29:Proyectos de Centrales Eólicas	159
Cuadro 30:Proyectos de Centrales Solares	160
Cuadro 31: Centrales Térmicas – Existentes y Nuevas	161
Cuadro 32: Proyectos de Centrales Geotérmicas.....	162
Cuadro 33:Proyectos de Generación con Biomasa	163
Cuadro 34: Costos de Inversión Unitarios de Generación – Por Tecnologías y Tamaño	164
Cuadro 35:Localización y Tecnología de los Recursos de Generación Futuro 1, Plan 19 – 2012 – 2040.....	166
Cuadro 36: Proyectos de Transmisión Considerados en Fijación de Peajes.....	169
Cuadro 37:Inversiones en los Sistemas Complementarios de Transmisión (Miles de US\$).....	171
Cuadro 38:Nueva Capacidad de Generación por Tecnologías (F1, Plan 19) 2011 – 2040	176
Cuadro 39:Inversiones Requeridas en Generación (F1, Plan 19) NUMES 2011 – 2040	176
Cuadro 40:Inversiones Requeridas en Transmisión (F-1, Plan 19) - NUMES – 2011 – 2040 (Miles de US\$).....	176
Cuadro 41:Nueva Capacidad de Generación por Tecnologías Plan 19 – 2011 – 2040 (MW)	177
Cuadro 42:Proyectos de Transmisión en MAT.....	182
Cuadro 43:Etapas en la Expansión del Sistema de Transmisión del SEIN	183
Cuadro 44: Etapas en la Expansión del Sistema de Transmisión del SEIN	184
Cuadro 45:Etapas de Expansión – Periodo 2011 – 2040.....	184

INDICE DE FIGURAS

Figura 1:Relación Consumo de Energía Per Cápita vs. PBI Per Cápita.....	35
Figura 2: Oferta Interna Bruta de Energía. Incluye Energía Comercial y No Comercial	36
Figura 3: Formulación de los Escenarios.....	44
Figura 4: La Evaluación de los Escenarios: Medición de los Atributos.....	44
Figura 5: Datos de Entrada, Modelo E-A y Datos de Salida.....	45
Figura 6:Proceso de Determinación de la NUMES	45
Figura 7: Evaluación Ambiental Estratégica.....	46
Figura 8: Interacciones de la EAE con Balance y Modelo Energético	46
Figura 9: Balance Nacional de Energía – NUMES (TJ)	51
Figura 10:Resultados de la Proyección de la Demanda a Nivel de Uso Final por sectores.....	52
Figura 11:Resultados de la Proyección de la Demanda a Nivel de Uso Final	52
Figura 12:Balance Nacional de Energía – Energía Primaria(TJ).....	53
Figura 13:Balance Nacional de Energía – Energía Secundaria(TJ).....	54
Figura 14:Balance Nacional de Energía – Consumo Final(TJ)	55
Figura 15:Producción y Oferta Interna Bruta de Energía Primaria – NUMES OBJETIVO (TJ)	55
Figura 16:Evolución de la Producción de Energía en el SEIN 2000-2010 (GWh)61	
Figura 17:Conformación de la Capacidad de Generación en el SEIN Año 2010 (MW)	62
Figura 18:Comportamiento de los Costos Marginales en el SEIN 2000-2010 (US\$/MWh).....	62
Figura 19: Desagregado del Monto de Pagos por Concepto de Peaje de Transmisión (US\$/kW-año).....	63
Figura 20:Ventas de Energía de Distribuidoras – Año 2010 (GWh)	64
Figura 21:Proyectos de Generación por Tecnologías (MW).....	66
Figura 22:Balances por Áreas y por Tecnologías (MW)	67
Figura 23:Diagrama Simplificado – Proyección por Barras	69
Figura 24:Evolución de la Demanda de Combustibles Líquidos (MBPD).....	73
Figura 25:Producción Fiscalizada de Petróleo Crudo (MBPD).....	74
Figura 26:Reservas Probadas – Futuro Optimista WTI Base (Miles de Barriles) 78	

Figura 27:Producción Total de Crudo (MBPD)	78
Figura 28:Evolución de la Demanda de Combustibles Líquidos (MBPD).....	79
Figura 29:Producción Total de Derivados (MBPD).....	79
Figura 30:Balanza Comercial Caso Optimista (Millones de US\$)	80
Figura 31:Demanda Doméstica de Gas Natural (2003-2010) – MMPCD	81
Figura 32:Proyectos de Ampliación y Nuevos Sistemas de Transporte de Gas Natural.....	82
Figura 33:Balance de Gas 2010-2040 (MBPD).....	84
Figura 34:Evolución de la Oferta Incremental en Función a Plan Exploratorio (MMPCD)	86
Figura 35:Potencia Instalable RER en Futuros Evaluados (MW).....	98
Figura 36: Proceso de Determinación de la NUMES (a).....	101
Figura 37: Proceso de Determinación de la NUMES (b).....	102
Figura 38-: Proceso de Determinación de la NUMES OBJETIVO (C).....	102
Figura 39: Procedimiento para la royeccion de la Demanda de la Energía.....	111
Figura 40: Modelo Eléctrico y RER.....	114
Figura 41:Futuros de Precio de Petróleo e l nversiones Totales en Exploración	118
Figura 42:Resultados del Módulo Exploratori o – Incorporación de Reservas ...	119
Figura 43: Resultados del Módulo de Producción – Producción Total de Petróleo Crudo (MBPD).....	122
Figura 44:Resultados del Módulo de Producción –.....	124
Figura 45:Proyección de la Producción Refinera de Combustibles Derivados (MBPD)	125
Figura 46:Proyección de las Inversiones en el Sector Refinero (Millones de US\$)	126
Figura 47:Proyección de la Producción de LG N Camisea (MBPD).....	126
Figura 48:Proyección de la Producción de LG N Selva Central (MBPD).....	127
Figura 49:Proyección de la Producción de Biocombustibles (MBPD)	127
Figura 50:Resultados del Módulo de Oferta de Combustibles Líquidos (MBPD)	128
Figura 51:Resultados del Módulo de Oferta de Combustibles Líquidos Caso Base (MBPD)	129
Figura 52:Evolución de Oferta de Gas por Lotes de Camisea (MMPCD).....	130
Figura 53:Evolución de la Oferta Incremental en Función a Plan Exploratorio (MMPCD)	131

Figura 54:Módulo de Carbón Mineral.....	134
Figura 55:Diferencia en la Escala de Estudio de una EIA y una EAE	134
Figura 56:La EAE en el Proceso de Decisiones	135
Figura 57: Demanda Total por Sector – Futuro o PBI Base (TJ).....	141
Figura 58: Distribución de la Demanda por Sector – Futuro PBI.....	142
Figura 59:Distribución de la Demanda por Energético – Futuro PBI Base.....	142
Figura 60:Producción de Energía Primaria y Distribución por Fuentes (TJ).....	143
Figura 61:Importación de Energía Primaria (TJ).....	144
Figura 62: Exportación de Energía Primaria (TJ).....	145
Figura 63:Oferta Interna Bruta de Energía Primaria y Distribución por Fuentes(TJ)	145
Figura 64: Producción de Energía Secundaria y Distribución por Fuentes	146
Figura 65:Importación de Energía Secundaria y Distribución por Fuentes (TJ) .	146
Figura 66: Exportación de Energía Secundaria y Distribución por Fuentes	147
Figura 67:Oferta Interna Bruta de Energía Secundaria y Distribución por Fuentes (TJ).....	148
Figura 68: Consumo Final de Energía (TJ).....	148
Figura 69: Distribución Porcentual de las Inversiones por Subsector	149
Figura 70: Balanza Comercial de Hidrocarburos (Millones de US\$)	149
Figura 71:Distribución Porcentual de las Regalías por Subsector Electricidad .	150
Figura 72:Sistema Interconectado Nacional (SEIN).....	151
Figura 73:Ubicación del Yacimiento de Camisea y Sistema de Transporte del Gas Natural y Líquidos.....	153
Figura 74:Reservas Probadas de Energía Comercial (2010).....	156
Figura 75:Capacidad Hidroeléctrica Existente y Proyectada (MW).....	158
Figura 76:Capacidad Hidroeléctrica Proyectada por Áreas (MW).....	158
Figura 77:Proyecciones de Oferta de Capacidad en el SEIN para los Futuros F1, F2 y F3 Periodo 2011 - 2040 (MW).....	165
Figura 78:Inversiones en SCT por Componentes y Empresas (Miles de US\$)..	171
Figura 79:Nueva Capacidad de Generación en Proceso de Inversión 2010-2016 (MW)	172
Figura 80:Nueva Capacidad de Hidroeléctrica en Proceso de Inversión 2010-2016 (MW)	173
Figura 81:Nueva Capacidad Hidroeléctrica por Áreas (MW).....	173

Figura 82: Proyectos de Generación por Tecnologías (MW).....	177
Figura 83: Balances de Potencia y Margen de Reserva - Futuros Evaluados.....	178
Figura 84: Balance de Energía – Periodo 2012-2040	179
Figura 85: Precios de Energía, Plan de Equipamiento P19 - 2011-2040 (US\$/MWh)	180

RESUMEN

El objetivo principal del presente trabajo de investigación es la Prospectiva de la Demanda Energética Nacional Del 2017 al 2040.

En los últimos treinta años, la población a nivel nacional continuará en aumento. Según cifras actuales y prospecciones realizadas, para el año 2040 habitarán en el mundo unas 60 millones de personas y casi un 90 % del incremento de esta población se registrará en las zonas rurales y alto andina. El consumo actual de electricidad por habitante en estos lugares, utilizado como indicador de nivel de vida, es muy bajo, en uno o dos órdenes de magnitud inferior al de los sectores como capitales de las regiones o departamentos. Entre las distintas fuentes energéticas de que se dispone, es uso del aprovechamiento hidráulico y térmico que representan una de las pocas opciones para la producción de electricidad. Por lo tanto, el desarrollo y despliegue de este tipo de aprovechamiento más la utilización de las energías eléctricas renovables serán una opción atractiva para contribuir a un suministro energético seguro, confiable y medio ambiental corto, mediano y largo plazo.

Con el descubrimiento de gas natural (GN) de las reservas de Camisea y Pagoreni, los convenios internacionales (especialmente con Brasil) para la implementación y ampliación del potencial hidráulico del Perú, la promoción del gobierno en incrementar la capacidad instalada de energías no convencionales (energía solar, energía eólica, biomasa, alcohol y otros) permitieron la identificación de potenciales energéticos; estos hechos vienen mudando los patrones de consumo de los diferentes sectores en la matriz energética peruana, tales como electricidad, industrial, transporte, residencial, comercial y público.

Para la introducción de los potenciales energéticos identificados en el mercado peruano será preciso establecer estrategias políticas, técnicas, económicas y sociales, entre otras, que posibiliten la incorporación de este energético en los sectores potenciales de consumo. Considerando sus ventajas de uso, además de las dificultades encontradas para la inserción de estos recursos energéticos en el mercado y su efecto como alternativa energética.

Se trata de un estudio de base del sector energético, donde el este estudio desarrolla el análisis de la estrategia del sector energético peruano en los próximos 23 años, analizando diversos escenarios a futuro. Los resultados de este estudio

deberán servir para generar opinión, evaluaciones, análisis y están abiertos para recibir opiniones por parte de expertos, actores del sector e instituciones diversas que permitirá el perfeccionamiento de la visión País, desde el punto de vista energético.

Palabras claves: Prospectiva, demanda energética.

ABSTRACT

The main objective of this research work is the National Energy Demand Forecasting from 2017 to 2040.

In the last thirty years, the world population has almost doubled and will continue to increase. According to current figures and prospects, by the year 2020 there will be around 8100 million people in the world and almost 90% of the increase of this population will be registered in the developing countries. The current consumption of electricity per inhabitant in these countries, used as an indicator of standard of living, is very low, in one or two orders of magnitude lower than the industrialized countries. Among the different energy sources available to some countries, nuclear power represents one of the few options that can produce the same in various forms, ie electricity, industrial heat in low and high temperature, industrial steam, in economic form And in environmentally acceptable conditions. Therefore, the development and deployment of nuclear power could in some countries be an attractive option to contribute to a secure and reliable energy supply in the medium and long term.

With the discovery of natural gas (GN) from the Camisea and Pagoreni reserves, international agreements (especially with Brazil) for the implementation and expansion of Peru's hydraulic potential, the promotion of government in increasing the installed capacity of non-conventional energies (Solar energy, wind energy, biomass, alcohol and others) allowed the identification of energy potentials; These facts have been changing the patterns of consumption of the different sectors in the Peruvian energy matrix, such as electricity, industrial, transportation, residential, commercial and public.

For the introduction of identified energy potentials in the Peruvian market, it will be necessary to establish political, technical, economic and social strategies, among others, that allow the incorporation of this energy in the potential sectors of consumption. Considering its advantages of use, in addition to the difficulties encountered for the insertion of this fuel in that market and its effect as an alternative energy.

This is a basic study of the energy sector, where the consortium develops the analysis of the sector's strategy In the next 30 years, analyzing different scenarios for the future. The results of this study should serve to generate Opinion,

evaluations, analyzes and are open to receiving Opinions by experts, actors in the sector and Institutions that will allow for the improvement of The vision Country, from the energetic point of view.

Key words: Prospective, Energy demand

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Identificación del problema

Más de la mitad de la matriz energética en el Perú está conformado por fuentes de energía renovables, principalmente por fuentes de cuencas hidrográficas, debido a las virtudes geográficas y fluviales que facilita que dicha tecnología sea rentable. Actualmente el Perú tenía una cobertura eléctrica del 90% a nivel nacional y 70% a nivel rural donde la conexión a las redes de distribución general son más difíciles de alcanzar, dado a lo accidentado de su geografía, motivo por el cual, los recursos energéticos renovables (RER) como los fotovoltaicos, eólicos, micro centrales hidroeléctricas, son una interesante solución para cerrar tales brechas. Estas tecnologías ofrecen una solución óptima en los sistemas aislados, permitiendo alcanzar, cerrar la brecha y alcanzar el 100% de cobertura de electrificación a nivel nacional, meta que el Estado establece en sus programas de planificación.

A pesar de que ya nos hemos olvidado de los apagones, en nuestro mercado eléctrico existen ciertos problemas que deben solucionarse para asegurar la confiabilidad del sistema en el largo plazo y no sufrir de cortes de energía eléctrica continuos.

Se ha observado en el mercado donde tranzan las generadoras y las distribuidoras es que las primeras no han aceptado fijar contratos a los precios que ha establecido el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (**OSINERGMIN**) debido a que han preferido vender su energía en el mercado spot donde el precio llegó a representar hasta 4,5 veces el que se pagaba en el mercado regulado como consecuencia de la mayor participación de centrales térmicas en la generación de energía eléctrica. En este sentido, sorprende que la regulación establezca una obligatoriedad para que las empresas distribuidoras tengan que firmar contratos de abastecimiento de energía eléctrica con las generadoras, mientras que estas últimas tengan discrecionalidad en tener o no contratos con sus clientes. Para la oferta, **OSINERGMIN** establece un Plan de obras en el que figuran todos los proyectos que entrarían a operar en los próximos cuatro años mientras que la demanda se estima en base a proyecciones de **OSINERGMIN**, del crecimiento del PBI, población y en la evolución esperada de las tarifas. A ello se le agrega la demanda de energía de los proyectos mineros que entrarán en operación en dicho

periodo. Desde 1996 las tarifas han venido cayendo progresivamente; sin embargo hay que advertir que las bajas tarifas no necesariamente son buenas si es que no son determinadas adecuadamente, ya que podrían no ser sostenibles en el largo plazo y desalentarían la inversión en el sector. Esto unido al crecimiento de la demanda podría implicar un inevitable aumento de tarifas en el futuro. Por ello, la política tarifaria debe buscar que las tarifas estén acorde con la oferta y demanda presente y futura, de forma tal que se den señales adecuadas, no sólo para los inversionistas, sino también para los consumidores. La proyección de la oferta y demanda no es una tarea fácil. En su aplicación se han cometido algunos errores que fueron subsanados en su oportunidad, tales como la inclusión de las centrales térmicas a gas de Camisea en el plan de obras en mayo de 1997, donde se consideró que entraría al sistema en dos partes de 150 MW cada una, la primera en enero del 2000 y la otra en enero del 2001; es decir, cuatro años antes de su ingreso efectivo en agosto del 2004. El Ministerio de Energía y Minas ha restringido la discrecionalidad de **OSINERGMIN** al introducir ciertas reglas que debe cumplir el organismo regulador para incluir proyectos en su plan de obras.

1.2. Formulación del problema

1.2.1. Problema general

¿En qué medida la prospectiva influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040?

1.2.2. Problemas específicos

- ¿En qué medida la prospectiva de energía convencional influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040?
- ¿En qué medida la prospectiva de energía no convencional influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040?

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo general:

Determinar en qué medida la prospectiva influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040

1.3.2. Objetivos específicos

- Determinar en qué medida la prospectiva de energía convencional influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040.
- Determinar en qué medida la prospectiva de energía no convencional influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040

1.4. Justificación

La necesidad de realizar una prospección energética de estas dos fuentes de energía convencional y no convencional para desarrollar estrategias a fin de consolidar la demanda energética en el país al 2040, este proyecto tiene justificación:

1.4.1. Legal

- Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables - Decreto Legislativo 1002 (mayo 2008).
- Ley N° 29157 y de conformidad con el Artículo 104 de la Constitución Política del Perú apoya a la competitividad económica para su aprovechamiento, siendo algunas de las materias de delegación, la mejora del marco regulatorio, el fortalecimiento institucional, la modernización del Estado, la promoción de la inversión privada, el impulso a la innovación tecnológica, así como el fortalecimiento institucional de la Gestión Ambiental.
- Bases Consolidadas de la primera Subasta con Recursos Energéticos Renovables (RER), aprobadas mediante Resolución Viceministerial N° 113-2009-MEM/VME del Ministerio de Energía y Minas. Decreto Supremo N° 026-2010-EM.
- Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables Decreto Supremo 012-2011-EM (Marzo 2011). Reemplaza al Reglamento original (Decreto Supremo 050-2008-EM).
- Bases Consolidadas de la segunda Subasta con Recursos Energéticos Renovables (RER), aprobadas mediante Resolución Viceministerial N° 036-2011-MEM/VME del Ministerio de Energía y Minas.

- Ley N° 28832 que asegura el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y su Propuesta de Reglamento de Generación Distribuida en el Perú, Matriz Energética Resumida del Perú 2012.

1.4.2. Teórica

Ampliar la base teórica sobre el planeamiento de la Generación y distribución de energía eléctrica en base a la prospectiva en el Perú, por lo que se busca el desarrollo la misma para complementar la información existente.

1.4.3. Tecnológica

El estudio propone el uso de centrales de generación hidráulica y térmica así como de la utilización de las fuentes renovables de energía que está siendo cada vez más utilizado, debido a intereses medioambientales, así como a la escasez de los recursos energéticos potenciales que se tengan en el país.

La tecnología es un factor de gran importancia para el desarrollo y el crecimiento económico, ya que si llega a generarse una crisis energética se originará rápidamente una crisis económica.

1.4.4. Económica

Se busca que mediante esta prospectiva, el Planeamiento de la Generación y transmisión en las redes de distribución se minimice el costo global del sistema (inversión, operación y mantenimiento) atendiendo los requerimientos del crecimiento de la demanda manteniendo criterios técnicos y económicos durante el horizonte de Planeamiento.

1.4.5. Social

Toda la sociedad debe contar con la mejor opción tecnológica en las redes de distribución de energía eléctrica en el Perú, el cual permitirá la satisfacción de la demanda y cualquier mejora en él, repercutirá en forma global a la sociedad. Entre los principales requerimientos actuales está el Planeamiento de las redes eléctricas de Distribución del Perú para de esta manera atender mejor la demanda del usuario final, en este caso utilizando energías renovables para satisfacer los requerimientos medio ambientales y de optimización en el corto, mediano y largo plazo.

1.4.6. Practica

El modelo de Planeamiento propuesto basado en la prospectiva permitirá planificar la generación de energía convencional y no convencional, teniendo en cuenta los niveles de incertidumbre de la demanda, así como los aspectos técnicos, económicos y medio ambientales.

II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación

En el marco de las reformas iniciadas en Iberoamérica en la década de los noventa, era imposible imaginar que cada diez años el Perú duplique su demanda eléctrica y por tanto sus requerimientos de inversión para contar con nueva oferta para atender dicho mercado anticipadamente. Esto expresado de manera más elocuente, corresponde al desafío de construir cada 10 años el equivalente de infraestructura desarrollado en los últimos años, situación que se ha confirmado las últimas dos décadas al haberse más que cuadruplicado la demanda de energía. Esta situación ha sido real y posible gracias a las reformas iniciadas el año 1992 y consolidada a través de los siguientes cinco gobiernos consecutivos hasta la fecha, evidenciándose una política de largo plazo. Dichas reformas fueron básicamente económicas y energéticas. En la economía ocurrió un ordenamiento macroeconómico y un saneamiento financiero que permitieron altas tasas de crecimiento y en el ámbito energético un marco de estabilidad, modernidad y una clara institucionalidad que atrajo inversionistas de todo el planeta a un mercado con enorme potencial de crecimiento. Las fuentes energéticas que lograron consolidar el crecimiento de los sistemas eléctricos fueron dos: el gas natural puesto en valor a precios económicos y las energías renovables (convencionales y no convencionales) introducidas en el período que no solo contribuyen a la sostenibilidad ambiental sino se constituyen en fuentes competitivas como se describe en el documento.

Los generadores que utilizan recursos renovables presentan aleatoriedad debido a las fuentes primarias de las mismas, como es el viento en el caso de la generación eólica o la radiación solar en el caso de la generación Fotovoltaica. Pero no solamente las fuentes de energía renovable presentan incertidumbre, también los costos futuros de combustibles, la demanda de la industria, así como todos los costos asociados a los diferentes materiales y equipos que se utilizan en las Redes de Distribución de Energía Eléctrica.

2.2. Fundamentos Teóricos

2.2.1. Fundamento ontológico

Este fundamento abarca la razón del ser de plantear la prospectiva en el planeamiento de la generación y transmisión de energía, tratando de alcanzar la satisfacción de todos los involucrados, a través de una interacción dinámica. Esto abarca un enfoque social del servicio de distribución de Energía Eléctrica que mejora la calidad del mismo.

2.2.2. Fundamento metodológico

Este enfoque abarca la razón del que hacer para obtener conclusiones o teorías sobre la prospectiva del Planeamiento para la satisfacción de la demanda al 2040.

En el presente trabajo de Tesis Doctoral la prospectiva permitirá determinar la planeación de la generación y transmisión de la energía eléctrica, con una descripción detallada de sus partes, para hacer luego un análisis correlacional sobre las causas y efectos de las relaciones entre las distintas variables que se presenten en este estudio.

2.2.3. El fundamento epistemológico

La presente actividad busca el desarrollo teórico y práctico para la introducción de un modelo de Planeamiento basado en la prospectiva.

Es importante tener presente que la información que se tiene y se va a utilizar debe ir al mismo ritmo de los adelantos tecnológicos.

2.3. Justificación de la Tesis Doctoral

Debido a las situaciones antes expuestas, se hace imprescindible la necesidad de planificar la expansión de la Generación y transmisión de energía eléctrica basada en la prospectiva, de modo que este sea óptimo para así determinar las opciones más convenientes desde el punto de vista técnico y económico.

La inversión necesaria para que los sistemas de distribución de energía eléctrica puedan incorporar una expansión creciente y descontrolada de generación sería importante siendo estos acompañados de largos periodos de retorno, es por ello que cada vez más existe la necesidad del desarrollo de instrumentos de planeamiento capaces de abordar en forma eficiente el creciente nivel de la

incertidumbre que caracteriza a los actuales escenarios de expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica.

Pero el enfoque técnico - económico no es suficiente si se desea introducir objetivos deseables desde un punto de vista social e incluso ambiental. El decisor debe tener en cuenta en sus decisiones otros factores (impacto ambiental, emisiones, precio de la energía, etc.), que pudieran tener la misma importancia si se piensa en el objetivo de un sistema eléctrico o energético sostenible que a nivel del Perú sería altamente deseable.

2.4. Bases teóricas

2.4.1. Prospectiva

La palabra prospectiva proviene del latín *Prospicere* significa mirar a lo lejos o mirar desde lejos. En primera instancia, fue tomado por el Francés Gastón Berger¹ en el año 1957. En opinión de Hughes de Jouvenal y Pierre Masse, citados por Godet (1995), el termino Prospectiva “nació de una rebelión” del espíritu contra el yugo del determinismo y el juego del azar. Michel Godet (1985), retoma el principio de Gastón Berger (1964), en el que afirma que “el futuro es múltiple” y designa la prospectiva como: “reflexión para la acción y la anti fatalidad”, con lo cual quiere decir que si bien el futuro es impredecible, por medio de la prospectiva podemos reducir la incertidumbre. Además agrega que la prospectiva no es una ciencia sino una “indisciplina mental” que permite la incursión sistemática en los posibles escenarios futuros, no para predecir la ocurrencia de un determinado fenómeno, sino más bien, para identificar las fuerzas que impulsan el cambio. El soporte filosófico de la prospectiva es sustentado por la Escuela Francesa; cuyos mayores exponentes son Bernard y Hughes de Jouvenal y Michel Godet; el cual tiene origen en tres vocablos griegos; traducidos por la Escuela Francesa como: anticipación, apropiación y acción. Sin embargo, Javier Medina (2000) aporta el aprendizaje como una estrategia para salir del círculo vicioso que elevaría la capacidad de retroalimentación y por tanto de respuesta.

Según la Escuela Francesa cada uno de los términos tiene la siguiente connotación: En resumen podemos decir que la prospectiva, es todo un conjunto de conocimientos que dispone de herramientas, conceptos, teorías, metodologías y

¹ Filósofo francés que contribuyó en buena medida a la introducción de la fenomenología

técnicas, para analizar, prever, explicar y construir, anticipadamente, futuros posibles, probables y deseables de la acción humana. Por tanto hay dos corrientes, para estudiar el futuro la Determinística, a ella pertenece el "forecasting" norteamericano cuya herramienta más conocida es la 12 técnica "Delphi" empleada especialmente para reconocer el cambio tecnológico esperado para el futuro (Mojica, 2010). La segunda es la corriente Voluntarista a la cual pertenece la prospectiva estratégica, y todo lo contrario a la anterior, esta afirma que el futuro es múltiple e incierto.

Es así que el presente trabajo de investigación tiene como propósito fundamental usar la prospectiva para la demanda energética a nivel nacional al 2040.

2.4.2. Evolución de la energía convencional y no convencional

La energía convencional y no convencional constituye una necesidad en el mundo moderno del cual el ser humano no puede prescindir, sin embargo existen varios problemas, tales como; la escasez, el costo, el agotamiento, la captación, la contaminación, por tal motivo se debe hacer un seguimiento de la evolución de cada uno de estos tipos de energía donde no sólo priorice su costo de instalación ni el precio por KWH, sino la oportunidad de tener la energía para un determinado fin.

Jamás despertó en el hombre y en las multitudes, admiración y estupefacción tan profunda y miedo tan grande como la palabra energía. Fue necesario asistir a hecatombes tan terribles y dolorosas como las de Hiroshima y Nagasaki; en las que millones de seres humanos perdieron la vida, para que la humanidad llegara a entender en carne propia qué es energía y, aunque de un modo intuitivo, aparentemente inexacto, personificado, en una sola de sus manifestaciones, la energía nuclear cuyo origen y naturaleza desconoce la inmensa mayoría de los seres humanos, y se simboliza en un instrumento terrible: como es la bomba atómica, ante cuya potencia y efectos nos parecen juguetes infantiles las armas más mortíferas, y fuegos de artificio el de los cañones más potentes.

La energía definida corrientemente en los textos de física como la capacidad para realizar un trabajo, tiene muchos significados y se manifiesta de diversas maneras. A cualquiera de sus manifestaciones, en el tiempo o en el espacio, se le da el

nombre de trabajo. Después de millones de años, el hombre ha logrado saber que la materia, cualquiera que ella sea, y la energía, son una misma cosa, que la primera no es sino una condensación de la segunda, que la transformación de la primera en la segunda es posible, aunque hasta hoy no es fácil todavía, pero se conoce ya la fórmula, el proceso para conseguir esta transformación y regular la marcha de este fenómeno.

2.4.2.1 Energía Convencional

Se denomina así a todas las energías que son de uso frecuente en el mundo o que son las fuentes más comunes para producir energía eléctrica. En este caso, algunas veces se utiliza como agente de locomoción la fuerza del agua, como medio de producir energía mecánica, a través del movimiento de una rueda con cucharas y alabes, que canalizan el poder natural de las aguas y cuyos dispositivos se denominan turbinas. El agua utilizada para este fin pertenece al medio ambiente natural en que vivimos y por su fertilidad pertenece a la clase renovable.

En otras ocasiones, se utiliza la combustión del carbón, el petróleo o el gas natural, cuyo origen son los elementos fósiles, que les sirve como combustible para calentar el agua y convertirlo en vapor.

El movimiento producido por la combustión y explosión de los derivados del petróleo, como son, la gasolina, el petróleo diesel 2 y diesel 5, se realiza mediante la acción de pistones, a través de un sistema de bielas que transmiten su movimiento en un eje.

Dentro de estas energías que son las más usadas en el planeta se encuentran la energía hidráulica y la energía térmica. Desde su creación y utilización de este tipo de energías no ha sufrido mayores cambios, salvo en lo que respecta al rendimiento y eficiencia de las máquinas térmicas y en la automatización de los arranques, la regulación y el apagado de las mismas.

2.4.2.2 Energía no convencional

Se refiere aquellas formas de producir energía que no son muy comunes en el mundo y cuyo uso es muy limitado debido, todavía a los costos para su producción

y su difícil forma para captarlas y transformarlas en energía eléctrica. Entre las energías no convencionales tenemos: la energía solar, la energía eólica, la energía química u otras formas de energía que se pueden crear. Dentro de las que más se están utilizando tenemos la energía nuclear, la energía solar, la energía geotérmica, la energía química, la energía eólica y la energía de la biomasa.

2.4.3. Descripción de las diversas formas de energía

2.4.3.1. Energía Hidráulica

Desde la antigüedad el hombre ha tenido el deseo de utilizar el empuje o fuerza que ella ejerce sobre los cuerpos que se oponen a su marcha.

Es posible que los chinos hayan inventado la rueda hidráulica primitiva, de paletas y de impulsión inferior y directa por el empuje del agua, todavía funcionan en China numerosas ruedas hidráulicas de gran diámetro y de concepción primitiva construidas con cañas de bambú utilizadas para elevar de ríos arroyos el agua necesaria para el riego de los campos.

2.4.3.2. Energía Térmica

La energía calorífica, en modo de manifestarse la energía, no pudiendo utilizar la energía calorífica solar en la medida deseada por el hombre, se le ocurrió al hombre, utilizar la producida en la combustión de diversas materias: madera y carbón primero, del petróleo y sus derivados después, con el fin de obtener energía, fuerza para diversos menesteres.

Todo aparato o dispositivo en energía mecánica se denomina calorífica, en energía mecánica se denomina motor térmico.

2.4.3.3. Energía Solar

La cantidad de calor recibido por la tierra anualmente puede calcularse en 1946 calorías pequeñas por centímetro cuadrado de superficie y por minuto. Este calor es capaz de producir una potencia de 1,81 caballos de vapor por metro cuadrado.

La transformación directa de la energía radiante del sol en calor parece ser actualmente fácil y con rendimiento elevado, del 30 al 60%, la técnica es bastante sencilla y eficaz en el tiempo, cronológicamente el primer método empleado consiste en concentrar en una superficie reducida las radiaciones solares recogidas en una gran superficie.

Mediante espejos esféricos, parabólicos o troncocónicos se iniciaron los dispositivos solares para producir energía.

En la actualidad el avance en la utilización de energía solar es muy grande y los países desarrollados ya están vendiendo programas de desarrollo energético a base de energía solar, la misma que cada día se acerca más y más a competir en los precios de dólares por kilovatios. Este tipo de energía obtenida se denomina renovable.

2.4.3.4. Energía Fotovoltaica

Se dice que la energía solar fotovoltaica es la energía del futuro. Su despegue se produjo en el contexto de programas espaciales, en los cuales se ha permitido hacer funcionar satélites artificiales por energía solar, aprovechando directamente la radiación del sol.

Como características positivas podemos mencionar que, en este tipo de energía, la energía solar se transforma en energía eléctrica sin partes móviles, sin ciclos termodinámicos y sin reacciones químicas.

Esta generación eléctrica es de duración prácticamente ilimitada, no requiere mantenimiento, no produce contaminación ni hace ruido.

El efecto fotoeléctrico permite transformar directamente energía solar (ya sea directa o difusa) en energía eléctrica continua. Para ello, se suelen utilizar semiconductores, y en especial el silicio (el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre que se obtiene de la arena).

El elemento base es la célula solar. Suelen ser de silicio monocristalino, policristalino o amorfo. Los conjuntos de células se orientan hacia el Sur para

aprovechar más la radiación solar, y son conectadas a un sistema de almacenamiento (baterías) y de conversión de la corriente.

Se trata pues de una fuente de energía que puede aprovecharse en cualquier aplicación: red eléctrica, consumo en lugares aislados de zonas rurales.

2.4.3.5. Energía Eólica

El viento es una masa de aire en movimiento. El aire es el fluido gaseoso que envuelve a toda la tierra, fluido que es indispensable para la vida humana, la de los animales, para las plantas, que respiran de modo análogo a la del hombre, Esta envoltura recibe el nombre de atmósfera.

Actualmente, también este tipo de obtención de energía ha desarrollado extraordinariamente y su uso como energía alternativa está bien difundida en el mundo. Es también de energía renovable.

2.4.3.6. Energía Geotérmica

Los volcanes no son las únicas manifestaciones de la energía calorífica de la tierra, de orden inferior son las que proporcionan los géiseres, las fumarolas y los soffionis, manifestaciones atenuadas del vulcanismo.

Los géiseres son chorros intermitentes del agua líquida caliente mezclada con vapor de agua que surgen con violencia del suelo en algunas regiones. Las fumarolas son manifestaciones puramente de naturaleza volcánica, masas de gases a temperaturas elevadas a 200°C, en otras surgen agua con abundantes vapores de ácido clorhídrico y gas sulfuroso que se disuelven en el agua que surgen con ellos.

Los soffionis, son manifestaciones de la energía interna de la Tierra, fuentes de vapor de agua a temperatura superior a 100°C comprendidos 145°C a 300°C y a una presión elevada, entre 5 y 30 atmósferas.

Este tipo de energía se va difundiendo su captación pero muy lentamente, no ha desarrollado mucho.

Los sistemas geotérmicos aprovechan las fuerzas existentes en el interior de la Tierra para producir energía útil para el consumo.

El interior de la corteza terrestre alberga energías que se encuentran en constante movimiento, los terremotos son una manifestación de esas fuerzas, así como los volcanes activos, que liberan en la superficie de la Tierra el exceso de energía que se mueve en su interior. La zona del interior de la tierra donde se producen esas fuerzas se encuentra aproximadamente a unos 50 Km. de profundidad, en una franja denominada sima o sial.

Conforme se desciende hacia el interior de la corteza terrestre se va produciendo un aumento gradual de temperatura, siendo ésta de un grado cada 37 metros aproximadamente. No obstante, existen zonas de(nuestro planeta donde las altas temperaturas se encuentran al nivel de la superficie, donde las instalaciones geotérmicas podrían ser más rentables.

2.4.3.7. Energía Nuclear Atómica

Es una nueva fuente que por su alimentada amplitud y por sus características parece entrar en el dominio de lo mágico, se refiere a la utilización industrial de la energía atómica que superó los sueños de los alquimistas medievales. Una fuente de energía inextinguible, puesto que ha resuelto el problema del autoabastecimiento continuo, debido a que en el reactor nuclear se ha conseguido, que la fusión del usuario ^{235}U se convierta en una mayor cantidad de nuevos elementos fisionables o escindibles que la consumida.

En 1959 se inició la construcción de centrales electro atómicas, luego la energía nuclear se empezó a experimentar para uso en las locomotoras, la navegación en los submarinos, en cohetes estratosféricos y en los satélites artificiales, etc., pero aún así durante varias décadas hubo un desarrollo muy grande en la construcción de centrales eléctricas nucleares, sin embargo con el transcurrir del tiempo fueron decayendo, debido a la radio actividad producida, así como a las protestas de grupos ecologistas. Solo en Japón ha tenido éxito el uso de energía nuclear y por varios años su programa energético estuvo basado en el desarrollo de este tipo de energía.

2.4.3.8. Energía de la Biomasa

La biomasa, o cantidad de materia orgánica que constituyen todos los seres vivos de nuestro planeta, es una fuente de energía renovable, pues su producción es infinitamente más rápida que la formación de los combustibles fósiles. La biotecnología ha permitido que de la biomasa puedan extraerse combustibles absolutamente ecológicos; mediante su destilación, gasificación, hidrólisis o digestión aeróbica.

Los organismos fotosintéticos, tales como plantas y algas, proveen la mayor biomasa de la Tierra, con un volumen estimado cercano al 80% del total; algo menos de la mitad corresponde a los bosques y zonas arboladas. Para dar una idea de la ingente cantidad de biomasa agrícola y forestal que se produce anualmente mediante la fotosíntesis, basta decir que supone todo el consumo de energía del mundo multiplicado por 10, o 200 veces todo el volumen de alimentos dispuestos. Los organismos fotosintéticos marinos y terrestres convierten la energía del sol en materia orgánica de forma continuada, por tanto constituye una auténtica fuente de energía renovable.

Con las demandas de los combustibles fósiles, decayeron vertiginosamente las investigaciones en materia de biocombustibles, Hasta entonces el biocombustible principal y más utilizado era la madera, tanto para su uso como fuente propulsora en vehículos de transporte, como para calefacción. Asimismo, muchos vehículos utilizaban biocombustibles a base de metanol y etanol mezclado con gasolina. Solo las crisis surgidas en los sectores de combustibles fósiles en los últimos tiempos, ha permitido que se renueven las esperanzas y se comience a investigar de nuevo en este tipo de energías.

El ejemplo más visible de como el biocombustible puede llegar a ser más que rentable para nuestra maltratada naturaleza, lo encontramos en Brasil donde, desde hace muchos años, se produce etanol a gran escala a partir de melazas de caña de azúcar o pulpa de mandioca. Este biocombustible se mezcla al 20% con la gasolina que utilizan los automóviles, lo que supone un considerable ahorro en la factura de petróleo, además de una verdadera buena noticia para el medio ambiente, al ser éste un combustible que no emite residuos contaminantes a la atmósfera.

2.5. Diagnostico

La actividad económica del Perú ha ingresado recientemente en un ciclo ascendente, que ha permitido incrementar notoriamente los niveles de ingresos per cápita (que se cuadruplicaron en relación a los años ochenta), en un contexto de estabilidad macroeconómica. Este impulso ha estado asociado a una expansión del comercio exterior peruano, que permitió mejorar el saldo comercial, y a su vez dinamizó las inversiones en los diversos sectores productivos de la economía. Esta dinámica de crecimiento permitió, a nivel agregado, observar un importante desarrollo social tal como se encuentra plasmado en el aumento en el Índice de Desarrollo Humano (IDH) y la caída en la pobreza, tal como se aprecia en el Cuadro 1.

No obstante las mejoras socioeconómicas observadas a nivel agregado, es importante enfatizar que persisten grandes disparidades regionales. Ejemplo de ello se observa en la mejora disímil que existió en el IDH a lo largo de los diversos departamentos, o la mejora promedio en la distribución del ingreso², pero con retrasos entre regiones. En este sentido, las metas importantes de acceso al servicio en la Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES) contribuirán a atenuar estas disparidades.

Cuadro 1: Principales Indicadores Socio Económicos (1980-2010)

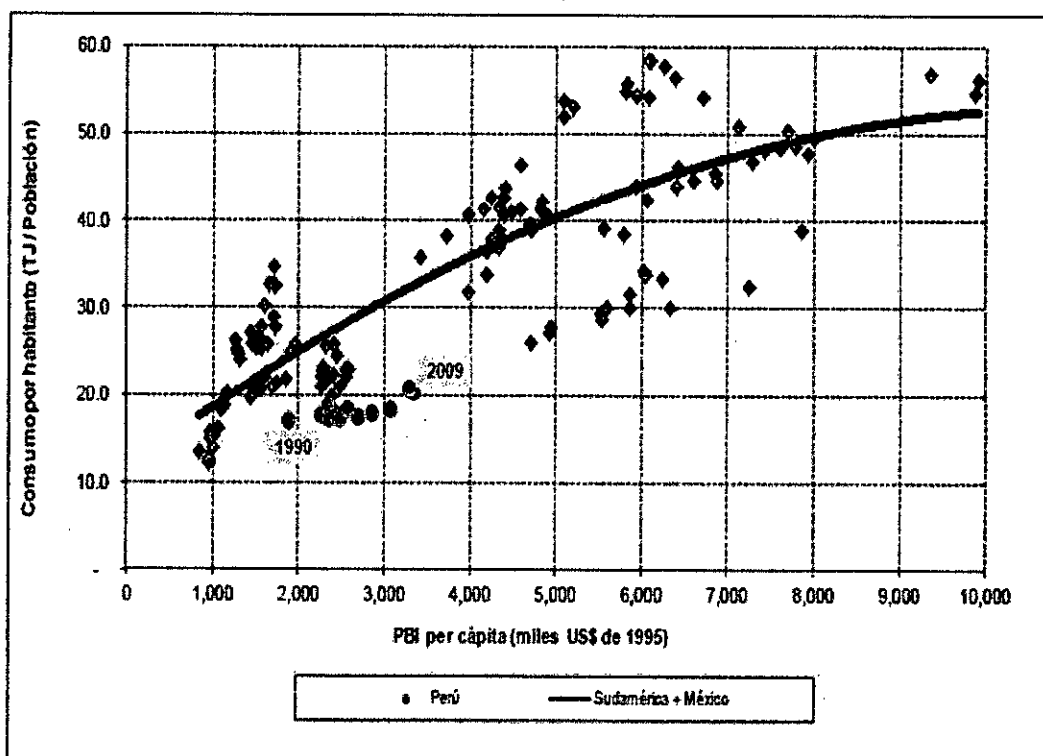
		1980-89	1990-99	2000-2005	2006-2010
PBI Real	var. % promedio año	0%	3%	4%	7%
Precios al Consumidor	var. % promedio año	194%	112%	2%	3%
Términos de Intercambio	Base 1980-89=100	100	69	66	88
Cuenta Corriente	% del PBI	-5%	-6%	-1%	0%
Inversión	% del PBI	24%	21%	20%	23%
PBI per cápita	US\$ / habitante	1,387	1,946	2,375	4,209
Desempleo	promedio período	7%	8%	9%	8%
Índ. Desarrollo Humano	promedio período	0.687	0.737	0.759	0.805
Población	var. % promedio año	2.3%	1.5%	1.5%	1.7%

Fuente: INEI

² Observado en el Índice de Gini

La demanda de energía del Perú ha mantenido una tendencia de crecimiento a nivel de actividad de la economía (30% entre 2000 y 2009) y los ingresos de la población. Sin embargo, en la comparación del consumo energético por habitante es inferior al promedio de países de la región, pero con una tendencia de crecimiento como se ilustra en el gráfico siguiente. Un dato importante muestra que mientras el consumo de energía por habitante creció, entre 1990 y 2009, en 21%, el PBI per cápita (medido en dólares de 1995) lo hizo en 75%.- Ver Figura 1.

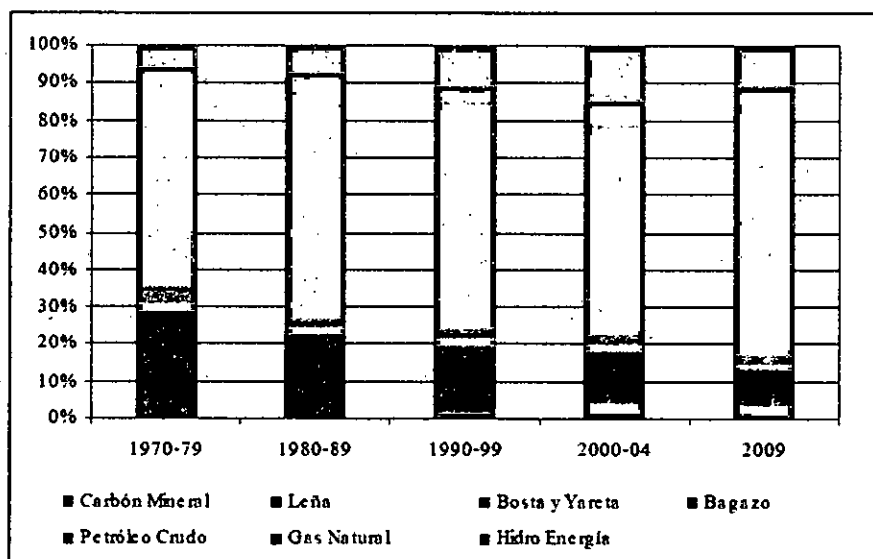
Figura 1: Relación Consumo de Energía Per Cápita vs. PBI Per Cápita



Fuente: Balance Nacional Energético.

La estructura del consumo energético se ha volcado históricamente hacia el consumo de hidrocarburos, en particular, petróleo y sus derivados. Muestra de ello es la evolución de su Oferta Interna Bruta de energía primaria, que en el pasado se encontraba concentrada principalmente en el petróleo crudo y en la leña (casi 80% en los años setenta, ochenta y noventa), y que más recientemente ha dado una mayor participación al gas natural y a la energía hidroeléctrica. En la actualidad el petróleo representa el 39%, el gas natural y los líquidos del gas un 33%, la hidroenergía un 11% y el 17% restante es biomasa, carbón, y solar, como se observa en la Figura 2.

Figura 2: Oferta Interna Bruta de Energía. Incluye Energía Comercial y No Comercial



Fuente: Balance Nacional Energético.

Por su parte, en el período 1970- 2009 el consumo nacional de energía total ha crecido a una tasa media del 1.5% anual por debajo de la tasa de crecimiento de la población. El 61% del incremento en el consumo energético entre 1970 y 2009 fue aportado por el sector Transporte, mientras que un 38% lo aportaron los sectores Minería e Industria. Por su parte, el consumo del sector residencial y comercial creció en dicho período a una tasa de 0.5% anual, exhibiendo un importante cambio en el patrón de energéticos consumidos, como se observa en el Cuadro 2.

Cuadro 2: Evolución del Consumo Nacional de Energía por Sectores: 1970-2009

		1970	1980	1990	2000	2009
Residencial y Comercial	Total TJ	134,055	166,958	152,483	149,052	164,819
	% Total	41%	43%	42%	33%	28%
	TCP anual		2.2%	-0.9%	-0.2%	1.1%
Sector Público	Total TJ	6,945	8,745	12,050	11,386	10,836
	% Total	2%	2%	3%	3%	2%
	TCP anual		2.3%	3.3%	-0.6%	-0.5%
Transporte	Total TJ	70,249	94,583	104,558	141,688	228,789
	% Total	22%	24%	29%	31%	39%
	TCP anual		3.0%	1.0%	3.1%	5.5%
Agroindustria	Total TJ	23,974	10,828	9,623	10,731	8,386
	% Total	7%	3%	3%	2%	1%
	TCP anual		-7.6%	-1.2%	1.1%	-2.7%
Pesca	Total TJ	28,033	8,109	9,121	16,361	10,978
	% Total	9%	2%	3%	4%	2%
	TCP anual		-11.7%	1.2%	6.0%	-4.3%
Minería	Total TJ	12,426	31,405	27,531	48,205	51,891
	% Total	4%	8%	8%	11%	9%
	TCP anual		9.7%	-1.3%	5.8%	0.8%
Industria	Total TJ	49,204	69,626	48,359	75,198	110,398
	% Total	15%	18%	13%	17%	19%
	TCP anual		3.5%	-3.6%	4.5%	4.4%
Total	Total TJ	324,887	390,254	363,725	452,621	586,097
	TCP anual		1.9%	-0.7%	2.2%	2.9%

Fuente: Balance Nacional Energético.

Presentamos el análisis que dan cuenta de los desafíos energéticos que enfrenta el país, que se sintetizan en el siguiente cuadro, destacando aquellos que son de carácter general, y los correspondientes a cada uno de los subsectores.- Ver Cuadro 3.

Cuadro 3: Desafíos Energéticos del Perú

Sector	Desafíos
General	<ul style="list-style-type: none"> • Reformular el Rol del Estado. • Planificación Integral del Sector Energético. • Sostenimiento de la actividad de Exploración y Producción. • Perfeccionamiento del Marco Regulatorio. • Política Tarifaria que no desincentive el uso racional y eficiente de la energía.
Electricidad	<ul style="list-style-type: none"> • Diversificación de la estructura de generación y contribución de diferentes fuentes de energía primaria. • Desarrollo integrado de fuentes energéticas y de la infraestructura de transmisión. • Mayor cobertura total del suministro de energía eléctrica a particularmente a la población rural.
Hidrocarburos Líquidos	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar y adecuar la infraestructura de transporte y de logística. • Ajustar la política de libertad de precios de los derivados. • Adecuar la calidad de los productos derivados.
Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de nuevos mercados alejados de los centros de producción y requerimientos de infraestructura de magnitud de transporte de gas. • Acceso económico a la energía con mayor cobertura de gas en el sector de menores consumos y en el transporte. • Desarrollo sustentable de la industria petroquímica.
Energías Renovables	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliación de los sistemas de transmisión y distribución. • Profundizar en el conocimiento del potencial de recursos de RER más promisorios y facilitar el acceso a la información para los interesados. • Considerar las ventajas socioambientales y valoración de las externalidades producidas por las tecnologías convencionales.
Eficiencia Energética	<ul style="list-style-type: none"> • Asignación de recursos humanos capacitados y económico-financieros para cubrir las exigencias de desarrollo del Plan de EE. • Articulación con los actores del sector de la oferta de energía, sean éstos públicos o privados. • Desarrollo de actividades de capacitación, formación y "training" en los diferentes sectores de consumo. • Desarrollo de programas / campañas de información. • Promoción de nuevas tecnologías en el desarrollo de los sistemas eléctricos (redes inteligentes, generación distribuida) • Articulación de la EE con la mitigación del cambio climático.

Fuente: Balance Nacional Energético.

III. VARIABLES E HIPÓTESIS

3.1. Definición de las variables

Y: Variable Dependiente.

X: Variable Independiente.

Entonces:

Y= Demanda Energética

X= Prospectiva de energía

3.2. Operacionalización de variables

Y = Demanda energética.

X = Prospectiva

X1= Prospectiva de energía convencional

X2 = Prospectiva de energía no convencional

3.3. Hipótesis general e hipótesis específicas

3.3.1. Hipótesis general:

La prospectiva de energía convencional y no convencional influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040

3.3.2. Hipótesis específicas:

- La prospectiva de energía convencional influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040.
- La prospectiva de energía no convencional influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040

IV. METODOLOGÍA

4.1. Tipo de investigación

Según el objeto de estudio la presente Investigación es aplicada ya que utiliza los conocimientos en la práctica, para aplicarlos, en la mayoría de las veces, en provecho de la sociedad.

Según la fuente de información es Investigación Mixta, la cual participa de la naturaleza de la investigación de campo y de la investigación documental. La investigación de campo se apoya en informaciones obtenidas directamente de la realidad y la investigación documental se basa en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales impresas, audiovisuales o electrónicos.

El nivel de la investigación es Descriptivo-Explicativa. Es Descriptiva por cuanto tiene la capacidad de seleccionar las características fundamentales del objeto de estudio, con una descripción detallada de sus partes y es Explicativa en la medida que se analizan las causas y efectos de las relaciones entre las distintas variables.

4.2. Diseño de la investigación

No experimental

4.2.1. Nivel de Investigación

El presente trabajo de investigación planteado corresponde al tipo de investigación aplicada, en razón a que se utilizaron conocimientos de Ingeniería Eléctrica.

4.2.2. Método de la Investigación

La presente investigación está basada en los métodos y procedimientos inductivo, deductivo y analítico.

4.3. Población y muestra

4.3.1. Población

La población abarcó lo siguiente:

La población abarca todas los generadores de energía eléctrica, conjuntamente el sector de transmisión de energía eléctrica.

La Muestra abarco:

Los generadores de energía eléctrica, conjuntamente el sector de transmisión de energía eléctrica

4.3.2. Delimitación

a) Espacial

Abarca la matriz energética nacional

b) Temporal

La demanda de energía eléctrica al 2040 a nivel nacional.

4.3.3. Tipo de muestra

El método de muestreo es probabilista, es decir aleatorio. El muestreo es por niveles de Incertidumbre porque se basa exclusivamente en la selección de casos que serán más convenientes para el propósito del estudio.

4.3.4. Tamaño de la muestra

Los generadores de energía eléctrica, conjuntamente el sector de transmisión de energía eléctrica

4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

4.4.1. Técnicas

Las técnicas que se ha utilizado son las siguientes:

- a) Pruebas estandarizadas: En estas pruebas se deben cumplir determinadas normas vigentes para su aplicación y para la interpretación de sus resultados, es así que la aplicación de una prueba debe hacerse bajo ciertas condiciones, las cuales deben cumplir, tanto quienes la aplican, como los dispositivos objetos de estudio.
- b) Análisis documental: Se utilizó para analizar las normas, información bibliográfica y otros aspectos relacionados con la investigación.
- c) Análisis de Contenido: Es una técnica que permite reducir y sistematizar cualquier tipo de información acumulado (documentos escritos, films, grabaciones, etc.) en datos, respuestas o valores correspondientes a las variables que se han investigado.
- d) Tecnología de la investigación: Se utilizó la tecnología como una herramienta para la búsqueda información a través de la Internet, lo que permitió encontrar documentos y publicaciones importantes que enriqueció la investigación.

4.4.2. Instrumentos

- a) Cuaderno de Registros: Además del registrar los datos de manera ordenada y resumida, permite la revisión en cualquier momento de los datos más resaltantes.
- b) Fichas bibliográficas: Recogen únicamente las referencias bibliográficas de los documentos que se han consultado para la realización de este trabajo científico. En ellas se registra o consigna todos los datos precisos para su localización y su correcta referencia ulterior en el trabajo.
- c) Fichas de contenido: Permite la anotación de las ideas extraídas de los trabajos leídos. Indispensable para redacción de la introducción, el marco teórico y la discusión de los trabajos en orden a fundamentar para las aportaciones.

- d) Listas de cotejo: Consisten en listados de los distintos aspectos a evaluar al lado de los cuales se puede hacer una calificación con un determinado puntaje o concepto. Es una herramienta que se utiliza para la observación sistemática de un proceso.
- e) Páginas Web: Es uno de los medios principales por los que fue obtenida la información para el estudio.

4.4.3. Fuentes

- a) Fuentes primarias: Constituye la información que se obtiene de las pruebas estandarizadas llevadas a cabo, las cuales constituyen las principales fuentes de información.
- b) Fuentes secundarias: Estas fuentes nos ayudan, facilitan y complementan la información de las fuentes primarias a través de libros, documentos, revistas, etc.

4.5. Procedimiento de recolección de datos

La técnica para la recolección de información es la denominada técnica de Investigación Bibliográfica o fuentes secundarias. Las fuentes secundarias se utilizaron para obtener información teórica y las características técnicas de los modelos de planificación.

4.6. Procesamiento estadístico y análisis de datos

Consta de lo siguiente:

- a) Una vez finalizada la fase de recolección de los datos, o tomar el caso en particular se realizaran las simulaciones con el método MinMax.
- b) Se utilizaran tablas para ordenar y posteriormente procesar la información.
- c) Los resultados obtenidos luego del procesamiento de la información, se diagramaran en histogramas de frecuencia, gráficos de barras y circulares resultantes de la tabulación de los datos. Además se hace empleo de cuadros de doble entrada; tablas, y otros instrumentos de exposición de datos para una mejor presentación de la información obtenida.

4.7. Etapas de Estudio y Metodología para la Selección de la NUMES

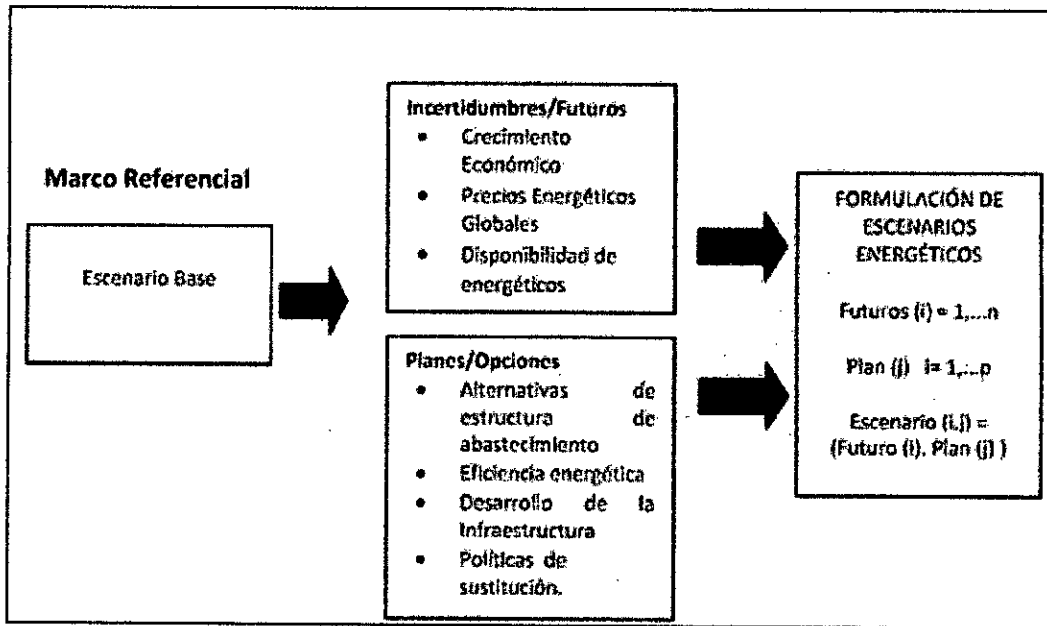
A continuación se describe de manera sucinta las principales etapas del Estudio: Se llevó a cabo un diagnóstico del sector energético y análisis FODA de las diversas fuentes energéticas; se elaboraron modelos compuestos por submodelos y módulos que constituyen el Modelo Energético-Ambiental (Modelo E-A); se construyeron diversos escenarios energéticos que son evaluados con este Modelo. Los escenarios energéticos se definieron para el período 2011- 2040, tomando como punto de partida la información más reciente y proyectada de los Balances Nacionales de Energía hasta el 2010. Cada escenario está compuesto por un plan y una determinada combinación de valores que representan las principales incertidumbres que enfrenta el planificador– variables cuyas variaciones están fuera del dominio de éste, tales como el precio internacional del petróleo, la tasa de crecimiento de la economía y la disponibilidad de recursos. En total se construyeron 7 futuros que representan combinaciones de valores de estas tres incertidumbres principales.

Cada plan está compuesto por un conjunto de opciones tales como estructura de fuentes primarias, infraestructura de transporte de ductos y ubicación de centrales térmicas, cobertura de la población con energía eléctrica y gas, como parte de las nueve opciones de configuración de cada plan. A partir de un Plan Base se generaron los restantes planes como sensibilidades de las opciones que lo conforman. En total se elaboraron y evaluaron más de un centenar de escenarios.

El Modelo E- A computa una serie de variables-atributos de los planes en cada escenario (los atributos son las variables que interesan al planificador al evaluar un plan) tales como: el costo total y medio de la energía, el grado de concentración de las fuentes, el porcentaje de racionamiento, entre otros. Una vez obtenidos estos resultados, el objetivo es seleccionar a través de la aplicación de la metodología de Minimización del arrepentimiento máximo (MINMAX) una propuesta de NUMES. La Evaluación Ambiental Estratégica corre en paralelo a la selección de la propuesta de NUMES.

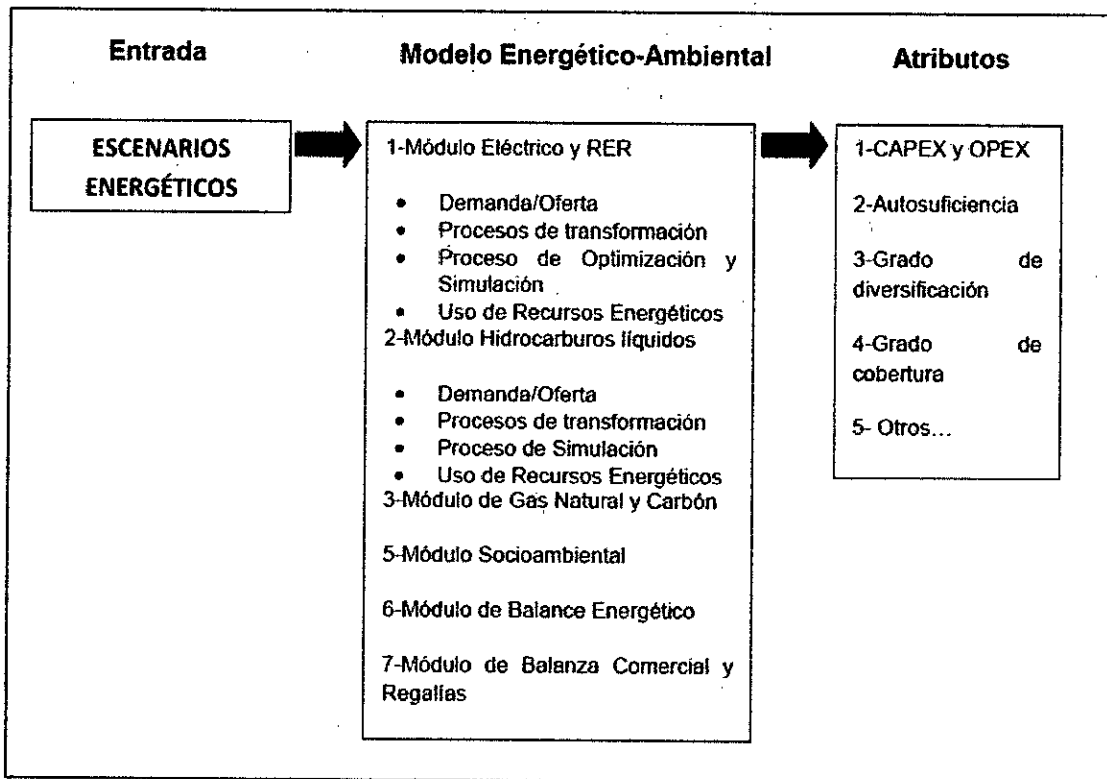
Las Figuras: 3, 4, 5 y 6 siguientes ilustran el proceso de construcción de los escenarios, los principales módulos del Modelo E- A, y el proceso de selección de la NUMES.

Figura 3: Formulación de los Escenarios



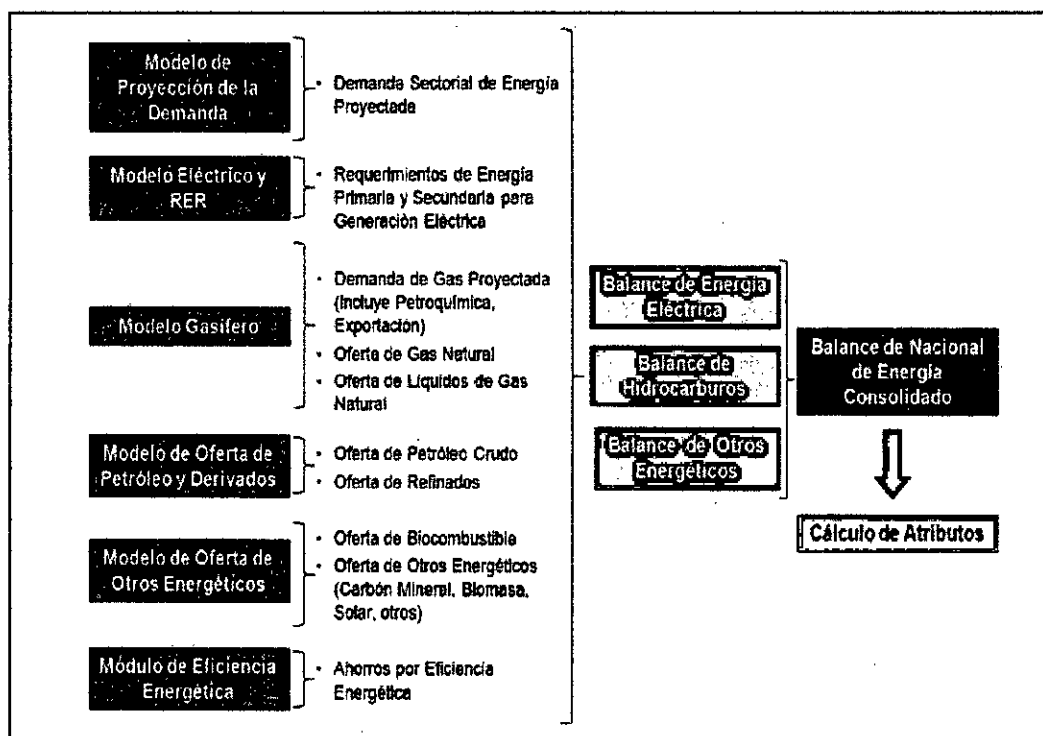
Fuente: MINEM.

Figura 4: La Evaluación de los Escenarios: Medición de los Atributos



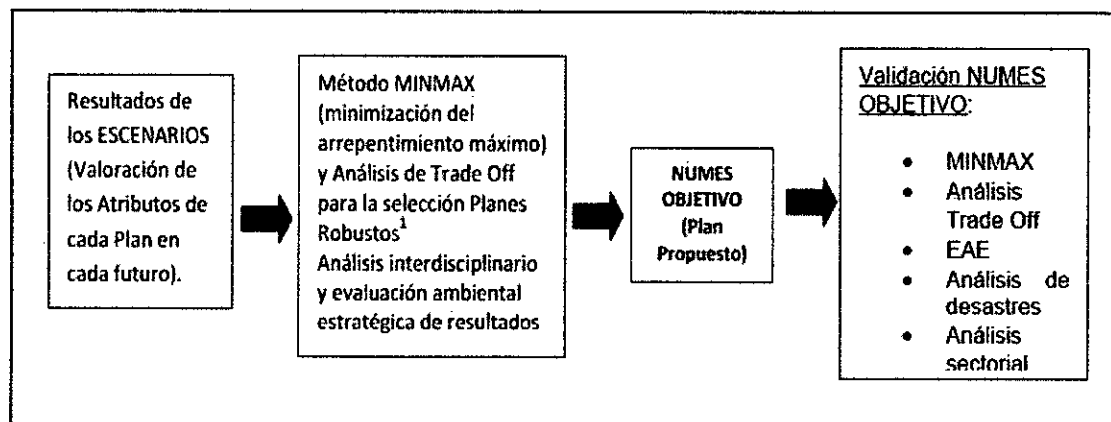
Fuente: MINEM.

Figura 5: Datos de Entrada, Modelo E-A y Datos de Salida



Fuente: MINEM

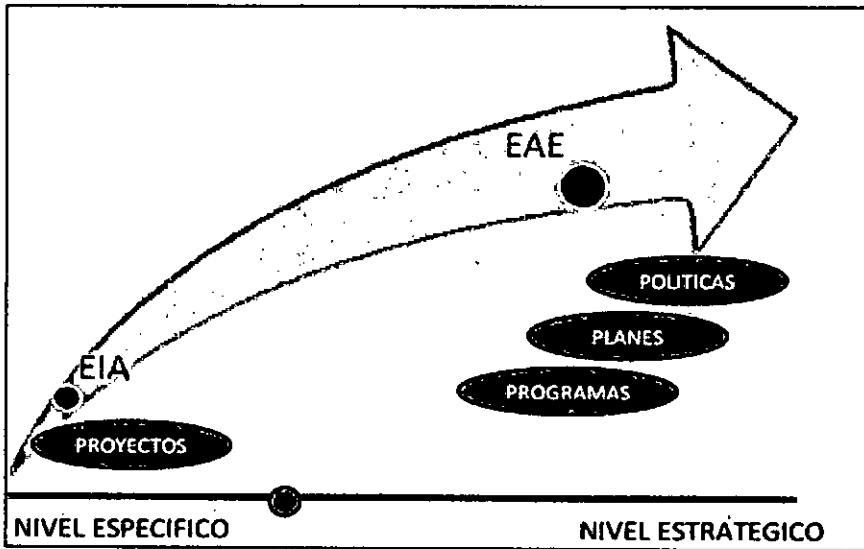
Figura 6: Proceso de Determinación de la NUMES



Fuente: MINEM.

La Figura 7 siguiente ilustra la metodología de la Evaluación Ambiental Estratégica. La EAE es una herramienta pensada para brindar un marco adecuado de sustentabilidad a la toma de decisiones en materia de Políticas, Programas y Planes. En ese sentido la metodología no es sinónimo de la Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos particulares sino la evaluación de la matriz energética a un nivel más estratégico como se indica en el gráfico siguiente.

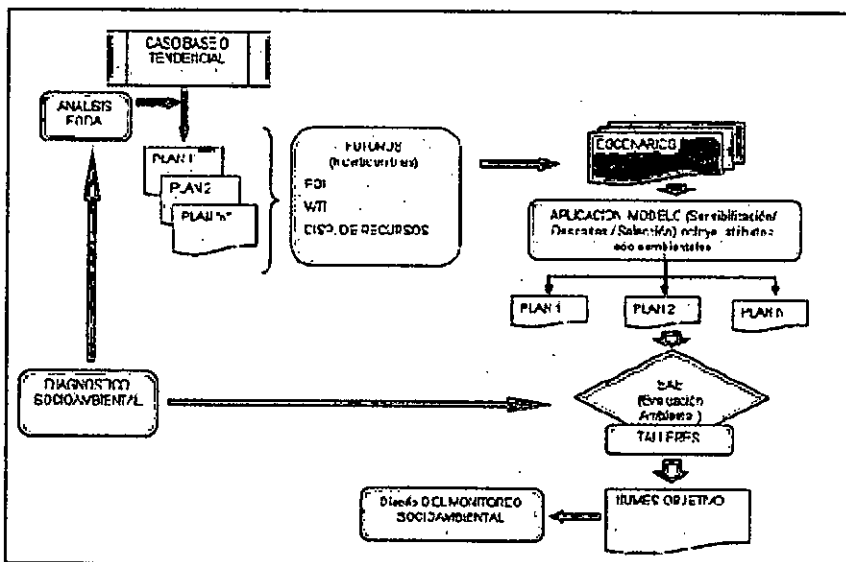
Figura 7: Evaluación Ambiental Estratégica



Fuente: MINEM.

La Figura 8 siguiente se ilustra los pasos de análisis que se siguieron para la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del Plan NUMES. Se inició con un diagnóstico socio ambiental incluyendo el análisis FODA, se elaboraron indicadores socio ambientales, los que luego se nutrieron con los atributos de los planes, sistemas de información digital, balances de combustibles, sistemas de información geográfica, y se efectuó un análisis multicriterio para evaluar el desempeño de los planes. A la EAE de la NUMES se la acompaña con el diseño de un monitoreo ambiental.

Figura 8: Interacciones de la EAE con Balance y Modelo Energético



Fuente: MINEM.

V. RESULTADOS

5.1. De la Aplicación del Modelo Energético Ambiental

La evaluación técnica, económica y socio ambiental que se realiza en el presente Estudio, permite concluir que la NUMES propuesta es la que alcanza de una forma equilibrada y sostenible los **Objetivos** de Política Energética que fueron identificados en el desarrollo de la prospectiva los cuales se listan a continuación.

- 1) Matriz diversificada, competitiva, con énfasis en el uso de recursos renovables y eficiencia energética.
- 2) Abastecimiento para el desarrollo sustentable.
- 3) Eficiencia en la oferta y en la demanda de Energía.
- 4) Autosuficiencia en la producción de Energía.
- 5) Mínimo impacto ambiental.
- 6) Desarrollo de la industria del gas.
- 7) Fortalecimiento institucional.
- 8) Integración con mercados de Energía de la región.

Esos objetivos se atienden con las siguientes opciones de configuración del Plan NUMES elegido y propuesto a partir de la aplicación del Modelo E – A/MINMAX y Análisis Trade Off:

- a) Estructura Diversificada de Oferta de Generación Eléctrica: 40% Hidroenergía, 40% Gas, 20% RER. Un análisis de las ventajas de estas diferentes fuentes muestra que:
 - Hidroenergía: Menor concentración, gases de efecto invernadero y costos.
 - Gas: es mejor en desarrollo de la industria con efectos sobre la descentralización y desarrollo regional, y también esta fuente es positiva por las menores áreas inundadas.
 - La implementación de metas RER más exigentes en el largo plazo son deseables y ventajosas dado que se trata de recursos limpios, renovables y relativamente más eficientes.

Con esta opción se alcanzan los Objetivos:

- 1) Matriz diversificada, competitiva, con énfasis en el uso de renovables y eficiencia energética

2) Abastecimiento para el desarrollo sustentable (seguridad energética)

3) Mínimo impacto ambiental (GEI y área inundadas).

- b) Desarrollo Conjunto de la Petroquímica en Ica y el Sur: se considera relevante el desarrollo de la industria petroquímica del metano y etano, dado que permite el aprovechamiento de los recursos de gas natural que posee el Perú con un mayor valor agregado.

Con esta opción se alcanza el Objetivo 7: Desarrollo de la industria del gas, lo cual como se dijo tiene efecto sobre el objetivo de descentralización y desarrollo del país.

- c) Crudos Pesados: el plan de desarrollo de estos crudos es costoso en inversiones pero permite mejorar la balanza comercial, la autosuficiencia e implican una mejor recaudación del Gobierno en términos de regalías.

Con esta opción se alcanza el Objetivo 5: autosuficiencia en la producción de energía.

- d) Transporte de Gas Descentralizado: la centralización no permite el desarrollo de la industria del gas. Además la opción de máximo dimensionamiento de la infraestructura en el Sur está asociada a exportaciones de gran magnitud aun no respaldada con las reservas actuales, y resulta como tal en una evaluación negativa de autosuficiencia. Por ello, la opción de transporte mejor es desarrollar el Gasoducto Sur con un dimensionamiento menor que no incorpore la demanda de exportación y que solo abastezca el mercado local.

Con esta opción se alcanzan los Objetivos: 3) Acceso universal al suministro de energía y 7) Desarrollo de la industria del gas, con impacto en la descentralización de país.

- e) Cobertura de Gas Máxima: la captación del 19% de los hogares con gas, permite mejorar el desempeño en materia social a un costo relativamente bajo, logrando el objetivo de acceso a la energía de la población, con mejoras significativas en la calidad de vida. Con esta opción se alcanza el objetivo 3: Acceso universal al suministro de energía.

- f) Exportaciones: el plan más robusto incluye exportaciones de los contratos vigentes.

El plan de mayores exportaciones de gas genera desequilibrios de oferta y demanda en futuros de bajos recursos, y en planes de mayor uso de gas en la generación eléctrica. Por otro lado, las exportaciones de energía eléctrica mejoran la balanza comercial energética y fomentan la integración regional y no comprometen el abastecimiento interno.

Con esta opción se alcanzan los objetivos: 2) Abastecimiento para el desarrollo sustentable (seguridad energética) y 5): Integración con mercados de energía de la región.

- g) Biocombustibles: la meta de biodiesel constante (5%) y el aumento moderado (de 7.8 a 10%) de las metas de bioetanol es la más ventajosa dado que se constata que existen mejores opciones para incrementar la diversificación y disminuir GEI, a través de la meta RER e hidroenergía, por ejemplo.

Con esta opción se alcanza el Objetivo 1: Matriz diversificada, competitiva, con énfasis en el uso de renovables y eficiencia energética

- h) Eficiencia: la eficiencia energética del 15% permite disminuir la demanda y con esto mejorar la balanza comercial, la autosuficiencia, y reducir las emisiones. Asimismo, la valorización de los ahorros de energía comparada con los costos incrementales que los planes de eficiencia generarían permite concluir que se obtienen beneficios netos positivos.

Con esta opción se alcanzan los Objetivos: 1) Matriz diversificada, competitiva, con énfasis en el uso de renovables y eficiencia energética y 4) Eficiencia en la oferta y en la demanda de Energía.

El Plan NUMES (Plan 19) es un plan robusto y es el que mejor se comporta dentro del conjunto de todos los planes incluyendo los robustos. El Cuadro 4 siguiente es ilustrativo al respecto.

Cuadro 4: Resultados Plan NUMES. Cantidad de Futuros en los que cada Plan es el Mejor según Atributo

Planes	Concentración	RER	Autosuficiencia	Balanza comercial	Consumo GN	Costos	Emissiones	Mec Impo gas	Cobertura GN	Costo medio	Áreas inundables	Suma atributos
P1	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6
P2	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6
P3	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6
P4	6	6	0	0	0	0	0	6	0	0	0	18
P5	0	0	0	0	5	0	0	6	0	0	0	11
P6	0	0	0	0	5	0	0	6	0	0	0	11
P7	0	0	0	0	2	0	0	5	0	0	7	14
P8	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6
P9	0	0	0	0	0	6	0	6	0	0	0	12
P10	0	0	0	0	0	0	0	4	0	6	0	10
P11	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6
P12	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6
P13	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6
P14	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6
P15	0	0	0	0	0	0	0	6	7	0	0	13
P16	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	3
P17	0	0	1	1	0	0	7	7	7	0	0	23
P18	0	0	0	2	0	0	0	0	7	0	7	16
P19	0	1	6	4	0	0	0	5	7	0	5	28

Fuente: Balance Energético Nacional

5.2. Del Balance Nacional de Energía de la NUMES

La participación del gas natural (gas distribuido y líquidos del gas natural) representará al 2040 el 53% de la oferta interna bruta de energía primaria.

Las importaciones de petróleo crudo representarán cerca del 90% del total de las importaciones de energía primaria a lo largo del periodo de análisis.

La energía eléctrica y el gas distribuido tienen los mayores crecimientos dentro la producción de energía secundaria, hacia el final del periodo de análisis contribuyen con el 30.4% y 24.6%, respectivamente.

La importaciones de Diesel, turbo jet y GLP se iniciarán a mediados de la siguiente década (aproximadamente el año 2020) y llegarán a representar hacia el final del periodo de análisis el 48.3%, 31.1% y 10.6%, respectivamente.

La exportación de naftas (obtenidas del gas natural) contribuirá con más del 50% del total de las exportaciones de energía secundaria. Las exportaciones de energía eléctrica serán del 30.7% hacia el final del periodo de análisis.

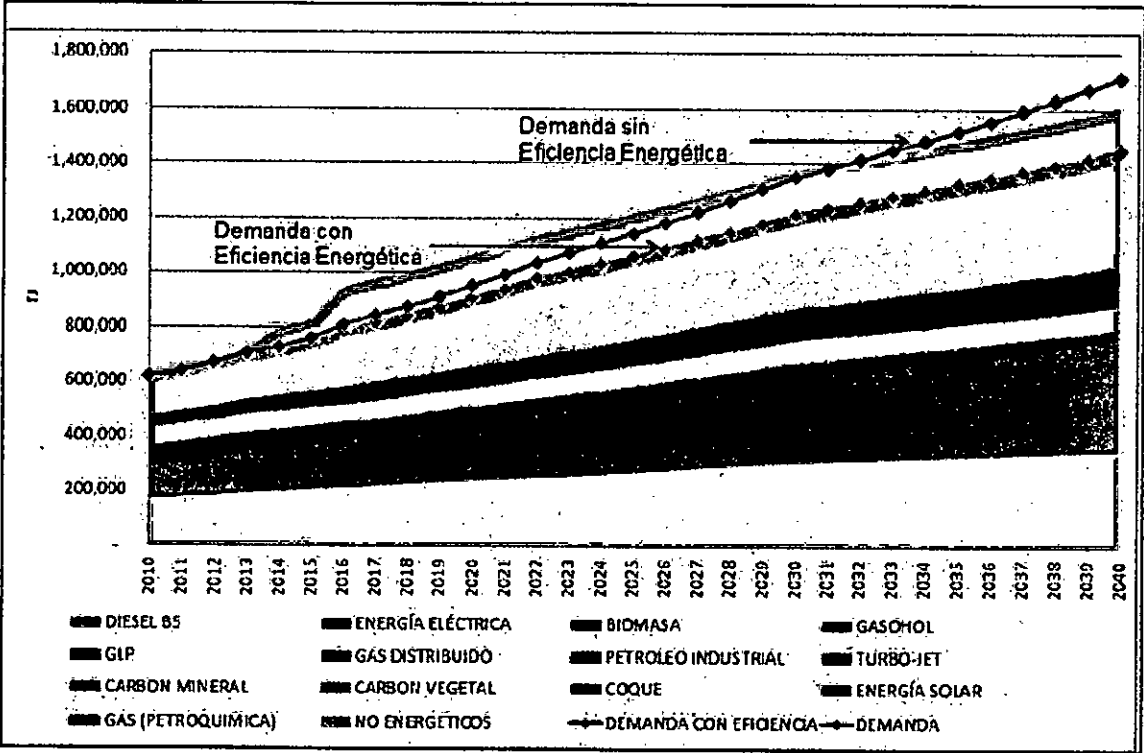
Los derivados de petróleo tendrán una menor participación en la demanda de energía secundaria, pasarán del 53.6% al 43.3% de dicha demanda.

Por el contrario, la demanda de gas distribuido y energía eléctrica incrementarán significativamente su participación hacia el final del periodo de análisis llegando a representar el 24.4% y 25.5%, respectivamente.

El crecimiento de la demanda de electricidad en el periodo inicial (hasta el 2020) será cubierto con centrales hidroeléctricas, unidades de generación a gas natural ubicadas en la zona Central y zona Sur, así como con energías renovables. Posteriormente, la generación de electricidad también será hecha con centrales hidroeléctricas, fuentes renovables y con centrales de gas natural ubicadas tanto en la zona Central, como en la zona Sur y en la zona Norte.

Las medidas de eficiencia energética propuestas, disminuyen significativamente la demanda de energía como se ilustra en la Figura 9 siguiente.

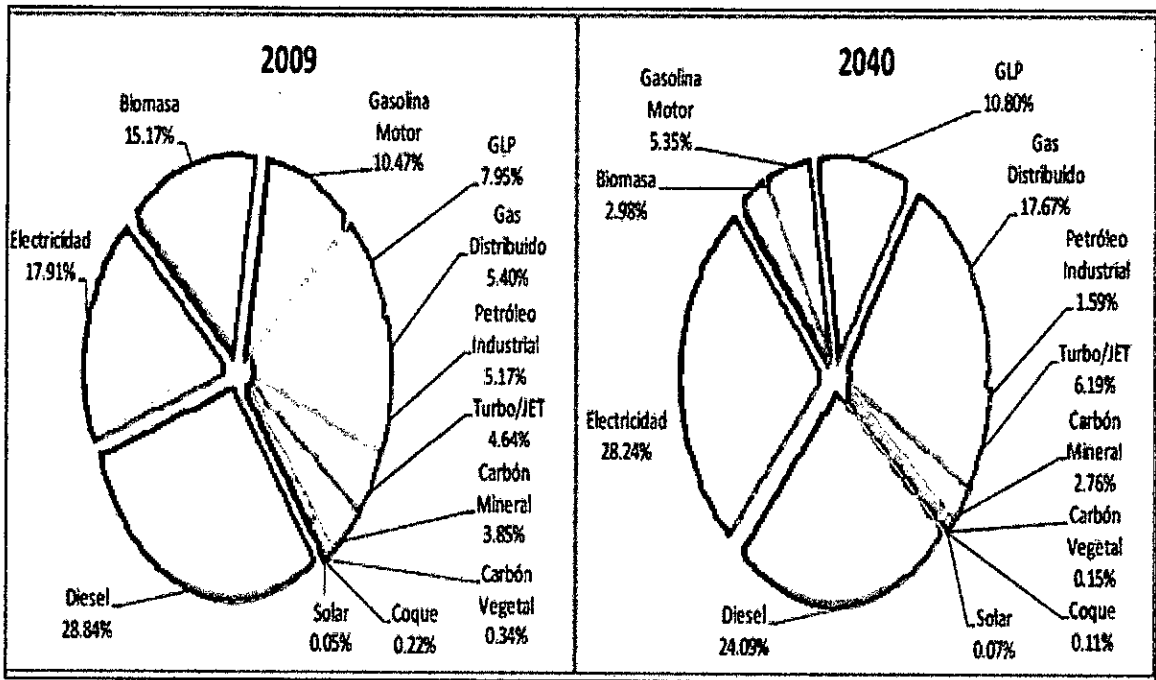
Figura 9: Balance Nacional de Energía – NUMES (TJ)



Fuente: Balance Energético Nacional

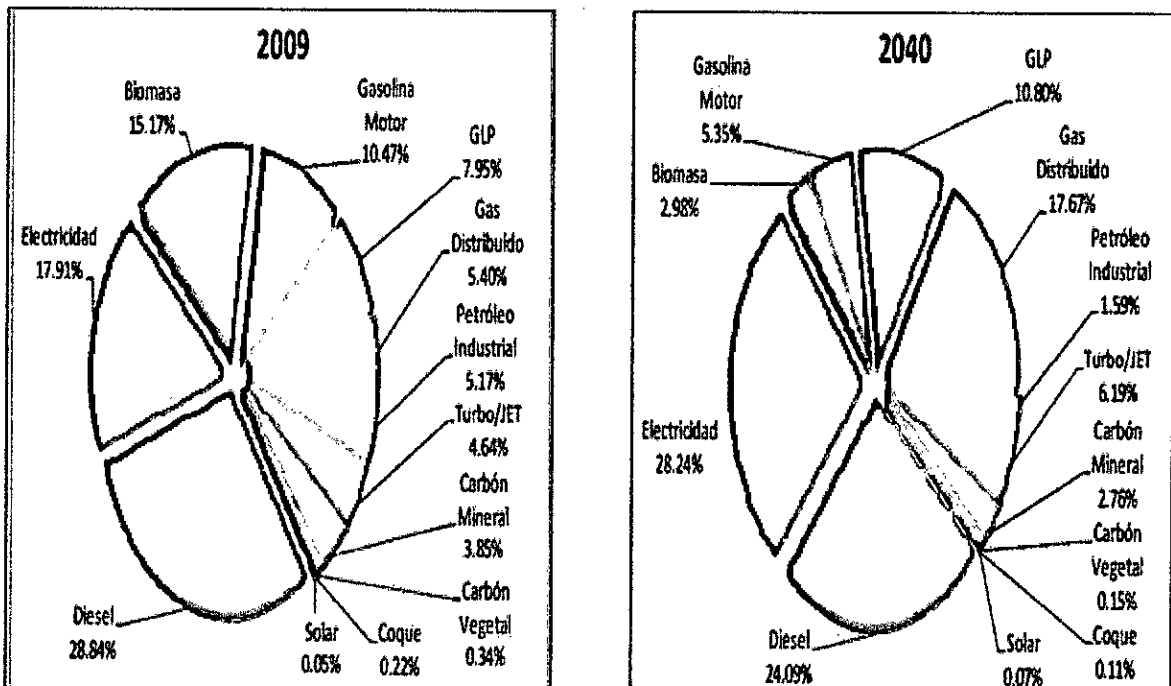
Las Figuras del 10 al 15 siguientes ilustran, para el período 2010 - 2040, la demanda de energía por sectores, por producto energético; los balances de energía primaria y secundaria, oferta interna bruta.

Figura 10: Resultados de la Proyección de la Demanda a Nivel de Uso Final por sectores



Fuente: Balance Energético Nacional

Figura 11: Resultados de la Proyección de la Demanda a Nivel de Uso Final



Fuente: Balance Energético Nacional

Figura 12: Balance Nacional de Energía – Energía Primaria(TJ)

ENERGIA PRIMARIA	2010	2020	2030	2040
1. PRODUCCIÓN				
GAS NATURAL	617 878	1 125 121	1 325 783	1 344 014
PETROLEO CRUDO	153 540	252 092	240 936	214 604
BIOMASA	103 502	98 840	84 601	152 466
HIDROENERGIA	95 891	194 642	265 366	255 222
CARBÓN MINERAL	9 544	10 647	11 878	13 251
ENERGIA SOLAR	322	15 354	76 779	77 194
ENERGÍA EÓLICA	-	10 629	10 600	45 187
ENERGÍA GEOTÉRMICA	-	3 280.85	5 913.01	81 032.64
TOTAL	980 677	1 710 606	2 021 856	2 182 971
2. IMPORTACIÓN				
CARBÓN MINERAL	28 142	19 355	23 435	26 790
PETROLEO CRUDO	228 521	224 022	240 680	259 773
TOTAL	256 662	243 377	264 115	286 563
3. EXPORTACIÓN				
PETROLEO CRUDO	33 184	69 515	75 017	67 778
GAS NATURAL	96 593	221 560	-	-
TOTAL	129 776.87	291 074.77	75 017.02	67 777.80
4. NO APROVECHADA				
GAS NATURAL Y OTROS	129 546	143 891	312 041	142 763
TOTAL	129 546	143 891	312 041	142 763
5. OFERTA INTERNA BRUTA				
GAS NATURAL	391 739	759 671	1 013 742	1 201 250
PETROLEO CRUDO	348 877	406 600	406 600	406 600
BIOMASA	103 502	98 840	84 601	152 466
HIDROENERGIA	95 891	194 642	265 366	255 222
CARBÓN MINERAL	37 686	30 002	35 313	40 042
ENERGIA SOLAR	322	15 354	76 779	77 194
ENERGÍA EÓLICA	-	10 629	10 600	45 187
ENERGÍA GEOTÉRMICA	-	3 281	5 913	81 033
TOTAL	978 017	1 519 018	1 898 913	2 258 993

Fuente: Balance Energético Nacional

Figura 13: Balance Nacional de Energía – Energía Secundaria(TJ)

ENERGIA SECUNDARIA	2010	2020	2030	2040
6. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA				
DIESEL	182 506	241 173	246 947	246 947
ENERGIA ELECTRICA	113 225	212 002	345 773	486 083
GLP	72 028	125 934	138 596	138 102
NAFTAS	66 808	118 249	132 623	132 476
PETROLEO INDUSTRIAL	58 112	58 136	58 136	58 136
GASOLINA MOTOR	54 896	68 666	68 666	68 666
GAS DISTRIBUIDO	49 816	275 178	341 703	393 108
TURBO-JET	32 984	34 894	34 894	34 894
NO ENERGETICOS	15 946	22 798	22 855	22 855
ETANOL	4 685	9 393	9 393	9 393
CARBON VEGETAL	2 031	2 155	2 267	2 243
BIODIESEL	1 665	4 952	5 465	5 465
TOTAL	654 703	1 173 530	1 407 317	1 598 367
7. IMPORTACIÓN				
BIODIESEL	6 851	6 846	9 845	12 021
GASOLINA MOTOR	2 873	2 873	4 008	4 118
ETANOL	1 368	-	-	-
COQUE	1 355	1 459	1 536	1 605
GLP	-	-	-	18 716
TURBO-JET	-	10 257	34 440	54 955
DIESEL	-	-	43 938	85 282
TOTAL	12 446	21 434	93 766	176 696

8. EXPORTACIÓN				
NAFTAS	66 808	118 249	132 623	132 476
PETROLEO INDUSTRIAL	26 050	30 169	32 026	34 980
DIESEL	22 650	17 018	-	-
GLP	19 958	42 069	14 983	-
TURBO-JET	5 565	-	-	-
GASOLINA MOTOR	3 292	14 161	2 873	2 873
ETANOL	-	3 018	1 637	1 625
ENERGIA ELECTRICA	-	4 485	31 214	76 063
TOTAL	144 325	229 168	215 355	248 017
9. OFERTA INTERNA BRUTA				
DIESEL	159 855	224 155	290 884	332 228
ENERGIA ELECTRICA	113 225	207 517	314 559	410 020
GASOLINA MOTOR	54 476	57 378	69 801	69 911
GLP	52 070	83 865	123 614	156 818
GAS DISTRIBUIDO	49 816	275 178	341 703	393 108
PETROLEO INDUSTRIAL	32 062	27 968	26 111	23 156
TURBO-JET	27 419	45 150	69 334	89 848
NO ENERGETICOS	15 946	22 798	22 855	22 855
BIODIESEL	8 516	11 798	15 310	17 486
ETANOL	6 053	6 375	7 756	7 768
CARBON VEGETAL	2 031	2 155	2 267	2 243
COQUE	1 355	1 459	1 536	1 605
TOTAL	522 824	965 795	1 285 728	1 527 045
10. CONSUMOS PROPIOS, TRANSFORMACIÓN Y PÉRDIDAS				
CENTRALES ELECTRICAS	143 708	139 053	280 785	445 849
CONSUMO PROPIO SECTOR ENERGIA	29 350	46 617	56 869	62 560
PERDIDAS(TRANS.,DIST. Y ALM.)	27 067	46 596	50 079	53 849
REFINERIAS	6 841	7 973	7 973	7 973
CARBONERAS	3 046	3 232	3 400	3 364
PLANTAS DE BIOCMBUSTIBLE	1 347	2 755	2 772	2 772
TOTAL	211 358	246 226	401 877	576 367

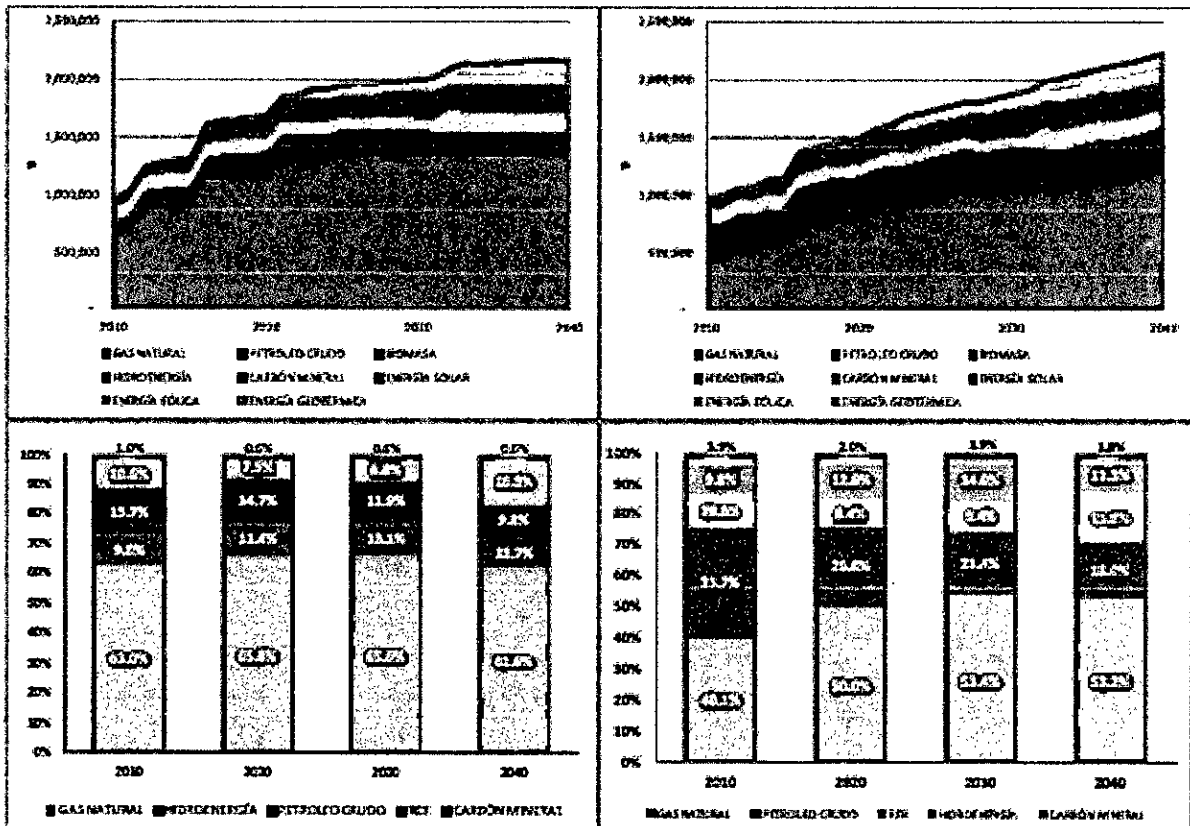
Fuente: Balance Energético Nacional

Figura 14: Balance Nacional de Energía – Consumo Final(TJ)

CONSUMO FINAL	2010	2020	2030	2040
11. CONSUMO FINAL				
DIESEL B5	168 371	235 953	306 194	349 714
ENERGIA ELECTRICA	113 225	207 517	314 559	410 020
BIOMASA	87 905	68 740	53 638	43 243
GASOHOL	60 529	63 753	77 557	77 679
GLP	52 070	83 865	123 614	156 818
GAS DISTRIBUIDO	49 816	275 178	341 703	393 108
PETROLEO INDUSTRIAL	32 062	27 968	26 111	23 156
TURBO-JET	27 419	45 150	69 334	89 848
CARBON MINERAL	23 729	30 002	35 313	40 042
NO ENERGETICOS	15 946	22 798	22 855	22 855
CARBON VEGETAL	2 031	2 155	2 267	2 243
COQUE	1 355	1 459	1 536	1 605
ENERGIA SOLAR	322	520	768	975
TOTAL	634 780	1 065 057	1 375 447	1 611 305

Fuente: Balance Energético Nacional

Figura 15: Producción y Oferta Interna Bruta de Energía Primaria – NUNES OBJETIVO (TJ)



Fuente: Balance Energético Nacional

5.3. Resultados de la Evaluación ambiental Estratégico (EAE)

Los principales resultados que surgen, son los siguientes:

- a) La EAE del Plan 19, que se adopta como Plan NUMES, arroja indicadores aceptables dentro del conjunto de planes evaluados.
- b) Dado que parte del sustento de la EAE se basa en la información de base, se requiere que esta base de datos sea actualizada periódicamente, aproximadamente 5 años.
- c) Se sugiere la actualización del potencial hídrico de la zona de Sierra, dado que los principales impactos los proyectos hidroenergéticos se dan en los casos de los grandes emprendimientos proyectados en la zona de Selva.
- d) Se debe realizar una Evaluación de Impacto Ambiental para cada proyecto considerado en la implementación de la NUMES. Estas evaluaciones deben enmarcarse en la EAE, de modo que los impactos sean analizados en el contexto integral de la matriz energética, y no cada proyecto independientemente del resto.
- e) El Programa de Monitoreo de los aspectos socio ambientales de la EAE debe estar implementado por la OEFA, dotado con recursos humanos y económicos adecuados y con independencia de opinión, que permita seguir los cumplimientos de los criterios establecidos por la NUMES y aplicar medidas correctivas de modo temprano de ser necesario.
- f) Es necesario establecer instancias de revisión periódicas formales de la NUMES y de la EAE vinculada. La matriz energética propuesta ha sido desarrollada con un horizonte temporal al año 2040, implicando la consideración de una cantidad de supuestos, que si bien han sido analizados y seleccionados como razonables, encierran un grado de incertidumbre considerable. Por ende, es necesario mantener una instancia de visión holística como la que propuso la actual EAE para evaluar el cumplimiento de las predicciones establecidas por la NUMES. Esta instancia de revisión periódica y de eventual re-direccionamiento de la matriz energética deberá ser responsabilidad conjunta del MEM y el MINAM, en la medida que no se proponga una instancia superadora.

g) Los impactos ambientales considerados en la EAE son, por lo general, de carácter local, aunque algunos, por sus características, podrían repercutir a escala regional, nacional e incluso global. Por ejemplo, la eventual extinción de una especie endémica ocasionada por el desarrollo de alguna infraestructura, aunque puede estar circunscripta a la escala local, pueden tener implicancias planetarias irreversibles. Este es un ejemplo hipotético de un impacto extremo que el desarrollo de la matriz energética debe atender con atención. Otra consideración con repercusiones globales es la emisión de GEI, aunque el Perú tiene una repercusión menor a escala planetaria, y por ende su consideración es relativa. Sin embargo, la mayoría de los impactos ambientales considerados por la EAE son de carácter puntual o local, lo que no implica que sean desdeñables o no urgentes, sino que deben ser atendidos principalmente a esta escala, ya sea por mecanismos de prevención, atenuación, mitigación y/o compensación. La contaminación de un curso de agua que sirve como soporte dietario principal a una comunidad rural puede ser puntual pero requerir la mayor urgencia de solución. La NUMES surge de una EAE que busca minimizar los posibles impactos negativos a partir del análisis de una serie de planes alternativos, en un contexto de desarrollo de una matriz energética que atienda las necesidades sociales del Perú.

h) Es importante fomentar la actualización permanente de la capacidad de intervención, mediación y resolución de conflictos de las instituciones del estado en las diferentes instancias de relación con la población y con las empresas del sector energético.

5.4. Consideraciones Finales

En el presente estudio se ha elaborado y propuesto una NUMES a partir de un análisis integrado que toma en cuenta las interfaces entre los subsectores energéticos y las demandas finales para un período de largo plazo (hasta el 2040).

Para la elección de la NUMES se han evaluado, de manera objetiva, diversas opciones de configuración del sistema energético - los planes-, frente a las principales incertidumbres (evolución del nivel de actividad de la economía, precios energéticos globales y disponibilidad de recursos) que enfrentan los Hacedores de Política Energética.

El modelo Energético Ambiental (Mod E – A) que fue desarrollado y es utilizado por este Consorcio Consultor en este Estudio se presenta como una herramienta útil para encarar una planificación de largo plazo. Esta herramienta permite comparar entre diversas decisiones, plasmadas en planes, para alcanzar de la mejor forma los objetivos de política previamente definidos en el DS-064-2010.

El Plan NUMES que se propone en el Estudio es un plan robusto y es el que mejor se comporta dentro del conjunto de planes en esa categoría.

El Plan NUMES diseñado no debe ser considerado como estático, más bien es una guía de acciones de política en una trayectoria elegida, y las herramientas utilizadas en este estudio permitirán al MEM su ajuste en el tiempo.

Es preciso señalar que se está considerando un período de análisis bien extenso (23 años), en donde lo que hoy puede ser prioritario, mañana no lo sea tanto. Además pueden en algunos años considerarse otros objetivos económicos y socios ambientales que hoy no están presentes. Un ejemplo, hace cuatro décadas el cambio climático, no formaba parte de ninguna agenda de temas prioritarios a nivel de los hacedores de política a nivel mundial. Hoy, por el contrario, la situación es bien diferente y es preciso considerar los efectos del cambio climático en la generación proyectada de la hidroenergía.

En síntesis, el Plan NUMES recomendado satisface adecuadamente los objetivos de política energética y sostenibilidad socio ambiental, a partir de una planificación apoyada en una política de Estado a través del tiempo. La consideración en conjunto de integración de objetivos económicos y socio ambientales en el diseño del Plan Energético, es un enfoque superador dado que equilibra esos diferentes objetivos, muchas veces contrapuestos, de una manera objetiva. Complementariamente, la inclusión del Plan Energético dentro de algo más amplio como lo es la política de Estado, integra a su vez el sector energético con todos los sectores de la economía. Y en este sentido, el Plan NUMES propuesto ha tomado en su concepción e ingredientes de diseño, los ejes estratégicos que fueran establecidos por el Estado a través del CEPLAN. En este Programa se define el norte que se pretende alcanzar en términos de desarrollo del país, medido en indicadores socio económicos, y el desempeño esperado del sector energético debe estar sujeto a ese plan estratégico de política de Estado.

Vale notar que el Planeamiento energético debe estar sujeto a un amplio debate con los diversos actores del sector y de la comunidad. En ese sentido, las reuniones y talleres que se desarrollaron durante la elaboración del Estudio, han enriquecido el análisis realizado. Con esto, lo importante que se intenta remarcar es que el debate es lo que legitima la dirección de planeamiento energético que finalmente se elija.

En el Estudio se han propuesto readecuaciones al marco legal regulatorio que identifican aspectos institucionales y de organización del sector energético que deben ser modificados, en pos de implementar el Plan NUMES. En ese sentido, como relevante se recomienda evaluar la creación de un órgano con autonomía, funciones y capacidades suficientes para implementación del Plan, logrando alcanzar los objetivos de Política planeados.

5.5. Hacia la Implementación de la NUMES

A continuación se establecen los lineamientos que se tuvieron en cuenta para la formulación de los diferentes planes sus sectoriales, los cuales se desarrollan en detalle en la próxima sección 1.6. Estos lineamientos incluyen el enfrentar desafíos de carácter regulatorio, de organización institucional, de política de precios y tarifas, entre otros, los que fueron presentados y analizados.

Primero, el Plan debe formar parte de una Política de Estado para el desarrollo sustentable del país. En este sentido, en el Estudio se sugiere evaluar la creación de un área de Planificación en el Ministerio de Minas y Energía con capacidades para proponer y monitorear el Plan NUMES. Este lineamiento está estrechamente vinculado con alcanzar el objetivo de fortalecimiento institucional del sector.

Segundo, el Plan supone una revisión del rol del Estado, lo que implica una mayor pro actividad y adecuación de su rol empresario, a través de la actividad desarrollada por sus empresas energéticas. En ese sentido, la empresa PETROPERÚ tendrá una participación importante en el desarrollo de los crudos pesados y continuará teniendo una presencia mayoritaria en las actividades de refinación de petróleo.

Tercero, la tarea de Planeamiento del sector por parte del Gobierno debe complementarse con el rol inversor del sector privado, dado que de esa manera se

reducen las incertidumbres y el costo de capital para facilitar las inversiones que requiere el Plan propuesto. A su vez, con el Planeamiento se promueve la seguridad energética, que es un objetivo primordial para la sustentabilidad del crecimiento y desarrollo del país. En ese sentido, en los Planes subsectoriales se diferencian los programas referenciales (no obligatorios) de otros Planes con inversiones mandatorias. Estas últimas se asocian con el desarrollo de infraestructura de gasoductos y líneas de transmisión eléctrica, principalmente, las cuales están dentro de la política de Planeamiento de Estado.

Cuarto, la política de formación de precios y tarifas de energía detrás de los planes subsectoriales supone: i) alentar el desarrollo y uso de los recursos con precios económicos, y ii) promover la competitividad de la economía con mejores estándares de eficiencia energética.

Quinto, facilitar el acceso a la energía a los sectores sociales de ingresos bajos. En este sentido, los planes de Electrificación Rural y de Acceso al gas, juegan un rol relevante con ese objetivo.

Sexto, el Plan debe diversificar la matriz energética, sopesando técnica, económica y ambientalmente el uso de las diferentes fuentes de energías (renovables y no renovables) al considerar los costos, los tiempos y el camino crítico de dicha diversificación.

Séptimo, el Plan permite la descentralización y el desarrollo regional. Esto se logra mediante la creación de nueva infraestructura energética (gasoductos, poliductos, petroquímica, líneas eléctricas, energías renovables no convencionales) para conectar mercados de regiones alejadas del área central del país.

Octavo, la EAE del Plan procura detectar los potenciales conflictos y minimizar los impactos socio ambiental de la NUMES. Se provee al gobierno de una metodología para la evaluación y el monitoreo de los temas socio ambientales. Es por ello que, más allá del monitoreo del cumplimiento de las propuestas desarrolladas en este informe, se requiere de las instancias de conducción estatal estar alertas ante las diferentes persistencias y cambios sociales, ideológicos, culturales y económicos que necesariamente irán teniendo lugar a lo largo del tiempo y la geografía, generando capacidad de previsión y adecuación frente a las mismas. El uso

efectivo de los tiempos de antelación previstos para el inicio de los proyectos planteados, permitirá afianzar instancias de participación y negociación de las partes interesadas, evaluaciones ambientales y consolidar la presencia del Estado.

Noveno, las políticas sectoriales que se desprenden del Plan de la NUMES permiten alcanzar los lineamientos socio ambiental y económico plasmado en el CEPLAN, que es el Plan Estratégico del Estado que guía el desarrollo socio-económico del país de una manera ordenada y sistemática.

5.6. Planes

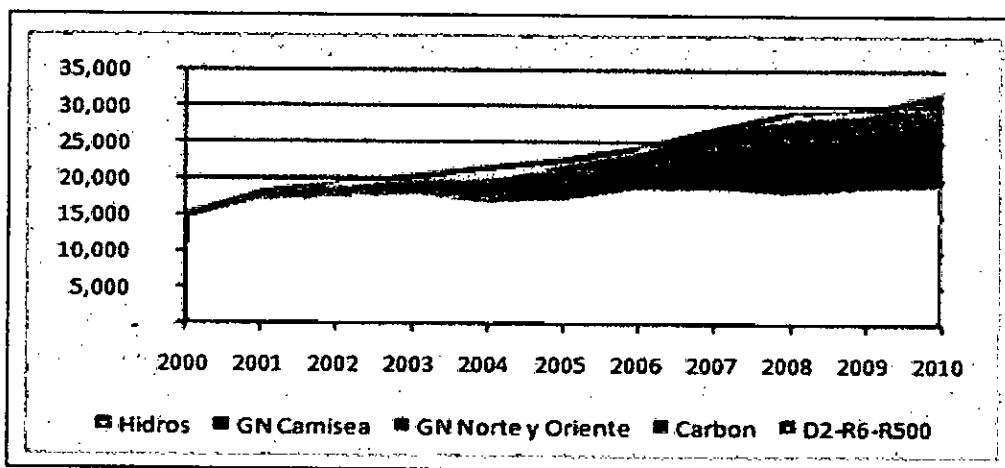
5.6.1. Plan de Electricidad

Aspectos Relevantes

Generación de Electricidad

En el período 2000 - 2010, el sector eléctrico se ha caracterizado por la creciente participación de generación con gas natural, llegando al final del periodo a representar el 35% de la producción total, en tanto que con hidroelectricidad fue de 59% y con Diesel, residual y carbón fue de 6%. La generación al 2010 totalizó 33,450.1 GWh, correspondiendo al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN el 98,1% y 1,9% a los sistemas aislados. Ver Figura 16.

Figura 16: Evolución de la Producción de Energía en el SEIN 2000-2010 (GWh)



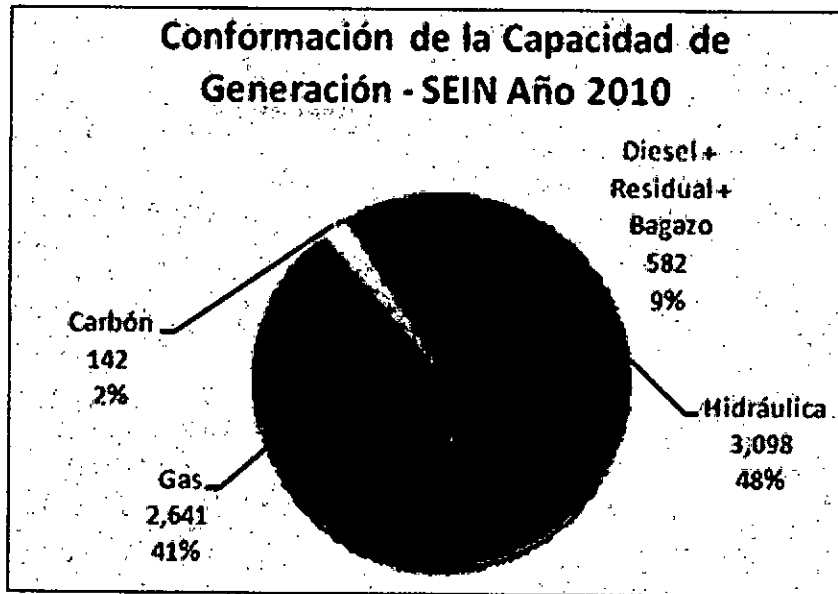
Fuente: Balance Energético Nacional

Dicha producción de energía ha significado una facturación anual de US\$ 2,476.2 millones, dividido en el mercado libre con 69,4% y 30,6% en el mercado regulado

de las distribuidoras.

Respecto al parque de generación, la potencia efectiva del SEIN fue de 6,463 MW, con 48% de hidroeléctricas, 41% de plantas a gas natural y el resto representa el 11%. La capacidad se concentra en el área central del país, con una fuerte dependencia de la infraestructura del gas natural. Ver Figura 17.

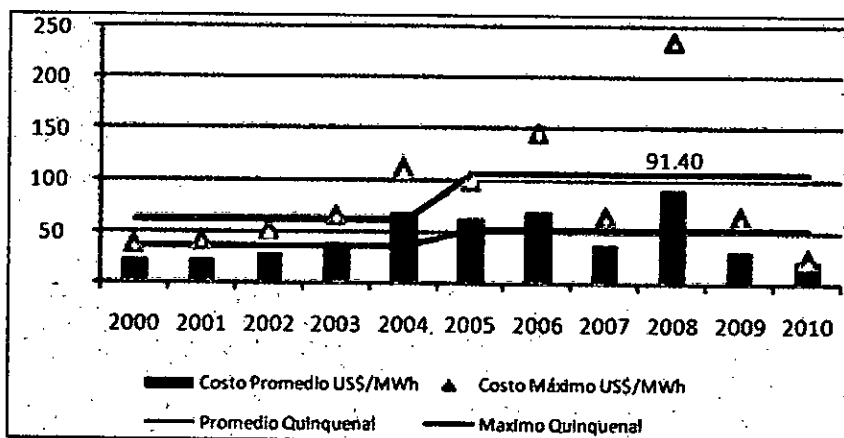
Figura 17: Conformación de la Capacidad de Generación en el SEIN Año 2010 (MW)



Fuente: Balance Energético Nacional

Desde el 2004, con la entrada del gas de Camisea, el aumento de capacidad en el SEIN es liderado por las térmicas a gas, incorporándose al SEIN 2,388 MW, superando en más de 3 veces a la generación hidroeléctrica. Ver Figura 18.

Figura 18: Comportamiento de los Costos Marginales en el SEIN 2000-2010 (US\$/MWh)



Fuente: Balance Energético Nacional

Como se puede observar en Figura 18, los costos marginales en el SEIN en el periodo 2000 - 2010 han llegado a máximos de 236 US\$/MWh en el 2008, con un promedio anual en dicho año de 91 US\$/MWh.

Evaluando los promedios anuales del costo marginal antes y después de Camisea, se observa que un primer tramo con promedio de 35,5 US\$/MWh y un segundo con 52,7 US\$/MWh, influenciados en ambos casos por el costo de las centrales diesel que definen y marcan el costo marginal.

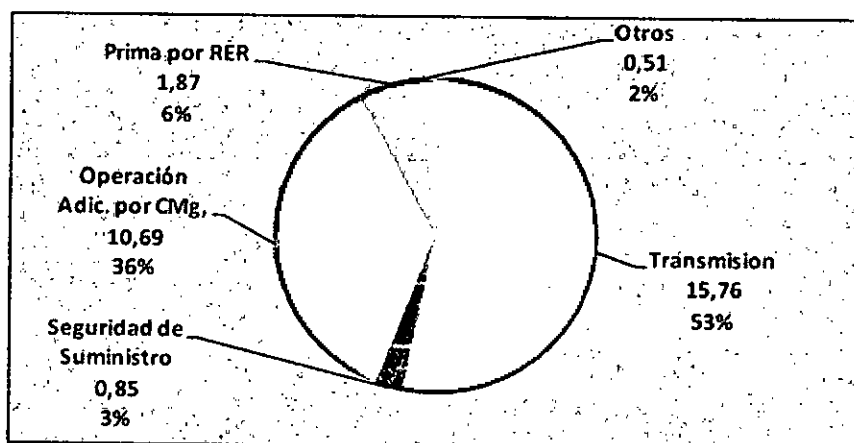
Transmisión y Distribución de Electricidad

Con la Ley N° 28832 los sistemas de transmisión califican como: Sistemas Garantizados - SGT y Sistemas Complementarios – SCT, precisando que las instalaciones calificadas como Sistema Principal - SPT y Sistemas Secundarios - SST continuarán así y se remunerarán conforme al último peaje establecido; para los SGT y SST los peajes serán según las inversiones de estos nuevos proyectos de transmisión.

Así, los SGT son las instalaciones que se construyen como resultado del Plan de Transmisión aprobado por el MEM y los SCT serán aquellos construidos por iniciativa de los propios interesados, en particular las distribuidoras, generadores y los clientes libres.

A la fecha el Peaje por Conexión al Sistema de Transmisión resulta igual a 29,68 US\$/kW-año, del cual el 53,1% representa propiamente la parte de activos de transmisión y el 46,9% está asociado a otros cargos. Ver Figura 19

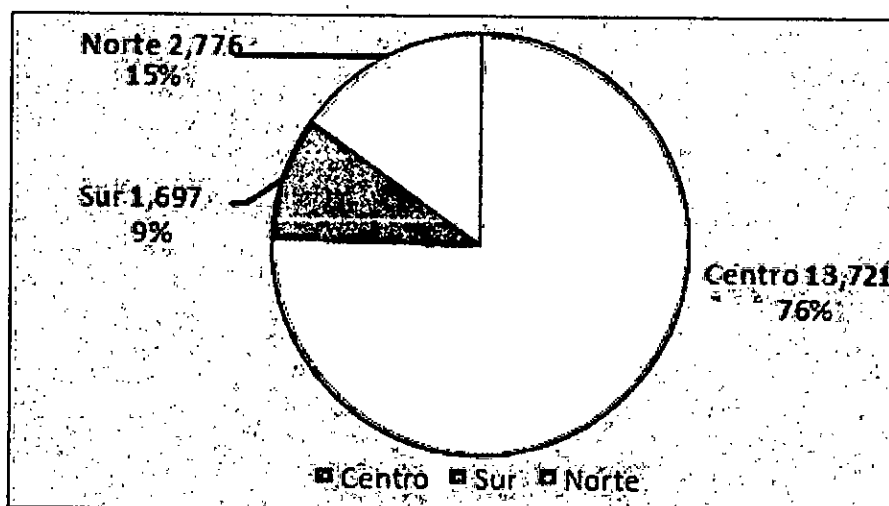
Figura 19: Desagregado del Monto de Pagos por Concepto de Peaje de Transmisión (US\$/kW-año)



En los últimos años, PROINVERSIÓN ha adjudicado 14 proyectos de transmisión que entrarán en servicio en el período 2011- 2013. La longitud total de las nuevas líneas es de 4,374 km y representa el 36% de la longitud actual, con inversiones de US\$ 920 millones.

Asimismo a efectos de realizar análisis por área energética, se definieron por áreas geográficas: Área Norte, Área Centro y Área Sur. Ver Figura 20.

Figura 20: Ventas de Energía de Distribuidoras – Año 2010 (GWh)



Según el anuario estadístico de OSINERGMIN del año 2010, las ventas totales de energía ascendieron a 29,566 GWh en el año 2010, de los cuales 18,194 GWh corresponden a las ventas de las empresas distribuidoras y el resto, es decir 11,372 GWh corresponden a las ventas de las empresas de generación a clientes libres. En el mercado eléctrico operan 21 empresas, de las cuales 3 son privadas resaltando las concesiones de Lima atendidas por Edelnor y Luz del Sur que tienen una participación del 39.5% de los clientes y 63% de las ventas totales a nivel país. En el interior del país la situación es inversa, más clientes y menos volumen de ventas.

Se considera el 2010 como año base, con las estadísticas siguientes:

- Máxima Demanda 4,596 MW
- Producción anual de energía 33,450 GWh
- Potencia Efectiva en plantas de generación 6,463 MW
- Estructura de oferta: 48% hidro, 41% gas natural, Diesel 9% y carbón 2%.

El Estudio ha evaluado diferentes estructuras de generación para el planeamiento 2010-2040, obteniendo que el plan P-19 corresponda a la NUMES OBJETIVO, formada por 40% con hidroeléctricas, 40% con plantas térmicas y 20% con recursos de energías renovables.

Resultados Esperados

Expansión del SEIN

Metas, Lineamientos y Proyectos Prioritarios

Se ha establecido el Plan 19 como NUMES, en ese sentido las metas propuestas son las siguientes:

- Proyectos por un total de 18 477 MW en un período de 30 años, para lo cual se requieren políticas y lineamientos para alcanzar una participación de 36% con hidroeléctricas, 43% con gas natural y 21% de proyectos RER.
- En la parte de transmisión, para el primer período se requieren completar los proyectos ya concesionados de 500 kV que representan inversiones de US\$ 1,078 millones, de los cuales el 80% corresponde a líneas de transmisión y el 20% a subestaciones y sistemas de compensación; para el segundo período se requiere un total de US\$ 835 millones y en el tercer período US\$ 2,536 millones.
- Implementar políticas y mecanismos que permitan obtener reducciones de demanda en el orden de 15% con medidas de eficiencia energética, de modo que se obtengan excedentes que permitan la exportación de energía.
- De conseguir las reducciones de demanda y energía con medidas de eficiencia energética, el siguiente objetivo sería negociar Acuerdos de Integración Energética con los países vecinos y promover proyectos de transmisión para ello de modo que los excedentes de energía se puedan exportar.

5.6.1.1. Estructura de la Generación con la NUMES

Con la NUMES que corresponde al Plan 19, para el Futuro base F-1, hasta el final del horizonte de planeamiento la capacidad proyectada para instalarse en el SEIN sería del orden de 18,477 MW con inversiones estimadas en el orden de US\$ 24,528 millones. Las capacidades por tecnologías se muestran en el Cuadro

5 siguiente:

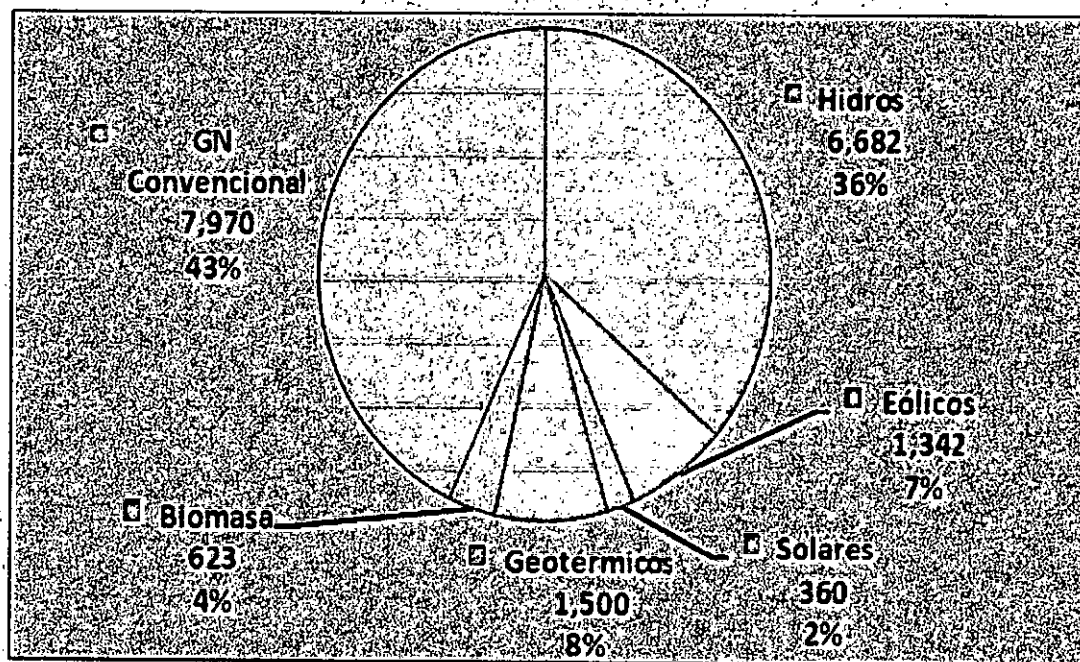
Cuadro 5: Inversiones Requeridas y Nueva Capacidad de Generación (F1, Plan.19) NÚMES - 2011 - 2040

Tecnología	Montos de Inversión - Millones US\$			Nueva Capacidad - MW		
	2011 - 2020	2021 - 2030	2031 - 2040	2011 - 2020	2021 - 2030	2031 - 2040
Hidros	6,645	2,808	734	3,684	2,475	524
Termicos	535	1,669	3,380	700	2,270	5,000
Eolicos	1,404	1,380	375	592	300	450
Solares	652	300	120	140	140	80
Geotermica	330	1,762	998		1,010	490
Biomasa	650	552	234	282	240	100
Total	10,216	8,471	5,841	5,398	6,435	6,644

Fuente: Balance Energético Nacional

En cuanto a la participación porcentual a nivel de recursos primarios de la nueva generación requerida y proyectada para el SEIN sería conforme a la Figura 21.

Figura 21: Proyectos de Generación por Tecnologías (MW)

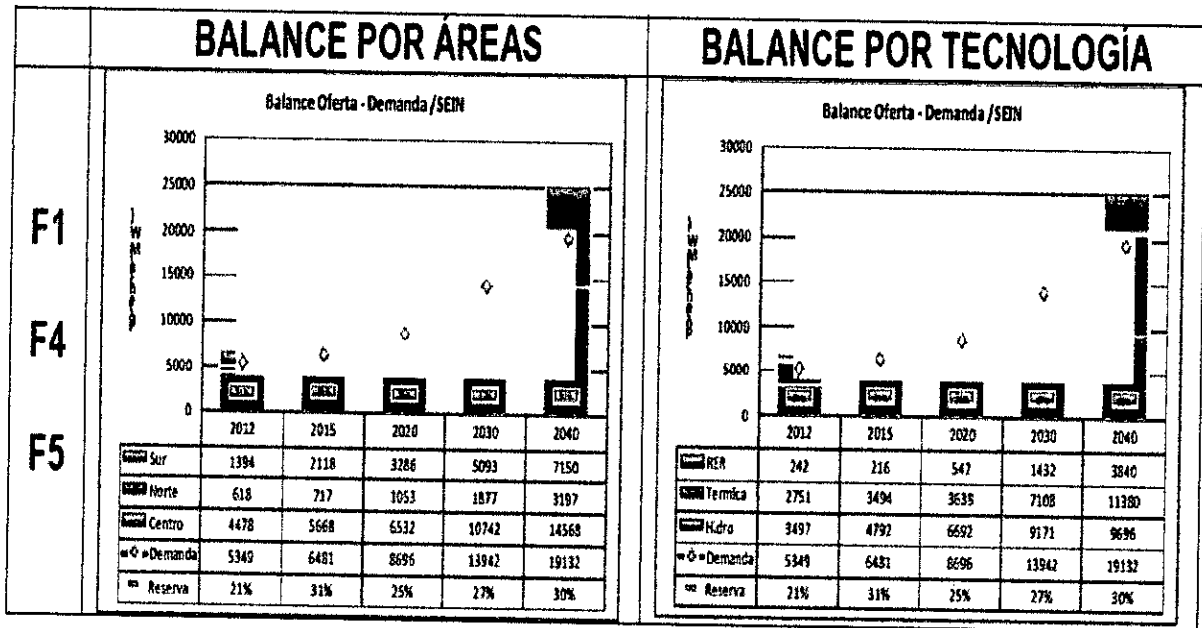


Fuente: Balance Energético Nacional

Para el caso de futuro pesimista F-3 el requerimiento de nueva capacidad sería de 12,532 MW y para el futuro optimista F-2 de 27,449 MW.

Con las diferentes tecnologías proyectadas se formularon los balances de potencia a nivel del SEIN para el futuro base como se muestra en Figura 22.

Figura 22: Balances por Áreas y por Tecnologías (MW)



Fuente: Balance Energético Nacional

Al igual que en el análisis de los futuros, para la NUMES se ha establecido márgenes de reserva que permitan asegurar las condiciones de suministro ante eventualidades en el sistema.

De los resultados obtenidos para la NUMES a nivel del sistema, se han obtenido participaciones de generación de energía de las distintas tecnologías que varían respecto a la situación actual. Así, para el Plan 19 la participación de las RER varía desde 2% al 19% proyectado, del mismo modo la participación de las plantas con gas natural varía desde 50% al 42%, en tanto que la participación de las plantas hidroeléctricas varía desde 50% al 39%.

5.6.1.2. Proyecciones de Costos de Energía con la NUMES

Sobre la base de los despachos de energía con las demandas proyectadas y el parque de generación del plan NUMES P-19, se han proyectado los costos de energía, obteniendo promedios de Largo plazo de 31.4 US\$/MWh. En caso de

demanda optimista el costo sería de 34.7 US\$/MWh y para demanda conservadora 25.4 US\$/MWh.

Estos costos reflejan el impacto que tendría una participación de 40% con producción basada en gas natural bajo el esquema de precios evaluados para este recurso primario.

Sistema de Transmisión y Distribución

El desarrollo de la transmisión del SEIN se orienta a estimar a nivel de planeamiento las líneas cuyas inversiones formarán parte del SGT, quedando el desarrollo de los SCT bajo la responsabilidad de aquellos agentes a cargo de los proyectos de generación y/o de la demanda considerando el desarrollo y fortalecimiento del sistema en el nivel de 220 y 500 kV.

En caso de ser necesarias nuevas líneas de transmisión para los nuevos proyectos de generación se deberá definir su esquema de transmisión, estableciendo el nivel de tensión y la barra de conexión correspondiente.

Para la NUMES - Plan 19 se muestra el portafolio de posibles proyectos de transmisión a mediano y largo plazos, cuya configuración y año de ingreso se obtuvo mediante modelamiento de flujos de carga. Ver Cuadro 6.

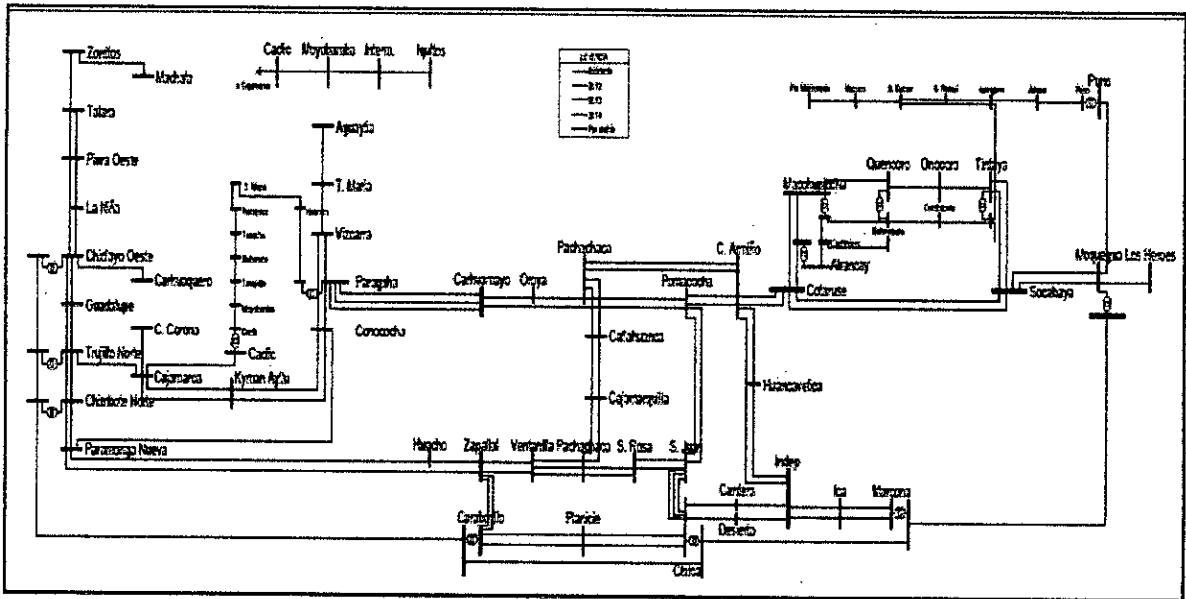
Cuadro 6: Proyectos de Transmisión en MAT – Plan NUMES

Proyectos
L.T. 500 kV Carabaylo – Chilca y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Colectora Centro - Colectora Sur y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Carabaylo - Colectora Centro y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Chilca – Independencia y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Colectora Sur – Independencia y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Colectora Sur – Brasil y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Veracruz – Vizcarra y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Paquitzapango - Colectora Centro y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Veracruz – Trujillo y SS.EE. Asociadas

La implementación de este Plan de Transmisión se ha planteado bajo los futuros considerados para la NUMES, estimándose las capacidades de transmisión y la operatividad a nivel de tensiones esperadas de las líneas en sus extremos receptores.

A efectos de contar con una mejor estimación de la entrada de los proyectos de transmisión y de las inversiones requeridas, dicho Plan de transmisión ha sido evaluado bajo las premisas siguientes: a) Crecimiento de la Demanda; b) Oferta de Generación NUMES; c) Exportación de Energía; d) Eficiencia Energética; e) Análisis Eléctrico y f) Red Base 2010. Con estos criterios se ha configurado el siguiente esquema de desarrollo de transmisión en el nivel de 500 kV. Ver Figura 23.

Figura 23: Diagrama Simplificado – Proyección por Barras



Fuente: Balance Energético Nacional

Los futuros y planes evaluados se diferencian por criterios de demanda, precios de los recursos y prioridades para promover determinadas tecnologías para alcanzar la estructura de generación NUMES. Así, los planes de expansión son similares para definir los esquemas de transmisión, diferenciándose por el año de ingreso y localización de los proyectos de generación.

Esta propuesta de expansión de la transmisión se evaluó bajo el criterio de contar con una participación de la oferta de generación eléctrica distribuida en las diferentes áreas operativas. De los análisis de flujos de carga y la factibilidad de implementación de los proyectos de transmisión se concluye:

- Para el corto y mediano plazo los flujos son preponderantes hacia las áreas Norte y Sur, predominando la generación del área Centro siendo el exportador entre las áreas del sistema.

- Los proyectos de transmisión estarán asociados principalmente al desarrollo de los nuevos proyectos de generación.
- La realización de los proyectos de generación en las áreas Norte y Sur permitirán que los enlaces de transmisión Centro-Norte y Centro-Sur tengan bidireccionalidad.
- Los proyectos RER de las áreas Norte y Sur darían la posibilidad de un equilibrio generación/demanda en estas áreas.

Las inversiones en la expansión del sistema de transmisión se estiman en US\$ 4,450 millones en valores corrientes.

En cuanto a los sistemas de distribución de electricidad que representa el 62% de las ventas de energía, estos sistemas también requerirán inversiones para atender su correspondiente demanda, dado que sus instalaciones deberán seguir el crecimiento de los otros componentes del sistema energético, es decir la generación y transmisión eléctrica.

Para estimar las inversiones de esta parte del sistema se han considerado los costos de desarrollo de estas instalaciones, en base a la información regulatoria de donde obtienen los costos unitarios por kW instalado de la infraestructura eléctrica de distribución, formulando las inversiones para el Plan NUMES con los requerimientos de inversión en distribución y para el periodo de análisis asciende a US\$ 1,241 millones en valores corrientes.

5.6.1.3. Perspectivas para las Interconexiones Internacionales

Las interconexiones internacionales son tendencias actuales y futuras en los mercados eléctricos. El país ha seguido esta corriente existiendo a la fecha el Acuerdo 536 de la Comunidad Andina; asimismo, existe un Acuerdo con el Gobierno de Brasil para el Suministro de Electricidad al Perú y Exportación de Excedentes al Brasil, este acuerdo requiere ser ratificado por el Congreso Nacional y finalmente ha participado en los estudios para analizar la iniciativa de acuerdos de integración energética y la posibilidad de exportación hacia Chile.

Para el ámbito de las interconexiones se evaluaron las necesidades y potencial de los países limítrofes, revisando las expectativas de oferta y demanda de Ecuador, Colombia, Brasil, Bolivia y Chile. La demanda de estos países, sin incluir Brasil, es

del orden de 175,000 GWh, siendo Chile y Colombia los sistemas mayores con el 34 y 33%, seguidos de Perú con el 18% y luego Ecuador y Bolivia con 12 y 4% respectivamente. Las expectativas de crecimiento en estos países son del orden de 4% - 6% anual.

Bajo estimaciones optimistas al 2040 la demanda proyectada del país es del orden de 25,000 MW, inferior al potencial de generación disponible. Se requiere evaluar en forma integral todos los factores involucrados en este tema, lo cual debería formar parte de un Estudio ad hoc.

Teniendo en cuenta sólo algunos factores entre los países para las interconexiones regionales se analizaron de manera preliminar los factores relativos a la disponibilidad de recursos energéticos, la infraestructura de transmisión y el marco regulatorio.

Del análisis realizado se observa que los potenciales importadores de los excedentes de energía del mercado peruano serían Chile y Brasil, lo cual podría generar beneficios económicos muy importantes, en tanto la exportación y venta de energía superen los costos de inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura requerida, siendo un beneficio por evaluar lo relacionado a los aspectos ambientales.

Por ello se sugiere evaluar en mayor detalle los aspectos técnicos, como serían las líneas HVDC o líneas AC con sistemas Back-to-Back, aspectos legales y comerciales para la integración con Brasil y Chile, los cuales serían factores clave para las interconexiones internacionales con estos países.

Por otro lado, el refuerzo y ampliación de capacidad de la interconexión con Ecuador permitirá en el corto plazo la exportación de excedentes a Ecuador y en el largo plazo aprovechar los beneficios de la complementariedad hidrológica no sólo con Ecuador sino también con Colombia.

5.6.2. Plan de Hidrocarburos Líquidos

Aspectos Relevantes

Marco Regulatorio.- El modelo de desarrollo energético en aplicación, se sustenta en las siguientes premisas: inversión privada, libertad de precios, respeto a derechos de propiedad, política de protección ambiental, y un Estado cumpliendo

un rol promotor y regulador. Este modelo ha permitido un abastecimiento de energía en condiciones adecuadas de calidad y precios; su aplicación ha logrado que los agentes económicos dispongan de un suministro energético abundante y seguro.

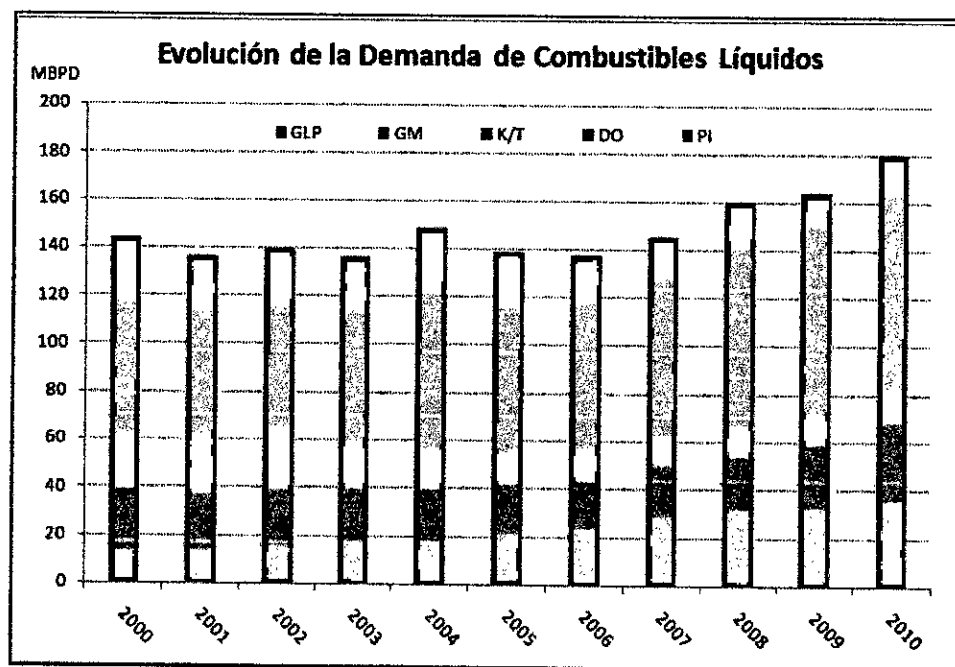
La seguridad y estabilidad jurídica, y la continuidad de la política sectorial han permitido elevar el nivel de inversiones tanto en exploración y desarrollo en diferentes cuencas como en transporte, procesamiento y distribución, en particular de gas natural. Sin embargo, este marco regulatorio del sector continua siendo objeto de mejoras graduales.

Por su parte, PETROPERÚ como resultado del proceso de privatización quedó sin actividades de exploración y explotación, las que son realizadas por empresas privadas. PETROPERÚ opera casi el 50% de la capacidad de refinación y es responsable igualmente del 50% de la comercialización mayorista de productos de petróleo, además de ser la operadora del Oleoducto Nor-Peruano y titular en varias estaciones de servicio en el país. Más recientemente, la Ley N° 28840 de Modernización y Fortalecimiento de PETROPERÚ ha dotado a la empresa de autonomía económica, financiera y administrativa, a la par de establecerse un nuevo objeto social que la habilita al desarrollo de las actividades en todas las fases de la industria y comercio de petróleo, incluyendo sus derivados, petroquímica básica y otras formas de energía.

Demanda de Hidrocarburos.- El rápido crecimiento de la economía, la urbanización y la política de precios, así como la disponibilidad en los últimos años de gas de bajo costo, han influenciado el crecimiento de la demanda de combustibles. De 115 MBPD en el año 1990 la demanda ha pasado a ser 148 MBPD en el año 2000 y 181 MBPD en el año 2010. Los combustibles líquidos cubren más de la mitad de la demanda total de energéticos del mercado peruano.

En la Figura 24 se presenta la evolución de la demanda en la última década.

Figura 24: Evolución de la Demanda de Combustibles Líquidos (MBPD)



Fuente: Balance Energético Nacional

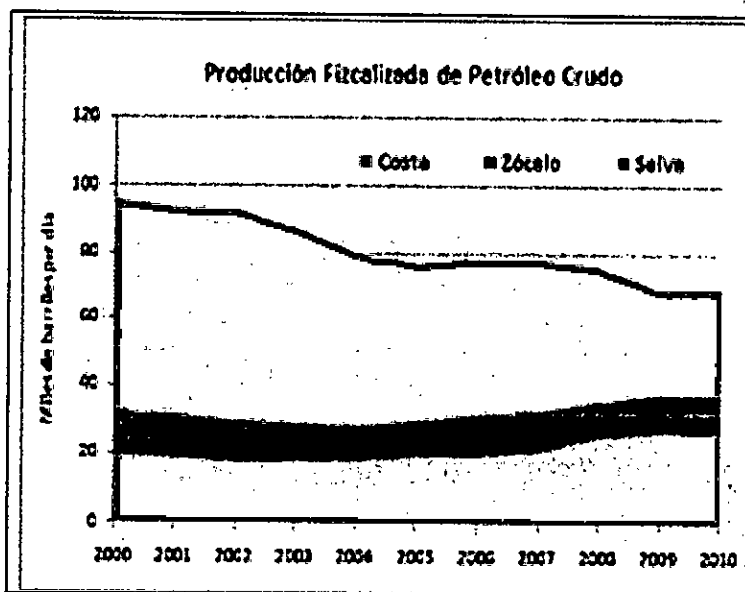
Precios.- Los precios de los hidrocarburos se rigen por la oferta y la demanda. Los consumidores tienen la capacidad de elegir la forma de aprovisionamiento de combustible de acuerdo al nivel de oferta que exista en el país y a nivel internacional.

En el año 2004, debido a la alta volatilidad que tienen los precios de los combustibles en el mercado internacional, se estableció un Mecanismo de Estabilización de Precios para los Combustibles Derivados del Petróleo, minimizando el impacto que tiene la alta volatilidad de estos precios sobre el precio final a los consumidores nacionales. Conviene sin embargo anotar que el Fondo para la Estabilización de los Precios de los Combustibles es un mecanismo para resolver problemas de coyuntura ligados a la alta volatilidad de los precios internacionales y no tiene nada que ver con tendencias de largo plazo que se analizan en el plan.

Oferta de Petróleo.- La producción de petróleo crudo en la última década ha disminuido de 96.3 MBPD en el año 2001 a 72.7 MBPD actualmente. La caída de la producción ha sido notable en la zona de Selva, en especial en los lotes 1AB y 8 en donde la falta de crudos livianos ha traído como consecuencia el cierre de campos de crudos pesados que cuentan con las mayores reservas del país.

El Plan propuesto busca revertir esta tendencia, empezando por incrementar las reservas de hidrocarburos. En los últimos años se ha incrementado el número de contratos suscritos, llegándose a tener actualmente 87 vigentes. La respuesta comprende (i) para el corto plazo, incentivos para la puesta en producción de las reservas probadas y probables existentes, buscando lograr la integración vertical de PETROPERÚ en todas las zonas del país; empezando en el Noroeste la zona con mayor producción y con el proyecto de crudos pesados en la zona con la declinación más pronunciada, y; (ii) en relación al largo plazo, incentivando la exploración y desarrollo de campos de gas y de petróleo, su procesamiento y su puesta a disposición prioritaria para el mercado interno. Ver Figura 25.

Figura 25: Producción Fiscalizada de Petróleo Crudo (MBPD)



Fuente: Balance Energético Nacional

La oferta de petróleo crudo incluidos los condensados del gas no es suficiente para abastecer con materia prima a las refinerías durante todo el periodo de análisis.

Existe una limitación para el arribo de buques tanques de gran capacidad, ya que el calado de los terminales no permite su entrada a los puertos, con la excepción de la Bahía de Bayóvar. Esta bahía tiene una excelente ubicación (costa norte, cercana al Ecuador) y es el punto terminal del Oleoducto Nor Peruano construido para el transporte de crudo de la Selva Norte. Ante esto, se ha formulado un proyecto denominado Hub Bayóvar, que consiste en la construcción de un muelle de carga líquida y tanques adicionales de almacenamiento de petróleo crudo y

productos derivados.

Oferta de Combustibles Líquidos.- En el Perú existen 7 refinerías cuya capacidad y complejidad no es suficiente para abastecer el mercado nacional. Los proyectos de modernización de las Refinerías de Talara y Pampilla deben materializarse el año 2016. Incluyen la ampliación, modernización y modificación de una parte de las instalaciones, y la inclusión de nuevas unidades de procesos con el fin de responder a la demanda creciente y cumplir con las exigencias medio ambientales, en particular la reducción del contenido de azufre en el diesel y las gasolinas.

Frente a la creciente demanda, conviene recordar la situación de los terminales y plantas de ventas cuyos contratos de concesión vencen en el año 2013. Existe un déficit de capacidad de almacenamiento y mejoras técnicas por efectuar. Así el GLP y lo demás derivados se transportan por camiones y los terminales marítimos que fueron diseñados para buques tanques de hace 20 años no han sido adaptados a las características de los actuales buques de cabotaje, con un mayor calado, dimensiones y tonelaje. Estas limitaciones hacen ineficiente la logística nacional, encareciéndola y dejándola rezagada con respecto a las prácticas internacionales.

Oferta de Líquidos de Gas Natural.- Los LGN cuentan por más de la mitad de la producción de hidrocarburos líquidos y conforme se desarrollen los proyectos de gas su producción deberá aumentar. Actualmente tenemos una producción aproximada de 85 MBPD y se estima que para entre los años 2020 y 2025 se tendrá una producción de 200 MBPD, esto incluye los líquidos a ser transportados por TGP y el Gasoducto del Sur, incluyendo el volumen de etano para la petroquímica.

Oferta de Biocombustibles.- El Diesel B5, que actualmente obliga la norma, está formulado con un 95% de diesel producido en las refinerías y 5% de B100. Inicialmente esta formulación era para un Diesel B2 con 2% de B100. El etanol actualmente se mezcla en una proporción del 7.8% con la gasolina de las refinerías para la producción del gasohol comercializado el cual es de diferentes octanajes.

Mientras que la demanda de etanol es abastecida por la planta que opera Caña Brava y en el corto plazo se espera la puesta en producción de la planta de Maple, que podría llegar a generar excedentes exportables; en el caso del biodiesel (B100) se tienen operando 3 plantas: Palma del Espino, Heaven Petroleum y PureBio

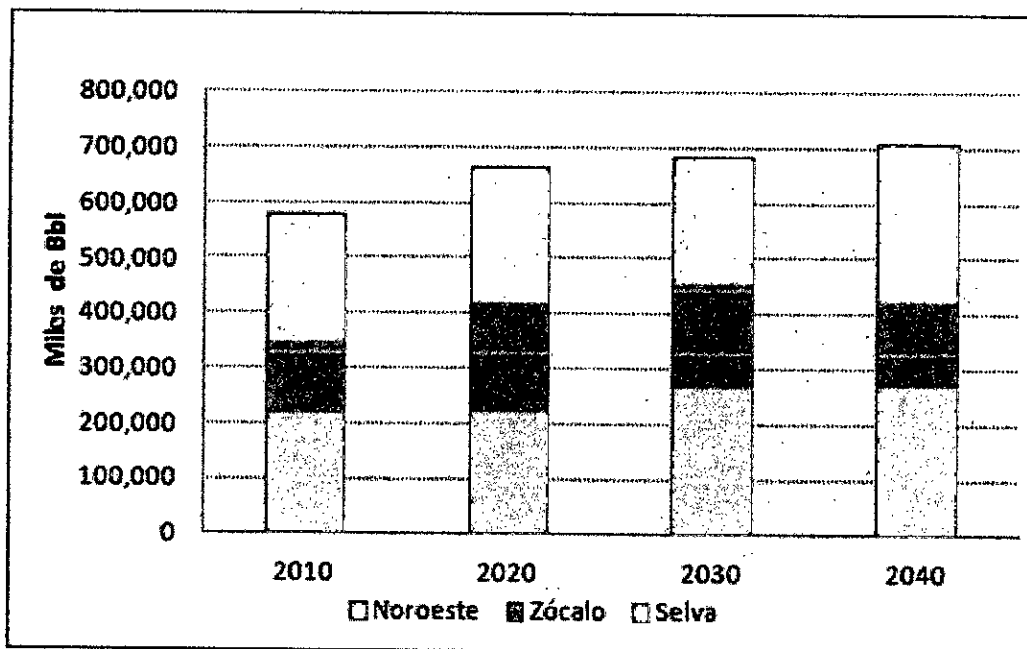
Cuadro 7: Factores Clave y Acciones.

Factores Claves	Acción
<p>1. Sostenimiento de la actividad de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P) en el Largo Plazo.</p>	<p>Desarrollar el marco reglamentario para las operaciones en Nor oeste, off shore, selva y reforzar la capacidad del sistema nacional de evaluación y supervisión medio ambiental. Reglamentar la Ley de la Consulta Previa para las actividades en territorios de pueblos indígenas. Adecuar la Ley del Canon de manera que los recursos se distribuyan eficientemente, incluyendo a las comunidades involucradas.</p>
<p>2.- Desarrollar y adecuar la Infraestructura de transporte y de logística para la comercialización de los volúmenes de GLP e Hidrocarburos líquidos que demandará el mercado interno.</p>	<p>Adecuar la política de precios y tarifas que generen incentivos para la ejecución y operación de estos proyectos, incluyendo obligaciones de inversión que permitan afrontar los incrementos de la demanda.</p>
<p>3. Ajustar la política de libertad de precios de los derivados de manera de preservar las condiciones de competencia a lo largo de la cadena.</p>	<p>Seguir con cuidado las variaciones estructurales en las diferentes etapas de la producción, transporte y comercialización a manera de promover normas que preserven la competencia, evitando subsidios indiscriminados.</p>
<p>4. Adecuar la calidad de los productos derivados a los nuevos estándares internacionales.</p>	<p>Dar cumplimiento al marco legal vigente en términos de reducción del contenido de azufre en los combustibles y desarrollar nuevas exigencias conforme con las nuevas tecnologías y estándares internacionales.</p>
<p>5. Reformular el Rol del Estado agregando a las funciones de promoción y regulación, actividades empresariales que agreguen valor y faciliten la ejecución de proyectos complejos.</p>	<p>Desarrollar un plan empresarial de largo plazo, con una visión de estratégica que maximice el aporte de la empresa en función de las exigencias del país, complementando la participación de inversionistas privados. Reestructurar organizacionalmente PETROPERÚ a fin de que pueda tener las herramientas de gestión adecuadas para afrontar estos nuevos proyectos. Promover la cotización de un porcentaje de la empresa en bolsa a fin de impulsar un manejo corporativo de la empresa más eficiente, así como de atraer nuevos capitales que permitan afrontar las nuevas inversiones.</p>

Resultados Esperados

Los niveles de inversión en exploración previstos para alcanzar los objetivos de producción de la NUMES nos llevan a considerar la siguiente evolución de las reservas probadas de petróleo crudo. Ver Figura 26.

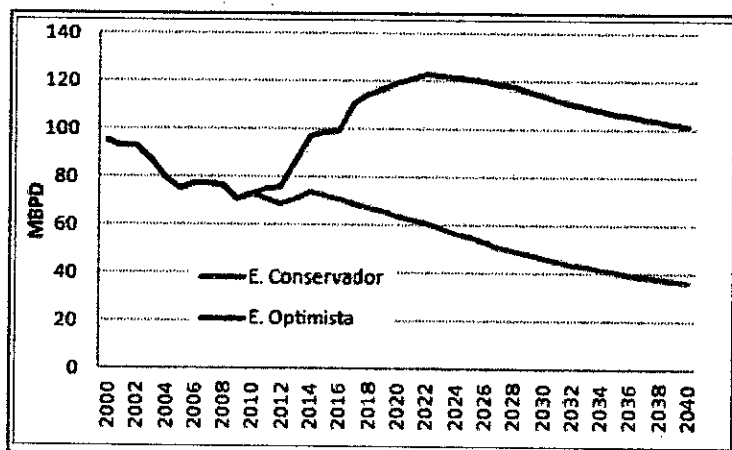
Figura 26:Reservas Probadas – Futuro Optimista WTI Base (Miles de Barriles)



Fuente: Balance Energético Nacional

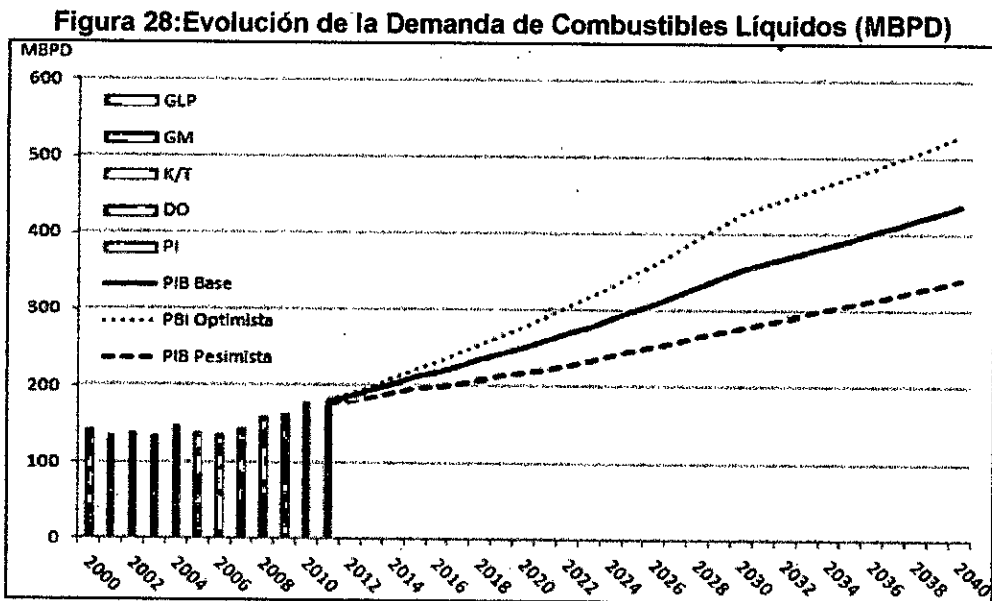
La producción de petróleo crudo que se espera corresponde también al futuro calificado de optimista, en el cual se logra revertir la tendencia a la declinación observada en los últimos años. Ver Figura 27

Figura 27:Producción Total de Crudo (MBPD)



Fuente: Balance Energético Nacional

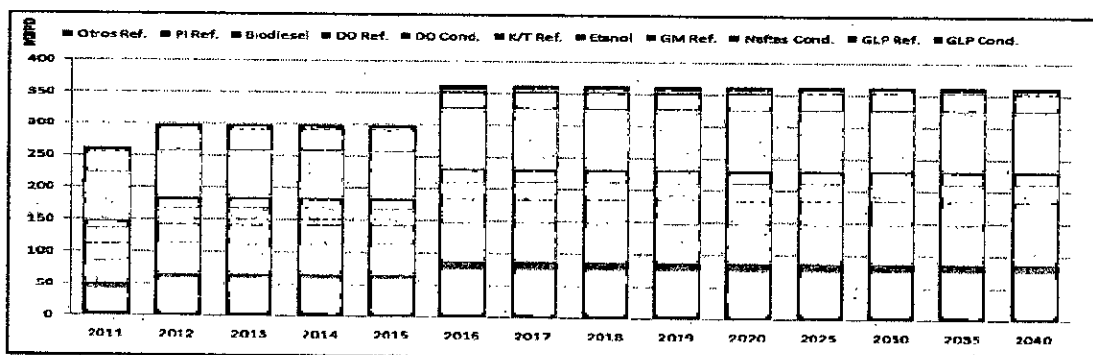
Por otro lado en relación a la demanda de combustibles esta va a continuar aumentado, probablemente a un ritmo menor que la tasa de crecimiento de la demanda global de energía, gracias sobre todo a la mayor contribución del gas y en la medida que se implementen los programas de eficiencia energética sobretodo en el sector transporte. Ver Figura 28.



Fuente: Balance Energético Nacional

La continuación del crecimiento del mercado implica asegurar una oferta de hidrocarburos líquidos – adicionando productos refinados, líquidos del gas natural y biocombustibles - equivalente a 361 MBPD; es decir 38% mayor a la oferta actual. Ver Figura 29.

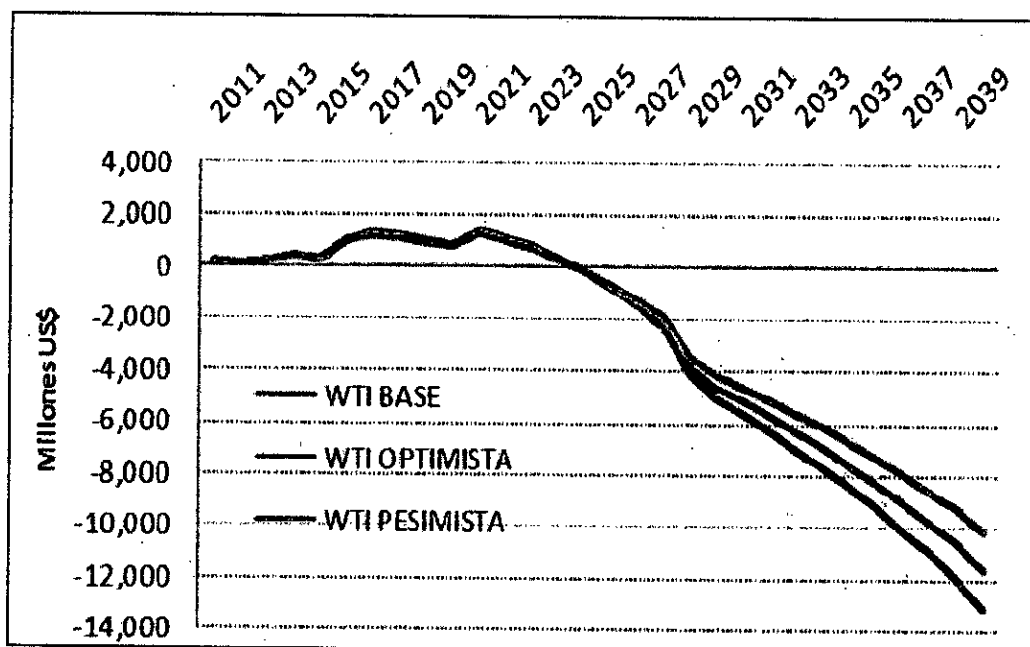
Figura 29: Producción Total de Derivados (MBPD)



Fuente: Balance Energético Nacional

Aun si se tiene éxito limitado con las inversiones de exploración como ha sido la experiencia de las últimas décadas y solo se cuenta con la contribución del proyecto de producción de petróleo crudo pesado, el aumento de la oferta de condensados resultante del aumento de la producción de gas debe permitir mantener durante la próxima década una situación de superávit en la balanza comercial. Ver Figura 30.

Figura 30: Balanza Comercial Caso Optimista (Millones de US\$)



Fuente: Balance Energético Nacional

5.6.3. Plan de Gas Natural

Aspectos Relevantes

Importancia del gas en la matriz energética. El uso del gas ha tenido un aumento sustancial en el período 2002 - 2010. Su participación en la matriz energética pasó de 7% en 2002 al 17% en 2010. La demanda doméstica se multiplica por 10 en el periodo 2003-2010. Y el gas de Camisea abastece el 84% de la demanda total del país.

Los sectores de generación térmica e industrias son los principales consumidores y el consumo de GNV ha mostrado un rápido crecimiento y consolidación en la región de Lima y Callao. Se prevé que siga creciendo, pero deberá ir desarrollándose en centros de tamaño menor al de Lima y explotar las posibilidades de interconexión entre centros, cuando llegue el gas a otras regiones.

Los sectores de menores consumos (residenciales-comerciales) si bien han tenido tasas de crecimiento importantes, se concentran en el área de Lima y Callao, y lograr una mayor cobertura aún muestra las dificultades que enfrenta el sector para captar los clientes potenciales. La petroquímica es un sector de gran potencialidad, con proyectos ubicados en la región de Pisco/Ica y Sur, pero aún en estudios preliminares para su ejecución. Ver Figura 31.

Figura 31: Demanda Doméstica de Gas Natural (2003-2010) – MMPCD

Sector	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Var (%) a.a. 2005-2010
Generación Eléctrica	40.0	68.3	118.0	121.6	183.0	230.4	235.7	287.1	119%
Industrial	2.4	5.5	17.6	37.5	55.6	67.2	60.1	100.6	142%
GNV	0.0	0.0	0.01	0.8	5.4	15.2	25.7	34.4	549%
Residencial-Comercial	0.0	0.0	0.11	0.8	1.6	2.9	4.2	4.4	208%
Total	42.4	73.8	135.8	160.7	245.7	315.8	325.7	426.5	126%

Fuente: Balance Energético Nacional

Interfaz Gas y Electricidad. Desde la llegada del gas de Camisea se produce una estrecha vinculación entre los sectores gas y electricidad. La infraestructura del sector generación de electricidad ha crecido con las centrales térmicas a gas en la zona Central (2010, Capacidad Térmicas con Gas Camisea concentran 36,3% de la capacidad efectiva SEIN).

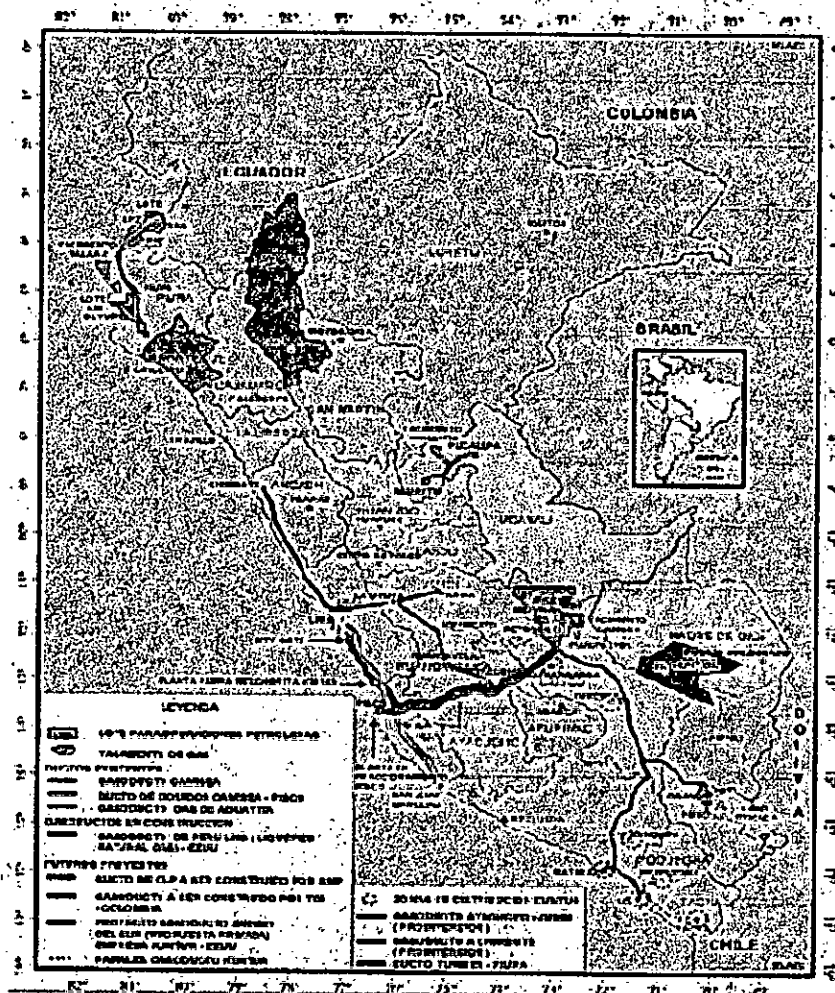
Potencialidad de las Reservas. La disponibilidad de los recursos de gas está concentrada en la región de la selva en Camisea. Las reservas probadas y probables suman 21.7 TCF y hay otros 18 TCF de reservas posibles. Existe una alta potencialidad de desarrollo de 34 TCF de recursos a reservas.

Oferta para el Abastecimiento del Mercado de Gas. Se observa un rápido crecimiento de la producción para abastecer el aumento de la demanda doméstica y de exportación. Para el abastecimiento de la demanda de gas proyectada en el período 2011-2040 será necesario incorporar una oferta adicional de gas al mercado con el desarrollo de la producción de nuevos pozos, sumado a la reposición de reservas durante todo el período. La demanda acumulada de gas

proyectada para el periodo es de 20.1 TCF, un valor casi igual al stock de reservas probadas y probables, por lo que será necesario ir reponiendo en forma continua reservas y desarrollando nuevos pozos de producción.

El Sistema de transporte de gas: Actualmente el sistema de transporte es único y centralizado hasta el mercado de Lima y Calló. Las capacidad actual asignada al mercado doméstico es de 530 MMPCD en Humay, con una capacidad de entrega en Selva 1070 MMPCD que incluye la capacidad asignada al mercado de exportación. Para alcanzar los objetivos de regionalización y descentralización son necesarias importantes ampliaciones y extensiones de la infraestructura existente. Ver Figura 32.

Figura 32: Proyectos de Ampliación y Nuevos Sistemas de Transporte de Gas Natural



Fuente: Balance Energético Nacional

Acciones y Programas

A continuación se listan las acciones y programas para abordar los factores clave identificados en el Diagnóstico. Ver Cuadro 8.

Cuadro 8: Factores Clave y Acciones

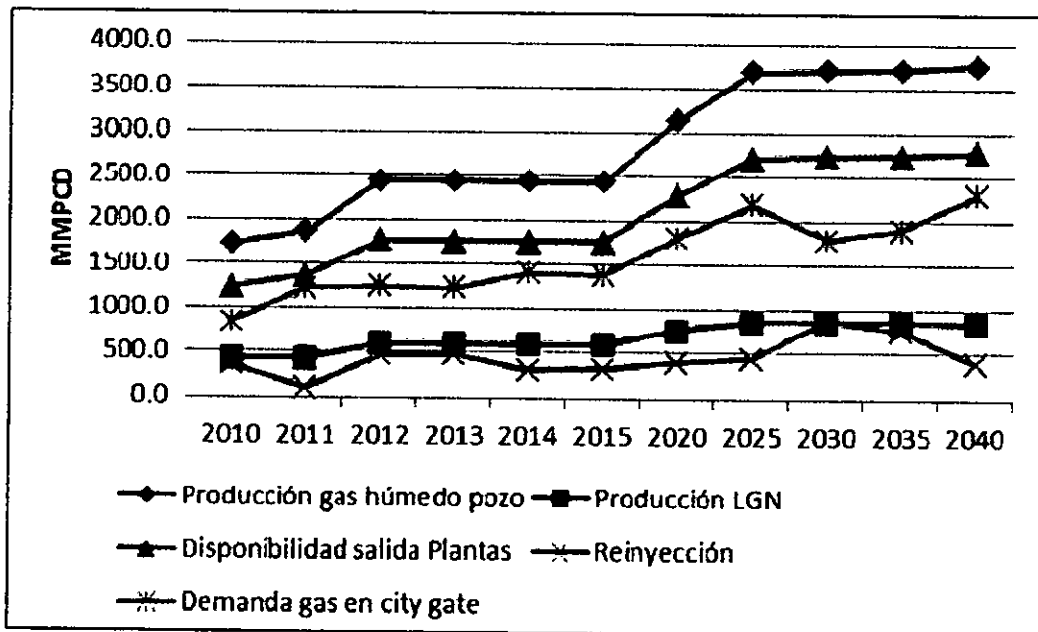
Factores Clave	Plan (Mandatorio) / Programa (Referencial)	Acción
1. Planificación integral entre subsectores de la energía de gas y de electricidad	Plan integral y coordinado de los sectores de gas y de electricidad	Coordinar e implementar un Plan nacional de infraestructura de manera integral, incluyendo
2. Sostentamiento de Largo Plazo de la actividad de Exploración y Producción de gas (E&P)	Programas exploratorios de hidrocarburos	Implementar Programas exploratorios con evaluaciones quinquenales. Continuar con la política de libre disponibilidad y precios libremente negociados. Implementar un Plan de monitoreo perman
3. Desarrollo de nuevos mercados alejados de los centros de producción y requerimientos de infraestructura de magnitud de transporte de gas con grandes inversiones asociadas	Plan del Sistema Nacional de Transporte descentralizado	Concluir la construcción del Gasoducto Ica. Desarrollar los gasoductos Norte y Sur dentro de la política de planificación del transporte Ampliar el Gasoducto existente de Camisea hacia Lima particularmente para las mayores ampliaciones de demanda de capacidad de los gasoductos Norte e Ica, y en menor medida para la demanda incremental de Lima y Callao. A Largo Plazo vincular los Sistemas de Camisea con Aguaytía y Noroeste, así como desarrollar anillos en el Sur y el Centro-
4. Acceso a la energía con mayor cobertura de gas en el sector residencial y en el transporte	Plan Nacional de Acceso al Gas	Concesionar los Sistemas de Distribución en aquellas áreas/regiones a ser abastecidas por los Gasoductos Norte y Sur (en coordinación con Gobiernos Regionales). Diseñar para los nuevos Sistemas de

Resultados Esperados

Demanda proyectada. Se prevé su desconcentración en todo el período 2011-40: zona Centro Costa que actualmente concentra el 92% pasa a representar el 59% hacia finales del período. El consumo de la región sur representaría el 26% del total país. La demanda doméstica crece al 6% (superando el crecimiento del 4,4% del PIB), por el efecto sustitución de combustibles líquidos por gas, en los nuevos mercados abastecidos (Sur y Norte). La demanda de gas para generación eléctrica es la de mayor impacto en el total, representando casi la mitad del consumo nacional al 2040. En el sector industrial, sobresale la presencia de la petroquímica. Las tasas de crecimiento de los pequeños consumos y GNV superan el promedio (8.9% y 5.3%)

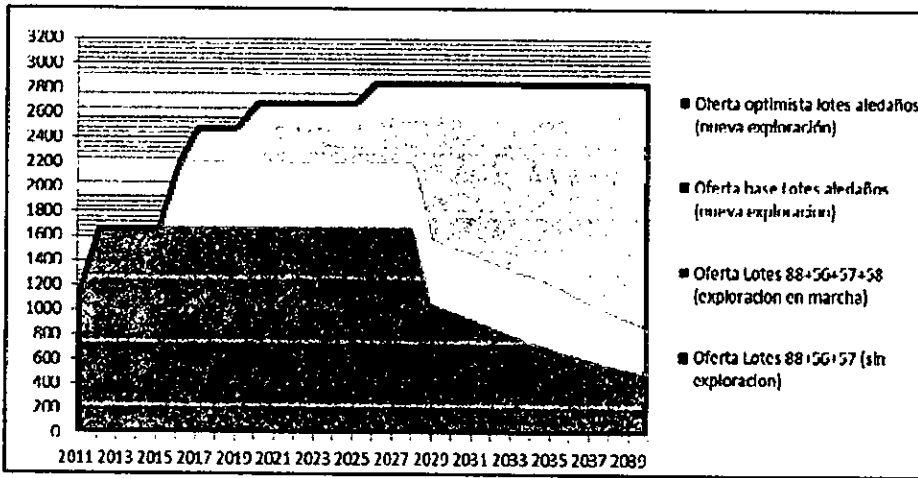
Balance de gas. La producción de gas húmedo, rico en LGN, se multiplica por 2.2 en todo el periodo (1,727 MMPCD en 2010 y 3,757 MMPCD al final del periodo en 2040). La producción de LGN pasa de 433 MMPCD a 855 MMPCD en 2040. El porcentaje promedio que representan los LGN en el total del gas húmedo producido es de 23.8%. En promedio de reinyección es el 17% del gas húmedo producido en pozo. La participación del gas disponible en los citygates aumenta de 48.8% en 2010 y llega a 61.1% en 2040. Ver Figura 33.

Figura 33: Balance de Gas 2010-2040 (MBPD)



Fuente: Balance Energético Nacional

Figura 34: Evolución de la Oferta Incremental en Función a Plan Exploratorio (MMPCD)



Fuente: Balance Energético Nacional

Sistema de transporte proyectado. El Plan de Transporte prevé que el crecimiento de la infraestructura se realizará a partir de la expansión del sistema actual de TGP para abastecer principalmente la demanda de los nuevos ductos regionales que se interconectarán con el sistema de TGP, y un nuevo gasoducto que parte directamente de Camisea hacia el Sur del país. El incremento de la capacidad de transporte alcanza 1,520 MMPCD. Ver Cuadro 10.

Cuadro 10: Plan Nacional de Transporte –Resumen de Requerimientos Físicos y Monetarios

	Subsistema	Recorrido	Distancia (Km)	Incremento Capacidad (MMPCD)	Inversión (Millones de US\$)
I -	TGP aguas arriba	Camisea-Ayacucho	278	970	353
I.1	TGP Centro	Ayacucho - Humay	243	620	204
I.1.1	Subsistema Lima	Humay - Lima	211	270	68
I.1.2	Subsistema Ica	Humay - Marcona	258	350	204
I.2	Norte	Ayacucho - Trujillo	1000	350	648
II -	Sur	Camisea - Ilo	1076	550	996
Total Capacidad Incremental en punto inyección (I+II)				1,520	
Total CAPEX Proyectos de Transporte de Gas					2,473
Total OPEX Proyectos de Transporte de Gas					651

Plan Nacional de Acceso al Gas. El plan de cobertura comprende la conexión de un 19% de las viviendas en las ciudades de las regiones en donde llegue el Gas de Camisea. En total se prevé captar 1.8 millones de usuarios residenciales y comerciales. En relación al GNV, se prevé alcanzar un total de 10.5% del parque de automóviles al 2040, con un stock de 387,870 vehículos a GNV.

Costos del Plan Gas. Se prevé un total de costos de inversión y de operación y de

mantenimiento de US\$ 9,508.3 millones, expresado en valor presente al 2010. En el caso del GNV, se prevé que las conversiones de los vehículos y el proyecto Metropolitano de Buses a GNV, sumen un costo de inversión de US\$ 713.5 millones. Por último, en el desarrollo de los polos petroquímicos en Ica y Sur se prevé que se insumirá un total de US\$ 6,000 millones. El costo total del Plan de gas es de US 16,000 MM. Para remarcar: el monto de las inversiones en el total de costos representan el 85%. Y en valores corrientes las inversiones del Plan Gas totalizan US\$ 27,784 millones. Ver Cuadro 11.

Cuadro 11: CAPEX+OPEX del Plan Gas

Actividad	Millones de US\$ 2011-2040	Partic (%)
1. Industria del Gas		
Exploración	2,945.6	31%
Producción	2,856.0	30%
Transporte	3,124.4	33%
Distribución	582.2	6%
Subtotal Industria del gas	9,508.3	100%
2. Otras industrias		
GNV	713.5	
Petroquímica	6,000.0	
Total (1+2)	16,221.7	

Fuente: Balance Energético Nacional

Otros aportes del gas. En concepto de regalías, el gas sumará a los ingresos del Estado un total de US\$ 2,840 millones para el período 2010-2040, en valor Presente. Por otro lado, el aporte de la exportación de gas a la balanza energética en el período 2012-2040 se proyecta en el rango anual de US\$ 700-800 millones.

5.6.4. Plan de Eficiencia Energética

Aspectos Relevantes

Situación Actual del Tema - Aspectos Regulatorios

Los siguientes son los principales hitos de la evolución del tema eficiencia energética en el Perú en los últimos años:

- Ley N° 27345 (2000), "Promoción del Uso Eficiente de la Energía".
- Reglamento de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (2007)
- Decreto Supremo DS.N° 053-2007-EM.

Plan Referencial de Uso Eficiente de Energía 2009-2018.

El Plan Referencial para el Uso Eficiente de Energía 2009-2018 fue elaborado en 2008 y se consideró como una línea de base a los efectos de la preparación del Plan de Eficiencia Energética 2012-2040.

Decreto Supremo para creación de la Dirección General de Eficiencia Energética – DS-026-2010-EM (Mayo 2010).

No obstante la existencia de regulaciones adecuadas para promover la eficiencia en el uso de la energía, no se ha logrado aún un avance suficientemente satisfactorio.

Del diagnóstico se desprende los desafíos o factores claves para introducir con éxito los programas de eficiencia energética.

Acciones y Programas

Proyectos Considerados Prioritarios para el Logro de los Objetivos y Metas del Plan de Eficiencia Energética de la NUMES

Se establece un orden de importancia de programas o intervenciones de eficiencia energética según sea la magnitud relativa del consumo, el sector donde se produce, la disponibilidad (déficit o superávit del energético), su impacto socio ambiental y económico, etc.

Los proyectos prioritarios del Plan de Eficiencia Energética deben establecerse en los siguientes sectores:

- Sector del Transporte, con la finalidad de disminuir los consumos de diesel.
- Sector Residencial, Comercial y de Servicios, para disminuir el consumo de electricidad, teniendo prioridad la reducción de la generación eléctrica de origen térmico con combustible fósil, no renovable.
- Sector Residencial (principalmente rural y suburbano) adonde se consume leña, y en menor proporción, bosta y yareta.
- Sector del Transporte automotor privado (consumo de gasolina motor).
- Sector Industrial y Minero, para disminuir consumos de electricidad.
- Mismos sectores, para disminuir consumos de hidrocarburos en general (PI, GLP y/o gas natural).
- Sector Público, para disminuir consumos de energía eléctrica.
- Sector agropecuario y pesquero, para disminuir consumo de diesel oíl y de petróleo industrial.

Lineamientos Generales y Programas Prioritarios del Plan de Eficiencia Energética

El Plan de Eficiencia Energética fue elaborado a partir de los siguientes lineamientos generales:

- Análisis de la situación actual del consumo energético en el Perú, utilizando el Balance Energética Nacional 2009 (último consolidado).
- Plan Referencial 2009-2018, como línea de base para el Plan de Eficiencia Energética 2012-2040.
- Necesidad de reducir el consumo de insumos energéticos actualmente considerados críticos por (ej. diesel importado).
- Necesidad de reducir el consumo de ciertos energéticos por razones sanitarias (quemado de leña en hogares).

Para la implementación de las medidas de eficiencia energética en cada uno de los sectores citados precedentemente se recomienda realizar los siguientes estudios de base (listado no excluyente):

- Elaborar un nuevo Balance de Energía Útil (BEU), dado que lo anterior data del año 1998 y en el interregno ha habido grandes cambios en el consumo de energía, en especial eléctrica, por la introducción de nuevas tecnologías.
- Estudio de consumo de combustibles en el sector transportes (todos).
- En realidad, se trataría de la actualización y adaptación al Plan de EE de estudios que seguramente ya existen en el Ministerio de Transporte y Comunicaciones, sólo que ahora se haría con una orientación más energética.
- Estudio de potencial de cogeneración de energía térmica y eléctrica en el sector comercial (grandes usuarios) y de servicios (hospitales, edificios públicos).
- Actualización del estudio de potencial de cogeneración de energía en el Sector Industrial.
- Estudio de base para eficiencia energética en el Sector Minero.
- Estudio de consumos en el Sector Agropecuario: potencial de ahorro en el secado de granos y en el riego por bombeo de agua subterránea.
- Estudio del potencial de ahorro de combustibles del sector de generación de energía eléctrica por vía térmica (disminución del autoconsumo).
- Estudio del potencial de ahorro de energía del sector de refinación de Petróleo y procesamiento de gas natural (disminución del autoconsumo).
- Desarrollo de Indicadores del Plan de Eficiencia Energética.

Programas Sectoriales

Programa para el Sector Residencial

Proyectos de mayor impacto en la eficiencia energética del Sector Residencial:

- Modernización de la iluminación del sector.
- Mejora de los hábitos de consumo de energía de la población.
- Sustitución de calentadores de agua eléctricos por sistemas de calentadores de agua solares.
- Sustitución de cocinas tradicionales por mejoradas.
- Refrigeradores eficientes.
- Disminución del consumo en "stand by".

- Formación de una cultura de uso eficiente de la energía.
- Sustitución e incorporación de tecnología eficiente.
- Implementación de medidas normativas y reglamentarias.
- Medición de los resultados – Desarrollo de Indicadores.

Programa para el Sector Transporte: Alcance Intersectorial

- Transporte interurbano de cargas (camiones).
- Transporte interurbano de pasajeros (buses).
- Transporte urbano de pasajeros (buses).
- Transporte urbano de mercaderías (flotas de distribución).
- Transporte privado por automóvil.

Proyectos de Mayor Impacto en la Eficiencia Energética del Sector Transporte:

- Formación de choferes en la Conducción Racional.
- Fortalecimiento de la capacidad de mantenimiento de los vehículos.
- Gerenciamiento de tráfico y congestiones.
- Normalización y reglamentación.

Programa para el Sector Productivo

Programas de Alcance General para el Sector Industrial y Minero-Metalúrgico:

- Sustitución de motores convencionales por motores de alta eficiencia.
- Optimización y modernización de calderos.
- Iluminación eficiente.
- Cogeneración de energía.

Programa para el Sector Pesquero

- Gestión del combustible en flotas de pesca.

Programas para el Sector Servicios

- Implementación de Sello Verde en hotelería.
- Evaluación de potencial de ahorro de energía y de instalación de cogeneración en hospitales públicos.

- Evaluación del potencial de ahorro energético en sistemas de bombeo de agua potable.

Programas Alumbrado Público

- Programa de recambio de luminarias estándar por las de alta eficiencia.
- Programas de gestión del alumbrado público.
- Edificios Públicos gubernamentales, escuelas, organismos de seguridad.
- Programa de recambio de lámparas convencionales por las de bajo consumo.
- Optimización de sistemas de acondicionamiento de aire.
- Programas de capacitación al personal de mantenimiento y operadores de calderos.

Resultados Esperados del Plan de Eficiencia Energética

Potencial de Ahorro de Energía

El objetivo del PLAN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA es reducir el consumo en un 15% hasta el año 2040 en relación a la demanda base proyectada hasta ese año, sin afectar la producción o servicios de los diversos sectores económicos ni la calidad de vida en el sector residencial. Ver Cuadros 12, 13 y 14..

Cuadro 12: Resumen de la Reducción Esperada de la Demanda Total de Energía con Programas de Eficiencia Energética (2012-2040)

SECTORES	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. Reducciones con programas de Eficiencia (Miles de TJ)															
Sector Residencial	3.0	6.1	10.2	16.1	21.7	22.4	22.4	22.5	22.6	22.7	22.7	22.8	22.9	23.0	23.1
Sector Productivo y Servicios	3.8	7.7	11.6	16.5	17.8	17.8	17.8	17.8	18.1	18.3	18.4	18.6	18.8	19.1	19.1
Sector Comercial y Público	0.09	0.17	0.23	0.24	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Sector Transporte	1.2	2.7	4.1	6.0	8.0	10.4	13.2	16.4	20.0	23.8	24.2	26.2	28.3	30.5	32.7
Otros planes diversos por sectores	0.4	0.8	1.3	1.9	4.8	5.1	5.4	5.7	6.1	16.2	16.4	17.0	17.6	18.7	37.6
Total	8.5	17.4	27.5	40.7	52.6	56.0	59.1	62.7	66.8	81.0	81.9	84.8	87.9	91.0	112.8
2. Reducción emisiones (Miles de TM CO2/año)	896	1,838	2,858	4,125	5,336	5,614	5,818	6,052	6,301	7,499	7,624	7,810	8,064	8,208	10,047
3. Ahorros económicos anuales (Millones de US\$)	141	304	447	635	794	900	1,002	1,115	1,246	1,581	1,715	1,839	1,971	2,112	2,709
4. Ingresos por certificados carbono (Millones de US\$)	13	22	31	40	47	48	48	48	48	59	60	60	61	62	74
5. Inversiones requeridas (Millones de US\$)	140	149	181	251	214	154	227	357	499	759	926	1102	1292	1501	2043
6. Ahorro neto anual (Millones de US\$)	514	\$177	\$297	\$423	\$627	\$794	\$822	\$806	\$795	\$881	\$849	\$797	\$740	\$673	\$739
VALOR NETO ACTUAL DE INVERSIONES (Millones de US\$):	\$4,729														
VAN DEL PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (Millones de US\$):	\$7,483														

Fuente: Balance Energético Nacional

Cuadro 13: Resumen de Reducción Esperada de la Demanda Eléctrica por Sectores (MW)

SECTORES	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. RESIDENCIAL															
Iluminación eficiente	55	110	165	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Termas eléctricas	15	30	45	60	75	90	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Mejora de hábitos de consumo	18	38	40	42	44	46	48	51	53	56	59	62	65	68	71
2. PRODUCTIVO Y SERVICIOS															
Sustitución motores	20	40	60	81	101	101	101	101	101	121	141	161	181	201	201
Cogeneración	20	40	80	160	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196
Iluminación eficiente	27	70	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
3. PUBLICO															
Iluminación eficiente	8	16	21	26	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
TOTAL	163	344	506	683	762	779	721	724	726	749	772	795	818	842	845

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

Fuente: Balance Energético Nacional

Cuadro 14: Reducción Esperada de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

SECTORES / AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TOTAL EMISIONES GEI - PERÚ (X1000 TM CO2/año)	155,883	159,837	163,790	167,743	171,696	175,649	179,602	183,555	187,508	191,460	196,273	200,655	205,037	209,420	213,802
Reducción emisiones (X1000 TM CO2/año)	896	1,838	2,858	4,125	5,336	6,614	8,218	10,052	12,301	14,999	17,624	20,210	22,804	25,408	28,047
PORCENTAJE REDUCCION POR EE	0.6%	1.2%	1.7%	2.5%	3.1%	3.7%	4.5%	5.4%	6.5%	7.8%	9.0%	10.5%	12.0%	13.5%	15.0%

SECTORES / AÑO	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
TOTAL EMISIONES GEI - PERÚ (X1000 TM CO2/año)	218,185	222,567	226,950	231,332	235,714	240,097	244,479	248,862	253,244	257,626	262,009	266,391	270,774	275,156
Reducción emisiones (X1000 TM CO2/año)	10,257	10,479	10,715	10,964	11,213	11,462	11,711	11,960	12,209	12,458	12,707	12,956	13,205	13,454
PORCENTAJE REDUCCION POR EE	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%

Fuente: Balance Energético Nacional

5.6.5. Plan de Energías no convencional

Aspectos Relevantes

Marco Normativo: "Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con Energías Renovables" (Ley N° 1002) y su correspondiente Reglamento a través del Decreto Supremo N° 050-2008-EM de octubre de 2008.

- A través de subastas de energía a ser cubierta con RER, se le garantiza al inversionista adjudicatario un precio firme (ofertado en la subasta) por la energía que inyecta al sistema. Existen también incentivos tributarios, como el beneficio de la depreciación acelerada, hasta de 20% anual.
- Se fija Porcentaje objetivo del 5% del consumo nacional de energía eléctrica, a ser cubierto con generación eléctrica a base de RER, no incluyéndose a las centrales mini hidroeléctricas.

A la fecha en el marco de la Ley de Promoción a la Inversión para la generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables (Decreto Legislativo N° 1002) y su Reglamento (Decreto Supremo N° 012-2011), se han realizado 2 subastas RER, habiéndose obtenido los siguientes resultados. Ver Cuadro 15.

Cuadro 15: Resumen de la Primera y Segunda Subasta RER

Tecnología RER	Oferta Adjudicada		Precio Medio Adjudicado (US\$/MWh)	Factor de Planta Promedio
	Potencia (MW)	Energía (GWh)		
	Hidráulica	282.7		
Eólica	232.0	986.8	75.6	48.6
Biomasa	30.9	169.0	70.4	62.8
Solar	96.0	215.9	200.9	25.9
Total	641.6	3,227.9	73.5	56.8
Total sin Hidráulica	358.9	1,371.7	94.7	43.8

Fuente: Balance Energético Nacional

El efecto que tendrán en los precios de generación del SEIN la energía que inyecten los proyectos RER adjudicados al SEIN, será un incremento del 2.6%.

El Plan de Desarrollo para las RER 2012 – 2040 se visualiza como un instrumento dinámico de política cuyo objetivo es preparar al país para que avance de manera flexible y gradual hacia la incorporación en su matriz energética de fuentes limpias, con el fin de reducir la vulnerabilidad del Sistema Interconectado frente a impactos negativos del Cambio Climático y fortalecer su imagen de País Verde compromiso frente al Calentamiento Global, en el contexto de las condiciones sociales, económicas, tecnológicas, ambientales, y de política energética y de desarrollo.

En este sentido, el Plan se concibe como un conjunto de objetivos, estrategias, acciones y proyectos concretos, que en la medida que se vayan desarrollando permitirán que se materialicen las condiciones que hagan viable la penetración gradual y eficiente de las RER.

Acciones y Programas

En el Cuadro 16, se presentan los planes, programas y características de los instrumentos implícitos para promover el desarrollo de las energías renovables.

Cuadro 16: Cuadro Planes e Instrumentos /Acciones

Factores Clave	Plan (Mandatorio) / Programa(Referencial)	Acción
	Plan de Energías Renovables como parte de NUMES OBJETIVO y EAE como instrumentos de Planificación Energética.	<ul style="list-style-type: none"> □ Estructura de generación de energía eléctrica con una proporción gradual de energías renovables, hasta alcanzar una meta al 2040 del 20% de la demanda total de energía. □ Identificación de proyectos de generación y desarrollo de sus estudios preliminares incluyendo evaluaciones de impacto ambiental. □ Formulación de cartera de proyectos prioritarios.
2. Perfeccionamiento del Marco Regulatorio RER.	Programa para perfeccionar el marco regulatorio RER que permita ampliar progresivamente la participación RER hasta alcanzar el 20%.	<ul style="list-style-type: none"> □ El marco regulatorio debe permitir el incremento de la participación de las RER en la oferta de generación en el mediano y largo plazo hasta alcanzar un 20%. □ Tomar en cuenta las nuevas tecnologías en el desarrollo de los sistemas eléctricos como por ejemplo las redes inteligentes, cogeneración, generación distribuida, etc. □ Se debe implementar líneas de crédito blandas para promover la entrada de las RER.

Factores Clave	Plan (Mandatorio) / Programa (Referencial)	Acción
3. Ampliación de los sistemas de transmisión y distribución.	Programa de expansión de la infraestructura de transporte de los sistemas eléctricos. Programa para perfeccionar el marco regulatorio de la generación distribuida.	<input type="checkbox"/> Las ampliaciones de la capacidad de la infraestructura de transmisión eléctrica necesaria para integrar al SEIN la generación RER deben ser consideradas en el plan de transmisión.
4. Alcanzar la cobertura total del suministro de energía eléctrica a toda la población.	Programa de integración de sistemas aislados al SEIN. Programa de electrificación rural con RER.	<input type="checkbox"/> Ampliación del SEIN para integrar sistemas aislados. <input type="checkbox"/> Desarrollo de proyectos de electrificación rural que incluyan la ampliación de líneas de transmisión desde sistemas existentes y proyectos de generación aislada con energías renovables.
5. Profundizar en el conocimiento del potencial de recursos de RER más promisorias y facilitar el acceso a la información para los interesados.	Programa de evaluación del potencial RER. Sistema de información RER.	<input type="checkbox"/> Asignación de recursos para continuar con la evaluación de los recursos de RER, elaboración de catastros y mapas. <input type="checkbox"/> Desarrollar cartera de proyectos generación de electricidad, agua caliente, climatización y calor en base a RER. <input type="checkbox"/> Establecer convenios internacionales de investigación y evaluación de recursos de RER. <input type="checkbox"/> Desarrollar actividades para mejorar la capacidad técnica a nivel nacional, regional y local en tecnologías RER. <input type="checkbox"/> Instalación de sistemas híbridos complementarios. La Energía solar, eólica y mini hidráulicas.
6. Ventajas socioambientales de las fuentes RER y valoración de las externalidades producidas por las tecnologías convencionales.	Programa para evaluar generación eléctrica y valoración de las externalidades producidas por fuentes convencionales.	<input type="checkbox"/> Valorar las externalidades producidas por las fuentes convencionales (emisiones de GEI, áreas inundables y otros) en los costos de la energía para compararlos con los costos de las energías renovables. <input type="checkbox"/> Integración de proyectos energéticos en regiones. <input type="checkbox"/> Programas para la obtención de bonos de carbono. <input type="checkbox"/> Convocatoria de diversos actores para dar sostenibilidad al desarrollo de los proyectos RER.

Se requiere de un soporte institucional de alto nivel que debe ser provisto por el MEM, para la gestión de las fuentes de financiamiento internacionales. Para difundir el Plan, en las diferentes etapas de discusión y ajuste, se proponen los mecanismos siguientes:

- Difusión a través del Portal de Internet del MEM.
- Difusión a través de Portales de Internet gremiales, como por ejemplo, APER, CER-UNI, Universidades, buscando que estos gremios establezcan hipervínculos a la página Portal de Internet del MEM.
- Presentación del Plan:
A instituciones del Estado las cuales serían seleccionadas por el MEM, a través de la DGEE. En foros y congresos de índole educativo, investigativo, gremial (sector energía y ambiental).
Los comentarios y observaciones deberían ser discutidos, valorados e incorporados en el Plan para llegar así a un plan ajustado.
- Continuar con la incorporación de las inversiones en RER en el esquema tarifario.
- Estudiar el impacto social de una política proactiva en RER.

Elaborar estrategias para introducir mecanismos simplificados para incluir a las RER en las negociaciones de los mercados de carbono.

Resultados Esperados del Plan

Capacidad de Generación de las Energías Renovables hacia el Año 2040

La capacidad de generación RER, a ser instalado en el SEIN al año 2040 se estima en 4,321 MW, que representa el 17.3% respecto a la potencia total instalada en dicho año (Ver Cuadro 17). Ello representa un gran desafío para avanzar con un marco regulatorio y de política fiscal que permita aprovechar al máximo la disponibilidad física de las fuentes de RER existentes en el país.

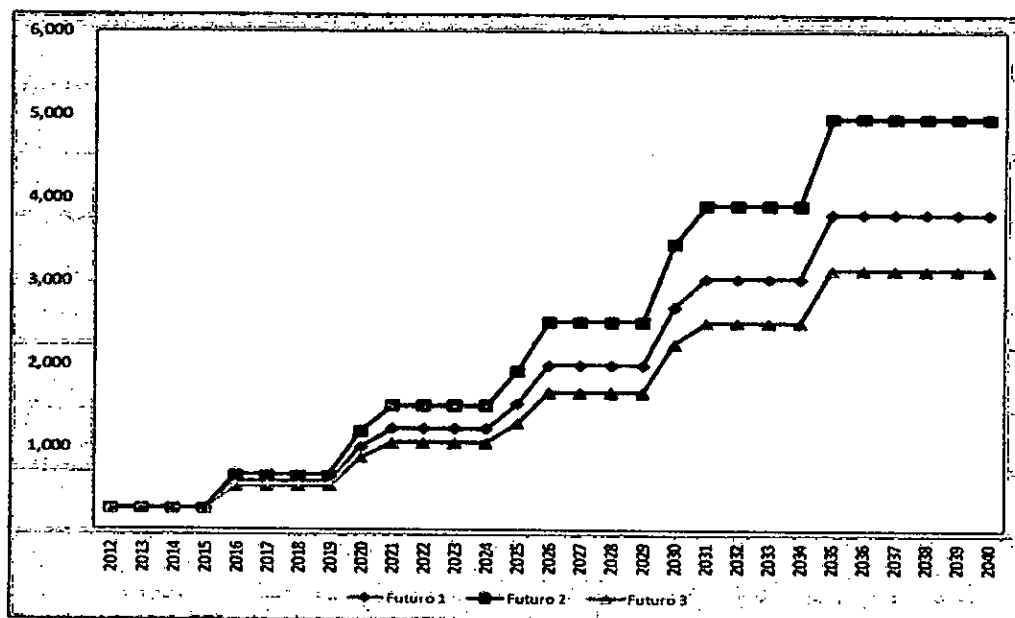
Cuadro 17:Potencia Instalable con RER en el SEIN al 2040 (MW)

Tecnologías	Nueva Capacidad - MW	Porcentaje
	Total	%
Mini-Hidro	496	11.5%
Eólicos	1,342	31.1%
Solares	360	8.3%
Geotérmicas	1,500	34.7%
Biomasa	623	14.4%
Total	4,321	100%

Fuente: Balance Energético Nacional

El ingreso de los proyectos RER al SEIN para el periodo de análisis 2012-2040, será progresivo como se indica en el Gráfico

Figura 35:Potencia Instalable RER en Futuros Evaluados (MW)



Fuente: Balance Energético Nacional

Inversiones

El monto de las inversiones requeridas para alcanzar la potencia instalable al año 2040, mediante la implementación de centrales RER se estima en US\$ 8,757 millones. Ver Cuadro 18.

Cuadro 18: Inversiones Requeridas en Centrales - Total SEIN y RER al 2011-2040

Tecnología	Montos de Inversión – Millones de US\$
Hidroeléctricos	10,187
Térmicos	5,584
Eólicos	3,159
Solares	1,072
Geotérmica	3,090
Biomasa	1,436
Total	24,528
Total RER	8,757

Fuente: Balance Energético Nacional

Proyectos con Energías Renovables en la Zona Rural

La Dirección General de Electrificación Rural del MEM (DGER) debe continuar con los proyectos RER, utilizando los paneles solares y generadores eólicos en localidades rurales y/o comunidades nativas muy aisladas, donde no es posible llegar con los sistemas convencionales.

La DGER ha programado una inversión de US\$ 2,175 millones en el PNER 2012-2021, de los cuales US\$ 155 millones son con RER.

Se ha estimado una inversión de US\$ 349.7 millones para el desarrollo de la electrificación rural con energía renovables y US\$ 863.5 millones para usos productivos para el periodo 2012-2040, con ello el coeficiente de electrificación rural alcanzará el 93.1%.

5.7. Metodología para la Propuesta de NUMES y EAE como Instrumento de Planificación

El Gobierno, a través de un Plan Energético, procura orientar el funcionamiento del sector energético afectando las relaciones de oferta y demanda, y por ende el uso y desarrollo de los recursos, tras un objetivo amplio de procurar un mayor bienestar a la población.

El objeto del Estudio es 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.

Ahora bien, pueden diseñarse varios planes alternativos para alcanzar esos objetivos que suponen costos económicos diferentes para la sociedad en su conjunto según se materialicen algunas incertidumbres que deparan el comportamiento de determinadas variables, que no controla el planificador, en un momento futuro (el caso más simple de entender son los precios internacionales).

Queda entonces así planteada la problemática de la elección de la NUMES y el correspondiente Plan Energético.

De acuerdo a los Términos de Referencia¹² y otras consideraciones manifestadas por el MEM, la formulación de los escenarios energéticos y socio-económicos toman en consideración las siguientes premisas:

- a) Los lineamientos establecidos en el Plan Energético 2010- 2040;
- b) Los programas, objetivos y acciones estratégicas formuladas en el marco del CEPLAN 2010.
- c) La continuación de políticas de apertura a la inversión privada definidas en los marcos normativos vigentes del sector energía.
- d) Política de Estado de asegurar la implementación de la NUMES a través del Tiempo.
- e) Direccionamiento del desarrollo energético y visión integrada de la actividad de planificación y su monitoreo permanente.
- f) 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-

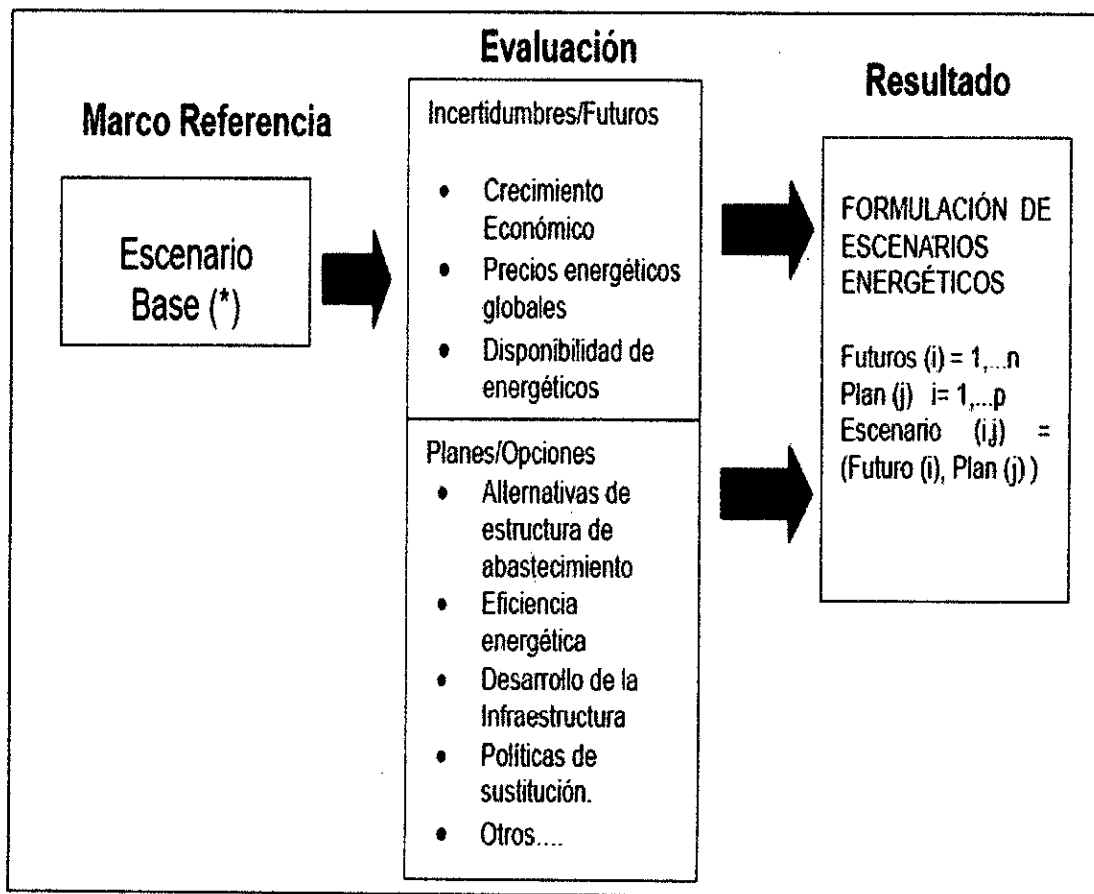
Los desafíos de este Informe.

En esta sección se presenta el diseño y enfoque para la evaluación de planes energéticos alternativos a efectos de la selección de la NUMES. La valuación económica y socio ambiental de esos planes con el Modelo Energético Ambiental se hace en el contexto de realización de diversos futuros posibles de variables clave como el crecimiento de la economía, el precio internacional del petróleo y la disponibilidad de recursos energéticos. Cada escenario energético está constituido por una particular realización de esos futuros. Siguiendo las metodologías de análisis de Trade Off, y MINMAX, se evaluarán los resultados de diferentes

opciones del plan energético, cuantificando una serie de atributos. De esta forma se podrá analizar la robustez de las opciones o planes ante cambios en los parámetros que determinan las condiciones futuras en que se desempeñará el sector.13

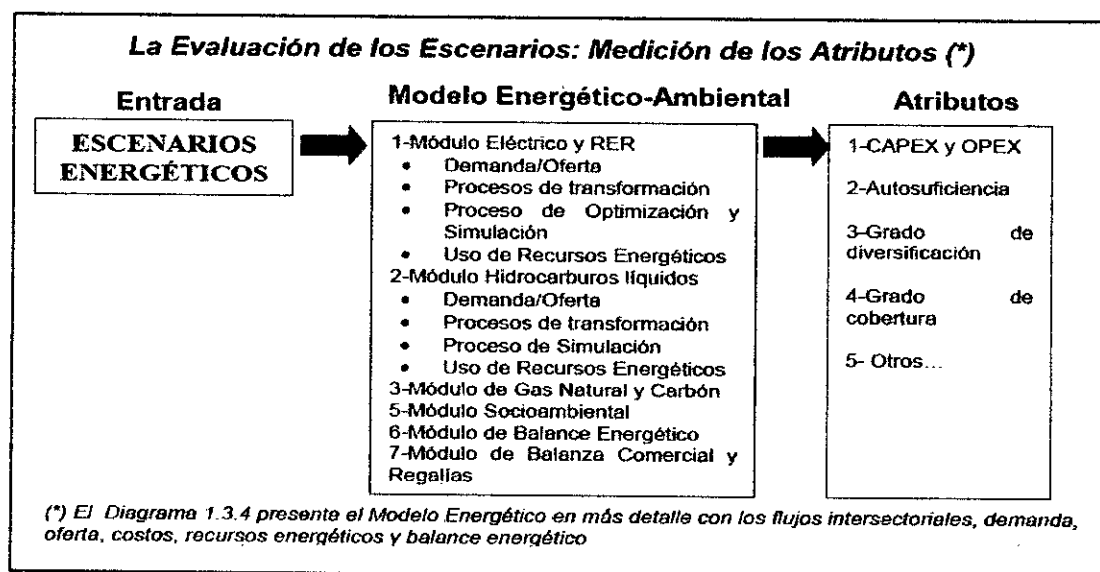
Cuantificados los escenarios en base a los atributos señalados, se procede a definir los planes energéticos más robustos, que servirán de base para elaborar el Plan Energético de la NUMES, incluyendo los respectivos planes individuales por sector. En los siguientes Figuras 36, 37 y 38 se ilustra el proceso de formulación de los Escenarios Energéticos, su evaluación utilizando el Modelo Energético-Ambiental y selección de los planes más robustos, con la posterior determinación de la NUMES, de una manera simplificada.

Figura 36: Proceso de Determinación de la NUMES (a)



Fuente: Balance Energético Nacional

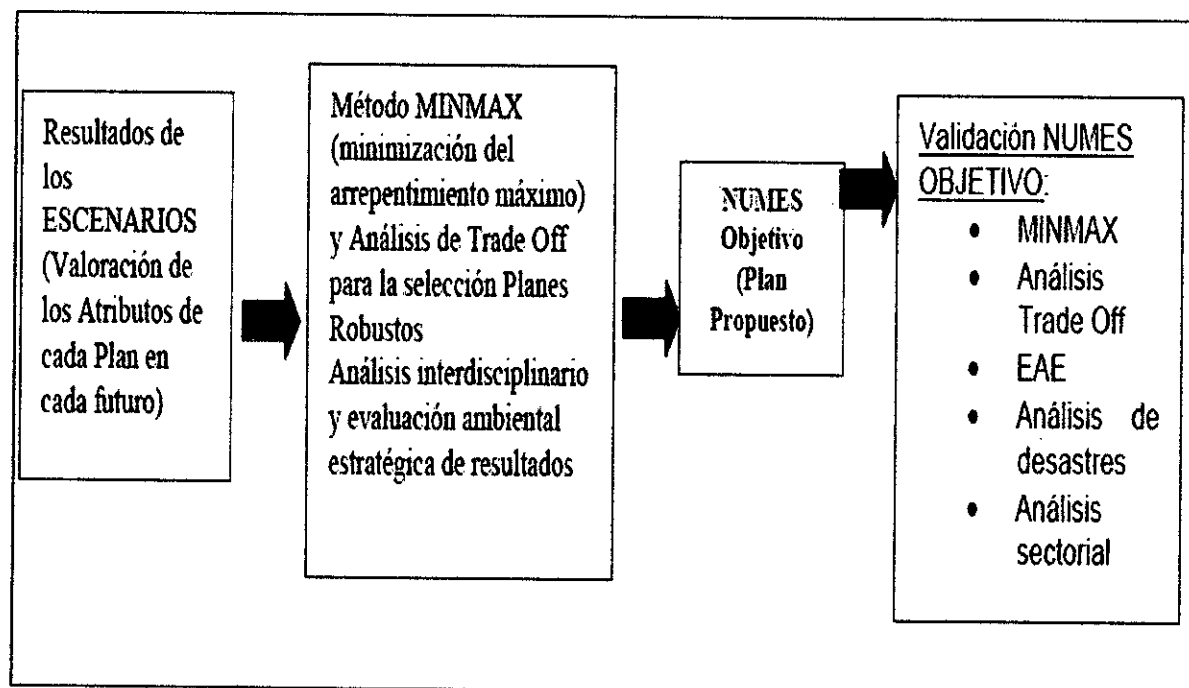
Figura 37: Proceso de Determinación de la NUMES (b)



Fuente: Balance Energético Nacional

En la Figura 38, se ilustra el proceso de selección de planes robustos y determinación de la NUMES de una manera simplificada. En el último sub-cuadro se encuentran los puntos "EAE" y "Análisis de desastre", estos hacen referencia a la evaluación socio ambiental y de confiabilidad realizada sobre los planes que obtienen mejores resultados en el MINMAX y Trade Off¹⁴

Figura 38-: Proceso de Determinación de la NUMES OBJETIVO (C)



5.7.1. Incertidumbres y Futuros.

Descripción de cada Futuro

Los agentes económicos toman decisiones en condiciones de incertidumbre, esto es, no hay previsión perfecta sobre el rumbo que tomarán variables que influyen en sus decisiones en el transcurso del tiempo. Esto significa cometer errores que pueden ser más o menos costosos para el agente dependiendo del plan que se eligió al materializarse la incertidumbre en un momento dado en el tiempo. Esa materialización de la incertidumbre en el transcurso del tiempo se denomina futuro. A continuación, se presentan tres variables- incertidumbres que se utilizan en la formulación de los futuros y la conformación de los escenarios. a. crecimiento económico (medido por la tasa de variación anual del PBI). b. precio internacional del petróleo (medido por la variación del precio del petróleo crudo West Texas Intermediate - WTI).

c. disponibilidad de recursos, que en esta oportunidad está referido al incremento de las reservas probadas de gas natural a partir de los esfuerzos exploratorios que pueden o no ser exitosos. Esto significa, como se explica más adelante, una determinada oferta máxima posible de dicho recurso (haciéndose las inversiones en desarrollo y producción correspondientes).

A partir de las incertidumbres mencionadas se elaboraron siete futuros¹⁶ que representan combinaciones de valores para estas variables. Es evidente que lo que pretende con una elección de futuros lo suficientemente disímiles es poder diferenciar mejor entre los planes en cada futuro que se evalúa. A partir de la realización de las incertidumbres se considera para la evaluación de los Planes un total de 7 futuros (F1 a F7) que combinan la realización de las incertidumbres antes tratadas: PBI, WTI, Recursos.

Los tres primeros futuros (F1, F2, F3) simulan la materialización de las tres variantes de PBI en el período, con las proyecciones base de las otras dos incertidumbres: precios energéticos y recursos.

Los siguientes dos futuros (F4, F5) son una simulación del Futuro base (F1), con una proyección alta (F4) y otra baja (F5) de los precios de los energéticos. Los últimos dos futuros (F6, F7) muestran una sensibilidad de la proyección base de

los recursos de hidrocarburos (en particular del gas natural), con una disponibilidad optimista (F6) y pesimista (F7).

Los 7 futuros antes descritos son presentados en el siguiente cuadro.

Cuadro 19: 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

Cabe destacar que si bien los análisis para la determinación de los planes de mejor comportamiento se realizaron sobre estos futuros, los planes fueron evaluados en futuros de desastre (en particular una rotura del ducto de Camisea y un año seco) con el objetivo de medir la confiabilidad de los mismos.

5.7.1.1. Formulación de los Planes y las Opciones que los Conforman

Cada Plan Energético está compuesto por Opciones que representan decisiones en las siguientes materias: configuración de la infraestructura física de abastecimiento, estructura de fuentes de energía, cobertura de acceso a la energía, eficiencia energética, entre otras. En síntesis, alcanzar los objetivos de política energética admite diversas opciones de configuración del sistema energético que quedan de manifiesto en un Plan en particular.

Con el fin de diferenciar los efectos de los planes se define un Caso Base, en el cual la configuración del sector energético corresponde a decisiones ya tomadas o con alta probabilidad de ser tomadas y que sin embargo pueden ser revisadas. Se pretende a partir de este Caso Base realizar otras configuraciones del sector (que se denominan sensibilidades) que al final de cuentas dan origen a planes alternativos. Inicialmente se armaron 18 Planes incluyendo el correspondiente al Caso Base, posteriormente se formó un plan adicional (Plan 19) en base al análisis de evaluación de planes bajo futuros de incertidumbre.

Cuadro 20: 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

Fuente: Elaboración propia

En relación a la energía nuclear, existe cierto consenso en el país en que resulta necesario diversificar la matriz energética. También existe una amplia experiencia mundial en la materia nuclear, y su aplicación a la producción de energía se ha extendido a países de la región como Argentina y Brasil, y está siendo evaluada su utilización en el caso de Chile.

Ciertamente que los accidentes nucleares ocurridos en el pasado ilustran sobre el riesgo y peligro "objetivo" de su utilización por los impactos sobre el ambiente y la población. El accidente más reciente en Japón en el complejo nuclear de Fukushima, sujeto a los embates casi simultáneos de un fuerte terremoto seguido de un tsunami de efectos devastadores ha cuestionado los niveles de seguridad

hasta ahora implementados, la localización, medidas de mitigación, y la misma continuación de esta vía de suministro. Ello no solamente en Japón sino en otros países que ya producen esta forma de energía (Alemania ha decidido no continuar con la producción de energía nuclear) o que lo están considerando, y sobre todo en donde las condiciones geográficas y geológicas presentan similitudes a las de ese país.

El desarrollo de energía nuclear presenta desafíos de diverso tipo: institucionales-regulatorios, tecnológicos y socio ambientales. En cuanto a los primeros, el rol del Estado es esencial en todas las etapas que van desde su consideración, difusión de pros y contras y el armado del consenso social necesario para su adopción eventual, el planeamiento, implementación y seguimiento durante la vida útil y posterior decomisionamiento de la planta y desechos radioactivos. La elección de la tecnología, las disposiciones sobre su utilización, niveles de seguridad atentos a las posibles causas – incluido el terrorismo- son aspectos en los que será necesario involucrar no solamente el Estado sino además especialistas de diversos campos.

La opción nuclear para el país, por sus complejidades es una opción de mediano-largo plazo, y hasta la puesta en marcha de una central nuclear desde el momento de adoptarse una decisión positiva, pueden transcurrir entre 10 y 15 años. Por las razones arriba meritadas, que necesita ponderarse más aún el tomar una decisión positiva a su inclusión en la matriz energética, no se propusieron planes que contemplaran la opción nuclear dentro de la estructura de producción de energía. Esto no significa una recomendación negativa, sino un compás de espera durante el cual debe hacerse los estudios necesarios en función de la experiencia recogida.

5.7.1.2. Atributos: Variables para la Toma de Decisiones

Los Atributos son las variables calculadas por el Modelo Energético Socio ambiental para la evaluación de cada escenario. Ver Cuadro 21

El Cuadro N° 21 muestra los nueve objetivos de política del Decreto Supremo N° 064-2010-EM, y los atributos principales utilizados para la medición de ocho de ellos. Una descripción detallada del cálculo de los atributos se presenta en la sección 4 del Informe.

Cuadro 21: Nueve Objetivos de Política y Doce 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

Fuente: Elaboración propia

5.7.1.3. Formulación de los Escenarios. Análisis y Elaboración de la NUMES. OBJETIVO

El conjunto de 7 futuros y 18 planes definen un total de 126 escenarios. Para evaluar todos los planes previstos se tuvieron que realizar:

126 balances energéticos para cada escenario, 91 corridas del modelo eléctrico, 87 cálculos de atributos de gas, y 45 cálculos de atributos de crudo y líquidos.

Una vez analizados los resultados de estos escenarios, se elaboró un nuevo plan (19) que es el que guía la elaboración de la NUMES y se volvieron a evaluar los planes para todos los futuros (133 escenarios), a fin de corroborar que las características de la NUMES fuesen las deseadas y que configuren un plan robusto

(proceso de validación).

5.7.2. Modelo Energético Ambiental (Modelo E-A) para la Valorización de los Escenarios y Elección de la NUMES

El Modelo Energético – Ambiental (Mod E-A) elaborado por el consultor tiene como objetivo evaluar los escenarios socioeconómicos ambientales detallados a efectos de seleccionar un conjunto de Planes a partir de los cuales se podrá elegir la Nueva Matriz Energética para el Perú.

El Mod E-A se ha estructurado sobre la base del Balance Energético Global que incluye la producción, exportación, importación, la energía no aprovechada, la oferta interna de energía primaria y secundaria, los consumos de los centros de transformación (refinerías, plantas de tratamiento de gas, carboneras y centrales eléctricas), las pérdidas de transporte y distribución de energía, el consumo final de energía por sectores y el consumo no energético. La información de los balances de energía, combinada con información ambiental y económica de cada uno de los planes, permite determinar sus atributos.

5.7.2.1. Descripción y Funcionamiento del Modelo E-A

El Modelo E-A está integrado por los siguientes modelos estrechamente vinculados entre sí:

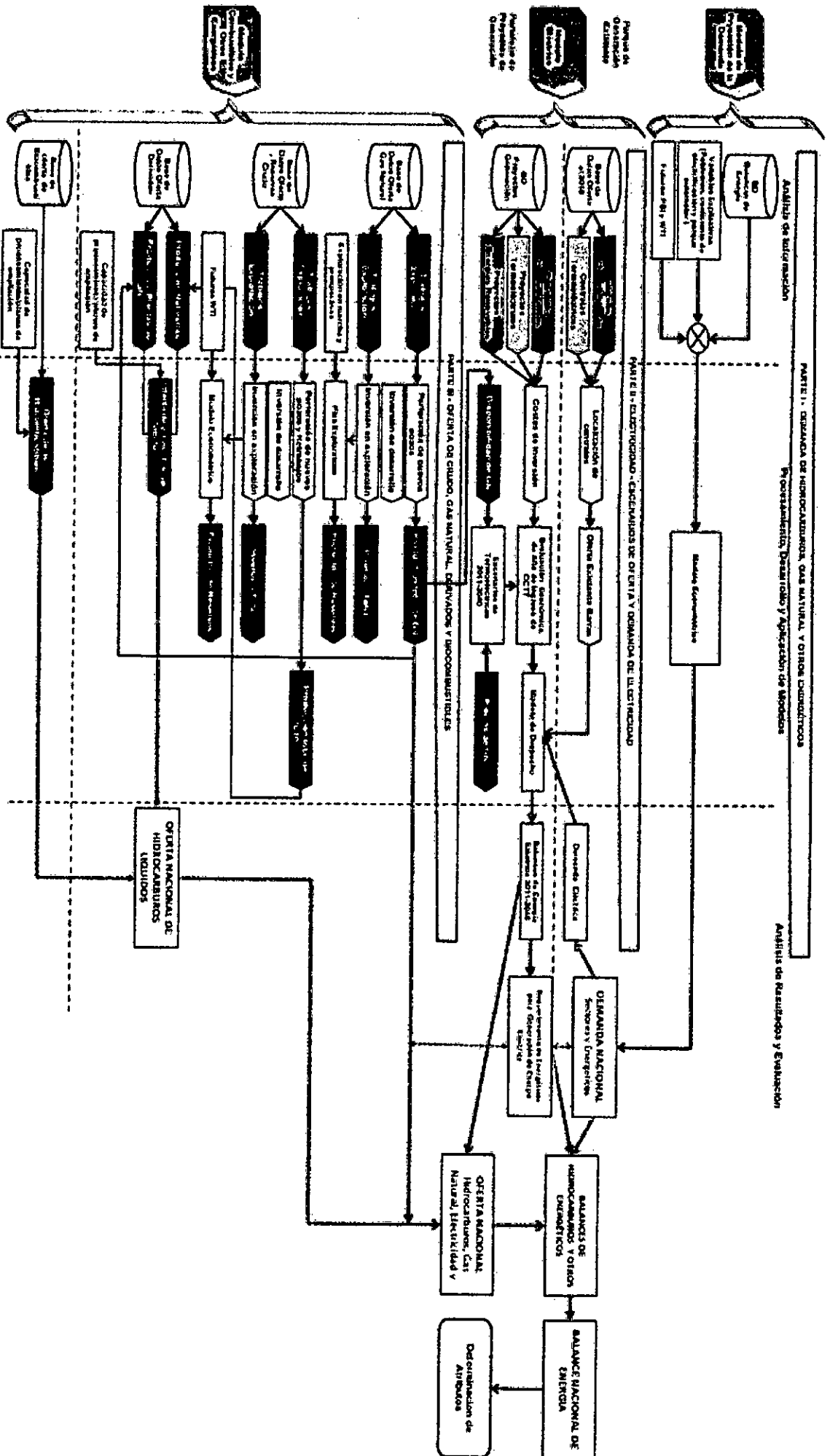
- a) Balance y Modelo Energético, que integra y consolida los siguientes modelos:
 - Modelo de la Proyección de la Demanda Energética
 - Modelo Eléctrico y RER
 - Modelo de Oferta de Petróleo y Derivados
 - Modelo Gasífero (incluye LGN)
 - Módulo de Eficiencia Energética
- b) Modelo Socio ambiental
- c) Modelo de selección de Planes Robustos y NUMES

5.7.2.2. Balance y Modelo Energético

El Balance y Modelo Energético está integrado por un modelo de proyección de la demanda energética, un modelo eléctrico y RER, un modelo de Oferta de Petróleo

y Derivados, un modelo Gasífero y un Módulo de Eficiencia Energética. Adicionalmente, se han desarrollado módulos específicos para el carbón mineral, la biomasa (leña, bagazo, bosta, yareta y energéticos para los biocombustibles), y la energía solar. Con los resultados de estos módulos se estructura y consolida el balance energético a nivel nacional, como se puede ver en el Cuadro 22.

Cuadro 22: Balance y Modelo Energético

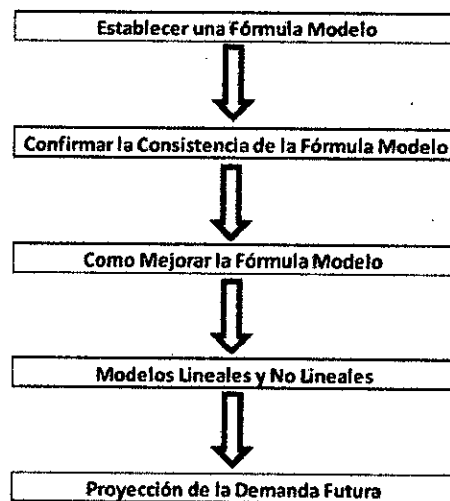


5.7.2.2.1. Modelo de Proyección de la Demanda Energética

Para el presente estudio se han realizado las proyecciones de la demanda de energía a nivel de uso final, para ello se han utilizado modelos econométricos empleando el software Simple-E19, que es una herramienta de simulación econométrica integrada, que ayuda a la preparación de datos y a las especificaciones de los modelos a utilizar. Los procesos de simulación de regresión y pronóstico son automatizados. Esta metodología es aplicada por los países miembros de la APEC20 para el análisis de las perspectivas de sus sistemas de energía.

El procedimiento para la proyección de la demanda de energía sigue la secuencia que se inicia con el establecimiento de la fórmula modelo, la confirmación de su consistencia, la introducción de mejoras, la elección de modelos lineales y no lineales y su empleo para realizar las proyecciones de la demanda futura, como se indica en el diagrama que se presenta a continuación.

Figura 39: Procedimiento para la proyección de la Demanda de la Energía



A. Base de la Información

La información utilizada está contenida en los Balances Nacionales de Energía que son elaborados por el Ministerio de Energía y Minas. Se dispone de la serie histórica de balances energéticos de 1985 al 2009 y se ha utilizado los datos que corresponden al consumo final de energía por productos energéticos primarios y secundarios de los sectores residencial, comercial, pública, transporte, agropecuario y agroindustrial, pesquero, minero metalúrgico e industrial.

B. Establecimiento de Modelos de Proyección

Se han establecido modelos de proyección específicos para cada uno de los productos energéticos en función de sus características de crecimiento histórico que es determinado por variables explicativas, así como por la disponibilidad de información estadística de dichas variables.

Es importante señalar, que para los energéticos cuyos comportamientos no son tendenciales o no cuentan con la cantidad de registros históricos para un número suficiente de años, las proyecciones fueron realizadas de manera externa al modelo, como es el caso del gas natural, o se les asignó una tasa de reducción paulatina hasta llegar a cero como en el caso del kerosene.

Para la proyección de la demanda de energía se ha considerado tres futuros (que corresponden a las tasas de crecimiento del PBI base, optimista y pesimista). Las variables explicativas así como la función matemática utilizada en las estimaciones fueron elegidas evaluando los indicadores estadísticos usuales²¹. Como variables explicativas se han considerado con las debidas transformaciones según el caso, a las siguientes: Ingreso per cápita (medido por el PBI per cápita) para los consumos residenciales y el PBI para la explicación de la demanda en los sectores industriales; los precios relativos de los energéticos, la población para la explicación de la demanda total una vez estimada la demanda del consumidor, la cobertura de electrificación total y rural, el número y estructura del parque automotor en los casos de la demanda de transporte.

La forma funcional adoptada para las estimaciones fue en la mayoría de los casos la doble logarítmica que tiene como ventaja que el coeficiente de la variable explicativa es directamente la elasticidad (respuesta porcentual de la variable explicada por un cambio del 1% en la variable explicativa). En todos los casos la elasticidad ingreso es positiva y significativa, confirmando el resultado esperado y comúnmente observado que la demanda de energía se ajusta positivamente al crecimiento del PBI y del ingreso per cápita.

Se evaluaron algunos precios relativos de los energéticos y el resto de bienes de la economía (medido por un índice general de precios) para considerarlos como variables explicativas. De dicha evaluación resultó significativo y con el signo

esperado la elasticidad demanda de la gasolina motor en particular respecto del precio relativo del GLP sustituto. El GLP y el GNV son sustitutos de la gasolina motor y también del Diesel en el mediano plazo cuando se considera el cambio del automóvil. Este resultado es importante para analizar las políticas de diferenciación de precios cuando se eleva el precio internacional del crudo que impacta en los precios de los combustibles vía política de precios exporta parity e import parity.

En el Cuadro 23 Variables Explicativas, se indica el valor de las principales variables explicativas utilizadas para la proyección de la demanda de energía para el Caso Base.

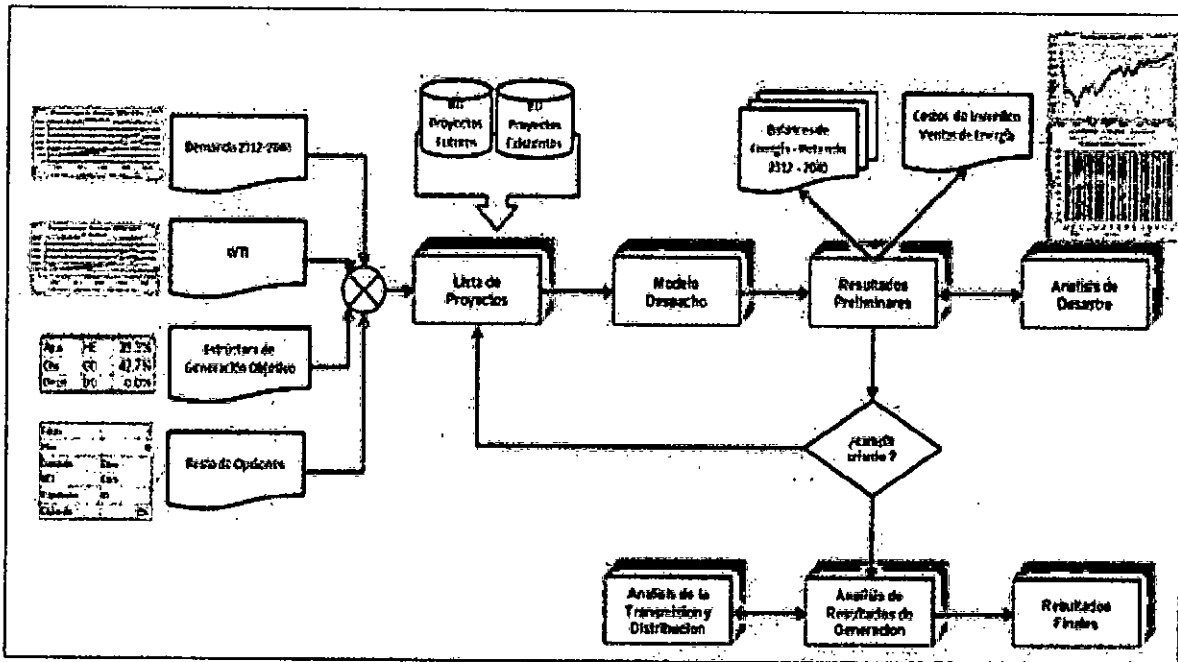
Cuadro 23: Variables Explicativas

Año	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)	Consumo de Gasolina Motor (Millones de Barriles por Día)
1993	87,375	87,375	87,375		21,073		14,674	8,419	57	8	.	.
1994	98,577	98,577	98,577	12.8%	23,907	1.9%	15,084	8,418	58	10	.	.
1995	107,064	107,064	107,064	8.6%	25,976	1.8%	15,515	8,412	61	15	.	.
1996	109,780	109,780	109,780	2.5%	24,345	1.8%	15,949	8,399	62	17	.	.
1997	117,294	117,294	117,294	6.9%	24,768	1.7%	16,284	8,384	63	20	.	.
1998	116,522	116,522	116,522	-0.7%	25,182	1.7%	16,618	8,374	65	22	.	.
1999	117,587	117,587	117,587	0.9%	25,589	1.6%	17,253	8,338	67	22	.	.
2000	121,057	121,057	121,057	3.0%	25,954	1.5%	17,587	8,306	69	23	.	.
2001	121,317	121,317	121,317	0.2%	26,367	1.5%	18,113	8,254	70	24	1,209	.
2002	127,407	127,407	127,407	5.0%	26,739	1.4%	18,535	8,203	70	25	1,249	.
2003	132,545	132,545	132,545	4.0%	27,103	1.4%	18,953	8,150	71	26	1,302	.
2004	139,141	139,141	139,141	5.0%	27,460	1.3%	19,269	8,091	71	26	1,351	.
2005	148,640	148,640	148,640	6.8%	27,811	1.3%	19,782	8,028	73	28	1,440	.
2006	160,145	160,145	160,145	7.7%	28,151	1.2%	20,191	7,960	73	29	1,474	.
2007	174,348	174,348	174,348	8.9%	28,482	1.2%	20,599	7,887	74	30	1,534	.
2008	191,357	191,357	191,357	9.8%	28,807	1.1%	20,996	7,811	75	32	1,641	.
2009	192,994	192,994	192,994	0.9%	29,132	1.1%	21,398	7,734	75	45	1,733	.
2010	205,924	205,924	205,924	6.7%	29,462	1.1%	21,805	7,577	82	55	1,830	.
2011	216,221	216,221	216,221	5.0%	29,798	1.1%	22,219	7,528	86	65	1,907	.
2012	229,194	229,194	229,194	6.0%	30,135	1.1%	22,636	7,500	90	72	2,059	.
2013	243,852	243,852	243,852	6.4%	30,475	1.1%	23,054	7,421	92	77	2,190	.
2014	258,494	258,494	258,494	6.0%	30,814	1.1%	23,474	7,340	93	80	2,322	.
2015	272,970	272,970	272,970	5.6%	31,152	1.1%	23,894	7,258	94	83	2,452	.
2016	287,437	287,437	287,437	5.3%	31,489	1.1%	24,316	7,173	95	86	2,582	.
2017	302,096	302,096	302,096	5.1%	31,826	1.1%	24,734	7,162	95	86	2,714	.
2018	317,805	317,805	317,805	5.2%	32,162	1.1%	25,150	7,103	96	87	2,853	.
2019	334,649	334,649	334,649	5.3%	32,496	1.0%	25,480	7,038	97	88	3,006	.
2020	352,385	352,385	352,385	5.3%	32,824	1.0%	25,867	6,972	98	88	3,165	.
2021	370,357	370,357	370,357	5.1%	33,149	1.0%	26,255	6,894	98	89	3,327	.
2022	389,245	389,245	389,245	5.1%	33,471	1.0%	26,649	6,821	98	89	3,495	.
2023	408,761	408,761	408,761	4.9%	33,789	1.0%	27,049	6,743	98	90	3,664	.
2024	428,866	428,866	428,866	4.9%	34,103	0.9%	27,453	6,668	98	90	3,833	.
2025	449,194	449,194	449,194	4.5%	34,412	0.9%	27,865	6,586	98	91	4,000	.
2026	469,182	469,182	469,182	4.5%	34,718	0.9%	28,279	6,499	98	91	4,169	.
2027	489,070	489,070	489,070	4.5%	35,021	0.9%	28,696	6,425	98	92	4,357	.
2028	508,899	508,899	508,899	4.5%	35,319	0.9%	29,107	6,352	98	92	4,551	.
2029	529,709	529,709	529,709	4.5%	35,612	0.8%	29,514	6,278	98	93	4,750	.
2030	551,546	551,546	551,546	4.5%	35,903	0.8%	29,925	6,173	98	93	4,972	.
2031	574,152	574,152	574,152	4.0%	36,172	0.8%	30,312	6,068	98	94	5,211	.
2032	597,257	597,257	597,257	4.0%	36,435	0.8%	30,503	5,962	98	94	5,273	.
2033	620,875	620,875	620,875	4.0%	36,776	0.7%	30,878	5,917	99	95	5,433	.
2034	644,021	644,021	644,021	3.6%	37,089	0.7%	31,116	5,877	99	95	5,596	.
2035	667,712	667,712	667,712	3.6%	37,344	0.7%	31,478	5,816	99	96	5,784	.
2036	691,963	691,963	691,963	3.6%	37,691	0.7%	31,742	5,749	99	96	5,937	.
2037	716,792	716,792	716,792	3.6%	37,731	0.6%	32,059	5,672	99	96	6,115	.
2038	741,216	741,216	741,216	3.0%	37,964	0.6%	32,350	5,584	99	97	6,299	.
2039	772,252	772,252	772,252	3.0%	38,189	0.6%	32,704	5,485	99	97	6,485	.
2040	743,970	743,970	743,970	3.0%	38,405	0.5%	33,031	5,375	99	98	6,682	.

5.7.2.2. Modelo Eléctrico y RER

El modelo eléctrico y RER permite realizar los balances de oferta y demanda de energía eléctrica. La oferta de generación está constituida por el equipamiento actual y la capacidad a adicionarse con los proyectos hidroeléctricos, térmicos a gas natural y con recursos de energía renovables (RER). La demanda de energía eléctrica es tomada del módulo de demanda. Con este módulo se determinan los requerimientos de energía para la generación de electricidad, así como los requerimientos de inversión y los costos de generación para los diversos planes como se muestra en la Figura 40.

Figura 40: Modelo Eléctrico y RER



Alcance del Módulo Eléctrico

El desafío para el Perú puede sintetizarse en mejorar su sistema energético de manera que acompañe el crecimiento sustentable de la economía y el bienestar de su población.

El Perú no estará ajeno a las principales tendencias y cambios en el sector energético mundial: en particular, la introducción de nuevas tecnologías, los cambios en los precios relativos de los energéticos internacionales en respuesta a nuevas condiciones de oferta y demanda de las fuentes de energías primarias, la introducción de recursos renovables no convencionales, la introducción de medidas

de eficiencia energética, y las medidas y acuerdos de los países para el cuidado del medio ambiente.

El módulo eléctrico comprende los siguientes aspectos:

Criterios Aplicados para las Proyecciones

Los siguientes han sido los criterios para el módulo de planeamiento eléctrico:

Horizonte de análisis	: Periodo de 23 años 2017-2040
Futuros de Demanda	: Base, Optimista y Pesimista
Áreas de demanda	: Norte, Sur y Centro
Futuros de Oferta	: Mediante la fijación de objetivos por estructura de recursos primarios
Futuros de Precios	: WTI, base, WTI bajo y WTI alto
Tasa de descuento	: 12% anual

En el desarrollo del módulo eléctrico se realiza la siguiente secuencia:

Recopilación de información del parque de generación existente y la identificación del portafolio de proyectos de corto y largo plazo. Aplicar un modelo de despacho con los proyectos de oferta y demanda para los escenarios planteados en el periodo 2012 – 2040.

Realizar el balance de energía del periodo 2010 – 2040 a partir de los resultados del modelo de despacho, clasificando la información por tipo de tecnología y áreas de demanda.

Seguidamente se complementan los resultados del módulo combustible y el módulo eléctrico para determinar el balance nacional de Energía.

Proyección de la Demanda

El desarrollo de este módulo prevé evaluar y analizar el comportamiento histórico de la demanda eléctrica y su correlación con el comportamiento de la economía nacional, el incremento de la población, las medidas y acciones gubernativas y las actividades de las empresas privadas en el sector eléctrico.

La demanda de electricidad se desagrega para todo el SEIN, a nivel mensual, anual, por barras, bloques horarios, y áreas de demanda.

Las proyecciones se desagregan por barras de transmisión, cumpliendo con los

requerimientos de los datos de entrada de los modelos de optimización de despacho de generación y transmisión, de la misma forma como se definen los modelos de cálculo de precios en barra.

Se proyectaron diversos futuros previsibles de evolución de la demanda.

Plan de Expansión de Generación del SEIN – Datos de Entrada

Para la formulación del plan de expansión, a priori se han definido 18 planes, que corresponden a planes de generación, los cuales se componen de las opciones de configuración tales como: estructura de generación, RER, incorporación de eficiencia energética, exportación y cobertura de electrificación rural.

Los planes así planteados se han simulado para diferentes futuros establecidos F1 a F7.

Con el portafolio de proyectos, basados en la referencia del Listado de Concesiones Eléctricas de generación se han determinado los años de ingreso, capacidad y costos de inversión, con esta información se han realizado los despachos que definen el plan de equipamiento de plantas o unidades de generación eléctrica que atenderán la demanda del SEIN y la exportación, cumpliendo las condiciones de calidad y seguridad establecidas por las normas nacionales.

En consecuencia, el Plan de generación corresponde a una secuencia de implementación de proyectos que no necesariamente constituyan la solución de mínimo costo, sino las opciones de política que se evalúan con este Estudio, y que consideran por ejemplo una participación de las hidroeléctricas desde 30% hasta 75%, el gas natural para generación de 20% a 55%, las eólicas y solares sobre cuotas de asignación de 5 a 20%, entre otros.

El planeamiento de la oferta de generación ha considerado atender la demanda del SEIN para el periodo 2010-2040, bajo las restricciones de viabilidad técnica y económica de los proyectos propuestos, los cronogramas mínimos de implementación de los mismos, la factibilidad de mantener operativo el parque generador existente, así como el programa de retiro de unidades térmicas antiguas y los límites de calidad y seguridad establecidas en las normas nacionales.

Proyección de Exportaciones e Importaciones de Electricidad

La estimación de proyecciones de electricidad aún forma parte de las expectativas del sector, en tanto que se han definido casos de exportación para considerarlo entre los planes de expansión.

Para la evaluación realizada se han establecido cantidades de energía a exportar o importar de los países con los que el Perú se interconectará. Es importante señalar que a la fecha, no se tiene acuerdos comerciales para provisión y compra de energía en punto de import/export.

En el caso donde se simulen las condiciones de exportación, se evaluará el efecto de las importaciones / exportaciones sobre el plan de equipamiento de generación y transmisión del SEIN, su efecto sobre los costos y precios del SEIN.

Para los distintos futuros o proyecciones de demanda y equipamiento, se calculará el programa de inversiones necesario para cumplir con los planes, el calendario de desembolsos y la oportunidad de inicio para la construcción de cada instalación.

Resultados del Modelo de Generación

Entre los principales reportes de salida del modelo de generación serían los siguientes:

Costos Marginales de Largo Plazo

Para los diversos escenarios de demanda y planes de equipamiento se proyecta el consumo de energía primaria por fuentes y los consumos de combustibles fósiles por tipo de combustible, siendo preponderante el gas natural.

Para los diversos escenarios de demanda y generación, se calcula el costo promedio de generación de corto y largo plazo.

El análisis incluye el efecto de las exportaciones / importaciones de electricidad sobre los precios, respecto al escenario sin transacciones de exportación / importación.

Se analiza el impacto cuantitativo del proyecto Camisea con respecto a las tarifas de electricidad; el impacto en la tarifa por efectos de congestión del SEIN con su consiguiente presentación de los casos de congestión en las líneas de transmisión, entre otros.

Uso de Fuentes Primarias, Consumo de Combustibles Fósiles

Para los diversos escenarios de demanda y planes de equipamiento se proyecta el consumo de energía primaria por fuentes y los consumos de combustibles fósiles por tipo de combustible, siendo preponderante el gas natural.

Valor Presente de Inversiones y Gastos de O&M para el Período en Análisis Para los planes de equipamiento se estiman las inversiones requeridas por cada proyecto tomando como referencia el costo unitario, y se establecen los niveles de capacidad requerida para adecuar el parque de generación al incremento de la demanda.

5.7.2.2.3. Modelo de Oferta de Petróleo y Derivados

A. Modelo Exploratorio de Petróleo

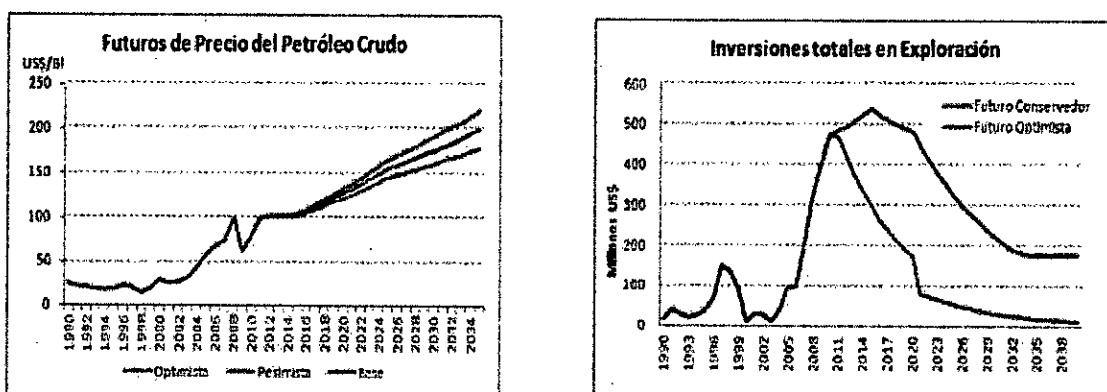
El modelo exploratorio utilizado para estimar la incorporación futura de nuevas reservas ha sido desarrollado en base a la inversión en exploración por cada cuenca siguiendo dos escenarios diferenciados por el ritmo de inversión, un escenario conservador y el otro optimista.

El modelo toma como base información histórica del éxito obtenido con pozos en exploración, los cambios en el precio del petróleo, las adiciones a las reservas probadas, así como la producción de petróleo crudo estimada para el periodo de análisis.

La ecuación básica del modelo.

$$INR = f(\text{Precio del Petróleo WTI, Nivel de Inversiones en Exploración}) + e$$

Figura 41: Futuros de Precio de Petróleo e Inversiones Totales en Exploración

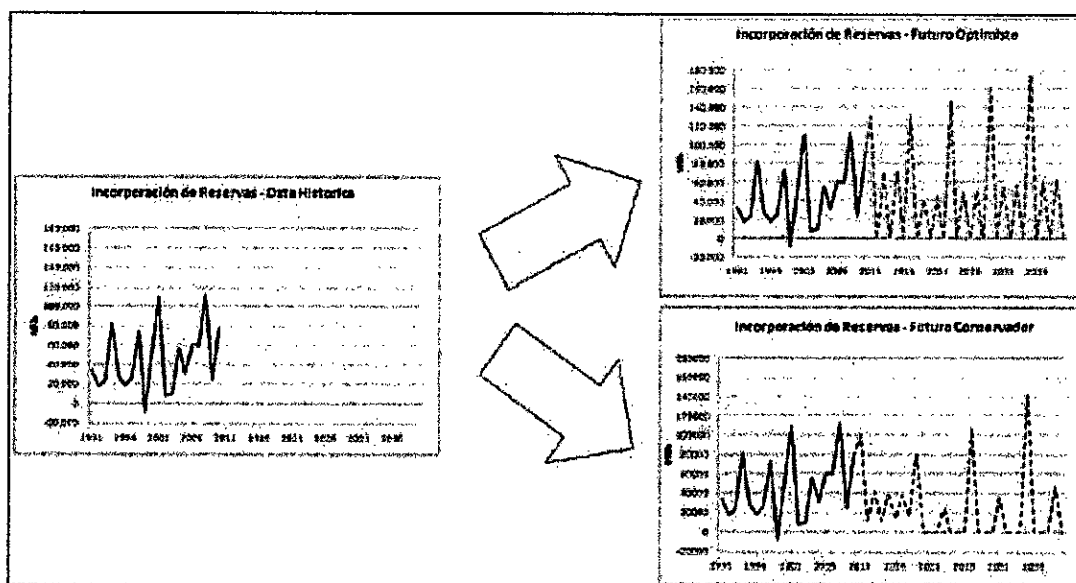


Cabe indicar que este modelo ha considerado el comportamiento histórico de la inversión de riesgo en las zonas analizadas así como la factibilidad de seguir invirtiendo o no en escenarios distintos de política fiscal – contractual: en el escenario conservador el ritmo de la inversión en exploración se reduce al ritmo observado de las inversiones promedio en el país de la última década, mientras que en un escenario optimista esta inversión tiene un comportamiento creciente en el cual la inversión es aproximadamente 3 veces más que la del escenario conservador. Se ha estimado que en promedio la inversión estará en US\$ 500 millones en los próximos 10 años, reduciéndose ligeramente hasta un promedio de US\$ 180 millones a partir del año 2030 en adelante.

Este comportamiento de la inversión en exploración asume la continuación de un escenario de precios del crudo en el mercado internacional bastante elevado. En ningún caso se espera una bajada sustancial del precio del petróleo

En el siguiente Gráfico se ven los resultados obtenidos para ambos futuros de evaluación.

Figura 42: Resultados del Módulo Exploratorio – Incorporación de Reservas



Fuente: Elaboración propia

El avance de la exploración y posteriormente del desarrollo de los campos en caso de descubrimiento esta también íntimamente ligado a la gestión de los impactos socio ambiental. El modelo considera estos problemas como variables exógenas

por lo que se espera que se mantenga la tendencia actual en cuanto a las dificultades de acceso a la aprobación de los EIAs y a la licencia social registrada en los últimos años.

B. Modelo de Producción de Petróleo

Este modelo estima la proyección de la producción de Petróleo Crudo, identificando la inversión en desarrollo, los costos operativos y los resultados económicos (Impuestos y Regalías) de cada zona de producción del país en base a 2 futuros. El futuro conservador en el cual los operadores cumplen con sus programas mínimos contractuales y desarrollan al ritmo histórico la producción cubriendo difícilmente la declinación de los campos; y el futuro que calificamos de optimista en el cual se realizan programas de inversión que triplican a los resultados del futuro conservador.

Estos futuros dependerán esencialmente de las políticas fiscales y de estabilidad contractual que siga el Gobierno. Los futuros en principio son independientes del nivel de precio del petróleo en el mercado internacional, el cual bajo las hipótesis que hemos establecido va a seguir siendo suficientemente alto como para rentabilizar tanto los proyectos de exploración como los de puesta en producción de las diferentes reservas.

Para los fines anteriormente descritos se han considerado 10 grandes zonas de producción:

Noroeste onshore (2 zonas > separando los campos de PETROBRAS (Lote X) de los otros campos y estimando el volumen de líquidos del gas asociado a la producción de crudo).

Zócalo (2 zonas > separando los campos de SAVIA de los otros campos e igualmente estimando el volumen de líquidos del gas asociado a la producción de crudo). Selva que incluye la Selva Central (1 zona > incluyendo condensados por un lado y petróleos crudos ligeros de esta zona por otro lado) y la Selva Norte (5 Zonas > separando el Lote 1AB, el Lote 8, Perenco Lote 67, Talisman Lote 64 y otros lotes).

Para estimar la producción de petróleo crudo, el modelo de producción establece

una curva de producción sobre la base de la producción del año anterior menos una declinación del 7% más el aporte producción de pozos abandonados, operaciones de swab, fracturamiento y baleos, etc.).

Para determinar estos aportes se ha establecido para cada zona un estimado del número de equipos de perforación que pueden operar y el número de pozos por año que cada equipo es capaz de perforar. Asimismo, se ha estimado en base a la información estadística el resultado promedio en términos de reservas recuperables por cada pozo y/o por cada re-trabajo en cada zona. Ver Cuadro 24.

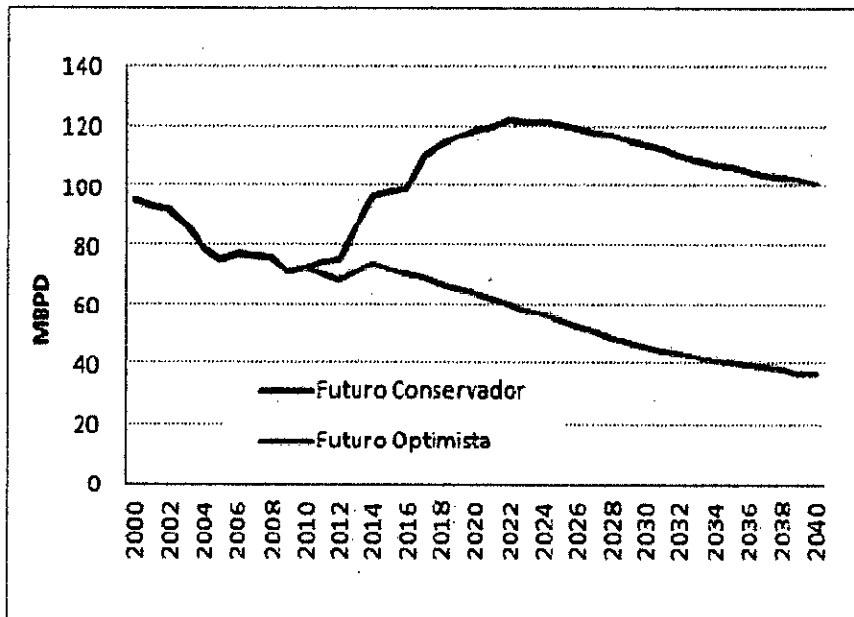
Cuadro 24: Estimación de Nuevos Pozos y Retrabajos

Escenario Base		lotes NorOeste	Otros lotes NO	lotes Zacaña	Otros lotes Zacaña	Lote 11	Lote 1-AB	Lote B	Lote 67	Lote 64	
Nuevos pozos	Nº equipos perforación - año	1	1	1	1		1		1	1	
	Reservas por pozo - M3 pozos nuevos	50	65	65	65		170		87	100	
	Nº pozos areales por equipo año	30	30	15	15		5		20	10	
Retrabajos	Nº equipos perforación - año	2	2	2		1	3	2			
	Reservas por pozo - M3 para re-trabajos	0	3	3		5	5	12			
	Nº pozos areales por equipo año	100	100	50		2	10	25			
Escenario Optimista - Desarrollo de Pozos Cerrados		lotes NorOeste	Otros lotes NO	lotes Zacaña	Otros lotes Zacaña	Lote 11	Lote 1-AB	Lote B	Lote 67	Lote 64	Otros lotes Salva
Nuevos pozos	Nº equipos perforación - año	2	2	2	2		2		1	1	1
	Reservas por pozo - M3 pozos nuevos	50	40	25	25		170		100	150	200
	Nº pozos areales por equipo año	30	30	15	15		9		30	20	50
Retrabajos	Nº equipos perforación - año	2	2	2		1	4	2			
	Reservas por pozo - M3 para re-trabajos	0	5	7		5	5	18			
	Nº pozos areales por equipo año	100	100	50		2	12	30			

Fuente: PETROPERU

El aporte de los nuevos pozos implica la movilización de reservas probadas no desarrolladas y reservas probables en base a la perforación de pozos "típicos", que en cada zona drenan un cierto nivel de reservas, con una tasa de éxito. El aporte de nueva producción de re-trabajos es sobretodo válido en el Noroeste en donde las empresas pueden poner en producción pozos cerrados y también abrir arenas que se consideraron poco productivas debido a los bajos precios. A continuación se muestra los estimados de producción de petróleo:

Figura 43: Resultados del Módulo de Producción – Producción Total de Petróleo Crudo (MBPD)



Fuente: Elaboración propia

Los resultados identificados por el modelo en ambos futuros permiten concluir que la producción de petróleo estaría en promedio dentro de un rango mínimo y máximo de producción. Debido a las tendencias resultantes de décadas de actividad exploratoria, no permite avizorar resultados espectaculares, ni una caída drástica ni una elevación sorprendente en el nivel de producción.

En el futuro conservador se observa que continúa la tendencia de declinación de los lotes en producción, no obstante la entrada en producción de crudos de otras zonas no revierten la tendencia natural observada en los últimos años. Por su parte en el futuro optimista, se observa que la producción de petróleo llega a un máximo de aproximadamente 120 MBPD como resultado de la mayor inversión en exploración y explotación estimada en este futuro, así como la entrada en producción de los crudos pesados en la Selva Norte.

Cabe resaltar que la proyección aún en su versión optimista no considera el impacto que tendría un descubrimiento de petróleo de gran magnitud (superior a los 100 MBPD). Las proyecciones han sido trabajadas en base a la información histórica considerando las tasas de éxitos y los descubrimientos observados en los últimos 30 años.

Un descubrimiento de esta magnitud, por otro lado, no alteraría el balance de oferta y demanda de hidrocarburos líquidos, dado que este depende de la relación de precios finales de los energéticos y de las infraestructuras disponibles.

La puesta en producción de un tal descubrimiento sólo impactaría en la balanza comercial y en los volúmenes exportados. Según, el modelo energético peruano, los refinadores son libres de adquirir petróleo crudo ya sea en el mercado interno como externo sin mayores ventajas comparativas.

Por otro lado, para fines de estimar el aporte al Estado, derivados de los impuestos y regalías, se ha utilizado la metodología de flujo de caja tomando como base la inversión de desarrollo, el nivel de producción de cada zona, el precio de la canasta de los crudos a procesar (la cual está en función del precio internacional del petróleo crudo WTI), los costos (US\$/pie de profundidad) aproximados en los trabajos de perforación y completación de los pozos de desarrollo y los trabajos a realizar en los re-trabajos, así como el costo de las facilidades necesarias para producir estos pozos (US\$/pozo). Ver cuadro siguiente. Ver cuadro 25

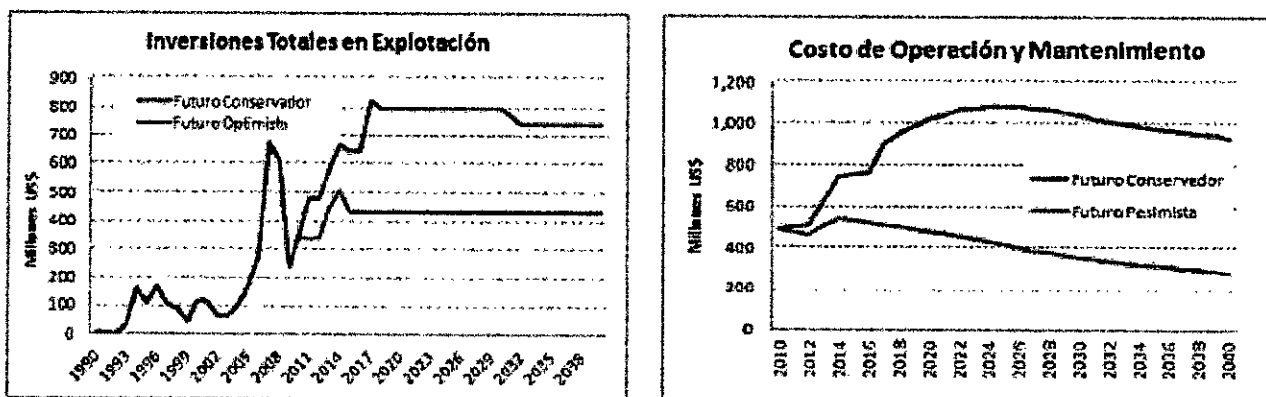
Cuadro 25:: Estimación de Flujo Caja para el Cálculo de Aportes al Estado

Inputs económicos	Lotes	Otros	Lotes	Otros Lotes	Loto 31	Loto 1-AB	Loto B	Loto 67	Loto 64	Otros Lotes Selva
	NorOeste	Lotes NO	Zócalo	Zócalo						
Canasta	0.69	0.69	0.71	0.71	0.64	0.64	0.63	0.90	1.00	0.90
Retribución Promedio de Regalías	46%	42%	23%	7%	58%	40%	34%	10%	10%	10%
Costos de producción (US\$/Barril)	10	15	20	20	20	25	20	35	25	35
Participación Trabajadores	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Impuesto a la renta	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Tasa de actualización	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Profundidad de Pozos - Pies	4,500	5,000	7,500	9,000	8,000	10,000	9,000	6,500	15,000	8,500
Costo por pie para pozos en desarrollo - US\$/pie	150	150	200	200	50	200	100	300	350	350
Facilidades para pozos en desarrollo - Miles US\$/pozo	30	30	30	30	1	30	20	40	50	30
Costo por pie para pozos en re-trabajo - US\$/pie	50	50	80			100				
Facilidades para pozos en re-trabajo - Miles US\$/pozo	2	2	2			20				

Fuente: Elaboración propia

Cabe indicar que este modelo sólo ha evaluada el modelo de negocio antes un supuesto de solamente explotación de petróleo, es decir este modelo no considera como input para el cálculo de la rentabilidad y el government take (regalías e impuestos) las inversiones estimadas para la exploración de petróleo. Ver Figura 44.

Figura 44: Resultados del Módulo de Producción –



C. Modelo de Oferta de Combustibles Líquidos

La oferta de combustibles líquidos proviene de las siguientes fuentes:

- Las refinerías nacionales,
- Las plantas de separación y fraccionamiento de líquidos del gas natural,
- Los bio-combustibles.
- Oferta de las Refinerías Nacionales.

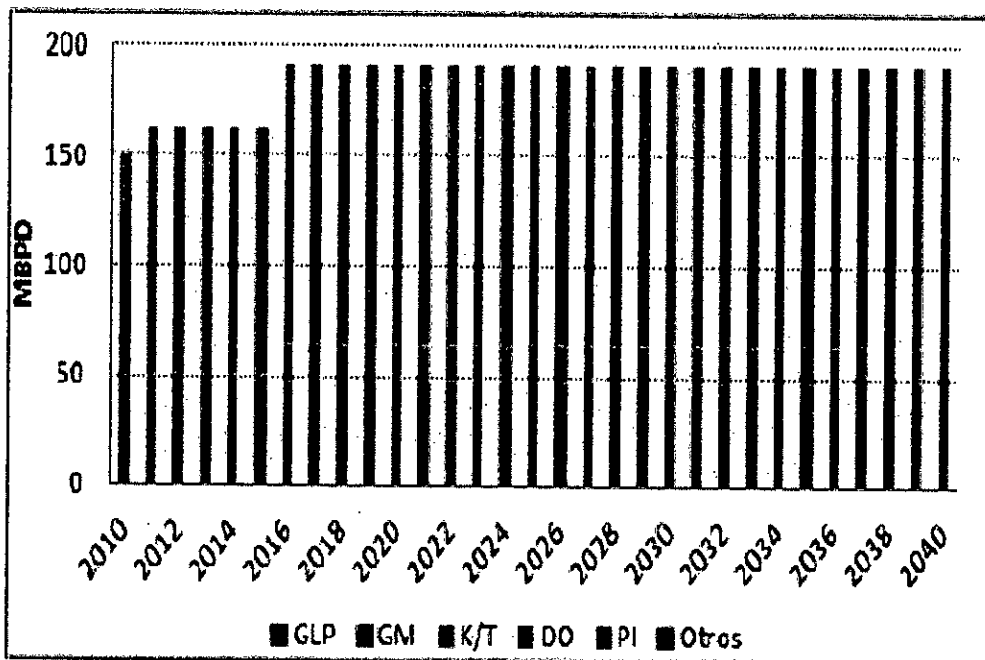
Para estimar la oferta de productos refinados se ha considerado las siguientes premisas generales:

- Los proyectos de modernización de las Refinerías de Talara y Pampilla se van a concretizar en el año 2016.
- Consideramos muy poco probable que se decida nuevamente posponer el plazo (2016) de la obligatoriedad de comercializar Diesel y gasolinas con menos de 50 ppm de azufre.
- La operación de las refinerías seguirá fijándose en función de la maximización de la producción de Diesel, producto con el mayor crecimiento.

- Las refinerías operarán a máxima carga, puesto que las refinerías pueden abastecerse a su elección con una mezcla de crudo nacional y/o crudo importado.
- La industria de la refinación en el país ha intentado adaptarse a las necesidades del mercado a lo largo del tiempo.

En este modelo observamos la siguiente tendencia para la oferta de derivados provenientes de una refinería:

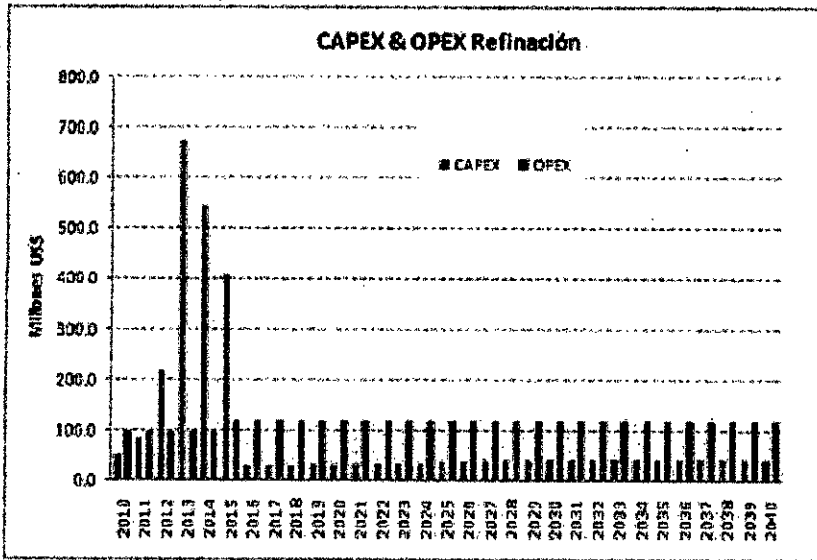
Figura 45: Proyección de la Producción Refinera de Combustibles Derivados (MBPD)



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a las inversiones en el sector refinero, se ha considerado, que dada la evolución de los márgenes de refinación, la falta de producción de crudo y la capacidad instalada a nivel internacional, no sería económicamente viable realizar nuevas inversiones en mayor capacidad, independiente de la que se realizaría en los próximos años para modernizar las principales refinerías del país a fin de producir combustibles de mejor calidad. A continuación se detalla el estimado de inversiones del sector refinero en los próximos años, en el cual se observa principalmente el plan de inversiones relacionada a la modernización de las Refinerías de Talara y Pampilla. Ver Figura 46

Figura 46: Proyección de las Inversiones en el Sector Refinero (Millones de US\$)



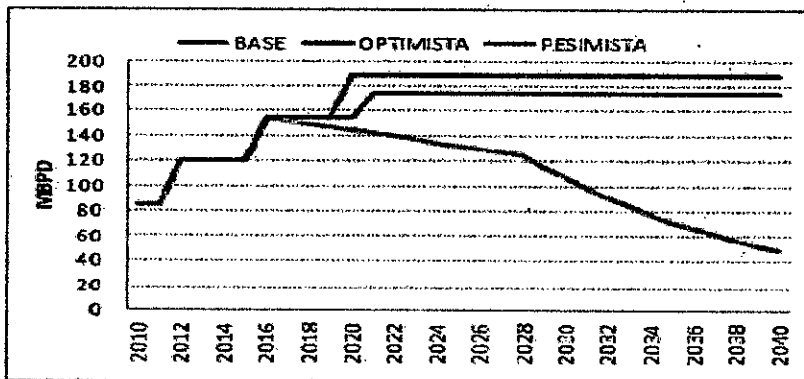
Fuente: Elaboración propia

Oferta de los Líquidos del Gas Natural (LGN)

Para el cálculo de la oferta de combustibles derivados de los LGN, ésta se ha dividido en tres grandes grupos, según zona de producción:

El LGN producido en Camisea, para el cual se toman los tres futuros desarrollados para la producción de gas: base, optimista y pesimista. Ver Figura 47

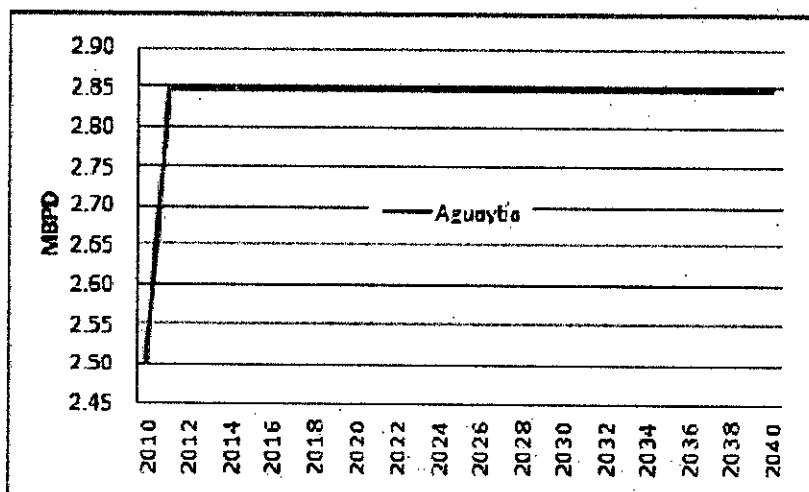
Figura 47: Proyección de la Producción de LG N Camisea (MBPD)



Fuente : Elaboración propia.

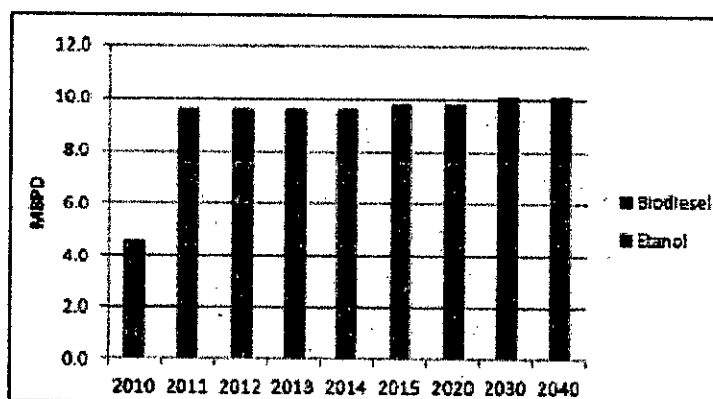
El LGN producido en Aguaytía (proveniente del Lote 31-C). Ver Figura 48 y Figura 49.

Figura 48: Proyección de la Producción de LG N Selva Central (MBPD)



Fuente : Elaboración propia.

Figura 49: Proyección de la Producción de Biocombustibles (MBPD)



Fuente : Elaboración propia.

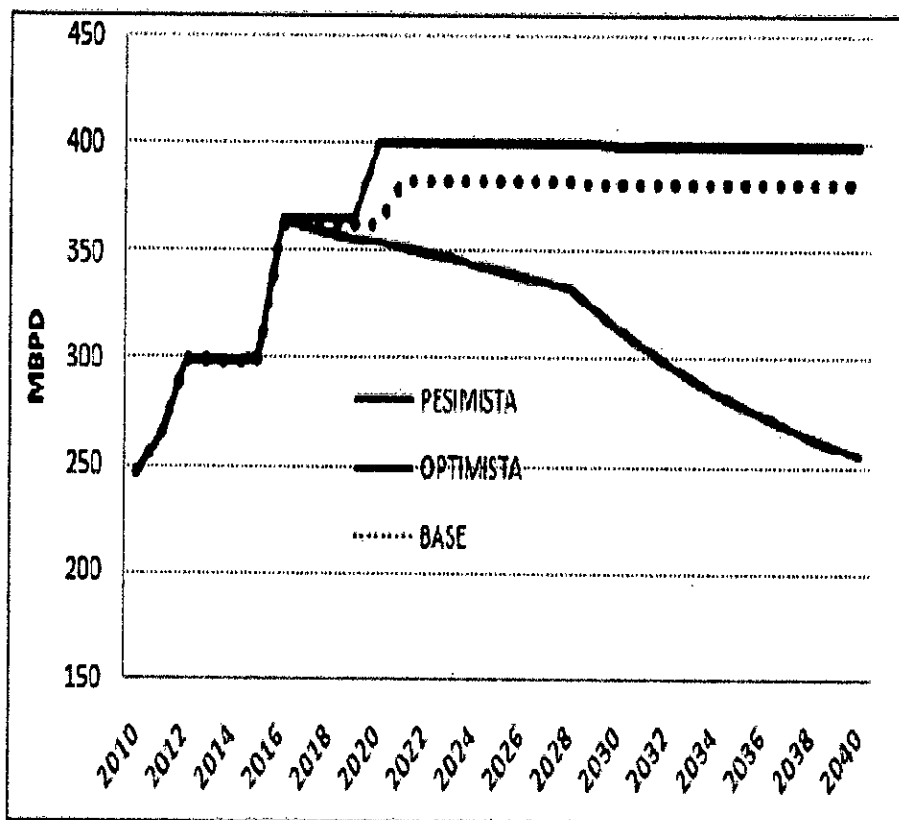
Este módulo estima también las inversiones en desarrollo de estos proyectos, así como los costos de operación y mantenimiento durante todo el periodo. Es así que tenemos que la inversión asciende a aproximadamente US\$ 740 millones y el costo de operación y mantenimiento durante todo el periodo de análisis es de aproximadamente US\$ 1,700 millones. Cabe indicar que para estimar estas inversiones se ha considera los proyectos de etanol de las empresas Caña Brava y Maple, así como el promedio de los costos OyM (US\$/lt.) del etanol y biodiesel en el país.

Oferta Total de Combustibles Líquidos

La oferta de combustibles derivados depende la suma de oferta de productos refinados (1 escenario) + la oferta de los derivados de plantas de gas Camisea (3 escenarios), Noroeste (2 escenarios), Selva Central (1 Escenario) + la oferta de biocombustibles (1 escenario).

Con lo cual se tienen diferentes escenarios de oferta de derivados, de los cuales se tienen un máximo y mínimo escenario, los cuales están representados en la siguiente gráfica:

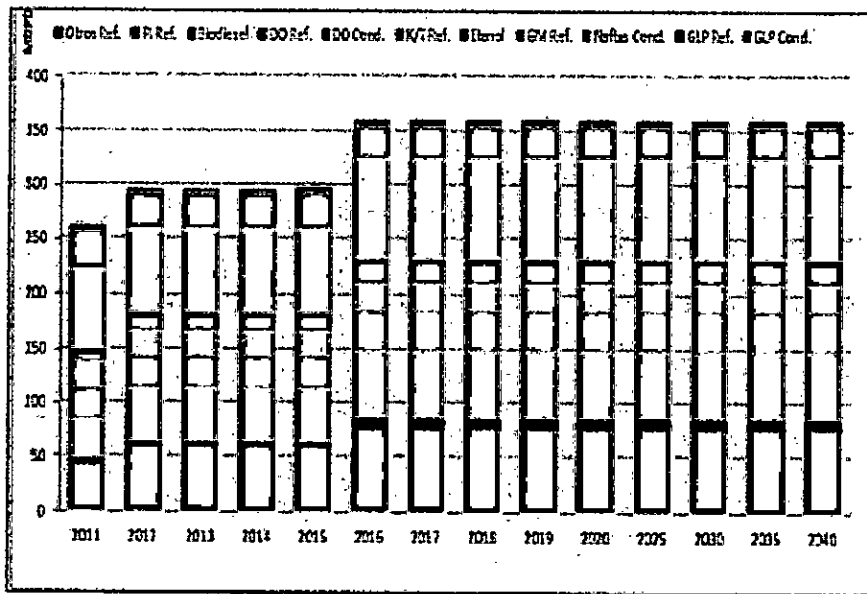
Figura 50: Resultados del Módulo de Oferta de Combustibles Líquidos (MBPD)



Fuente: Elaboración propia

En el escenario Base la oferta total de combustibles derivados se muestra en la Figura 51.

Figura 51: Resultados del Módulo de Oferta de Combustibles Líquidos – Caso Base (MBPD)



Fuente: Elaboración propia.

5.7.2.2.4. Modelo Gasífero

Módulo de Oferta de Gas – Exploración y Producción

El módulo de oferta de gas natural recrea las condiciones de oferta proyectada para las tres zonas de producción del país:

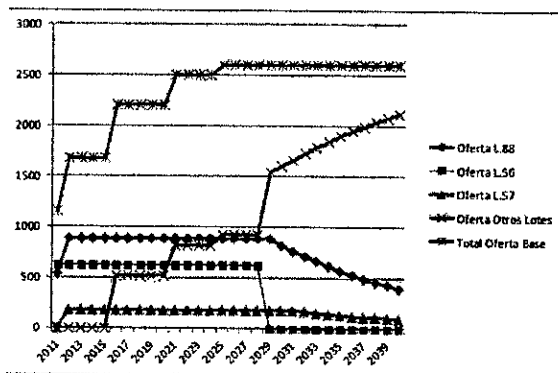
- Gas Lotes Selva Sur (Camisea).
- Gas Lotes Selva Central (Aguaytía).
- Gas Lotes Noroeste.

La oferta de gas proyectada es independiente de cual sea la evolución de la demanda y depende de la aplicación y éxito del Plan Exploratorio aplicado. En ese sentido, la metodología supone definir dos extremos de planes exploratorios. Uno menor, el cual supone que se lleva adelante sólo el Plan exploratorio en marcha (2010-2014) en los lotes 88, 56 y 57; y otro que implica un Plan mayor compuesto por 5 planes quinquenales que se llevan adelante en los anteriores lotes y en lotes aledaños a estos, como son el 108 y 76. Las curvas de oferta estimadas por el modelo, son consecuencia de: 1) una curva de declinación en los pozos en producción de los lotes 88 y 56 (22 pozos); y 2) el aporte de gas de nuevos pozos, los cuales van entrando a la oferta en mayor o menor volumen, producto del mayor o menor éxito del plan de exploración en términos del gas descubierto.

El plan exploratorio plantea dos extremos de éxito, uno menor que desarrolla el 50% de las reservas posibles (P3) y otro más exitoso en el cual se alcanza desarrollar el 66% de las reservas P3. El modelo calcula las inversiones en exploración de los planes en función de costos referenciales de perforación de pozos provistos por los agentes del mercado.

El modelo también calcula los costos asociados (CAPEX/OPEX) para el desarrollo de la producción en base a benchmarks históricos. A continuación se presentan los principales resultados del Módulo de Oferta de Gas. En el siguiente cuadro se muestra la oferta para el caso base abierta por lote. Ver Figura 52

Figura 52: Evolución de Oferta de Gas por Lotes de Camisea (MMPCD)



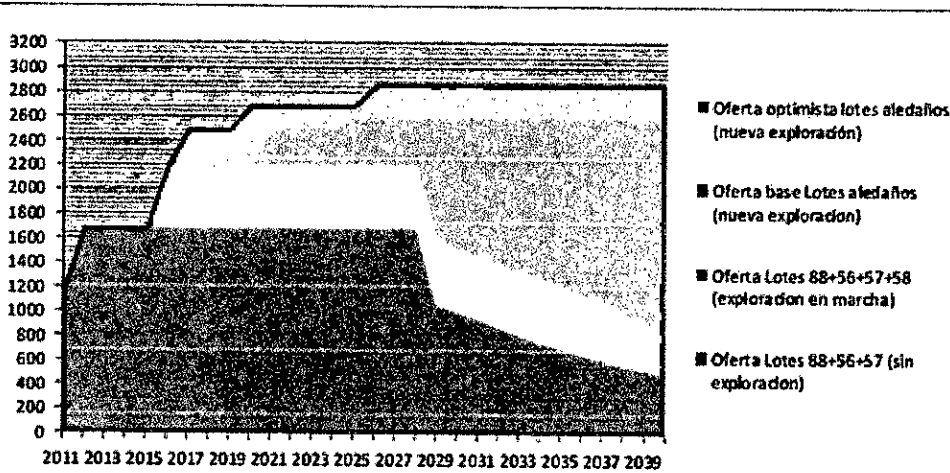
Fuente: Elaboración propia.

En Figura 53 se muestra los tres casos proyectados de disponibilidad del gas a la salida de la planta de Malvinas, en función a la aplicación del plan exploratorio y al éxito del mismo. Se observa que sin exploración, área roja del gráfico, el nivel de producción llega a 1600 MMPCD y a partir de 2029 declina en forma natural.

El plan exploratorio en marcha (2010-2014) permite aumentar la oferta de gas al mercado, alcanzado un valor de 2200 MMPCD.

En función al plan exploratorio aplicado en el periodo 2015-2040 es posible incorporar nuevo gas al mercado, lo que se ve reflejado en las áreas azul (caso base) y celeste (caso optimista).

Figura 53: Evolución de la Oferta Incremental en Función a Plan Exploratorio (MMPCD)



Fuente: Elaboración propia.

Módulo de Oferta de Líquidos del Gas Natural (LGN)

Para el cálculo de la oferta de LGN, ésta se ha dividido en tres grandes grupos, según zona de producción.

El LGN producido en Camisea, para el cual se toman los tres futuros desarrollados para la producción de gas: base, optimista y pesimista.

El LGN producido en Aguaytía (proveniente del Lote 31-C).

El LGN producido en el Noroeste (NO), para lo cual se toma como insumo los futuros de producción de petróleo y la capacidad de procesamiento de gas natural en el NO.

5.7.2.2.5. Módulo de Eficiencia Energética

La estructura y los algoritmos de cálculo del Módulo de Eficiencia Energética están desarrollados en planillas MS Excel.

A continuación se exponen los 4 Módulos Sub sectoriales que conforman dicho Plan, describiendo:

i) Los contenidos de los Programas, ii) cómo inciden los programas sectoriales en las proyecciones de energía total, iii) cuáles son las variables de entrada (inputs) y

salida (outputs) de cada Módulo.

Es importante señalar que para su elaboración se ha tomado como base el Plan Referencial de uso Eficiente de la Energía aprobado el 26 de octubre de 2009 mediante Resolución Ministerial N°469-2009-ME M/DM.

A. Módulo Sector Residencial – Electricidad y Biomasa Contenido:

- Programa de iluminación eficiente.
- Programa de hábitos de consumo.
- Programa de remplazo de termas eléctricas por calentadores solares.
- Programa de cocinas mejoradas.

Inputs del Módulo Sector Residencial:

- Proyección de la demanda de energía del plan 19 futuro 1.
- Estadística de cantidad y tipos de equipos de iluminación.
- Pliegos tarifarios del OSINERGMIN.

Outputs del Módulo Sector Residencial:

- Ahorro de energía anual proyectados del sector residencial (en TJ).
- Reducción del consumo energético.
- Reducción de costos.
- Reducción de emisiones de CO2.
- Inversión anual en el sector residencial (2012-2040).

B. Módulo Sector Productivo y Servicios – Electricidad

Contenido:

- Programa de sustitución de motores eléctricos.
- Programa de calderas industriales.
- Programa de iluminación eficiente.
- Programa de cogeneración.

Inputs del Módulo Sector Productivo y Servicios:

- Proyección de la demanda de energía del plan 19 futuro 1.

- Estadística de cantidad y tipos de equipos de iluminación.
- Información del parque de motores eléctricos.
- Costos promedio de motores eléctricos.
- Pliegos tarifarios del OSINERGMIN.

Outputs del Módulo Sector Productivo y Servicios:

- Ahorro de energía anual proyectados del sector productivo y servicios (en TJ).
- Reducción del consumo energético.
- Reducción de costos.
- Reducción de emisiones de CO₂.
- Inversión anual en el sector productivo y servicios (2012-2040).

C. Módulo Sector Público y Comercial – Electricidad

Contenido:

- Programa de iluminación eficiente en el Sector Público.
- Programa de iluminación eficiente en el Sector Comercial. Inputs del Módulo Sector Público y Comercial:
- Proyección de la demanda de energía del plan 19 futuro 1.
- Estadística de cantidad y tipos de equipos de iluminación.
- Pliegos tarifarios del OSINERGMIN.
- Costos promedio de equipos de iluminación.

Outputs del Módulo Sector Público y Comercial:

- Ahorro de energía anual proyectados del sector público y comercial (en TJ).
- Reducción del consumo energético.
- Reducción de costos.
- Reducción de emisiones de CO₂.
- Inversión anual en el sector público y comercial (2012-2040).

D. Consolidación del Módulo de Eficiencia Energética

Contenido:

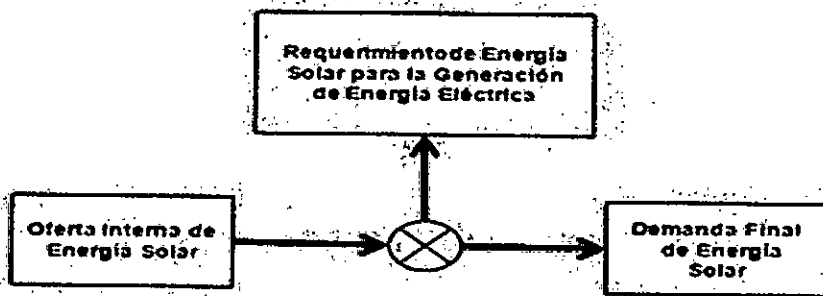
- Resultados de programas sectoriales.
- Inversiones requeridas.

- Evaluación económica de programas sectoriales.
- Proyecciones de la demanda de energía para la reducción del 10% y 15% con respecto al plan 19 - futuro 1.

Módulo de Energía Solar

Este módulo permite determinar los requerimientos de energía solar a partir del consumo final de energía solar para producir calor y la cantidad de energía que se requiere para la generación de electricidad. Ver Figura 54

Figura 54: Módulo de Carbón Mineral



Fuente: Elaboración propia.

5.7.2.3. Modelo Socio ambiental. EAE para la NUMES

La Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) es una herramienta pensada para brindar un adecuado marco de sustentabilidad a la toma de decisiones. Permite anticipar consecuencias, riesgos y oportunidades.

La EAE comprende el análisis a escala geográfica enfocado a la planificación estratégica para la toma de decisiones (Figura 55), y no de manera puntal como si lo es la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).

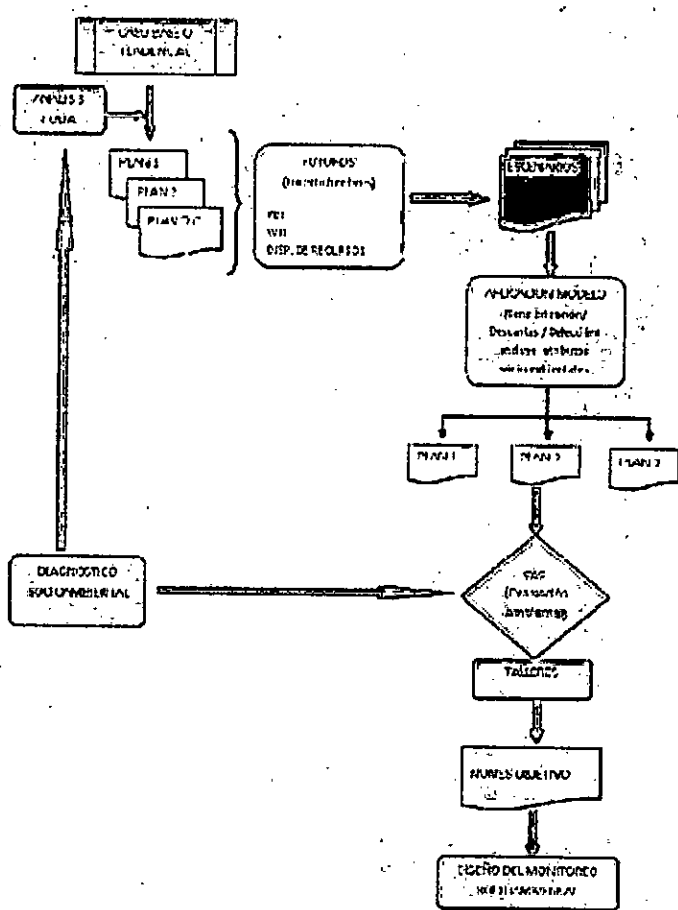
Figura 55: Diferencia en la Escala de Estudio de una EIA y una EAE



Fuente: Elaboración propia.

Como parte del desarrollo de la definición de una nueva matriz energética, el modelo de Evaluación socio ambiental busca definir aquel plan que presente la mejor performance socio ambiental. De esta forma la EAE se inserta como un mecanismo de apoyo al proceso de decisión para lograr la sostenibilidad de la matriz elegida. Ver Figura 56

Figura 56: La EAE en el Proceso de Decisiones



El Modelo Socio ambiental aplicado interactúa en el proceso buscando que el desarrollo de selección de la NUMES OBJETIVO comprenda tanto los aspectos técnicos – económicos como los socio ambientales.

El trabajo comprendió varias tareas dentro de las cuales se encuentra el relevamiento de inquietudes y opiniones, el análisis del marco normativo, el diagnóstico socio ambiental de Perú y en relación los recursos energéticos, un análisis FODA, la definición y selección de indicadores, la identificación de potenciales impactos, la evaluación socio ambiental a través de un análisis

multicriterio, talleres de presentación y validación de la propuesta de la NUMES y de la EAE realizada, la definición de medidas de mitigación y la propuesta de un plan de monitoreo que permita hacer seguimiento del comportamiento de la matriz energética ante los distintos temas considerados.

El proceso de evaluación socio ambiental de los planes se llevó a cabo en tres etapas. Una primera en la cual se analizó un gran abanico de escenarios alternativos. Estos escenarios fueron analizados en una primera instancia de evaluación con el Componente 1, teniendo en cuenta atributos socio ambiental entre otros. De esta manera, una primera selección permitió rescatar aquellos planes alternativos de la NUMES OBJETIVO con mejores características económicas y socio ambientales. Los atributos socio ambientales aplicados en esta primera etapa de evaluación fueron los siguientes:

Ambientales

- Superficie de hectáreas inundadas.
- Participación de RER en la oferta eléctrica.
- Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Sociales

- Cobertura de Gas Natural.
- Número de personas con acceso a energía.

De esta manera se han introducido consideraciones socio ambiental en la primera toma de decisiones.

En una segunda etapa se realizó la evaluación de los escenarios alternativos de la NUMES surgidos de la aplicación del MINMAX, (Planes Base, 4, 15, 17y 18), implementando la metodología de Análisis Multicriterio (AMC).

Para esto se seleccionaron nuevos indicadores socio ambientales claves de evaluación, en base a los ejes estratégicos definidos por el CEPLAN dado que los mismos surgen de un proceso de construcción de una visión compartida y concertada de futuro de país, como así también de los lineamientos del Plan Nacional de Acción Ambiental (PLANAA). Los indicadores aplicados en esta etapa fueron los siguientes:

Ambientales

- Emisiones de GEI por la producción y uso de energía.
- Disminución de Emisiones Contaminantes del Transporte.
- Energía Renovable Respecto al Total del Oferta de Generación.
- Afectación de sistemas silvestres.
- Amenazas a las Áreas Naturales Protegidas y Sitios de Biodiversidad Sobresaliente
- Vulnerabilidad de la Matriz Energética a riesgos naturales.
- Vulnerabilidad de la matriz energética al cambio climático.- Cuencas afectadas por los proyectos energéticos.

Sociales

- Cobertura de Gas Natural.
- Eficiencia Energética.
- Servicios asociados a infraestructura de generación de energía eléctrica
- Población en Situación de Riesgo por Desarrollo de la Infraestructura dela Matriz Energética.
- Amenazas a Sitios Arqueológicos de carácter monumental y excepcional
- Inversión en Tecnologías Limpias en el Sector Eléctrico.
- Regalías del Sector Hidrocarburos.

Luego, en una tercera etapa se propuso generar un nuevo plan alternativo (Plan 19) el cual comprendiera los mejores atributos de los planes robustos analizados previamente. Con este nuevo plan generado, se realizó nuevamente el análisis multicriterio para todos los Planes (Planes Base, 4, 15, 17, 18 y 19), de igual manera realizada en la segunda etapa.

El análisis de los diferentes Planes se focaliza en los potenciales impactos socio ambiental a escala geográfica y en el alcance de las políticas y metas asumidas por Perú como base de su desarrollo estratégico.

Debido a la estructura espacial de gran parte de la información referente a la matriz energética y al componente socio ambiental, se empleó un Sistema de Información

Geográfica (SIG) para la valorización de indicadores que sirvieron de base para la evaluación ambiental.

Para ello se emplearon bases de datos geospaciales referentes a los nuevos proyectos energéticos, teniendo en cuenta su ubicación y producción y/o transformación energética. Luego estas capas de información se procesaron con información ambiental.

La metodología de análisis multicriterio fue adoptada debido a que en el manejo del medio ambiente los criterios de decisión son múltiples y no son directamente comparables (al ser distintos los objetivos, hay unidades de medida distintas).

El enfoque multicriterio expresa el grado de alcance de cada objetivo con la medida más adecuada y permite justificar las elecciones y obtener un proceso de toma de decisiones más claro y estructurado. Para esto se utilizó el Software DEFINITE22, el cual permite realizar la evaluación global de los planes energéticos y a su vez analizar la sensibilidad de cada indicador individualmente respecto a los escenarios.

La evaluación y análisis de los indicadores permitió identificar las debilidades y fortalezas socio ambiental de los planes evaluados para la matriz energética.

Posteriormente, dicha evaluación es convalidada en los Talleres realizados y enriquecida a través de los aportes allí surgidos.

De esta forma se buscó definir aquel plan que presente la mejor performance socio ambiental para la nueva matriz energética.

5.7.3 MINMAX

La metodología MINMAX consiste en comparar cómo se comporta cada plan en el peor contexto futuro posible y elegir el plan que "resista" mejor ante la adversidad. Para ello, se calcula el arrepentimiento que cada plan podría generar respecto de cada atributo (que es la diferencia entre el valor del atributo para ese plan y el valor óptimo) Se elige el máximo arrepentimiento que el plan generaría considerando todos los futuros posibles, como una forma de determinar el peor contexto futuro en el que podría desenvolverse ese plan (respecto del atributo en consideración) .Luego se compara el desempeño de todos los planes en el peor contexto posible(es decir se compara el máximo arrepentimiento de cada plan) y se elige el de mejor desempeño en tales circunstancias adversas (es decir se busca la minimización del arrepentimiento máximo: MINMAX).

Nótese que el análisis de arrepentimiento puede arrojar resultados distintos para diferentes atributos: un plan puede ser el que genera el menor arrepentimiento respecto de un atributo y otro plan respecto de otro atributo.

Por lo tanto, para comparar, elegir un plan y descartar otro, se requiere considerar el conflicto de objetivos, analizar cuantitativamente el orden de magnitud de las diferencias éntrelos atributos de los distintos planes.

Este tipo de evaluación comparativa se efectuó mediante una adaptación al caso del método Trade Off, que fue utilizado para la selección de planes.

5.8. Balance Energético De La Nunes

Balance Energético de la NUMES

El Balance Energético de la NUMES es el resultado de consolidar la información previamente calculada por los diferentes modelos sectoriales y el módulo deficiencia energética. El balance se compone de 3 secciones principales:

Energía Primaria: Esta sección agrupa la producción nacional, la importación, la exportación, la energía no aprovechada y la oferta interna bruta de energía primaria.

Energía Secundaria: Esta sección agrupa la producción nacional, la importación, la exportación, la oferta interna bruta, los consumos propios de los centros de transformación y las pérdidas de energía secundaria.

Consumo Final: Esta sección se compone de la demanda de energéticos calculada previamente en el módulo de proyección de demanda a la cual se le descontó los ahorros de energía identificados en el Módulo de Eficiencia Energética.

Finalmente se adicionan los volúmenes de gas distribuido que serán empleados en la petroquímica del sur, así como los “no energéticos” resultantes del proceso de Transformación en refinerías y en la producción de biocombustibles.

El Cuadro 26 presenta el Balance Energético de la NUMES y el detalle de los resultados del análisis de su estructura se presenta en los siguientes numerales.

Cuadro 26: Balance Nacional de Energía (TJ) – NUMES OBJETIVO

CONSUMO FINAL	2010	2020	2030	2040
11. CONSUMO FINAL				
DIESEL B5	168 371	235 953	306 194	349 714
ENERGIA ELECTRICA	113 225	207 517	314 559	410 020
BIOMASA	87 905	68 740	53 638	43 243
GASOHOL	60 529	63 753	77 557	77 679
GLP	52 070	83 865	123 614	156 818
GAS DISTRIBUIDO	49 816	275 178	341 703	393 108
PETROLEO INDUSTRIAL	32 062	27 968	26 111	23 156
TURBO-JET	27 419	45 150	69 334	89 848
CARBON MINERAL	23 729	30 002	35 313	40 042
NO ENERGETICOS	15 946	22 798	22 855	22 855
CARBON VEGETAL	2 031	2 155	2 267	2 243
COQUE	1 355	1 459	1 536	1 605
ENERGIA SOLAR ENERGIA PRIMARIA	322	520 2010	768 2020	975 2040
1. PRODUCCIÓN				
GAS NATURAL		617 878	1 125 121	1 325 783
PETROLEO CRUDO		153 540	252 092	240 936
BIOMASA		103 502	98 840	84 601
HIDROENERGIA		95 891	194 642	265 366
CARBÓN MINERAL		9 544	10 647	11 878
ENERGIA SOLAR		322	15 354	76 779
ENERGÍA EÓLICA		-	10 629	10 600
ENERGÍA GEOTÉRMICA		-	3 280.85	5 913.01
TOTAL		980 677	1 710 606	2 021 856
2. IMPORTACIÓN				
CARBÓN MINERAL		28 142	19 355	23 435
PETROLEO CRUDO		228 521	224 022	240 680
TOTAL		256 662	243 377	264 115
3. EXPORTACIÓN				
PETROLEO CRUDO		33 184	69 515	75 017
GAS NATURAL		96 593	221 560	-
TOTAL		129 776.87	291 074.77	75 017.02
4. NO APROVECHADA				
GAS NATURAL Y OTROS		129 546	143 891	312 041
TOTAL		129 546	143 891	312 041
5. OFERTA INTERNA BRUTA				
GAS NATURAL		391 739	759 671	1 013 742
PETROLEO CRUDO		348 877	406 600	406 600
BIOMASA		103 502	98 840	84 601
HIDROENERGIA		95 891	194 642	265 366
CARBÓN MINERAL		37 686	30 002	35 313
ENERGIA SOLAR		322	15 354	76 779
ENERGÍA EÓLICA		-	10 629	10 600
ENERGÍA GEOTÉRMICA		-	3 281	5 913
TOTAL		978 017	1 519 018	1 898 913

Fuente: Elaboración propia

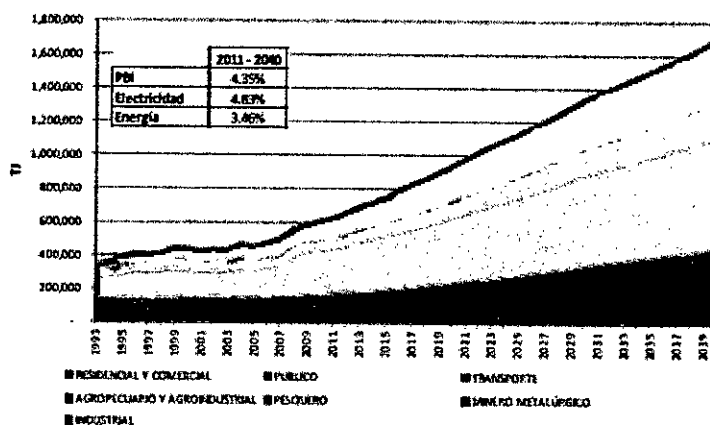
5.8.1. Resultados de la proyección de la demanda

Los principales resultados de la proyección de la demanda para el futuro con PBI base son los siguientes:

La demanda total hacia el final del período de análisis es decir el año 2040 será de 1,708 miles de TJ, y tendrá una tasa de crecimiento anual de 3.46%. Para el caso de la energía eléctrica, la demanda final será de 482 miles de TJ y su tasa de crecimiento será de 4.83%.

Estos resultados, arrojan a nivel global una intensidad energética de 2.3 TJ/ Miles de US\$, que es menor al valor que se registra actualmente (3.09 TJ/ Miles de US\$ para el 2009) como se presenta en la Figura 57

Figura 57: Demanda Total por Sector – Futuro o PBI Base (TJ)

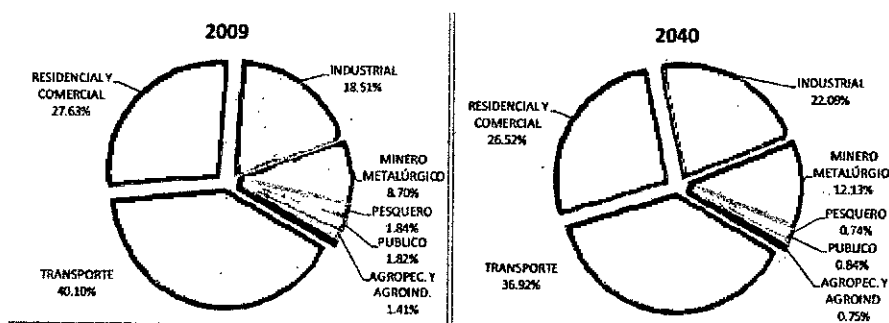


Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la estructura de la demanda final de energía, la participación de los sectores residencial y comercial será de 26.52%, el sector público de 0.84%, el sector transporte de 36.92%, el sector pesquero de 0.74%, los sectores agropecuario y agroindustria de 0.75%, el sector minero-metalúrgico de 12.13% y el sector industrial de 22.09%.

Esta estructura es diferente a la estructura actual de la demanda final de energía, particularmente en los sectores residencial y comercial, transporte e industrial como se presenta en la Figura 58.

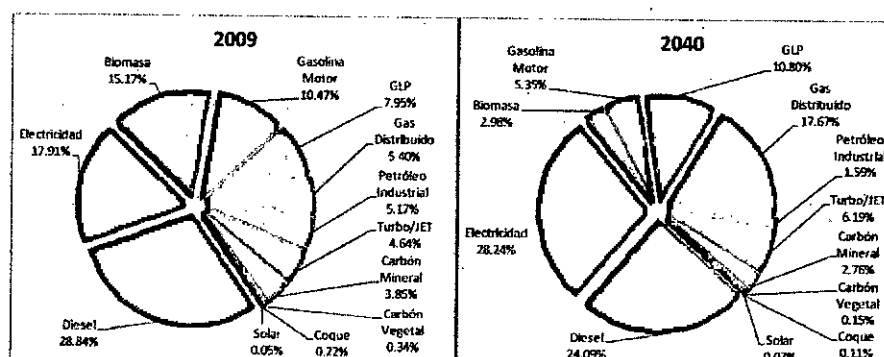
Figura 58: Distribución de la Demanda por Sector – Futuro PBI



Fuente: Elaboración propia.

La estructura de la demanda final por productos indica que la participación del gas natural representará el 17.67% de la demanda total, los derivados de petróleo ilíquidos de gas natural contribuirán con el 48.02%, el carbón mineral y coque con el 2.87%, el carbón vegetal con el 0.15% la energía eléctrica con el 28.24%, la energía solar con el 0.07% y la biomasa (compuesta por el bagazo, la leña, bosta y yareta) con el 2.98 % como se presenta en la Figura 59.

Figura 59: Distribución de la Demanda por Energético – Futuro PIBBase



Fuente: Elaboración propia.

Del análisis de esta estructura, se desprende la gran preponderancia que tendrán los derivados de los hidrocarburos, seguida por la energía eléctrica, situación que también se presenta actualmente. En el caso de la leña, bosta y yareta su contribución se reducirá significativamente en comparación a la situación actual. Era similar se realizaron las proyecciones de energía útil cuya metodología empleada y resultados obtenidos se presentan en el Anexo A.1.7 Metodología y Resultados de la Proyección de la Energía a Nivel Útil

5.8.2. Producción y oferta interna de energía primaria y secundaria

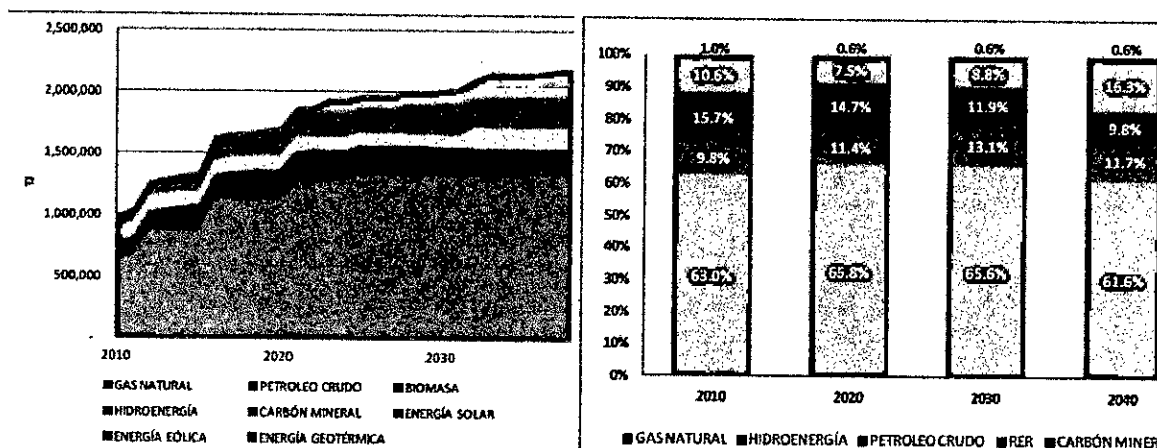
La producción y oferta interna de energía primaria y secundaria resultante del Balance Nacional de Energía de la NUMES para los años 2020, 2030 y 2040, se presentan a continuación

La participación del gas natural en la producción de energía primaria será preponderante en todo el período y llegará a representar valores mayores al 60%.

Mientras que las otras fuentes se distribuyen el 40% restantes, de estas fuentes el petróleo crudo disminuye su participación hacia el final del periodo de evaluación pasando del 15.7% al 9.8%.

Por el contrario, las fuentes de energía renovables incluido la hidroenergía, incrementarán su participación, es así que hacia el final del periodo de evaluación su contribución será de 28%, como se muestra en La Figura 60.

Figura 60: Producción de Energía Primaria y Distribución por Fuentes (TJ)



Fuente: Elaboración propia.

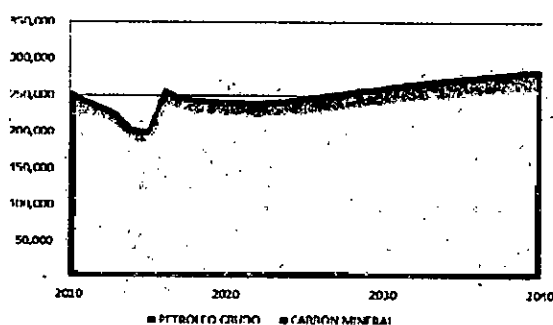
El petróleo crudo representará cerca del 90% de importaciones de energía primaria durante el periodo de evaluación, mientras que el 10% restante corresponde a importaciones de carbón mineral según se muestra en la Figura 60.

La caída pronunciada y posterior repunte en el periodo 2010 – 2020 obedece a que inicialmente se incrementa la producción de crudo nacional lo cual reduce gradualmente la necesidad de importación de crudos hasta el año 2015, posteriormente el año 2016 con el desarrollo de crudos pesados que incremente la carga de las refinerías se requiere de mayores volúmenes de crudo lo cual hace que la cantidad de crudo importado se incremente nuevamente.

Respecto a la ampliación de la capacidad de las refinerías y su modernización, esto origina que no sea necesaria la importación de crudos livianos y se incremente el volumen de exportaciones de productos derivados de petróleo; posteriormente la exportación se reducirá a medida que la demanda interna se incrementa.

Por otro lado, cabe resaltar que la proyección de la producción de crudo aún en su versión optimista no se considera un descubrimiento de petróleo de gran magnitud (superior a los 100 MBPD); asimismo, hay que precisar que los primeros años proyectados responden a una tendencia que ha sido trabajada en base a la información histórica considerando las tasas de éxitos y los descubrimientos observados en los últimos 30 años; mientras que los últimos años representan estimados sobre la evolución del mercado hasta el año 2040. Ver Figura 61

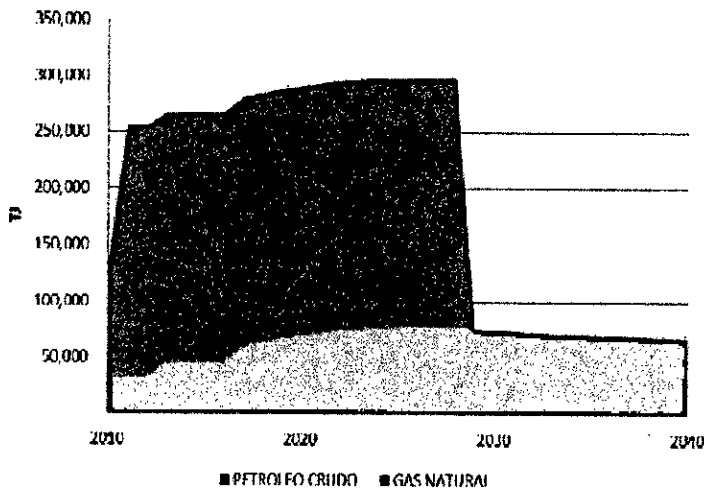
Figura 61: Importación de Energía Primaria (TJ)



Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, el petróleo crudo también representará cerca del 25% de las exportaciones de energía primaria en el primer decenio del periodo de evaluación, pasando a ser el 100% hacia el final de dicho periodo, esto debido a que las exportaciones de gas natural se detienen durante los últimos años de la década del 30 según se muestra en la Figura 62.

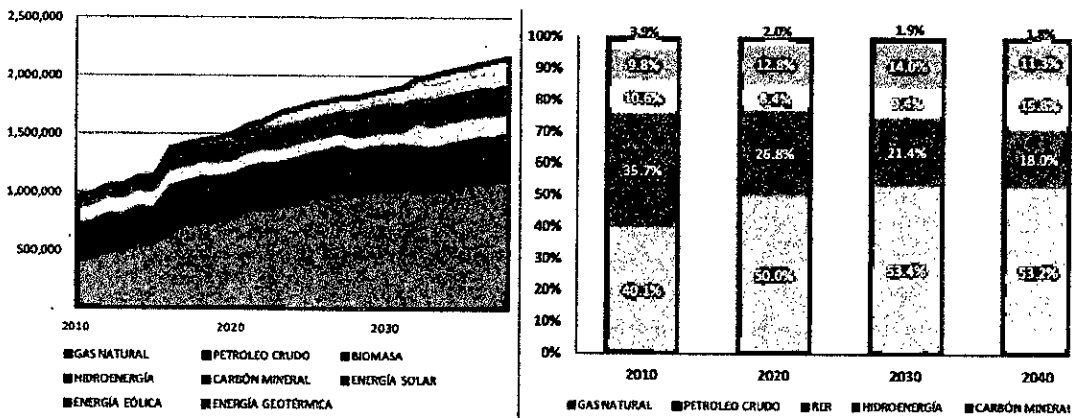
Figura 62: Exportación de Energía Primaria (TJ)



(3) Oferta Interna Bruta de Energía Primaria

La participación del gas natural en la oferta interna bruta será preponderante pues pasa de 40.1% al 53.2% hacia el final del periodo de estudio. El petróleo crudo y el carbón mineral registrarán disminuciones en su participación pasando del 35.7% al 18%, y del 3.9% al 1.8%, respectivamente. Por el contrario las fuentes de energía renovables incluida la hidroenergía, incrementarán su participación hacia el final del periodo de evaluación, llegando a representar el 27.1%, según se presenta en la Figura 63.

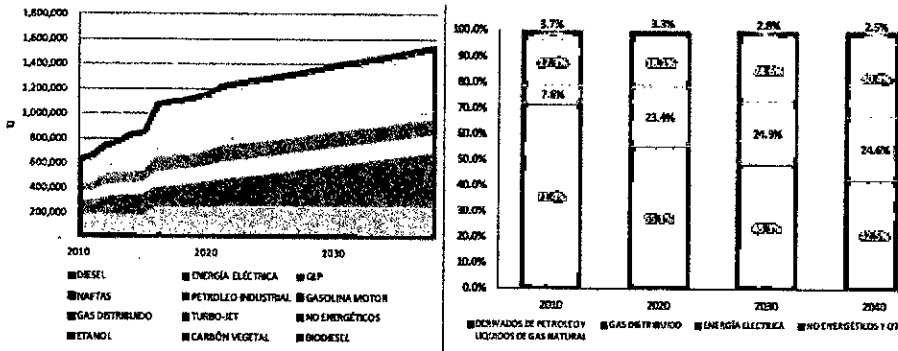
Figura 63: Oferta Interna Bruta de Energía Primaria y Distribución por Fuentes (TJ)



Fuente: Elaboración propia.

(4) Producción de Energía Secundaria En cuanto a energía secundaria, los derivados de petróleo y líquidos de gas natural, presentan una disminución en su participación hacia el final del periodo en evaluación, pasando del 71.4% al 42.5%. Por el contrario, hacia el final del periodo de proyección la participación de la energía eléctrica y el gas distribuido llegarán al 30.4% y 24.6%, respectivamente como se presenta en la Figura 64.

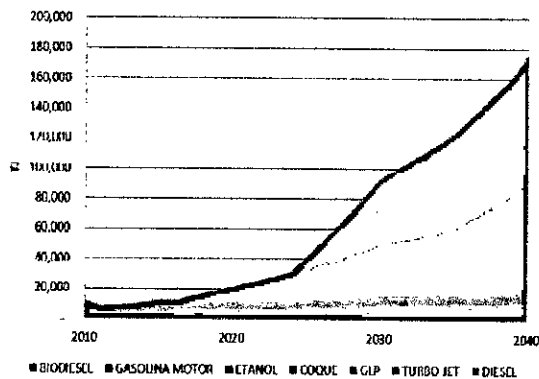
Figura 64: Producción de Energía Secundaria y Distribución por Fuentes



Fuente: Elaboración propia.

(5) Importación y Exportación de Energía Secundaria El biodiesel, la gasolina motor, el etanol y el coque reducirán su participación en la importación de energía secundaria del 55.05% al 6.8%, del 23.08% al 2.33%, del 10.99% al 0% y del 10.89% al 0.91%, respectivamente. Por el contrario, el GLP, el turbo jet, y el Diesel presentan incrementos en su participación hacia el final del periodo de evaluación, llegando a representar el 10.59%, el 31.1% y el 48.26%, respectivamente como se muestra en la Figura 65.

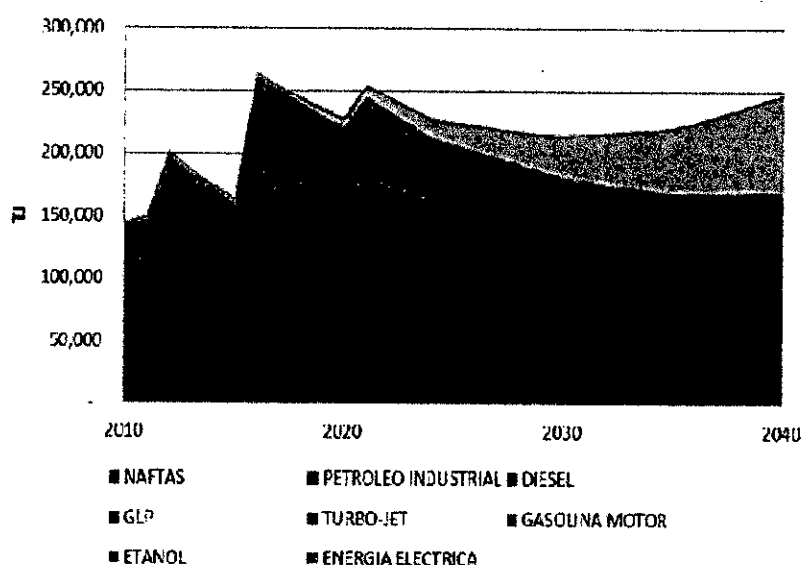
Figura 65: Importación de Energía Secundaria y Distribución por Fuentes (TJ)



Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, en la exportación de energía secundaria el petróleo industrial, el Diesel, el GLP, y el turbo-jet reducirán su participación del 18.05% al 14.1%, del 15.69% al 0%, del 13.83 al 0% y del 3.86% al 0%, respectivamente. Mientras que, las naftas, el etanol y la energía eléctrica aumentarán su participación hacia el final del periodo de evaluación, llegando a ser del orden del 3.41%, 0.66% y 30.67%, respectivamente como se muestra en la Figura 66. La ampliación de la capacidad de las refinerías hace que se incremente el volumen de exportaciones de productos derivados de petróleo, posteriormente la exportación se reduce a medida que la demanda interna se incrementa.

Figura 66: Exportación de Energía Secundaria y Distribución por Fuentes

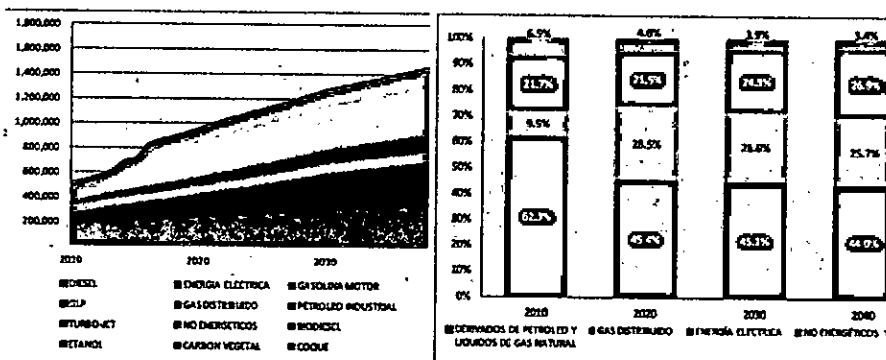


Fuente: Elaboración propia.

(6) Oferta Interna Bruta de Energía Secundaria

Los derivados del petróleo y líquidos de gas natural disminuirán su participación en la oferta interna bruta de energía secundaria pasando del 62.3% al 44%. Por el contrario, la energía eléctrica y el gas distribuido incrementarán su participación pasando del 21.7% al 26.9% y del 9.5% al 25.7%, respectivamente como se muestra en la Figura 67.

Figura 67: Oferta Interna Bruta de Energía Secundaria y Distribución por Fuentes (TJ)

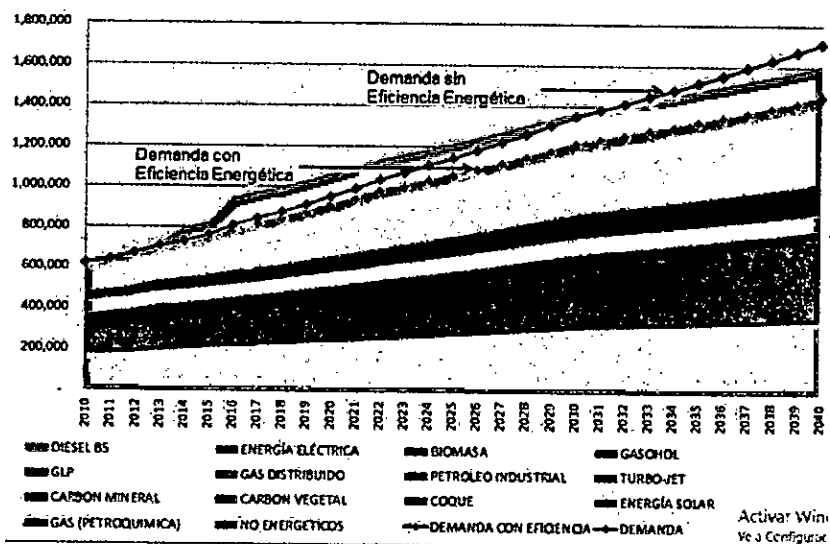


Fuente: Elaboración propia.

5.8.3. Consumo Final de Energéticos

El consumo de energía de los sectores hacia el final del periodo de análisis se estima en 1,708 miles de TJ la misma que se reducirá a 1,452 miles de TJ con la implementación de medidas de eficiencia energética. Por otro lado considerando el consumo de gas natural para la petroquímica que asciende a 136 miles de TJ y el consumo de no energéticos que se estima en 23 miles de TJ el consumo total de energía sería de 1,611 miles de TJ. Ver Figura 68

Figura 68: Consumo Final de Energía (TJ)

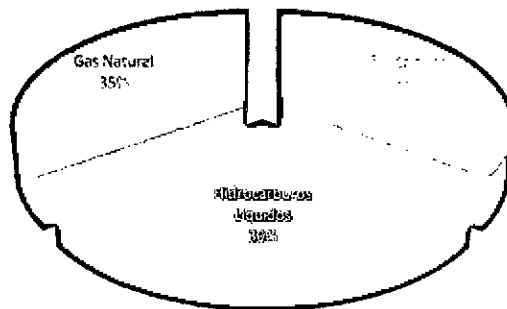


Fuente: Elaboración propia.

5.8.4. Proyectos de Inversión

Se estima que las inversiones necesarias para la NUMES totalizarán US\$ 83,439 millones en valores corrientes, de los cuales el 35% corresponde al gas natural, el 30% a hidrocarburos líquidos y el 35% a electricidad. Ver Figura 69

Figura 69: Distribución Porcentual de las Inversiones por Subsector

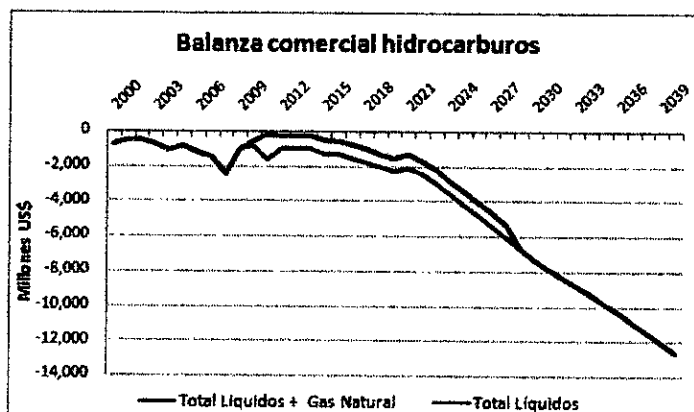


Fuente: Elaboración propia.

5.8.5. Balanza Comercial de Hidrocarburos

La balanza comercial de hidrocarburos tendrá una proyección negativa debido a las importaciones de derivados de petróleo, se prevé que al final del periodo el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos sea de US\$ 12,681 millones. Ver Figura 70.

Figura 70: Balanza Comercial de Hidrocarburos (Millones de US\$)

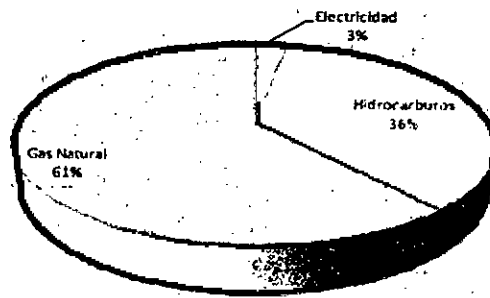


Fuente: Elaboración propia.

5.8.6. Regalías

Se estima que el monto total de las regalías originadas por la producción de hidrocarburos y de energía hidroeléctrica hasta el año 2040, ascenderán a US\$ 12,470.5 millones en valor presente. De los cuales el 61% corresponde a gas natural, el 36% al petróleo u el 3% a la generación hidroeléctrica. Ver Figura 71

Figura 71: Distribución Porcentual de las Regalías por Subsector Electricidad



Fuente: Elaboración propia.

5.8.7 Proyección de la Demanda

En relación al componente de demanda, la proyección para el SEIN se realizó desglosando en dos grandes tipos de carga: "Cargas vegetativas", que corresponden mayormente a las cargas que conforman el mercado regulado y "Cargas Mayores" o grandes consumidores que conforman el mercado libre.

En la Figura 72, se presentan los resultados de las proyecciones de demanda de potencia y energía para cada uno de los futuros representativos que han sido formulados para la obtención de la NUMES.

Como se observa en los Gráficos mostrados, en el futuro base F1 la demanda de potencia al final del horizonte se estima en 19,132 MW con un consumo anual para dicho año de 140,718 GWh con un factor de carga de 84%.

La demanda para los futuros F2 y F3, correspondientes a demandas optimistas y conservadoras, tienen una diferencia de 31% y -24%, respectivamente en relación al F1, la cobertura de dichas demandas serían con diferentes tipos de proyectos de generación.

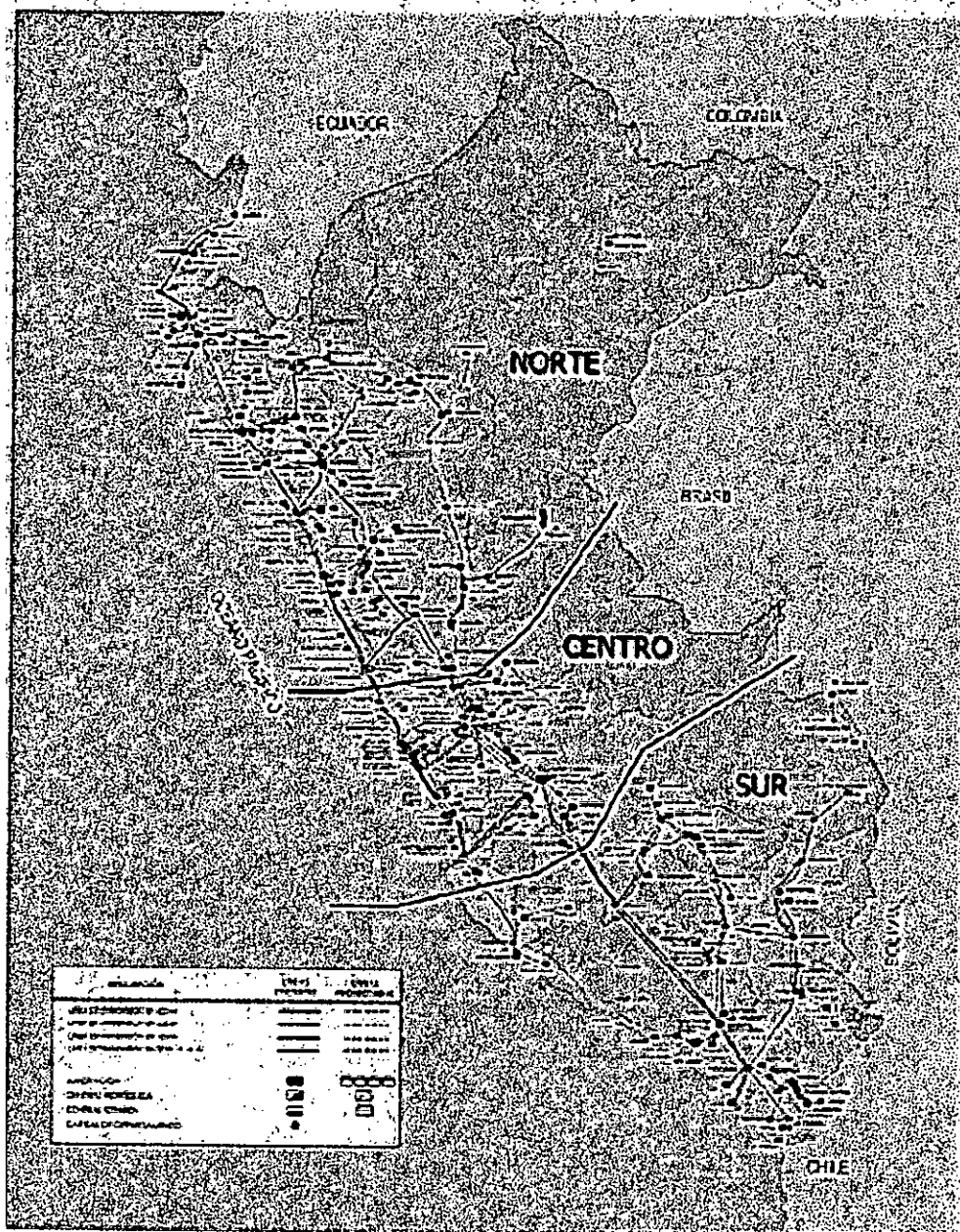
Asimismo, a efectos de realizar análisis por área energética, a continuación se muestra la configuración adoptada por áreas geográficas:

Área Norte: Que incluye a los departamentos ubicados al norte de Lima, es decir, Ancash, Trujillo, Lambayeque, Piura, Tumbes, Cajamarca, San Martín y Amazonas.

Área Centro: Que incluye a Lima, Ica, Ayacucho, Huánuco, Cerro de Pasco, Junín y Huancaavelica, siendo el principal centro de demanda.

Área Sur: Que incluye a los departamentos ubicados al Sur de Lima, es decir, Arequipa, Moquegua, Tachna, Cusco, y Madre de Dios.

Figura 72: Sistema Interconectado Nacional (SEIN)



Fuente: Elaboración propia.

El año base para las proyecciones corresponde al año 2010, cuyas estadísticas muestran los siguientes valores:

Máxima Demanda: 4,596 MW

Producción anual de energía: 33,450 GWh

Potencia Efectiva en plantas de generación: 6,463 MW

Estructura de oferta: 48% hidro, 41% gas natural, Diesel 9% y carbón 2%.

Se prevé que los proyectos de generación a promoverse con la NUMES permitan alcanzar un nivel de reserva del orden de 25-35%, que estará conformada con plantas térmicas basadas en gas natural y duales.

Bajo esta premisa en el Estudio se evalúan los diferentes componentes que conformarán el balance de potencia y energía eléctrica, relacionados a las expectativas del horizonte de planeamiento 2010-2040 y que corresponde a cada uno de los Futuros y Planes previamente formulados para su evaluación. Asimismo, se describen los criterios aplicados y resultados obtenidos para el plan de equipamiento del Plan 19 que corresponde a la NUMES.

El Plan 19 tiene como objetivo alcanzar una estructura de oferta de largo plazo conformada por 40% de oferta hidroeléctrica, 40% de oferta con plantas térmicas a gas natural y 20% con recursos de energías renovables.

Tanto la demanda como la oferta y los balances correspondientes se clasifican y se organizan por las áreas operativas de modo que sea útil para la formulación del Plan de Transmisión.

5.9. Recursos Primarios para la Generación de Electricidad

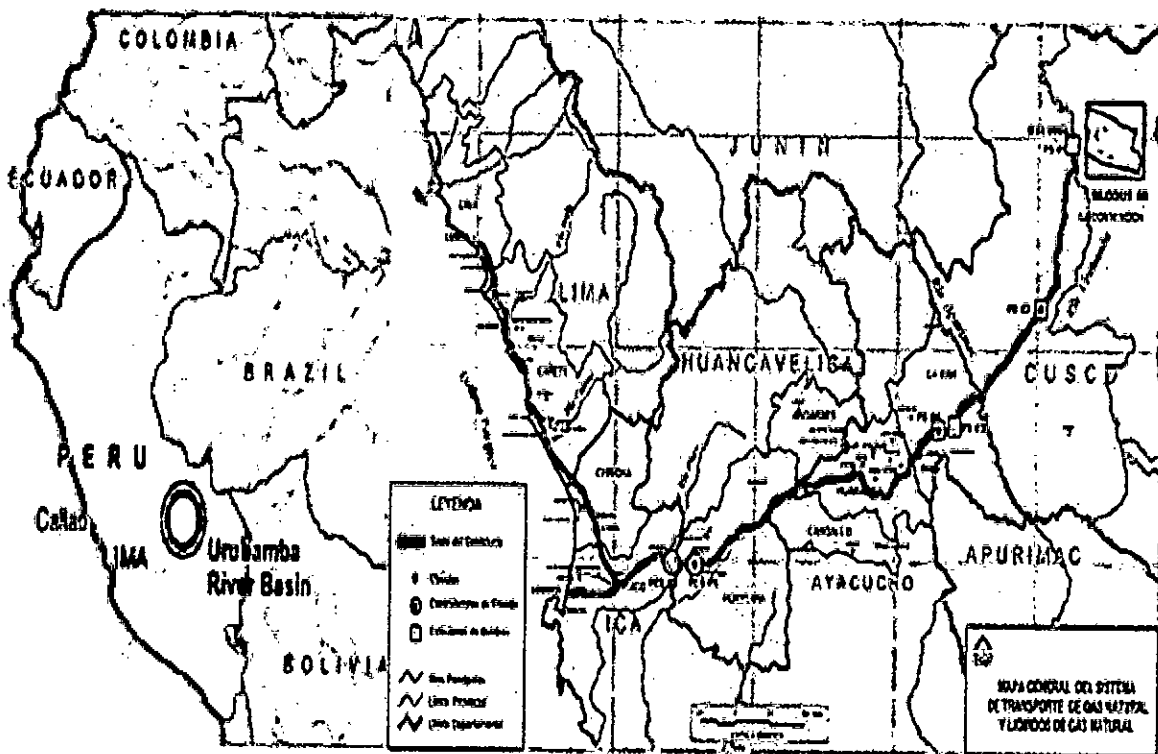
5.9.1.1. Disponibilidad de Recursos

El Perú dispone de reservas energéticas renovables y no renovables, de estas últimas se destaca el gas natural y sus líquidos, aunque también se dispone de petróleo y carbón mineral. El ingreso del gas natural procedente de Camisea a la matriz energética se dio a partir de agosto de 2004, esta fuente de energía es

utilizada actualmente en la generación de energía eléctrica y como combustible en los sectores transporte, industrial y residencial (MEM, 2009).

Camisea es el mayor yacimiento de gas natural en explotación en el país, está ubicado en la zona del bajo Urubamba, Distrito de Echarate, Provincia de La Convención, en la Región Cusco, conforme se muestra en el Gráfico.

Figura 73: Ubicación del Yacimiento de Camisea y Sistema de Transporte del Gas Natural y Líquidos



Fuente: Balance Energético Nacional.

Las reservas probadas "in situ" son de 11.7 TCF (trillones de pies cúbicos), y las probables se estiman en 10 TCF, conforme al Libro de Reservas 2010 del MEM.

En lo que respecta al potencial energético renovable y según la información difundida por el MEM, en el país existe un importante potencial hidroeléctrico técnico estimado en cerca de 70,000 MW del cual sólo se está aprovechando cerca del 5%; (MEM, 2011).

Si de dicho potencial sólo se consideran aquellos que tienen un costo de generación menor a 75 US\$/MWh, el potencial alcanza los 19,076 MW del Potencial Técnico nacional. El costo de inversión de estos proyectos se ubica en el rango de 1,200

US\$/MW a 1,500 US\$/MW y el costo de generación es el rango de 30 US\$/MWh a 75 US\$/MWh.

Por otro lado, el potencial de energía eólica se estima en 20,000 MW y en cuanto a energía solar según el Atlas de Energía Solar del Perú indica niveles entre 6.0 a 6.5 kWh/m² de radiación solar anual en la Costa, de 5.5 a 6.0 kWh/m² en la Sierra y en la Selva de 4.5 a 5.0 kWh/m² (MEM, 2011); sin embargo, el aprovechamiento de energía solar y eólica se inicia recientemente con la instalación de cuatro proyectos de energía solar con una capacidad total de 96 MW y tres bosques eólicos con una capacidad total de 232 MW.

Respecto a la biomasa, se estima una oferta total de recursos biomásicos disponibles en el país para la producción de energía de 272 millones de toneladas métricas anuales, de los cuales 256 millones de toneladas métricas corresponden a la productividad media de los bosques (naturales y plantaciones) y 16 millones de toneladas métricas de biomasa provenientes de otras fuentes como los residuos en el campo de los cultivos de maíz, arroz, caña de azúcar, algodón, espárragos y olivo (FAO, 2010).

En cuanto a geotermia, el Perú posee un gran potencial geotérmico el cual aún no es completamente conocido, por la ausencia de estudios de reconocimiento y exploración donde se integre adecuadamente información geológica-estructural, geoquímica y geofísica. Recientemente el Instituto Nacional de Geología, Minero Metalúrgico - INGEMMET actualizó el Mapa Geotérmico del país, el cual ha consistido principalmente en la redefinición de los límites de las regiones geotermiales así como en la ubicación de las más de 400 manifestaciones termales distribuidas en el territorio nacional.

A partir de dicha actualización se identificaron seis principales regiones geotérmicas las cuales son: (i) Cajamarca - Libertad; (ii) Callejón de Huaylas; (iii) Churín; (iv) Central; (v) Eje Volcánico Sur; y (vi) Cusco - Puno. (INGEMMET, 2011) Por otro lado, el MEM ha otorgado autorizaciones para realizar estudios básicos en diecisiete campos ubicados en los departamentos de Arequipa, Ancash, Ayacucho, Moquegua, Puno y Tacna, que de tener resultados favorables se ejecutarán perforaciones profundas para realizar los estudios de factibilidad correspondientes.

Recientemente el Ministerio de Energía y Minas con el apoyo de la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) ha elaborado el plan maestro para el desarrollo de la energía geotérmica en el Perú, donde se indica que el potencial de recursos geotérmicos asciende a 2,860 MWe repartidos en campos geotérmicos que están localizados mayoritariamente en la zona sur del Perú

En el Cuadro 27, se presenta el potencial energético renovable que sustentará los programas de expansión de generación eléctrica en base a dichos recursos.

Cuadro 27: Perú: Potencial Energético Renovable

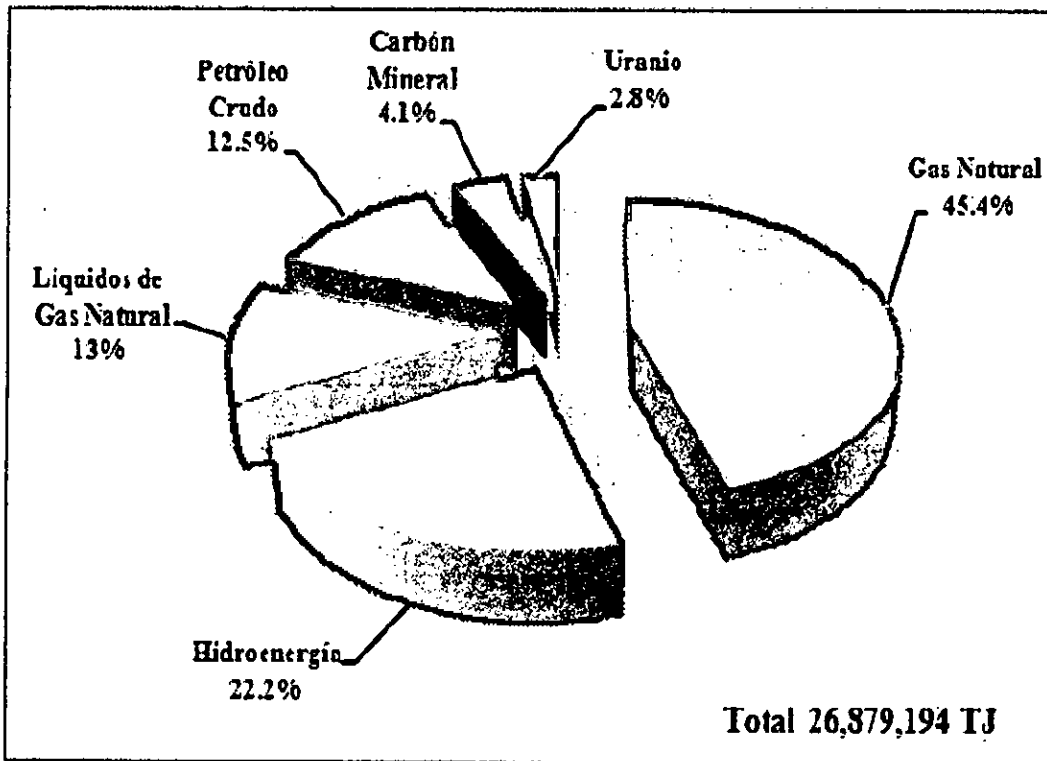
Sector Económico	Potencial Aprovechable (MW)	Capacidad Utilizada (MW)
Hidráulico	70,000 ^(c)	3,098 ^(a) 283 ^(b)
Eólico	22,000 ^(d)	232 ^(b)
Solar ^(e)		96 ^(b)
Costa	6.0 a 6.5 kWh/m ²	
Sierra	5.5 a 6.0 kWh/m ²	
Selva	4.5 a 5.0 kWh/m ²	
Biomasa	272 MM Ton ^(f)	31.0 ^(b)
Geotérmica	2,860 ^(g)	0

Fuente: Sistema Energético Nacional.

Incluyendo los recursos energéticos no renovables que dispone el país, se ha determinado que las reservas probadas de energía comercial al 31 de diciembre de 2010, fueron aproximadamente 26, 879,194 TJ, de los cuales el 45.4% corresponden a gas natural, 13.0% a líquidos de gas natural, 12.5% a petróleo crudo, 22.2% a hidroenergía, 4.1% a carbón mineral y 2.8% a uranio (MEM, 2010).

Ver Figura 74.

Figura 74:Reservas Probadas de Energía Comercial (2010)



Fuente: Elaboración propia.

5.9.1.2 Proyectos de Generación Hidroeléctrica y RER

Como se ha mencionado en el numeral anterior respecto a la disponibilidad de recursos renovables, aunado a su localización distribuida en todo el ámbito nacional, será posible estructurar una matriz energética diversificada con una capacidad de generación que permita el equilibrio entre la oferta y la demanda de cada área, de modo que la componente de transmisión brinde la seguridad de suministro entre áreas aprovechando la complementariedad hidrológica entre las diversas cuencas que abastecen a las hidroeléctricas, así como mitigue el riesgo de volatilidad de generación de los recursos RER como eólicos y solares.

En el Cuadro 29, se presenta la lista de proyectos hidroeléctricos considerados en la elaboración de la NUMES OBJETIVO, cabe resaltar que para los proyectos a largo plazo las potencias dependerán de la evaluación de cada proyecto en particular.

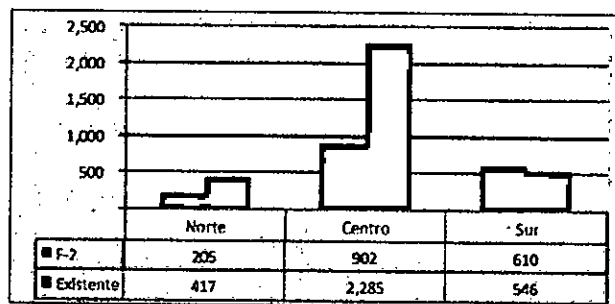
Cuadro 29: Proyectos de Centrales Hidroeléctricas

Año	Proyectos Hidroeléctricos	Potencia (MW)				
		F1	F2	F3	F4	F5
2012	Machupicchu	89	89	89	89	89
	Ángel	60	60	60	60	60
	Carhuac	20	20	20	20	20
	Carpapata III	13	13	13	13	13
	Centauro I	12	12	12	12	12
	Chancay	19	19	19	19	19
	Curibamba	202	202	202	202	202
	Huasahuasi	16	16	16	16	16
	Las Pizarras	18	18	18	18	18
	Naranjos II	7	7	7	7	7
	Nvo Imperial	4	4	4	4	4
	Pias I	13	13	13	13	13
	Shima	5	5	5	5	5
	Tingo	9	9	9	9	9
	Sub Total 1	487	487	487	487	487
2013	Huanza	81	81	81	81	81
	Machupicchu Ampliación	100	100	100	100	100
	Centauro III	12	12	12	12	12
	Manta	18	18	18	18	18
	Viroc	12	12	12	12	12
	Sub Total 2	223	223	223	223	223
2014	CH Sta Teresa	72	72	0	72	72
	Cheves	168	168	168	168	168
	Quitarcasa	112	112	115	112	112
	Ayna	20	20	20	20	20
	Oimos	120	120	120	120	120
	Sub Total 3	492	492	423	492	492
2015	Añasmayo	20	20	20	20	20
	Angels	20	20	20	20	20
	Aricota III	20	20	20	20	20
	Arma II	25	25	25	25	25
	Berta 1	20	20	20	20	20
	Huangre	20	20	20	20	20
	Lluta II	60	60	60	60	60
	SanGabani	150	150	150	150	150
	SanGabaniIII	187	187	0	187	187
	TamboGrande	3	3	3	3	3
	Tarucani	49	49	49	49	49
Tuscay	7	7	7	7	7	
	Sub Total 4	581	581	394	581	581

Cabe destacar que, del listado anterior se tienen confirmados los proyectos hasta el año 2014 en la medida que la gran mayoría de los mismos ya se encuentran comprometidos al haber sido adjudicados en las subastas de energía donde se les garantizaba la compra de la energía que generan a un precio definido en cada subasta.

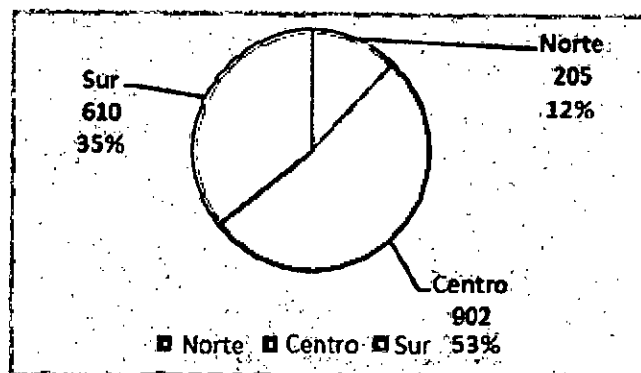
Dada la importancia de los recursos hidroeléctricos en la matriz energética, en los Gráficos se muestra la capacidad existente y la capacidad de los nuevos proyectos incluidos para cubrir la demanda en el horizonte evaluado. Ver Figura 75

Figura 75: Capacidad Hidroeléctrica Existente y Proyectada (MW)



Fuente: Elaboración propia.

Figura 76: Capacidad Hidroeléctrica Proyectada por Áreas (MW)



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 76 se observa que actualmente hay una concentración del recurso hidroeléctrico en el área centro, con una participación muy baja en las áreas Norte y Sur, en cuyo caso se hace imprescindible un sistema de transmisión que permita el suministro de energía del área exportadora.

Con la proyección distribuida de este recurso como se plantea para el horizonte de análisis se espera una adecuada distribución geográfica en la localización de las plantas hidroeléctricas de modo que haya suficiente capacidad en cada área, con lo cual los sistemas de transmisión servirían como elementos que no sólo permitan el despacho del área superavitaria o exportadora, sino también aprovechar la complementariedad hidrológica inter-áreas, Del mismo modo en el Cuadro 30 se presenta la lista de proyectos RER eólicos considerados en la elaboración de la NUMES.

Cuadro 30: Proyectos de Centrales Eólicas

Año	Proyectos Eólicos	Potencia (MW)				
		F1	F2	F3	F4	F5
2012 - 2020	Cuspinique	80	80	80	80	80
	Marcona	32	32	32	32	32
	Talara	30	30	30	30	30
	Expansión Eólica I	150	210	112.5	150	150
	Expansión Eólica II	150	210	112.5	150	150
	Expansión Eólica III	150	210	112.5	150	150
Sub-Total 1		592	772	479.5	592	592
2021 - 2030	Expansión Eólica I	100	140	75	100	100
	Expansión Eólica II	100	140	75	100	100
	Expansión Eólica III	100	140	75	100	100
Sub-Total 2		300	420	225	300	300
2031 - 2040	Expansión Eólica I	150	210	112	150	150
	Expansión Eólica II	150	210	112	150	150
	Expansión Eólica III	150	210	112	150	150
Sub-Total 3		450	630	336	450	450
Total Eólicos		1,342	1,822	1,040.5	1,342	1,342

Fuente: Elaboración propia.

Del listado anterior se incluyen los tres primeros proyectos, que se encuentran comprometidos al haber sido adjudicados en las subastas de energía donde se les garantiza la compra de la energía que generan a un precio definido en cada subasta. El resto de los proyectos ha sido estimado en forma conservadora, dado el potencial identificado para este recurso, alcanzando una proyección de capacidad de 1,822 MW para el Futuro F-2 de mayor exigencia en capacidad instalada, en tanto que para el caso base F-1 la capacidad proyectada es de 1,342

MW. En el Cuadro 31, se presenta la lista de proyectos RER del tipo solar considerado en la elaboración de la NUMES.

Cuadro 31: Proyectos de Centrales Solares

Año	Proyectos Solares	Potencia (MW)				
		F1	F2	F3	F4	F5
2012 - 2020	Solar Panamericana	20	20	20	20	20
	Solar Majes	20	20	20	20	20
	Solar Repartición	20	20	20	20	20
	Solar Tacna	20	20	20	20	20
	Expansión Solar I	20	25	15	20	20
	Expansión Solar II	20	25	15	20	20
	Expansión Solar III	20	25	15	20	20
Sub Total 1		140	155	125	140	140
2021 - 2030	Expansión Solar I	60	75	45	60	60
	Expansión Solar II	20	25	15	20	20
	Expansión Solar III	60	75	45	60	60
Sub Total 2		140	175	105	140	140
2031 - 2040	Expansión Solar I	40	50	30	40	40
	Expansión Solar II	0	0	0	0	0
	Expansión Solar III	40	50	30	40	40
Sub Total 3		80	100	60	80	80
Total Solar		360	430	290	360	360

Fuente: Elaboración propia.

Del listado anterior se incluyen los cuatro primeros proyectos de energía solar con una capacidad total de 80 MW, en la medida que ya se encuentran comprometidos al haber sido adjudicados en las subastas de energía donde se les garantizaba la compra de su energía a un precio definido en cada subasta. El resto de los proyectos ha sido estimado en forma conservadora, dado el potencial identificado para este recurso, alcanzando una proyección de capacidad de 430 MW para el Futuro F-2 de mayor exigencia en capacidad instalada, en tanto que para el caso base F-1 la capacidad proyectada es de 360 MW.

5.9.1.3 Proyectos de Generación Térmica y RER (Biomasa y Geotermia)

A efectos de contar con una matriz energética diversificada, en este estudio también se ha proyectado aprovechar las ventajas por seguridad de suministro, que es una bondad de la generación térmica, formada por proyectos convencionales de gas natural en ciclo combinado y complementada con recursos renovables como las plantas de biomasa y geotérmicas, estas últimas localizadas en el área Sur.

En el Cuadro 32, se presenta la lista de proyectos térmicos a gas natural del tipo convencional considerados en la elaboración de la NUMES, resaltando que para los proyectos a largo plazo las potencias dependerán de la evaluación de cada proyecto en particular.

Cuadro 32: Centrales Térmicas – Existentes y Nuevas

Año	Proyectos Térmicos	Potencia (MW)				
		F1	F2	F3	F4	F5
Centrales a GN en Operación - al 2010						
	Empresas del Estado	101	101	101	101	101
	ENDESA	1,035	1,035	1,035	1,035	1,035
	Duke Energy	374	374	374	374	374
	Suez Energy	536	536	536	536	536
	Kallpa	566	566	566	566	566
	Otros Privados	29	29	29	29	29
	Subtotal en Operación	2,641	2,641	2,641	2,641	2,641
Proyectos en Construcción						
	Suez Energy	268	268	268	268	268
2011-2014	Kallpa	293	293	293	293	293
	Fenix Power	525	525	525	525	525
	Subtotal en Construcción	1,086	1,086	1,086	1,086	1,086
NUEVA CAPACIDAD DE GENERACIÓN CON GAS NATURAL						
Proyectos Nuevos - Plan NUMES						
	Sto. Domingo de los Olleros	197	197	197	197	197
2015-2020	C.T. Nueva Esperanza	136	136	136	136	136
	C.T. Quillabamba	200	200	200	200	200
	Expansión Sur	167	167	167	167	167
	Subtotal Nuevos 1	700	793	700	700	700
	Expansion Centro I	750	1,250	500	750	750
	Expansion Centro II	750	1,250	500	750	750
	Expansion Centro III	750	1,200	500	750	750
	Expansion Norte I	720	1,337	420	720	720
2021-2040	Expansion Norte II	1,050	1,500	750	1,050	1,050
	Expansion Norte III	850	1,450	650	850	850
	Expansion Sur I	800	1,250	500	800	800
	Expansion Sur II	1,050	1,500	750	1,050	1,050
	Expansion Sur III	550	1,450	250	550	550
	Subtotal Nuevos 2	7,270	12,187	4,820	7,270	7,270
	Total Térmicos Nuevos	7,970	12,980	5,520	7,970	7,970

Fuente: Elaboración propia.

Del listado anterior se tienen confirmados los proyectos de las empresas Kallpa, Enersur y Fénix los mismos que prevén el cierre de ciclos abiertos a ciclo combinado, en la medida que ya se encuentran comprometidos al haber sido

adjudicados en las subastas de energía donde se les garantiza un precio por energía. La nueva capacidad del resto de proyectos a gas natural ha sido estimada considerando la necesidad de disponer de reserva de generación y en la medida que el precio de la energía haga atractiva la implementación de proyectos de ciclo combinado, proyectándose una capacidad de 12,980 MW para el Futuro F-2 de mayor exigencia en capacidad instalada, en tanto que para el caso base F-1 la capacidad proyectada es de 7,970 MW.

En el Cuadro 33 se presenta la lista de proyectos geotérmicos considerados en la elaboración de la NUMES, resaltando que para los proyectos a largo plazo las potencias dependerán de la evaluación de cada proyecto en particular.

Cuadro 33: Proyectos de Centrales Geotérmicas

Año	Proyectos Geotérmicos	Potencia (MW)				
		F1	F2	F3	F4	F5
2021 - 2030	Expansión Geotérmica I	350	490	280	350	350
	Expansión Geotérmica II	160	224	128	160	160
	Expansión Geotérmica III	500	700	400	500	500
Sub-Total 1		1,010	1,414	808	1,010	1,010
2031 - 2040	Expansión Geotérmica I	150	210	120	150	150
	Expansión Geotérmica II	90	126	72	90	90
	Expansión Geotérmica III	250	350	200	250	250
Sub-Total 2		490	686	392	490	490
Total Geotérmicos		1,500	2,100	1,200	1,500	1,500

Fuente: Elaboración propia

El listado anterior se ha obtenido de los estudios básicos de potencial geotérmico, previéndose que se concretarían en el horizonte de evaluación proyectado. En el Cuadro 34, se presenta la lista de proyectos térmicos con biomasa considerados en la elaboración de la NUMES, resaltando que para los proyectos a largo plazo las potencias dependerán de la evaluación de cada proyecto en particular.

Cuadro 34: Proyectos de Generación con Biomasa

Año	Proyectos Biomasa	Potencia (MW)				
		F1	F2	F3	F4	F5
2012 -2020	Maple Etanol	38	38	38	38	38
	Huaylocoro	5	5	5	5	5
	Expansión Biomasa I	80	80	80	80	80
	Expansión Biomasa II	80	80	80	80	80
	Expansión Biomasa III	80	80	80	80	80
Sub Total 1.		283	283	283	283	283
2021 - 2030	Expansión Biomasa I	80	80	80	80	80
	Expansión Biomasa II	80	80	80	80	80
	Expansión Biomasa III	80	80	80	80	80
Sub Total 2		240	240	240	240	240
2031- 2040	Expansión Biomasa I	40	40	40	40	40
	Expansión Biomasa II	40	40	40	40	40
	Expansión Biomasa III	20	20	20	20	20
Sub Total 3		100	100	100	100	100
Total Biomasa		623	623	623	623	623

Fuente: Elaboración propia.

Del listado anterior se tienen confirmados los dos primeros proyectos que totalizan 43 MW y que se encuentran comprometidos al haber sido adjudicados en las subastas de energía donde se les garantizaba un precio por energía. La lista de proyectos considerados en el presente estudio corresponde a las diferentes tecnologías de generación, de las cuales la mayor parte son proyectos que cuentan con estudios en desarrollo, con excepción de los proyectos renovables para el largo plazo:

- Centrales hidroeléctricas con concesiones definitivas, temporales y sin concesión o autorización. Grandes centrales hidroeléctricas en la zona Oriente y Norte.
- Centrales con energía renovable, agrupadas por el tipo de tecnología, solar, eólica, biomasa y geotérmica.
- Centrales térmicas, de acuerdo al desarrollo de los ductos de gas natural. Plan de obras de transmisión comprometidas en el corto plazo.

En la elaboración del programa de obras de generación se ha utilizado la información de las siguientes fuentes:

- Los estudios de pre operatividad aprobados por el COES de ciertos proyectos de generación. Información de las subastas de suministros de electricidad con recursos energéticos renovables publicada en el Portal de Internet del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN.
- Información de los proyectos de generación de reserva fría publicada en el portal web de PROINVERSION. Información disponible en el portal web del MEM acerca de los proyectos de generación que cuentan con concesiones definitivas, temporales y autorizaciones.

Para evaluar la inclusión de cada uno de los proyectos de generación se han tomado los criterios de costos de inversión para las tecnologías disponibles, que se presentan en el Cuadro 35.

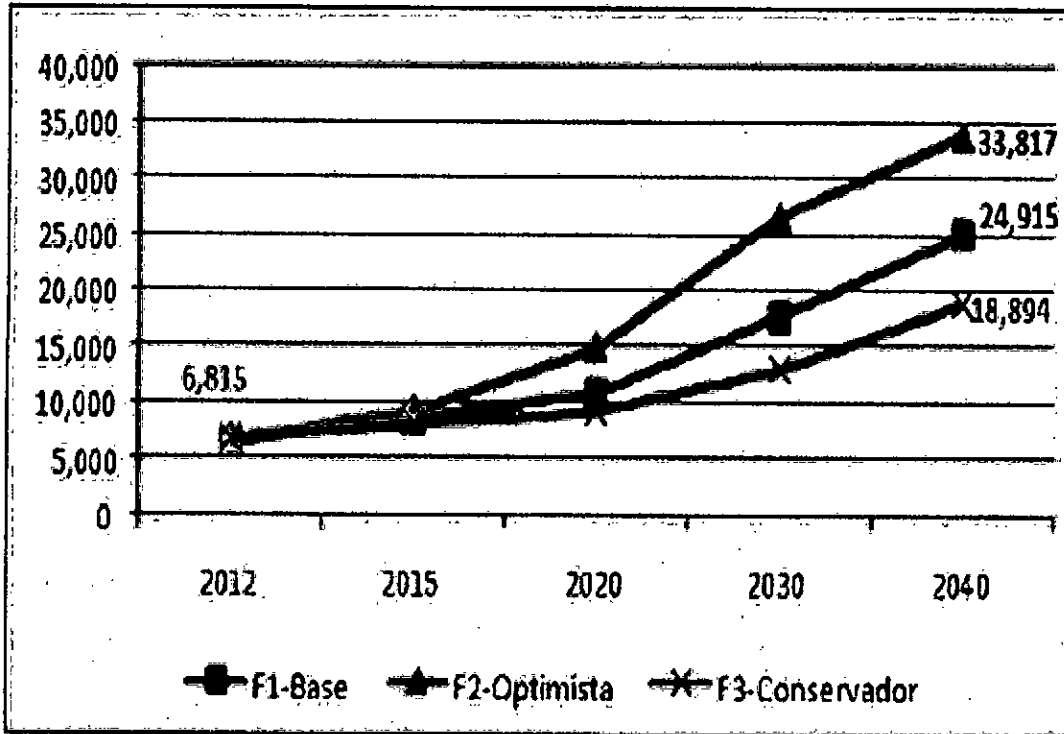
Cuadro 35: Costos de Inversión Unitarios de Generación – Por Tecnologías y Tamaño

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

Fuente: Elaboración propia.

Con los costos indicados se han elaborado las proyecciones de ingreso de plantas de generación para la cobertura de la demanda, las que se muestran en la Figura 77 para los tres futuros evaluados.

Figura 77: Proyecciones de Oferta de Capacidad en el SEIN para los Futuros F1, F2 y F3 Período 2011 - 2040 (MW)



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 77 se observa que bajo las premisas del futuro base F1 la oferta total de generación debiera ser de 24,915 MW de potencia instalada al final del horizonte año 2040, con lo cual se estima contar con un nivel de reserva de 30%, margen considerado razonable dado que se tendrían dentro de dicha estructura plantas basadas en energías renovables.

La oferta de capacidad proyectada para los futuros F2 y F3, correspondientes a demandas optimistas y conservadoras tienen un diferencial de 36 y -24% respectivamente en relación al F1, con lo cual se puede observar que dichas diferencias son similares a las diferencias en demanda. En cuanto a los márgenes de reserva que se obtendrían para los futuros F2 y F3 serían de 34 y 30%, respectivamente. Dada la importancia de la localización y tecnología de los recursos de generación para la NUMES, en el Cuadro se muestran las capacidades de generación requeridas por el sistema en años representativos del horizonte de planeamiento. Ver Cuadro 36

Cuadro 36: Localización y Tecnología de los Recursos de Generación Futuro 1, Plan 19 – 2012 – 2040.

	2012		2015		2020		2030		2040	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Centro	4,478	69.00%	5,668	66.66%	6,532	60.09%	10,742	60.65%	14,568	58.47%
Norte	618	9.52%	717	8.43%	1,053	9.69%	1,877	10.60%	3,197	12.83%
Sur	1,394	21.48%	2,118	24.91%	3,286	30.22%	5,093	28.75%	7,150	28.70%
Total	6,490	100.00%	8,503	100.00%	10,871	100.00%	17,712	100.00%	24,915	100.00%

	2012		2015		2020		2030		2040	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Hidro	3,497	53.88%	4,792	56.36%	6,692	61.56%	9,171	51.78%	9,696	38.92%
Térmica	2,751	42.39%	3,494	41.09%	3,638	33.47%	7,108	40.13%	11,379	45.67%
RER	242	3.73%	216	2.55%	542	4.97%	1,432	8.09%	3,840	15.41%
Total	6,490	100.00%	8,502	100.00%	10,872	100.00%	17,711	100.00%	24,915	100.00%

Fuente: Elaboración propia.

De estas proyecciones de capacidad de generación, se observa que a nivel de áreas tendrían variaciones en su localización, así al 2012 se tiene que el Centro concentraría la capacidad con 69% y las áreas Norte y Sur participarían con el 9.52% y 21.48%, respectivamente, en tanto que al final de horizonte proyectado la oferta área Sur se incrementaría significativamente alcanzando una participación porcentual de 28.7% y las áreas Centro y Norte reducirían ligeramente su participación porcentual a 58.47% y 12.83% en términos de capacidad instalada.

En términos de tecnología, por el criterio planteado de alcanzar una NUMES, las capacidades a nivel de tecnologías tendrían variaciones representativas, así al 2012 se tiene que las hidro y las térmicas concentran la mayor parte porcentual de capacidad con 53.88% y 42.39%, respectivamente.

En cambio las renovables sólo participan con el 3.73%, por ello al final de horizonte proyectado se plantea revertirlo hasta que la oferta de capacidad de las renovables alcancen una participación porcentual de 15.41%, las hidro 38.92% y las plantas a gas natural tengan una participación de 45.67%, con lo cual se tendría una seguridad de abastecimiento, dada la posibilidad de operación dual en previsión de años secos que podrían afectar a las plantas hidroeléctricas. Por otro lado, la mayor participación de la capacidad térmica en comparación con la hidroeléctrica se debe a que se considera como margen de reserva un valor de 30% que se proyecta ser cubierto con plantas térmicas.

5.10. Plan de Transmisión

En el país conforme a la Ley de Generación Eficiente el COES tiene a su cargo, entre otras responsabilidades y funciones de interés público, la tarea de elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio. Así, para los sistemas de transmisión, tanto los pertenecientes al SGT y SCT como los nuevos proyectos a futuro, se debe cumplir lo establecido en el Reglamento de Transmisión emitido por el MEM con DS 027-2007-EM, al amparo de la Ley de Generación Eficiente.

El mencionado Plan de Transmisión tiene como objetivos generales:

- La identificación de las obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico y seguro de la energía eléctrica en bloque;
- Promover la competencia entre Agentes del SEIN
- Propiciar el desarrollo armónico de las instalaciones de transmisión económicamente justificadas; □ Que las instalaciones de transmisión satisfagan los requerimientos de seguridad y calidad de servicio establecidos en las normas pertinentes; Promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica.

Por lo indicado, a diferencia del Plan de Transmisión, en este estudio el objetivo estratégico es alcanzar un balance oferta/demanda bajo la premisa de definir una NUMES que diversifique el uso adecuado de los recursos primarios, aplicando criterios de evaluación ambiental estratégica (EAE). En ese sentido, los aspectos comunes estarían asociados a la magnitud de demanda y su localización, por lo cual se han tomado como referencia los proyectos y alternativas de transmisión acorde a la formulación de los Futuros y Planes de equipamiento con las tecnologías disponibles de hidroeléctricas, térmicas y RER.

Asimismo, el COES como parte de su función bajo el marco normativo, periódicamente elabora un informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN, cuyos resultados son tomados como referencia para este estudio en lo correspondiente al período 2013 - 2022. Dentro de los aspectos relevantes de dicho estudio se tienen los siguientes:

- El diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN desde el punto de vista energético y eléctrico, para periodos de corto plazo (2013 - 2015) y de largo

plazo (2016 - 2022), ha detectado restricciones o congestiones en el sistema de transmisión bajo sus distintas hipótesis de demanda, generación e hidrología

- En la propuesta definitiva del Primer Plan de Transmisión 2011 – 2020 (PPT) del COES se formuló el denominado Plan Robusto al 2020 (y un plan intermedio al año 2016), con las obras de transmisión bajo las incertidumbres de la demanda, oferta y otras variables.
- Dentro de los mayores problemas identificados por el COES en el análisis del sistema, están las restricciones de congestión en las líneas que abastecen energía a la zona de Lima, las que han sido estimadas como incipientes para el año 2016 en los futuros de demanda optimista, pero que se incrementarían para el año 2022 acentuándose en los futuros de demanda media.
- Asimismo, en el área Norte se prevén restricciones de capacidad de transmisión por aumento de demanda al igual que en el área Sur donde se presentarían restricciones para evacuar la energía de proyectos de generación que se implementen en dicha área. En cuanto a los SCT sólo se ha tomado información de las inversiones aprobadas por OSINERGMIN dentro del Proceso de Fijación de Peajes por el uso de dichos sistemas.

5.10.1. Proyectos de Líneas del Sistema Garantizado de Transmisión

- En el 2008 se dio inicio a la construcción de una red de 500 kV en el Sistema Nacional, la cual ha constituido una oportunidad de inversión para el sector privado mediante el esquema BOOT. Los proyectos concesionados han sido los siguientes:
- Línea de Transmisión en 500 kV Chilca – Zapallal, adjudicada a ISA en junio de 2008.
- Línea de Transmisión en 500 kV Zapallal – Trujillo, adjudicada a ISA en noviembre de 2009.
- Línea de Transmisión en 500 kV Chilca – Marcona – Caravelí, adjudicada a Abengoa en marzo de 2010.

En el Cuadro 37, se muestran los proyectos de transmisión que han sido considerados en el Plan de Transmisión y su implementación está previsto para el corto plazo.

Cuadro 37: Proyectos de Transmisión Considerados en Fijación de Peajes

Fecha	Proyecto	Longitud. km
2012	L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180	186.6
2012	L.T. 500 kV Zapallal - Chimbote - Trujillo y SS.EE.	530
2012	L.T. 500 kV Mantaro - Caraveli - Montalvo y SS.EE.	600
2012	L.T. 220 kV Machupicchu - Cotaruse (doble	198
2012	L.T. 220 kV Piura Oeste - Talara (segundo circuito)	103
2012	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo y SS.EE.	110
2012	L.T. 220 kV La Planicie - Los Industriales (doble	14
2013	L.T. 220 kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse	198
2013	L.T. 220 kV Tintaya-Socabaya (doble circuito) y	207
2013	L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo y SS.EE.	872
2014	L.T. 500 kV Trujillo – Chiclayo	180
2014	L.T. 220 kV Onocora - Tintaya.	78.9
2014	L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora y	200
2014	L.T. 220 kV Cajamarca Norte - Caclic y SS.EE.	161
2014	L.T. 220 kV Caclic - Moyobamba y SS.EE.	142

Fuente: Sistema Energético Nacional.

Cabe resaltar que el Proyecto de L.T. 220 kV Caclic – Intermedia – Iquitos, según la Resolución Ministerial N° 213-2011-MEM/DM ha sido considerada necesaria para el SEIN y se encuentra en etapa de estudio, se prevé su ingreso antes del año 2020. Para los próximos años al peaje actual por conexión al sistema de transmisión se le añadirá el monto correspondiente a los nuevos sistemas garantizados de transmisión que actualmente están en construcción; en consecuencia la variación del peaje dependerá en mayor o menor grado del incremento de la demanda en el tiempo.

5.10.2 Proyectos de Líneas de los Sistemas Complementarios de Transmisión MAT

Bajo los alcances de la LADEGE, los sistemas complementarios de transmisión son aquellos sistemas que pertenecen al conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión y cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de LADEGE.

Las instalaciones del SCT, se consideran como tales, si son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes. Además, son parte del Sistema Complementario de Transmisión todas aquellas instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión.

Desde el punto de vista remunerativo, estas instalaciones han sido clasificadas bajo lo siguiente:

SCTPT: SCT asignado a la demanda, a la generación o a ambos, que es parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes.

SCTPI: SCT asignado a la demanda, a la generación o a ambos, que es parte de un Plan de Inversiones aprobado por el OSINERGMIN.

SCTLN: SCT que permite transferir electricidad a Usuarios Libres o que permite a los Generadores entregar energía producida al SEIN, cuya construcción y remuneración resulte de una libre negociación entre dichos agentes y los titulares de las instalaciones de dicho SCT.

Estos sistemas principalmente son desarrollados a iniciativa de las empresas de distribución, evaluados sobre el conocimiento local de la demanda dentro de su ámbito geográfico. Para efectos del presente estudio que tiene el énfasis en la estructura de la matriz energética, se considera que cada distribuidora y grandes empresas industriales definirán en el largo plazo sus propias necesidades en el área donde operan, las cuales no deberán afectar las políticas de desarrollo de centrales de generación dado que para ello se ha considerado la demanda agregada que ha sido evaluada sobre la base de áreas energéticas ya descritas.

5.10.3 Planes de Inversión de los Sistemas de Transmisión

Para identificar los planes de inversión en transmisión, en lo correspondiente a los sistemas complementarios, se han revisado los montos aprobados en la regulación de peajes y compensaciones que lleva a cabo OSINERGMIN luego de la propuesta de las empresas de distribución y transmisión.

En el Cuadro 38 se muestran los montos aprobados por el proceso regulatorio para el período 2010 – 2013 para cada una de las empresas de distribución del país.

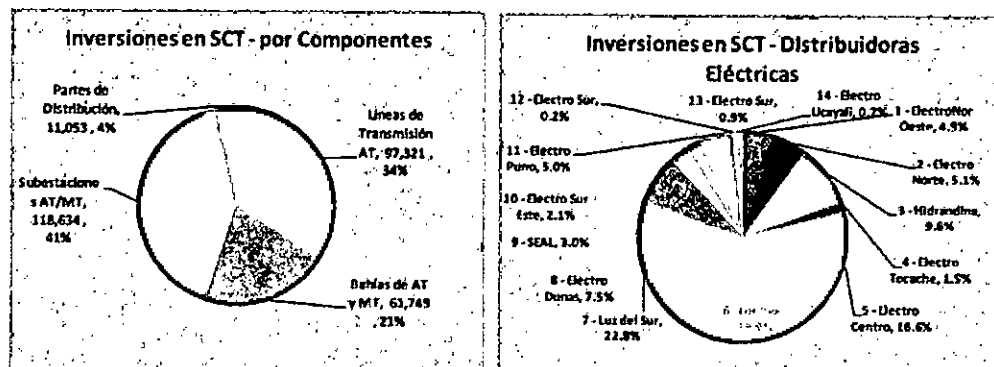
Cuadro 38: Inversiones en los Sistemas Complementarios de Transmisión (Miles de US\$)

Áreas de demanda	Líneas de Transmisión	Bahías de Transmisión y SSEE	Subestaciones AT y MAT	Distribución MT	Sub Total
1 - ElectroNor Oeste	605	784	12,054	713	14,156
2 - Electro Norte	3,495	2,004	8,552	698	14,750
3 - Hidrandina	6,023	4,294	15,948	1,461	27,726
4 - Electro Tocache	1,744	1,490	724	410	4,369
5 - Electro Centro	21,890	10,503	14,757	835	47,985
6 - Edelnor	20,843	13,177	20,784	2,669	57,474
7 - Luz del Sur	21,442	17,932	24,249	2,336	65,959
8 - Electro Dunas	11,114	5,392	4,474	691	21,671
9 - SEAL	1,485	2,202	4,887	181	8,754
10 - Electro Sur Este	-	617	5,320	189	6,126
11 - Electro Puno	6,431	1,478	5,995	510	14,413
12 - Electro Sur	-	532	-	42	574
13 - Electro Sur	969	940	776	46	2,730
14 - Electro Ucayali	1,282	403	114	272	2,071
Totales	97,321	61,749	118,634	11,053	288,758

Fuente: Sistema Energético Nacional

En la Figura 78 se observa que el total de inversiones para el período 2010 – 2013 es de US\$ 288.8 millones, cuya participación porcentual a nivel de componentes de los sistemas y a nivel de las empresas de distribución se muestra en el siguiente

Figura 78: Inversiones en SCT por Componentes y Empresas (Miles de US\$)



Fuente: Elaboración propia.

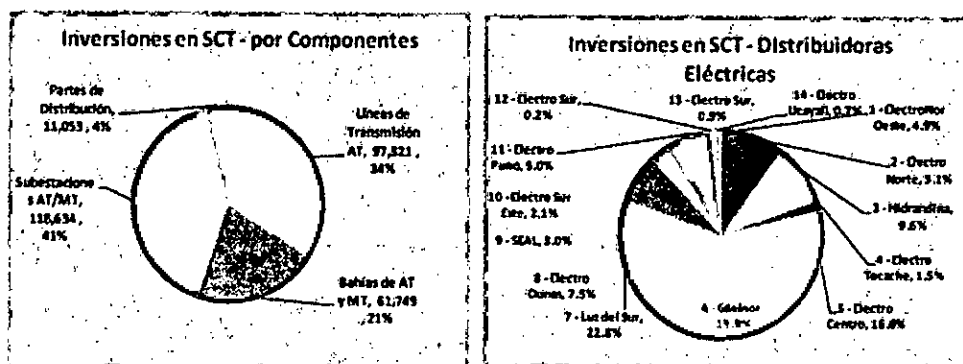
De ello se observa que las líneas de transmisión representan el 34% de las inversiones, en tanto que las subestaciones tienen una mayor participación alcanzando el 41%. A nivel de empresas, las distribuidoras Luz del Sur y Edelnor que operan en Lima concentran el 43.7% de las inversiones, en tanto que las distribuidoras del interior representan el restante 56.3% destacando las empresas del norte y centro.

5.11. Inversiones en Proceso

5.11.1. Generación

Con el objeto de comparar la tendencia de los proyectos de generación que están en proceso de construcción, dado los distintos mecanismos por los cuales se han comprometido los proyectos, en los siguientes gráficos se muestran las capacidades de estos proyectos tanto a nivel nacional, como por tecnologías y por áreas energéticas. Reviste particular interés la magnitud de capacidad por instalarse, a efectos de definir los nuevos proyectos de largo plazo para el escenario de la NUMES OBJETIVO y la localización propuesta. En el Gráfico N° 1.6.14, se muestra la nueva capacidad de generación para el período 2010-2016, identificada por tecnología. Ver Figura 79

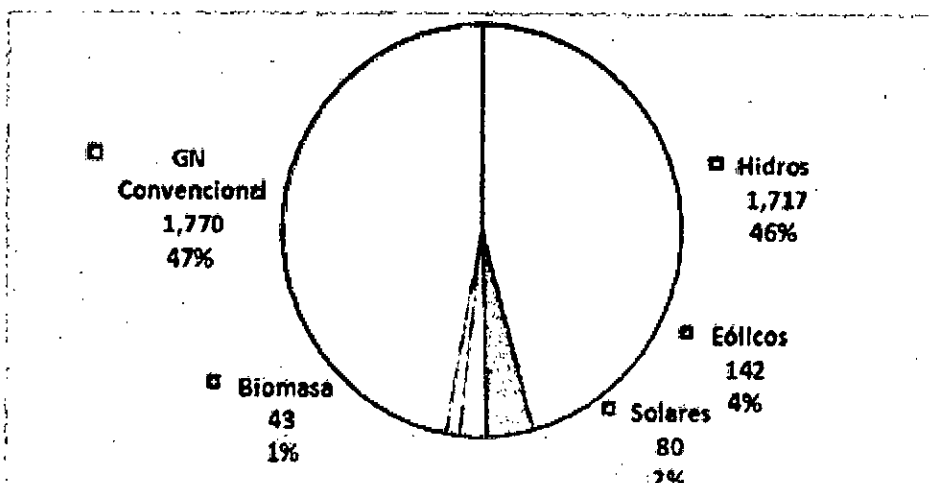
Figura 79: Nueva Capacidad de Generación en Proceso de Inversión 2010-2016 (MW)



Fuente: Elaboración propia.

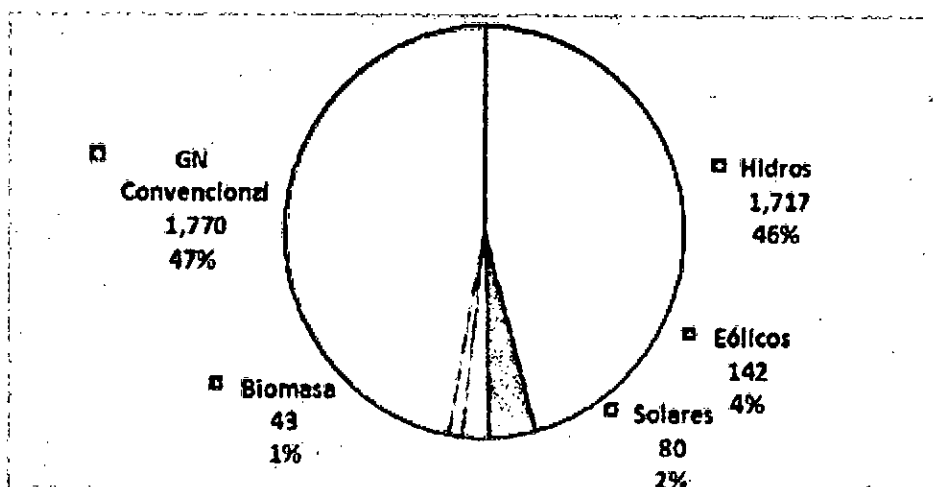
Como se observa la nueva generación está dada principalmente por los proyectos térmicos a gas natural y los proyectos hidroeléctricos que representan un total de 93% de nueva capacidad de generación, en tanto que los proyectos RER tiene una participación de 7%. Dada la infraestructura de transporte de gas natural, se infiere que todos los proyectos térmicos de gas natural, identificados para ingresar en el período indicado se concentrarían en el área Centro, en particular en Lima – Chilca, con la desventaja para el SEIN por una alta exposición al riesgo de continuidad de suministro eléctrico, sujeta a la confiabilidad del ducto de gas natural, además de no contar con una reserva de generación localizada en cada área. Al respecto, merece destacar y evaluar la localización de los proyectos hidroeléctricos que ingresarán en este corto período dentro del horizonte de evaluación, para lo cual se muestra en las Figuras 80 y 81.

Figura 80: Nueva Capacidad de Hidroeléctrica en Proceso de Inversión 2010-2016 (MW)



Fuente: Elaboración propia.

Figura 81: Nueva Capacidad Hidroeléctrica por Áreas (MW)



Fuente: Elaboración propia.

Así, para este período 2010-2016 la nueva generación hidroeléctrica estará localizada principalmente en el área Centro con el 53%, en tanto que las áreas Sur y Norte tendrían el 35 y 12%, respectivamente. Además de la implementación proyectos de corto plazo, para el largo plazo, horizonte que evalúa la NUMES OBJETIVO se destaca la necesidad de lo siguiente:

Desconcentrar la localización de plantas a gas natural, de modo que las áreas cuenten con este recurso que tiene la ventaja de dar confiabilidad de suministro, además de servir como reserva.

Se requiere promover proyectos hidroeléctricos en las áreas Sur y Norte dado que

tendrían incrementos importantes de demanda por los proyectos industriales y mineros.

El sistema tiene la ventaja natural de contar con recursos renovables en las áreas donde actualmente se tiene desbalance de oferta y demanda, como son las áreas Norte y Sur, que aunque la producción de estos proyectos es muy variable, se pueden complementar en forma adecuada con las plantas de gas natural.

5.12. Expansión del SEIN

5.12.1. Metas, Lineamientos y Proyectos Prioritarios

Establecido el Plan 19 como NUMES, en el presente numeral se plantean las metas, lineamientos y programas sugeridos para alcanzar los objetivos de diversificación, eficiencia e intercambios regionales de energía.

- En ese sentido las metas propuestas para la NUMES son las siguientes: Se requiere implementar proyectos por un total de 18,477 MW en un período de 30 años, para lo cual es necesario identificar políticas y lineamientos que permitan alcanzar una participación de 36% con hidroeléctricas convencionales, 43% térmicos a gas natural, y 21% de proyectos con recursos renovables.
- Para las condiciones de demanda correspondiente al F1 se requiere conseguir el ingreso de nueva capacidad de 5,398 MW para el período 2011-2020 que representan inversiones de US\$ 10,216 millones, 6,435 MW para el período 2021-2030 que representan inversiones de US\$ 8,471 millones y 6,644 MW para el período 2031-2040 que representan inversiones de US\$ 5,841 millones. Es decir se requieren políticas que permitan viabilizar los proyectos en cartera.
- En la parte de transmisión, para el primer período también se requieren completar los proyectos ya concesionados de 500 kV que representan inversiones de US\$ 1,078 millones de los cuales el 80% corresponde a líneas de transmisión y el 20% a subestaciones y sistemas de compensación, para el segundo período se requiere un total de US\$ 835 millones y en el tercer período US\$ 2,536 millones.

- Implementar políticas y mecanismos que permitan obtener reducciones de demanda en el orden de 15% con medidas de eficiencia energética, de modo que se obtengan excedentes que permitan la exportación de energía.
- De conseguir las reducciones de demanda y energía con medidas de eficiencia energética, el siguiente objetivo sería negociar Acuerdos de Integración Energética con los países vecinos y promover proyectos de transmisión para ello de modo que los excedentes de energía se puedan exportar.

Los lineamientos para alcanzar las metas propuestas son los siguientes:

Identificar políticas que permitan el desarrollo y ejecución de proyectos hidroeléctricos que permitan alcanzar un abastecimiento de energía sostenible y minimizando los efectos sobre el medio ambiente.

- Dar las señales económicas en el mercado eléctrico que, sin afectar la competitividad de la economía, permitan que las inversiones en los distintos segmentos del mercado puedan ser realizados dando los retornos suficientes que permitan el desarrollo de la infraestructura eléctrica que es de gran importancia para el país.
- Establecer las regulaciones normativas, fiscalizadoras y de otra índole que den confianza al mercado, inversionistas y clientes, de modo que el sector energético adelante las condiciones de suministro energético requeridas por los otros sectores productivos para el desarrollo conjunto de la economía.

Con los resultados obtenidos en las simulaciones de mercado, realizados para el Futuro F1 Plan P19, los tipos de proyectos de generación clasificados por tecnología e inversiones para el Plan de Electricidad se muestran en los Cuadros 39 y 40.

Cuadro 39: Nueva Capacidad de Generación por Tecnologías (F1, Plan 19) 2011 – 2040

	2011-2020	2021-2030	2031-2040
Líneas	866.6	591.0	405.6
SSEE	211.5	243.8	2,131.3
Total	1,078.1	834.8	2,536.9

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 40: Inversiones Requeridas en Generación (F1, Plan 19) NUMES 2011 – 2040

Tecnología	Montos de Inversión - Millones US\$			VP	%
	2011 - 2020	2021 - 2030	2031 - 2040		
Hidros	6,645	2,808	734	5,037	58%
Térmicos	535	1,669	3,380	1,038	12%
Eólicos	1,404	1,380	375	1,105	13%
Solares	652	300	120	499	6%
Geotérmica	330	1,762	998	480	6%
Biomasa	650	552	234	495	6%
Total	10,216	8,471	5,841	8,654	
US\$/kW	1,893	1,316	879		

Fuente: Elaboración propia.

Dicha capacidad de generación será factible de ser implementada si en forma paralela se va promoviendo y construyendo la infraestructura de transmisión correspondiente, principalmente en lo relacionado a líneas de 500 kV que permitirán transportar los grandes bloques de potencia y energía desde los centros de generación hacia los centros de demanda y eventualmente para la exportación. Las inversiones proyectadas para transmisión se muestran en el Cuadro 41.

Cuadro 41: Inversiones Requeridas en Transmisión (F-1, Plan 19) - NUMES – 2011 – 2040 (Miles de US\$)

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	

Fuente: Elaboración propia

De lo antes mostrado, para el corto plazo se tienen avanzados los proyectos de generación tanto hidroeléctricos de tipo convencional como de energía renovable, adjudicados mediante las subastas de energía.

5.12.2. Generación de Electricidad

Con la NUMES OBJETIVO que corresponde al Plan 19, para cada uno de los futuros proyectados se tiene que al final del horizonte de planeamiento la nueva potencia por instalarse en el SEIN estaría entre 12,532 MW (para el futuro pesimista F3) y 27,449 MW (para el futuro optimista F2), respectivamente.

El detalle de cada uno de las capacidades por tecnologías se muestra en el Cuadro 42.

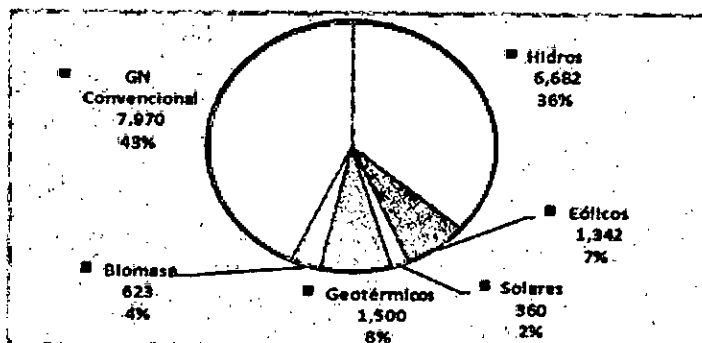
Cuadro 42: Nueva Capacidad de Generación por Tecnologías Plan 19 – 2011 – 2040 (MW)

Futuro	Nueva Potencia Instalada						Total
	Hidro	GN	Eólica	Solar	Geotérmica	Biomasa	
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

Fuente: Sistema Energético Nacional

Para el F-1 se muestra la participación porcentual a nivel de recursos primarios de la nueva generación requerida y proyectada para el SEIN, conforme se observa en la Figura 82.

Figura 82: Proyectos de Generación por Tecnologías (MW)

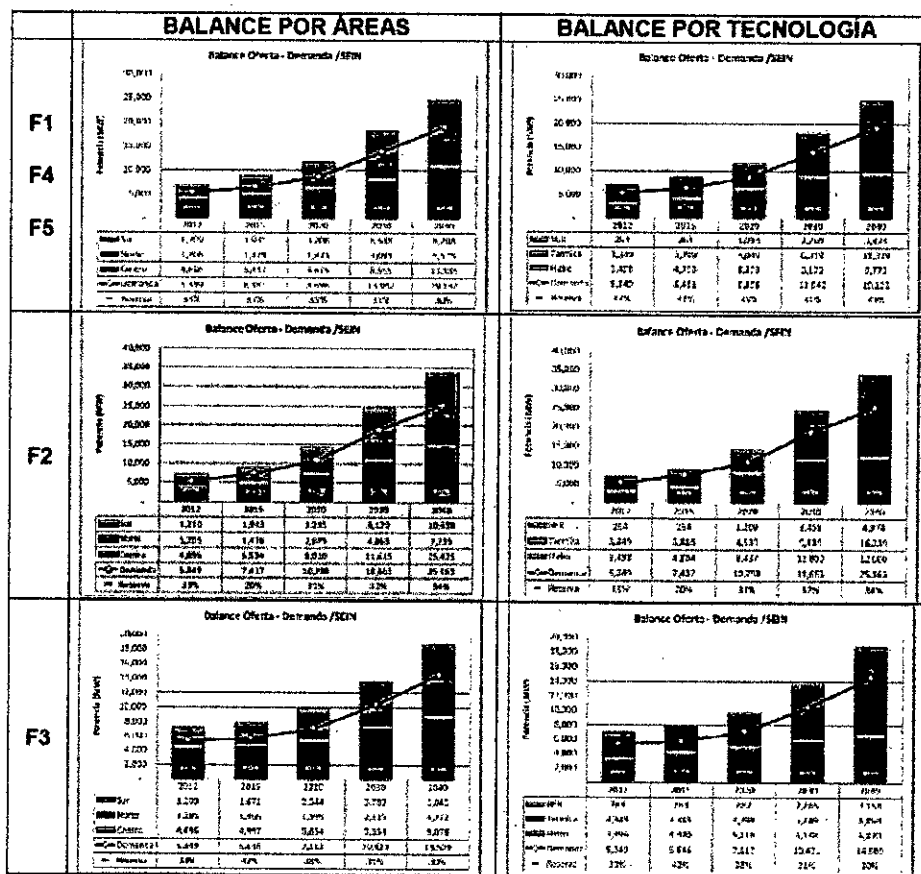


Fuente: Elaboración propia

5.12.2.1 Proyecciones de Balances de Potencia y Despachos de Energía

Con la demanda de potencia y de energía proyectada y la conformación de la oferta de capacidad de generación para las diferentes áreas y con las diferentes tecnologías disponibles se han formulado los balances de potencia a nivel del SEIN para los cinco futuros correspondientes a la evaluación del sector eléctrico, como se muestra en la Figura 83.

Figura 83: Balances de Potencia y Margen de Reserva - Futuros Evaluados



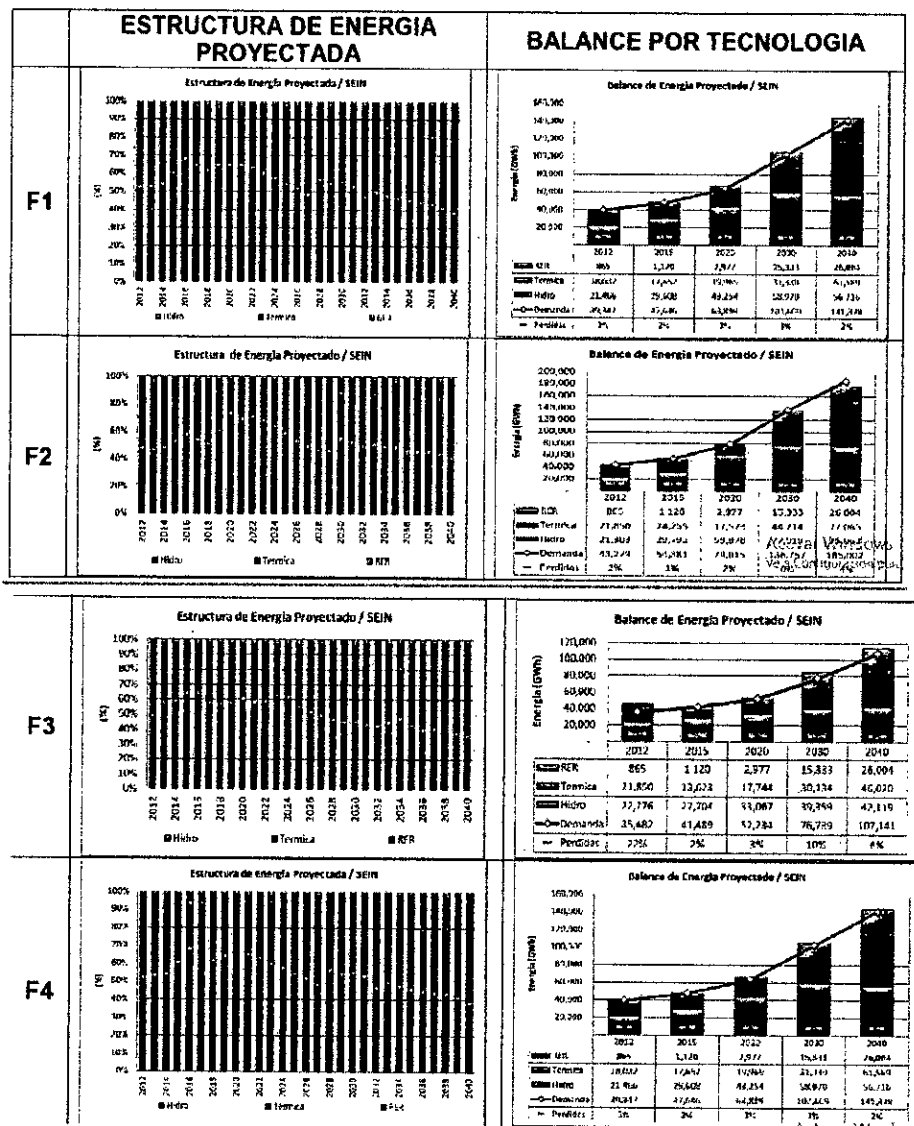
Fuente: Elaboración propia.

De lo mostrado en la Figura 83 se puede observar que de los cinco futuros planteados para el sector eléctrico, los tres futuros F1 Base, F4 WTI alto y F5 WTI bajo tienen las mismas consideraciones de demanda, diferenciándose en cuanto a las premisas de los costos de gas natural. Así, en cada uno de los futuros los márgenes de reserva se pueden alcanzar en tanto se definan los criterios y se identifiquen las políticas correspondientes para que se puedan incorporar en el horizonte de proyección los proyectos de generación de acuerdo con su capacidad y tecnología, en la búsqueda de alcanzar la NUMES.

Al igual que para cada uno de los futuros y planes planteados, sobre cuyos resultados se realizaron las evaluaciones económicas correspondientes previo a la definición de la NUMES, se ha obtenido los despachos de energía, luego de lo cual se han elaborado los balances de energía.

Como producto de la aplicación del despacho económico simplificado, basado en la minimización del costo total de operación del sistema tomando hidrologías medias y costo del gas natural correspondiente al futuro planteado, se han obtenido las energías anuales que generarían las diferentes centrales que formaron parte del plan de equipamiento. Ver Figura 84

Figura 84: Balance de Energía – Periodo 2012-2040



De los resultados globales a nivel del sistema que se indican en el Gráfico anterior se puede observar que las participaciones de generación de energía de las distintas tecnologías varían de la situación actual a la premisa fijada como objetivo del futuro correspondiente.

Así, para el Plan 19 que corresponde a la NUMES OBJETIVO para el horizonte de análisis, la participación de las RER varía desde 2% al 19% proyectado, del mismo modo la participación de las plantas con gas natural varía desde 50% al 42%, en tanto que la participación de las plantas hidroeléctricas varía desde 50% al 39%.

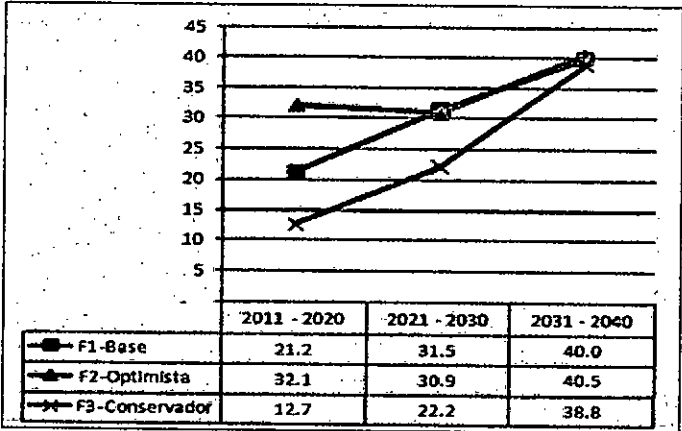
5.12.2.2 Proyecciones de Costos de Energía

Sobre la base de los despachos de energía obtenidos con las demandas proyectadas y el parque de generación establecido en el plan de equipamiento P19, se ha determinado que los costos de energía, bajo la NUMES evaluada tiene valores promedios de Largo plazo de 31.4 US\$/MWh para el F1, 34.7 US\$/MWh para el futuro F2 y 25.4 US\$/MWh para el F3.

Estos costos reflejan el impacto que tendría una participación de 40% con producción basada en gas natural bajo el esquema de precios evaluados para este recurso primario.

En la Figura 85 se presentan los costos de energía obtenidos para los futuros evaluados dentro de la NUMES OBJETIVO.

Figura 85: Precios de Energía, Plan de Equipamiento P19 - 2011-2040 (US\$/MWh)



Fuente: Elaboración propia

5.12.2.3 Sistema de Transmisión

Bajo las premisas del marco legal de la transmisión, expuesto líneas arriba, el enfoque para el desarrollo de la transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN se orienta a estimar a nivel de planeamiento las líneas cuyo beneficio principal sea para el sistema en su conjunto, en cuyo caso las inversiones formarán parte de los costos del SGT, quedando el desarrollo de los SCT bajo la responsabilidad de aquellos agentes a cargo de los proyectos de generación y/o de la demanda considerando el desarrollo y fortalecimiento del sistema en el nivel de 220 y 500 kV.

De acuerdo a lo señalado anteriormente, para la ejecución de los proyectos de generación y su acceso al sistema nacional, se requiere evaluar los intercambios de energía entre las diferentes áreas operativas como se ha formulado el despacho de generación, las capacidades de transmisión tanto en condiciones normales como de emergencia y la calidad del suministro. En caso de ser necesario nuevas líneas de transmisión para los nuevos proyectos de generación se deberá definir su esquema de transmisión requerido, establecer el nivel de tensión y la barra de conexión correspondiente.

Bajo ese contexto se puede señalar que los costos de transmisión correspondientes a los nuevos proyectos de generación serían por los siguientes conceptos: Inversión por línea de transmisión que enlace al nuevo proyecto de generación hasta la subestación del SEIN en 220 o 500 kV, obra que calificaría como Sistema Complementario de Transmisión. Pago del peaje por el Sistema Principal y los peajes por las líneas correspondientes al SGT. Conforme al marco legal vigente, estos pagos se trasladan al cliente final una vez que se concrete la venta de energía mediante Contratos de Suministro.

En el Cuadro 43 se presenta el portafolio de posibles proyectos de transmisión a mediano y largo plazos considerados para la NUMES - Plan 19, cuya configuración y estimación del año de ingreso ha sido obtenida mediante el modelamiento de flujos de carga.

Cuadro 43: Proyectos de Transmisión en MAT

Proyecto
L.T. 500 kV Carabayllo – Chilca y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Colectora Centro - Colectora Sur y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Carabayllo - Colectora Centro y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Chilca – Independencia y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Colectora Sur – Independencia y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Colectora Sur – Brasil y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Veracruz – Vizcarra y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Paquitzapango - Colectora Centro y SS.EE. Asociadas
L.T. 500 kV Veracruz – Trujillo y SS.EE. Asociadas

Fuente: Sistema Energético Nacional

Para la implementación de este Plan de Transmisión se han planteado tres escenarios que corresponden a los futuros considerados para la obtención de la NUMES OBJETIVO, estimándose las capacidades de transmisión y la operatividad a nivel de tensiones esperadas de las líneas en sus extremos receptores. Estos tres escenarios han sido los siguientes:

Escenario Base, el sistema actual más el reforzamiento del plan transitorio, incluyendo proyectos en 500 kV listados en el Cuadro N° 1.6.19, este plan es aplicado a los futuro con demanda Base (F1, F4 y F5).

Escenario Optimista, que consiste en implementar el plan base más repotenciaciones del 30 a 50%, y adelanto en la fecha de ingreso de los proyectos este plan es aplicado al futuro optimista (F2).

Escenario Conservador, el plan Base con retraso en la fecha de ingreso de los proyectos de transmisión, este plan es aplicado al futuro conservador (F3).

A efectos de contar con una mejor estimación de la entrada de los proyectos de transmisión y de las inversiones requeridas, dicho Plan de transmisión ha sido evaluado con un mayor detalle a nivel de Plan Robusto, para lo cual se han establecido las premisas para el análisis de transmisión en el SEIN que se detallan en el Cuadro 44.

Cuadro 44: Etapas en la Expansión del Sistema de Transmisión del SEIN

Premisa	Descripción
1. Crecimiento de la Demanda	Demanda Base, futuro de crecimiento de la demanda de mayor probabilidad de ocurrencia. Demanda Optimista, futuro de mayor crecimiento de la demanda esperado. Demanda Conservador, futuro de menor crecimiento de la demanda esperada.
2. Oferta de Generación	Considera como meta al año 2040 una estructura de participación energética de 40%H+40%GN+20%RER.
3. Exportación	Se considera exportación de Energía a Brasil a través de la colectora Sur.
4. Eficiencia Energética	Se considera como meta al año 2040, implementar una reducción de demanda del 15% por eficiencia energética. Dicho nivel se alcanzaría en forma progresiva empezando el año 2012.
5. Análisis Eléctrico	El diagnóstico de la operación del SEIN considera la operación en estado estacionario en condiciones normales, las simulaciones de flujo de potencia se realizan para los periodos hidrológicos de avenida y estiaje, se orientan a cumplir con los criterios de operación.
6. Red Base	Se evalúa una red simplificada del SEIN, considerando la red de 220 kV, 138 kV. En el Gráfico N° 1.6.20 se muestra la configuración de la red base, utilizada para el análisis.

Etapas para la Expansión de la Transmisión

Dado que los futuros y planes evaluados se diferencian principalmente por criterios de demanda, precios de los recursos y prioridades a fin de promover determinadas tecnologías para alcanzar una determinada estructura de generación, se han definido etapas de expansión de la transmisión directamente correlacionadas con el crecimiento de la demanda.

En el Cuadro 44 se describen brevemente las etapas de expansión de la transmisión del SEIN.

Así, entre los planes de expansión hay similitudes en la definición de los esquemas de transmisión, diferenciándose por el año de ingreso y a localización de los

Proyectos de generación, lo cual se puede observar en el Cuadro 45.

Cuadro 45: Etapas en la Expansión del Sistema de Transmisión del SEIN

Etapa	Descripción
1. Etapa Inicial	La etapa inicial corresponde al sistema existente, donde se empieza la transición a redes de Muy Alta Tensión (MAT). Esta etapa de expansión corresponde al desarrollo de los proyectos en curso.
2. Etapa I	La etapa I, está condicionado a la exportación de energía a Brasil, la energía exportada es el excedente del ahorro de energía por eficiencia. En caso de no producirse exportación de energía se retrasa su ingreso a la etapa II.
3. Etapa II	El ingreso de la colectora centro para evacuar la energía del polo energético de Mantaro, al cual a su vez le suman proyectos de C.H. Cerro de Águila y la C.H. Guitarra, para esta etapa es necesario el ingreso de la colectora sur, en esta etapa se empieza a formar un nuevo polo energético para la generación de oferta eléctrica a base de GN conectada a la colectora sur. Este nuevo polo energético son las centrales de Camisea.
4. Etapa III	El ingreso de una capacidad instalada en el área Sur, el reforzamiento de la línea Colectora Centro – Carabaylo y el ingreso de la Colectora Centro- Sur, produciéndose una red en anillo en el área Centro. El incremento de la demanda en el área Centro (Lima), produce que el flujo este direccionado a la barra Carabaylo.
5. Etapa IV	La actual L.T. Carabaylo – Planicie – Chilca es convertida a 500 kV, con el objetivo de distribuir de manera uniforme la demanda en el área de Lima, así mismo el refuerzo de la red colectora y la línea Veracruz – Trujillo. La barra denominada Veracruz, tiene opción a ser una colectora norte, pudiendo evacuar otros futuros proyectos hidroeléctricos.
6. Etapa V	Esta Etapa es posible bajo el futuro optimista de la demanda, el ingreso de la L.T. Veracruz – Vizcarra – C. Centro, genera una anillo en el área Norte y centro, además de ello el ingreso de la central Paquitzapango y/u otro proyecto del área.

Así, entre los planes de expansión hay similitudes en la definición de los esquemas de transmisión, diferenciándose por el año de ingreso y a localización de los proyectos de generación, lo cual se puede observar en el cuadro 46.

Cuadro 46: Etapas de Expansión – Periodo 2011 – 2040

Plan	Base	Optimista	Conservador
Futuro	F1, F4, F5	F2	F3
Etapa inicial	2015	2015	2015
Etapa I	2020	2018	2025
Etapa II	2025	2021	2032
Etapa III	2030	2025	2039
Etapa IV	2039	2030	-
Etapa V	-	2035	-

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1. Contrastación de hipótesis con los resultados

HIPOTESIS GENERAL

La prospectiva influye en la satisfacción de la demanda nacional del 2017 al 2040

6.1.1. Contrastación de la hipótesis 1:

La prospectiva de la energía convencional influye en la satisfacción de la demanda nacional del 2017 al 2040

6.1.2. Contrastación de la hipótesis 2:

La prospectiva de la energía no convencional influye en la satisfacción de la demanda nacional del 2017 al 2040

VII. CONCLUSIONES

En el presente Estudio se ha elaborado y propuesto una NUMES a partir de un análisis integrado que toma en cuenta las interfaces entre los subsectores energéticos y las demandas finales para un período de largo plazo (hasta el 2040).

Para la elección de la NUMES se han evaluado, de manera objetiva, diversas alternativas de configuración del sistema energético, planes, para las principales incertidumbres (evolución del nivel de actividad de la economía, precios energéticos globales y disponibilidad de recursos) que enfrentan los Hacedores de Política Energética.

El modelo Energético Ambiental (Mod E – A) que fue desarrollado y se presenta como una herramienta útil para encarar una planificación de largo plazo. Esta herramienta permite comparar entre diversas decisiones, plasmadas en planes, para alcanzar de la mejor forma los objetivos de política previamente definidos en el DS-064-2010. Dicha comparación supone considerar los atributos (variables del Mod E–A) que se relacionan con los objetivos de la política energética (diversificación, costos, autosuficiencia, acceso a la energía, entre otros).

El Plan NUMES que se propone en el Estudio es un plan y es el que mejor se comporta dentro del conjunto de planes en esa categoría. Se muestra que el Plan NUMES alcanza de la mejor manera los objetivos de política energética arriba referenciados y fue validado positivamente desde el punto de vista socio ambiental utilizando el procedimiento y modelos debe desarrollados para este efecto.

El Plan NUMES diseñado es dinámico, es una guía de acciones de política en una trayectoria elegida y las herramientas utilizadas en este estudio permitirán al MEM su ajuste en el tiempo.

Conviene tener presente que se está considerando un período de análisis bien extenso (23 años), en donde lo que hoy puede ser prioritario, mañana no lo sea tanto. Además pueden en algunos años considerarse otros objetivos económicos y socios ambientales que hoy no están presentes.. Hoy, por el contrario, la situación es bien diferente y es preciso considerar los efectos del cambio climático en la generación proyectada de la hidroenergía.

VIII. RECOMENDACIONES

Es un plan recomendado que satisface adecuadamente los objetivos de política energética y sostenibilidad socio ambiental, a partir de una planificación apoyada en una política de Estado a través del tiempo.

La inclusión del Plan Energético dentro de algo más amplio como lo es la política de Estado, debe integrar a su vez el sector energético con todos los sectores de la economía.

El Planeamiento energético estratégico detrás del PLAN NUMES debe estar sujeto a un amplio debate con los diversos actores del sector y de la comunidad.

En el Estudio se han propuesto consideraciones y criterios para la debida adecuación del marco legal y regulatorio que identifican aspectos institucionales y de organización del sector energético que deben ser modificados, en pos de implementar el Plan NUMES.

Se recomienda también evaluar la creación de un órgano con autonomía, funciones y capacidades suficientes para implementación del Plan, logrando alcanzar los objetivos de Política planeados.

Además se recomienda un **MODELO DE UNA INSTITUCIÓN DE ENERGÍA**

1. **NOMBRE: INSTITUTO PERUANO DE ENERGÍA**
2. **ORGANIGRAMA BÁSICO**
 - a) **GERENCIA DE GESTIÓN ENERGÉTICA**
 - **DEPARTAMENTO O DIVISIÓN DE MONITOREO Y SEGUIMIENTO**
 - **DEPARTAMENTO O DIVISIÓN DE GESTIÓN ENERGÉTICA**
 - b) **GERENCIA DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA**
 - **DEPARTAMENTO O DIVISIÓN DE HIDROCARBUROS**
 - **DEPARTAMENTO O DIVISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL**
 - **DEPARTAMENTO O DIVISIÓN DE REGULACIÓN ECONÓMICA**
 - **DEPARTAMENTO DE MONITOREO Y SEGUIMIENTO**

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Carranza, Hugo. PROSPECTIVA ENERGETICA 2016. Actualización, Buenos Aires: Secretaría de Ciencia y Tecnología de la UTN, 2016.
2. Coldwell, Pedro Joaquín. Prospectivas del Sector Energético 2016 -2030. México: SENER, 2017.
3. Floy, Joshua (2012) "Responding to the Millenium Project's Energy Challenge: A futurist's Perspective", Journal of Futures Studies, 16 (4)
4. Godet, M. (2007) "Prospectiva Estratégica: problemas y métodos". Prospektiker, Cuaderno N° 20
5. Grados, Juan Herber. Metodología de la Investigacion Científica. Lima, 2015.
6. Kirchner, Cristina Fernández de. LIBRO BLANCO DE LA PROSPECTIVA TIC - Klein, G. (2007) "Efectuar el pre-morten de un royecto" Harvard Business Review. Set.
7. Martínez, Ximena Fernández. Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026. Informático, Mèxico: Gobierno Federal Sener, 2012.
8. Molitor, G. (2004) "Energy Futures for THEWong – Term". Journal of Futures Stdies, 9(2).
9. Oro Negro (2013) "Especial El Centro nergético al sur de Lima" Oro Negro, Revista económica especializada en hidrocarburos y energía. Año 02 – edición 09
10. Ortega, F (2006) LA PROSPECTIVA: Herramienta indispensable de planeamiento en una era de cambios. OEI. España
11. Paliokaité, A. (2010) "Industry level foresight: Designing foresight methods for Lithuanian energy sector", Enterprise and Work Innovation Studies, 6,6
12. Proyecto 2020. Informático, Buenos Aires: Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, 2009.
13. Popper, R. (2008) "How are foresight methods selected?", foresight, Vol. 10 Iss: 6
14. Rubiños Jimenez, Santiago Linder (2015) PLANEAMIENTO DE LA GENERACION DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGÍA ELECTRICA EN EL PERÚ: Tesis Doctoral

15. Schwartz, A. (2011). Five predictions for the future energy(en línea). New York. Consultado el 31 ene. 2013.
16. Sultan, B. (2011) "Energy Foresight Pakistan: Lessons from Energy Expert Panel meetings",
17. Journal of Futures Studies, 15 (4)
18. Tawfic, A. ; Abdelkadir, A.F.; Saleh, M.; Abdelrehim, A. (2009) "El Maghara Scenario
19. A Search for Sustainability and Equity: An Egyptian Case Study", Journal of Future Studies, 14 (2)
20. Weber, C. (2010) "Quantification of Political Risk in Energy Foresight – a Methods Overview"
21. Zackiewicz, M; Januzzi, G; Macedo, I. (2004) "Technology Futures Analysis as a Decision problem – the case of the Brazilian energy technology foresight"

X: ANEXOS

10.1. Listado de Abreviaturas y Acrónimos

AMC	Análisis Multicriterio
ANA	Autoridad Nacional del Agua
ANP	Área Natural Protegida
APEC	Asia Pacific Economic Cooperation
AT	Alta Tensión
BEN	Balance Energético Nacional
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BNE	Balance Nacional de Energía
BNE	Balance Nacional de Energía
BOOT	Built-Own-Operate-Transfer
BT	Baja Tensión
C.E.	Central Eólica
C.H.	Central Hidroeléctrica
C.T.	Central Térmica
CAPEX	Costos de Inversión
CENERGÍA	Centro de Conservación de la Energía y del Ambiente
CEPLAN	Centro Nacional de Planeamiento Estratégico del Perú.
CER - UNI	Centro de Energías Renovables de la Universidad Nacional de Ingeniería
CER's	Certificados de Emisiones Reducidas
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
COFIDE	Es un banco de desarrollo de segundo piso que canaliza los recursos que administra a través de otras instituciones financieras
CRT	Cathode Ray Tube
D.L.	Decreto Ley
D.S.	Decreto Supremo
DGAAE	Dirección General de Asuntos Ambientales Estratégicos del MEM
DGE	Dirección General de Electricidad
DGEE	Dirección General de Eficiencia Energética del MEM
DGER	Dirección General de Electrificación Rural
DM	Despacho Ministerial
DOE	Department of Energy – USA
DS	Decreto Supremo
E&P	Exploración y Producción de Hidrocarburos
EAE	Evaluación Ambiental Estratégica
EE	Eficiencia Energética
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
ELECTROPERU	Empresa estatal de derecho privado de Electricidad del Perú S.A.

10.2. Listado de unidades de medida

Tipo de Unidad	Unidad	Símbolo
Área	Hectárea	Ha
Área	Metro cuadrado	m ²
Dinero	Nuevos soles	S/.
Dinero	Dólar de los Estados Unidos	US\$
Eléctrica	kilovoltio (1,000 V)	kV
Eléctrica	kilovatio (1,000 W)	kW
Eléctrica	kilovatio hora (1,000 W.h)	kW.h
Eléctrica	Megavatio (1,000,000)	MW
Eléctrica	Megavatio hora (1,000,000 W.h)	MW.h
Eléctrica	Gigavatio (1,000,000,000 W)	GW
Eléctrica	Gigavatio hora (1,000,000,000 W.h)	GW.h
Energía	Joule	J
Energía	Terajoule (1,000,000,000,000 J)	TJ
Energía	Unidad térmica británica	BTU
Energía	Un millón de BTU (1,000,000 BTU)	MMBTU
Flujo	1,000 barriles por día	MBPD
Longitud	Kilometro	km
Longitud	Pie	Pie
Masa	Kilogramo	kg
Masa	Toneladas	Ton
Tiempo	Horas	Hrs
Volumen	Barriles	Bbl
Volumen	Litro	Lt
Volumen	Metros cúbicos	m ³
Volumen	Pies cúbicos por día	PCD
Volumen	Un millón de PCD (1,000,000 PCD)	MMPCD
Volumen	Trillones de Pies Cúbicos	TCF

10.3. Matriz de Consistencia

TÍTULO: PROSPECTIVA DE LA DEMANDA ENERGÉTICA NACIONAL DEL 2017 AL 2040

PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	METODOLOGÍA
<p><i>Problema General:</i></p> <p>¿En qué medida la prospectiva influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040?</p> <p><i>Problemas Específicos:</i></p>	<p><i>Objetivo General:</i></p> <p>Determinar en qué medida la prospectiva influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040</p> <p><i>Objetivos Específicos:</i></p>	<p><i>Hipótesis General:</i></p> <p>La prospectiva de energía convencional y no convencional influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040</p> <p><i>Hipótesis Secundarias:</i></p>	<p><i>Y: Variable dependiente</i></p> <p>Demanda Energética</p> <p><i>X: Variable independiente</i></p> <p>Prospectiva de energía</p>	<p>Demanda energética</p>		<p><i>Tipo de Investigación:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Descriptiva. • Explicativa. • Aplicada. • Inferencial. • Transversal. <p><i>Diseño de Investigación</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • El diseño de la investigación es no experimental. <p><i>Población:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Generadoras de energía
<p>1.- ¿En qué medida la prospectiva de energía convencional influye en la satisfacción de la</p>	<p>1.- Determinar en qué medida la prospectiva de energía convencional influye en la</p>	<p>1.- La prospectiva de energía convencional influye en la</p>		<p>X1: Prospectiva de energía convencional</p>	<ul style="list-style-type: none"> • la energía hidráulica • la energía térmica 	

demanda energética nacional del 2017 al 2040?	satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040	satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040				<i>Muestra:</i> Sub conjunto representativo de la población.
2.- ¿En qué medida la prospectiva de energía no convencional influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040?	2.- Determinar en qué medida la prospectiva de energía no convencional influye en la satisfacción de la demanda energética nacional del 2017 al 2040	2.- La prospectiva de energía no convencional influye en la satisfacción demanda energética nacional del 2017 al 2040		X2: Prospectiva de energía no convencional	<ul style="list-style-type: none"> • la energía nuclear • la energía solar • la energía geotérmica • la energía química • la energía eólica • la energía de la biomasa 	