

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ESTUDIO PRELIMINAR DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD
CON TECNOLOGIA NUCLEAR EN EL PERU**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

ALFREDO OSVINO LA MADRID DOLATA

PROMOCIÓN

2003- 1

LIMA – PERÚ

2013

**ESTUDIO PRELIMINAR DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD
CON TECNOLOGIA NUCLEAR EN EL PERU**

Agradezco a mi madre y a mi
esposa por su paciencia infinita

SUMARIO

El motivo por el cual considero se instale una central eléctrica con tecnología nuclear en el Perú, es producto de un análisis histórico del crecimiento de la especie humana y su manera de ir aprovechando el recurso energético para mejorar su calidad de vida.

Se ha ido pasando de estadios, en el que el uso de la energía era muy poco densa (recordemos energías de las bestias de carga, energía eólica, etc.) hasta niveles de densidad de energía cada vez mayores (carbón de piedra, petróleo, gas, energía nuclear) gracias al desarrollo científico-tecnológico que iba logrando el ser humano. El estadio actual corresponde al uso de las energías fósiles (en proceso de agotamiento) y el inicio de la siguiente fase: el de la energía nuclear y que para llegar a la fase siguiente se debe empezar dentro de la fase anterior. La energía nuclear es la siguiente fase, por ser técnicamente la fuente de energía más densa que los hidrocarburos, que repito es el estadio en que nos encontramos, para dar paso en el futuro, a las energías aún más densas, como las de fusión nuclear y reacción materia-antimateria, lo cual será posible cuando técnicamente sean viables, gracias a los trabajos que el ser humano haga para viabilizarlos, es una cuestión de las ciencias físicas, tecnología, recursos financieros y decisión política.

Se presenta la introducción del informe, el objetivo del proyecto, los antecedentes nacionales e internacionales y definición del problema y sus causas, el diagnóstico de la situación actual y proyectos alternativos, se presenta los ciclos del proyecto y su horizonte de evaluación, análisis de la demanda, análisis de la oferta, recursos físicos y humanos disponibles, etapas y actividades del proyecto, flujo de costos a precios de mercados, flujo de costos de operación y mantenimiento a precios de mercado, para una central nucleoelectrica de 900 MW, la evaluación económica del proyecto y finalmente presentamos las conclusiones, referencias bibliográficas y anexos.

INDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	2
INTRODUCCIÓN	2
1.1 Objetivo central del proyecto	8
1.2 Antecedentes internacionales	8
1.3 Antecedentes nacionales	10
1.4 Definición del problema y sus causas	13
1.4.1 Problema central	13
1.4.2 Causas del problema principal	13
1.4.3 Causas relevantes del problema	13
CAPÍTULO II	15
DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL	15
2.1 Antecedentes de la situación que motiva el proyecto	15
2.1.1 Zona y población afectada	18
2.1.2 Gravedad de la situación negativa que se intenta modificar	18
2.1.3 Intentos anteriores de solución	19
2.1.4 Intereses de los grupos involucrados	19
2.2 Cambio climático global y disponibilidad de los recursos hídricos	20
2.3 Jerarquización de las causas	22
2.3.1 Efectos del problema principal	22
2.3.2 Efectos relevantes	22
2.3.3 Agrupación de los efectos	22
2.4 Medios para alcanzar el objetivo central	22
2.4.1 Consecuencias positivas que se generaran cuando se alcance el objetivo	23
2.5 Alternativas de solución	23
2.5.1 Clasificación de los medios fundamentales	23
2.5.2 Relaciones entre los medios fundamentales	25

2.5.3	Planteamiento de acciones	26
2.5.4	Relaciones entre las acciones	26
2.5.5	Proyectos alternativos	27
CAPÍTULO III		30
FORMULACIÓN		30
3.1	Ciclos del proyecto y su horizonte de evaluación	30
3.2	Análisis de la demanda	30
3.2.1	Servicio que la alternativa del proyecto ofrece	30
3.2.2	Diagnóstico de la situación actual de la demanda	30
3.2.3	Población de referencia	31
3.2.4	Población demandante sin proyecto	32
3.2.5	Servicios demandados sin proyecto	32
3.2.6	Servicios demandados con proyecto	32
3.2.7	Análisis de la oferta	32
3.3	Recursos físicos y humanos disponibles	32
3.4	Balance oferta – demanda	34
3.5	Etapas y actividades del proyecto	34
3.5.1	Condiciones iniciales	34
3.6	Costos a precios de mercado	35
3.6.1	Requerimientos del proyecto	35
3.6.2	Costos totales a precios de mercado	36
3.7	Costo de O&M y Combustible	39
3.8	Flujo de costos a precios de mercado	40
3.8.1	Flujo de costos de Pre inversión, inversión y post inversión	40
3.8.2	Flujo de costos de operación y mantenimiento a precios de mercado	40
3.8.3	Ratio O&M	42
3.8.4	Flujo de costos a precios de mercado CNE de 900 MW	42
CAPÍTULO IV		43
EVALUACIÓN ECONÓMICA		43
4.1	Evaluación económica a precios de mercado	43
4.1.1	Flujo de costos y beneficios a precios de mercado	43
4.1.2	Valor Actual Neto a precios de mercado (VAN)	43

4.2	Estimación de los costos sociales	43
4.2.1	Factores de corrección	44
4.2.2	Flujo de costos sociales y su valor actual	44
4.2.3	Valor Actual Neto a precios Sociales (VANS)	46
4.2.4	Evaluación social	49
4.3	Análisis de sensibilidad	49
4.3.1	Variables inciertas	49
4.3.2	Cambios de VANS	49
4.4	Selección del mejor proyecto alternativo	50
4.5	Análisis de sostenibilidad	52
4.6	Análisis de impacto ambiental	52
4.7	Marco lógico	52
4.8	Influencia en las tarifas	53
4.8.1	Metodología de evaluación del proyecto	53
4.9	Factor de planta	59
	CONCLUSIONES	60
	ANEXOS	61
	ANEXOS A	62
	FIGURA A.1 –FUENTE: PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008	63
	ANEXOS B	64
	COSTOS DE DIVERSOS SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	
	ANEXOS C	66
	VARIACIÓN DEL PRECIO DEL URANIO EN LOS ULTIMOS 15 AÑOS	
	ANEXOS D	68
	CENTRALES NUCLEARES EN OPERACIÓN EN EL MUNDO	
	ANEXOS E	70
	TABLA E.1-PROYECCIÓN DEL PRECIO DE BARRA 2009-2017	
	TABLA E.2 – RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO	
	ANEXOS F	72
	TABLA F.1 – RESERVAS DE GAS NATURAL	
	FIGURA F.1-ESQUEMA DE UN REACTOR TÍPICO DE GENERACIÓN NUCLEELÉCTRICA	
	ANEXOS G	74

FIGURA G.1- ESQUEMA DEL PEEBLE BED MODULAR REACTOR (PBMR)

FIGURA G.2 – FUEL ELEMNT DESIGN FOR PBMR

ANEXOS H 76

COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS

ANEXOS I 80

COMENTARIOS ADICIONALES

BIBLIOGRAFÍA 89

PROLOGO

Hace ya casi un millón de años que un ser débil y desprovisto de capacidades aparentes de sobrevivencia encendió voluntariamente fuego, desde entonces, no ha cesado de brillar en él esa críspata creativa, que lo ha llevado del fuego al átomo y lo llevará, de seguro, de la tierra a las estrellas.....

En 1954 en Rusia empezó a funcionar la primera central nuclear, y desde entonces se instalaron decenas de centrales en todo el mundo, considerando que 1kg de Uranio genera unos 24 millones de MJ (7 MWh) de energía, se tiene notoriamente una mayor densidad energética. Queda para un futuro, quizás cercano, el uso de la energía de fusión nuclear, que es la forma en que el sol y las estrellas producen su energía y de la cual de 1kg de hidrógeno al convertirse en helio, se genera la tremenda cantidad de energía de unos 335 millones de MJ (unos 93 MWh) con lo que se tendrá pues energía abundante y barata.

En el Perú las aplicaciones nucleares desarrolladas, son tendientes a resolver diversos problemas nacionales en el dominio de la medicina, agricultura, industria, hidrología, geofísica, sismología, vulcanología y medio ambiente, entre otros campos.

El 25% del CO₂ emitido a la atmósfera se debe a centrales térmicas con combustible fósil. [28] Por otro lado, el quemado de combustible fósil produce SO₂ y NO_x que dañan el medio ambiente y tienen consecuencias funestas para las plantas y los seres humanos.

La polución con SO₂ y NO_x podría ser atacada, aunque requiere de tecnología muy cara; pero la polución por CO₂ no encuentra otra solución que no sea el freno a la construcción de centrales de combustible fósil. Las fuentes de energía eléctrica que no generan gases invernadero son la solar, la hidráulica y la nuclear.

América Latina utiliza energía hidroeléctrica y combustibles fósiles como sus principales fuentes de energía eléctrica. [29] La energía nuclear en términos de generación eléctrica total es exigua, alrededor de un 2% y se concentra en sólo tres países: Argentina, Brasil y México. Sin embargo, se han anunciado planes para ampliar la capacidad nuclear de estos países, y otros gobiernos de la región están considerando la alternativa nucleoelectrica para satisfacer sus crecientes necesidades.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

Cuando el hombre primitivo tenía que aprovechar la energía del medio ambiente para sobrevivir, el hombre recolectaba frutas, raíces, vegetales para comer y sobrevivir, la energía química de los alimentos era la única energía que consumía (en realidad energía del sol, capturada por las plantas) y como el hombre vivía como nómada tenía que recorrer mayores distancias para poder recolectar la energía que requería. Cada kilogramo de alimento genera, como energía química, aproximadamente 20 000 kilojoules de energía [1] Y cuando técnicamente desarrolla formas de fabricar armas de cacería o de pesca, además, aprovecha la energía confinada en los animales como alimento, también como energía química.

Con el uso del fuego hace unos 500 000 años aproximadamente (según algunos), tiene un recurso energético adicional, que usa para cocinar alimentos y hacerlos más digeribles, calentarse y mejorar sus armas, con esto incrementa el consumo per-cápita de energía. Cada kilogramo de madera genera de 12 000 a 21 000 kilojoules de energía, el carbón de madera genera aún más calor, cada kilogramo genera de 29 000 a 35 000 kilojoules [2]

En una siguiente fase, cuando descubre la agricultura, confina las plantas en un área menor, mejorando la eficiencia de captación del flujo energético solar, disminuyendo así también la pérdida de energía en desplazamiento y usándola en la agricultura. Cuando domestica animales y los usa como fuerza de tiro: ya no solo usa la energía de las plantas como provisión de energía química y la del fuego, sino que al trabajar en la agricultura emplea la energía muscular de estos animales, y cuando se sube sobre ellos y los usa como medio de transporte va incrementando aún más el uso de energía per-cápita.

Cuando además usa su ingenio para aprovechar la energía del viento, o de las corrientes de agua, para moler los granos, hace unos 1000 años, pasa a un estadio superior y con estas nuevas fuentes incrementa aún más el uso de energía per-cápita.

El uso del carbón de piedra en el siglo 18 dio inicio a la revolución industrial, el

crecimiento del uso de la energía creció tremendamente. Recordemos además que 1 kg de carbón de piedra genera 30 000 kJ de energía.

En 1859, [5] con el crecimiento iniciado por la revolución industrial, se empieza a usar el petróleo, generando 200 años de prosperidad y desarrollo económico e industrial, siendo el más eficiente energéticamente, pues 1kg de petróleo genera 39 600KJ de energía. [6]

Ahora se ha incrementado el uso del gas natural, particularmente en nuestro país y tenemos que 1 kg de gas genera 39 908 KJ [7], ligeramente superior al petróleo.

En 1954 en Rusia empezó a funcionar la primera central nuclear, y desde entonces se instalaron decenas de centrales en todo el mundo, considerando que 1kg de Uranio genera unos 24 000 000 000 kJ de energía se tiene notoriamente una mayor densidad energética.

Queda para un futuro, quizás cercano, el uso de la energía de fusión nuclear, que es la forma en que el sol y las estrellas producen su energía y de la cual de 1 kg de hidrógeno al convertirse en helio, se genera la tremenda cantidad de 335 000 000 000 kJ, con lo que se tendrá energía abundante y barata.(Ver tabla 1.1)

Y si finalmente se llegase a controlar la reacción materia-antimateria, que es el límite actual conocido en la física, se tendrían cantidades extraordinarias de energía con la cual prácticamente desaparecerían las “crisis energéticas”.

Es dentro de esa perspectiva que justifico el uso de la energía nuclear en el Perú y en cualquier parte del mundo, ya que se espera una prosperidad energética para el ser humano que lo llevaría a niveles de calidad de vida muy superiores.

Fuera de los casos en que ciertas sociedades, incluso civilizaciones enteras, se han derrumbado por estancamiento tecnológico y razones parecidas, la población humana ha crecido de tal forma que ha pasado de unos cuantos millones de individuos en el llamado periodo pleistoceno a aproximadamente siete mil millones de personas en la actualidad. Este crecimiento no resulta simplemente de la fertilidad; resulta esencialmente de una mayor capacidad de crecimiento demográfico derivada de avances cualitativos de las tecnologías empleadas para producir los medios de existencia de los que depende una población de una magnitud dada.

Más aún: las culturas más avanzadas, que también hacen posible el crecimiento de las poblaciones de lo que hoy llamamos “naciones en desarrollo” mejoran constantemente el consumo per-cápita de los varios modos de producción. Se indica en la figura 1.1 las “densidades energéticas” correspondientes a varias fases del avance de la cultura humana,

y muestra la relación entre la tasa de “densidad energética” existente en cada momento dado y la tendencia a incrementar la tasa de aumento de la “densidad energética”. [9]

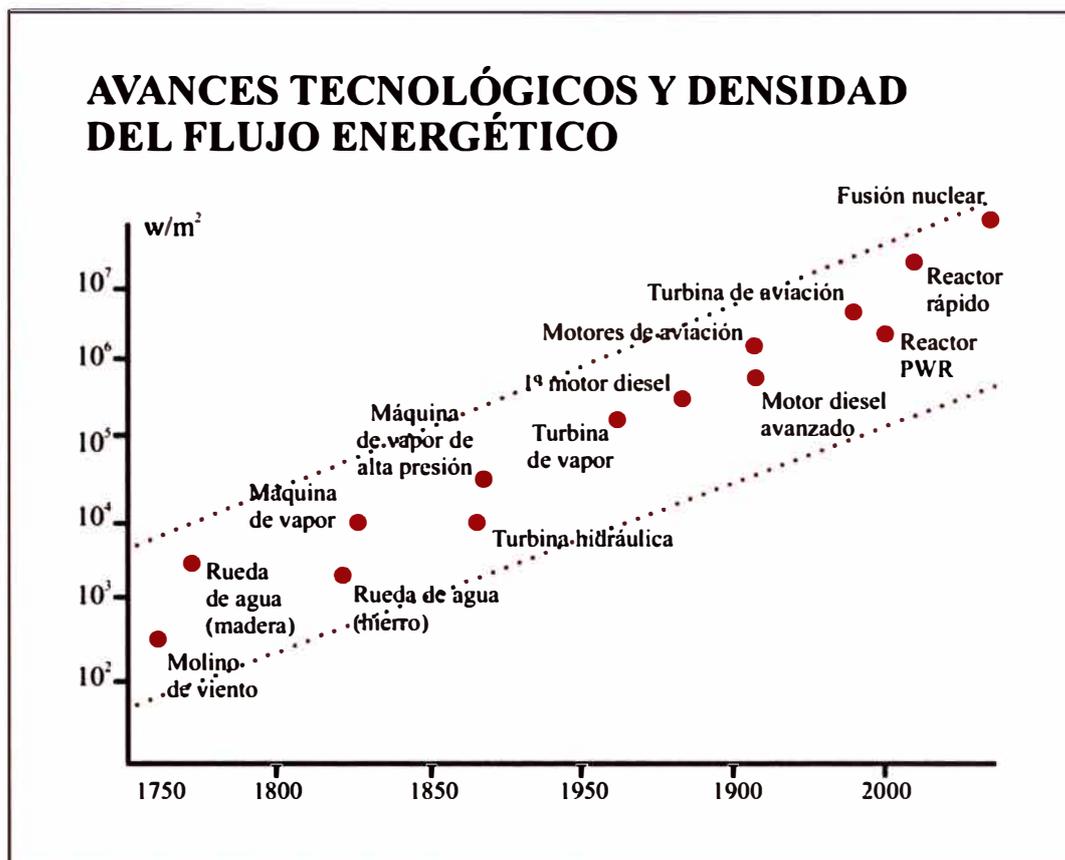


Figura 1.1 – Avances tecnológicos y densidad del flujo energético

Por ejemplo, el progreso que significa pasar de la caza a la recolección, al pastoreo de ganado, representa un incremento de la energía per-cápita aprovechable, que la humanidad maneja y utiliza. De la misma manera, la aparición de la agricultura que maneja y utiliza. Así como también la aparición de la agricultura primitiva incrementa la densidad energética de una cultura, el riego y los fertilizantes, el mejoramiento de los suelos, entre otras cosas, incrementan el dominio del hombre sobre la energía que fluye por la biósfera y, por lo tanto, incrementan la densidad energética y la capacidad de crecimiento demográfico de la sociedad.

Durante el siglo XVI se produjo un hito en este proceso, cuando la civilización europea se vio ante el hecho de que la sociedad no podría sobrevivir como sociedad civilizada, con el simple empleo de la energía eólica, la energía hidráulica y la leña; no podría sobrevivir sustentada en lo que denominan hoy “recursos renovables”.

En la Inglaterra de los Tudor se intentó aprovechar el carbón y construir una máquina de vapor. Dichos esfuerzos dieron sus primeros frutos gracias a científicos franceses en el

siglo XVII, frutos puestos en práctica a fines del XIX merced a la colaboración entre científicos e ingenieros de Francia y los Estados Unidos tales como Robert Fulton. La era moderna se distingue por concentrar esfuerzos en el aprovechamiento de formas “más calientes” y más “densas” de energía utilizable, y por el perfeccionamiento de maquinaria y equipo que permita al trabajo productivo, emplear esa energía per-cápita incrementada en una forma cada vez más organizada y “sofisticada”. Ver figura 1.2

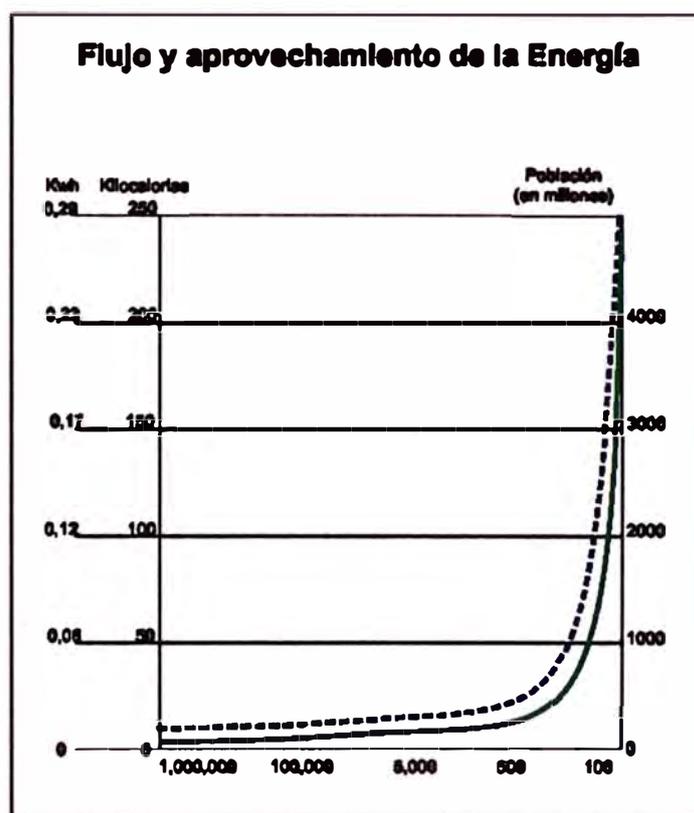


Figura 1.2 - Flujo y aprovechamiento de la energía

Esta es una exacta descripción preliminar del papel que Alexander Hamilton atribuyó al “trabajo artificial” en su propuesta de 1791, “Informe Sobre Las Manufacturas”. Esto es lo que debe entenderse cuando utilizamos hoy la expresión “Capital Productivo”: cuyo concepto es: “economía de formación de capital”.

A partir de 1974, la política energética ha venido a ser la cuestión política y económica clave. La explotación del petróleo, del gas natural y del carbón; el asunto crucial de la energía nuclear, el debate sobre las alternativas energéticas “suaves” o “duras”, han dominado durante los últimos años todas las discusiones sobre la política del desarrollo, sobre la posibilidad de una salida al estancamiento económico mundial y sobre las perspectivas de guerra o paz.

Esto no es sorprendente. No hay duda que sin un adecuado abastecimiento de energía barata, los problemas que en la actualidad enfrenta el mundo carecen de solución. Sin solución a la cuestión de la energía, no podrá haber desarrollo real, ni una comunidad estable y pacífica.

En el curso de este debate se han evidenciado dos tendencias generales. Una visión es la de los neo-maltusianos, propugnadores de los “límites del crecimiento”, su premisa es que la era de la energía barata y abundante ha terminado para siempre, que los recursos energéticos de la tierra son finitos, y que por lo tanto deben de ser conservados. Según ellos, la humanidad debe adaptar sus esperanzas y objetivos a este planeta finito, resignándose a una permanente condición de atraso rural y de miseria, dado que no existe la energía para dar a todos los pueblos los niveles de vida disfrutados hoy por la mayoría de los países desarrollados. Debemos volver al camino de la “energía suave”: el sol, la leña y la energía muscular.

En el otro campo del debate energético, se sitúan los que propugnan la tecnología avanzada y la energía nuclear. Sus premisas son diferentes: los recursos de la tierra no son finitos, pueden ser incrementados por el ingenio creativo del hombre, por el desarrollo de nuevas formas energéticas. No necesitamos retroceder o abandonar el objetivo de un continuo progreso material humano, puesto que la energía nuclear nos ofrece la posibilidad de vastas y crecientes cantidades de energía barata, de energía suficiente para llevar a toda la población de la tierra la abundancia material.

Estas son las dos perspectivas que definen a grosso modo el debate sobre la energía. La discrepancia entre ambas no es simplemente cuestión de opiniones. La cuestión de la política energética puede y debe ser resuelta desde el punto de vista de la ciencia de la energía. Los resultados de cada decisión pueden ser predichos por medio de la ciencia, con tanta certeza como conocemos, como por ejemplo, con la ayuda de la ley de la gravedad, el resultado de saltar desde una ventana de un vigésimo piso.

De hecho, las consecuencias de las políticas de quienes propugnan el neomaltusianismo están basadas en un enfoque completamente acientífico, y son tan catastróficas para la humanidad como el desafío a la ley de la gravedad lo es para el individuo. La única posible política energética que puede asegurar la continua supervivencia y el progreso de la especie humana, es aquella que se basa en la energía nuclear y en el desarrollo acelerado de todas las formas tecnológicas de energía intensiva.

Quienes están de acuerdo en el rechazo a los “límites del crecimiento”, discuten la tasa deseable de crecimiento de la energía, los papeles correlativos de la fisión y la fusión, la posibilidad de “mezclar” los proyectos energéticos “suaves” y “duros”, la posibilidad de incrementar simultáneamente la inversión en el desarrollo energético y en el incremento del consumo masivo, etc.

Tabla 1.1 – Densidades energéticas de combustible (MJ/kg)

Combustible	MJ/kg	kWh/kg
Leña	6	1,66
Carbón	32	8,88
Gasolina	46	12,77
Hidrogeno (combustión a aire)	143	39,72
Uranio natural (reactor de grafito)	440 000	122,22
Uranio Enriquecido (LWR)	3'450 000	958 333,65
Uranio natural (reactor regenerador)	24'000 000	6'666 648,72
Deuterio + tritio (reactor de fusión)	335'000 000	93'055 295,53

Nuestra premisa inicial es la existencia humana. Para que la humanidad existiera en la actualidad, nuestros predecesores superaron repetidamente aparentes “escaseces de recursos”, a través del desarrollo de nuevos modos de producción y, sobre todo, de nuevos métodos para utilizar la energía. El desarrollo de nuevas formas de producción de energía ha conducido siempre, por necesidad, al incremento de la productividad humana o de la energía laboral. Ha sido este vital incremento en la productividad del trabajo lo que ha hecho posible incrementar tanto el nivel de consumo como el tiempo disponible para la educación y la innovación, lo que crea a su vez las condiciones para la producción de seres humanos capaces de crear y utilizar altos grados de avance tecnológico, que conducen a incrementos ulteriores de la productividad laboral.

La característica de las nuevas fuentes de energía, que ha posibilitado este incremento en la productividad laboral, es su densidad energética. Al incrementar la densidad de flujo de energía, las nuevas tecnologías (como los combustibles fósiles, y ahora la energía nuclear) han hecho posible recoger cantidades cada vez más grandes de energía, con menor

cantidad de trabajo. A su vez, ha conducido a la creciente sustitución del trabajo muscular humano directo por energía de otras fuentes, a incrementos nuevos de la productividad y así a nuevas fuentes de densidad energética mayor.

Actualmente, la necesidad de desarrollar nuevas y numerosas tecnologías de más alta densidad energética, significa la necesidad de desarrollar la energía nuclear y, sobretodo, la fusión termonuclear controlada. La energía de fusión no solo abre la posibilidad de vastos incrementos en la densidad de energía y por lo tanto enormes bajas en el costo de la energía; posibilita también, el desarrollo de un universo nuevo de tecnologías productivas, y asegura el abastecimiento virtualmente ilimitado de energía para las generaciones futuras.

Nuestras decisiones presentes de política energética, deben servir de transición a la energía de fusión en la próxima década. Supuesta la determinación de implementar la fusión nuclear para principios de la década de 2030, (según Eugeni Velikhnov, presidente del ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor), podemos utilizar nuestros actuales yacimientos de combustibles fósiles, complementados de manera significativa por cantidades crecientes de energía de fisión nuclear. Con estos recursos, podemos y debemos planear las altas tasas de crecimiento global (y energético) que permitan preparar el “despegue” hacia una economía de fusión. Solo con tales tasas de acelerado crecimiento, la fuerza laboral altamente calificada requerida por una economía de fisión puede crear la infraestructura tecnológica para la fusión antes de que se terminen los actuales abastecimientos limitados.

Dicha política de transición a la fusión es el único contexto en el que pueden resolverse los problemas del desarrollo económico global y de la recuperación económica. Esta es la clave para superar el atraso y la miseria.

1.1 Objetivo central del proyecto

Reducir la vulnerabilidad del sistema de generación eléctrica nacional.

Diversificar de la matriz energética nacional, preservando las reservas de hidrocarburos.

Disminuir la incertidumbre de la disponibilidad de agua, la exportación de gas, las emisiones de gases invernadero.

1.2 Antecedentes Internacionales

Con el descubrimiento de la Fisión en 1935 por O. Hahan y F. Strassman se inició a pasos agigantados el desarrollo del uso de la Energía Nuclear; y así el 2 de diciembre de 1942

Enrico Fermi en el Estadio de la Universidad de Chicago consiguió por primera vez mantener el proceso de la Fisión en una manera controlada y auto sostenida, mediante su denominada “Pila Nuclear”, hecho que despertó un entusiasmo por construir sistemas (Reactores Nucleares) mejorados al construido por E. Fermi, con la finalidad de obtener mejores beneficios.

La primera central nuclear que se construyó fue en la extinta URSS en 1954, siendo el único país con una central de estas características, hasta que en 1957 Reino Unido construyó dos centrales.

En Shippingport (USA) el 2 de Diciembre de 1957 se pone en funcionamiento la primera Central Nucleoeléctrica, el primer Reactor Nuclear para Generar Electricidad, con una potencia instalada de 60 MWe. Iniciándose de esta manera la aplicación más rentable del uso de la energía nuclear.

Luego en varios países del mundo se dedicaron muchos esfuerzos para construir centrales Nucleoeléctricas. Alcanzando su pico más alto en la década del 70-80 como consecuencia del denominado fenómeno "Crisis del Petróleo", después la nucleoelectricidad ha tenido un crecimiento sostenido hasta los 90 y de allí en adelante se mantiene constante en su aporte porcentual de la generación eléctrica mundial, significando que la tasa de generación de electricidad crece como crece la demanda mundial de energía eléctrica, alcanzando en la actualidad un 17 % de la generación total. Las proyecciones energéticas mundiales prevén que la nucleoelectricidad incrementará su aporte porcentual en las próximas décadas.

Al año 2012 hay 446 centrales nucleares en el mundo (y 65 en construcción) Estados Unidos 104 (1 en construcción), Francia 58, Japón 54 (2 en construcción), Rusia 32 (11 en construcción), Corea del Sur 21 (5 en construcción), India 20 (1 en construcción), Reino Unido 19, Canadá 18, Alemania 17, Ucrania 15 (2 en construcción), China 13 (27 en construcción), Suecia 10, España 8, Bélgica 7, República Checa 6, Suiza 5, Finlandia 4 (1 en construcción), Hungría 4, Eslovaquia 4 (2 en construcción), Argentina 2 (1 en construcción), Brasil 2 (1 en construcción), Bulgaria 2 (2 en construcción), México 2, Pakistán 2 (1 en construcción), Rumania 2, Suráfrica 2, Armenia 1, Países Bajos 1, Eslovenia 1, Irán (1 en construcción) [30].

Que han generado el 13% de la producción eléctrica mundial. De esas el país que más tiene en la actualidad es EEUU con 104, pero más sorprendente son las 58 centrales de Francia, más de la mitad que EEUU con casi 15 veces menos superficie. Aunque Japón no

se queda nada lejos con 54 o Corea del Sur con 21 en menos de 100.000 Km cuadrados. El accidente en la central de **Fukushima** ha recordado fantasmas del pasado, otorgándole al debate nuclear una candente actualidad. [8]

Las centrales nucleoelectricas proveen energía con costos de producción competitivos (el costo de producción promedio del año 2012 en USA fue de 0.02 US\$/KWh) [6]. En la región hay 3 países que ya tienen centrales nucleoelectricas: Brasil, Argentina y México. Brasil y Argentina tienen proyectos de construir nuevas, todos ellos financiadas y operadas por el Estado, Venezuela, Ecuador y Uruguay tienen planes para incorporar la energía nuclear en su matriz energética, recientemente Chile ya anunció que proyecta construir 5 centrales nucleoelectricas de 1,100 MW de potencia cada uno, en los próximos 26 años. El incremento del precio del uranio en el mercado internacional [7] en los últimos 10 años revela la tendencia energética del futuro: en enero de 2002 el precio era 9,6 \$/libra, en enero de 2005 21 \$/libra, en enero de 2006 a 37,5\$ /libra, en enero de 2007 el precio alcanzó los 75 \$ /libra y en la actualidad es de 113\$/libra [9]. Esta subida exponencial de los precios del uranio se debe ni más ni menos que a la irrupción en el mercado de fuertes compradores de uranio, como lo son India y China.

1.3 Antecedentes nacionales

El Perú, consciente de su desarrollo viene realizando estudios sobre nucleoelectricidad considerando las metodologías actualizadas, dentro del contexto de competitividad económica, riesgo y conservación del medio ambiente. Así el presente informe contiene algunos de los estudios desarrollados en el Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN) sobre la posibilidad de implementar una Central Nucleoelectrica en el País.

El primer proyecto nacional de construcción de una planta de generación nucleoelectrica [1] se remonta a los años 60 y fue propuesto por la Junta de Control de Energía Atómica, antecesora institucional del IPEN. El Proyecto ubicó la referida planta en Puno a orillas del lago Titicaca y tenía el propósito adicional de transvasar parte del agua del lago a la costa, para generación hidroelectrica e irrigación.

En 1965, la Junta de Control de Energía Atómica preparó un informe de la situación hidrológica y socioeconómica del Perú, para una misión del OIEA que vino al Perú para evaluar el “Proyecto de desalinización de agua y generación de energía eléctrica en la costa del Perú” [2].

Más adelante, en la década de los años 70, la empresa ELECTROPERU efectuó un estudio de planificación eléctrica con la cooperación del OIEA e IPEN [3] en el que se utilizó el modelo ENPEP “Energy and Power Evaluation Program” desarrollado por el Argonne National Laboratory de los Estados Unidos de América, estudio efectuado en un escenario muy diferente al actual, que es caracterizado por el cambio climático global y la consecuente vulnerabilidad de las plantas de generación hidroeléctrica y reducidas reservas de hidrocarburos del Perú, periodo en el que aún no había sido descubierto el yacimiento de óxido de uranio de Macusani, Puno, y cuyos resultados comprensiblemente no recomendaban la construcción de una central núcleo eléctrica. Durante este mismo periodo el Estado inició la construcción de un reactor nuclear de investigaciones de 10 MW de potencia en Huarangal que fue concluido el año 1988, reactor orientado a la producción de radio isótopos, apoyo a trabajos de investigación y aplicaciones en la industria, agricultura, hidrología y medicina, y formar cuadros de personal técnico con capacidad para desarrollar proyectos en el campo nuclear.

En el año 1995 en el marco de un convenio de cooperación técnico científico entre la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y el Ministerio de Defensa Comandancia General del Ejército, se elaboró un estudio denominado TERMINOS DE REFERENCIA PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO NEOLMAR, que contempla la instalación de una Central Nuclear de 1200 MW de potencia como parte de un estudio relacionado al Proyecto estratégico para el desarrollo del norte y nororiente del Perú realizado entre la UNI y la Oficina de Investigación y Desarrollo del Ejército.

El año 1996 el IPEN a través del Grupo de Trabajo Nucleoeléctrico y por encargo del Ministerio de Energía y Minas, efectuó el diseño de la RED DE ENERGIA del Perú que sirvió de base para efectuar las proyecciones energéticas para el periodo 1994 – 2010 y la evaluación económica de la energía utilizando el modelo ENPEP, cuyos resultados estimaron que la demanda nacional de energía para el año 2010 en 200 KTEP/año. El año 1999 el mismo Grupo de Trabajo presentó el “Estudio de Prefactibilidad para la implementación de una central núcleo eléctrica en el Perú” [4] cuyos resultados recomendaban “...considerar la alternativa nucleoeléctrica en la planificación eléctrica que realiza Electro Perú”, y propusieron la construcción de una central nucleoeléctrica de 400 MW de potencia.

En el año 2009 el Sindicato de Empleados del Instituto Peruano de Energía Nuclear, en la persona del Ing. Rubén Rojas Molina, formuló el proyecto “Energía Nuclear Para Reducir La Vulnerabilidad Del Sistema De Generación Eléctrica Nacional” en el que considera la instalación de una Central Nuclear de 900 MW a un costo de 1530 millones de dólares y es el informe base del presente trabajo.

En el Periodo 1975 a 1985 el IPEN llevó a cabo varias campañas de exploración de uranio, cuyo principal resultado fue el descubrimiento de un yacimiento de óxido de uranio en Macusani, Puno, que estuvo reservado para el IPEN hasta 1996, pero como resultado de lo dispuesto en el Decreto Legislativo 708 Ley de promoción de inversiones en el sector minero, promulgado en Noviembre de 1991, el yacimiento dejó de estar reservado para el Estado, y quedó libre para su denuncia por el sector privado, actualmente se encuentra concesionado a varias empresas privadas extranjeras con fines de exploración.

Actualmente el IPEN viene mejorando el trabajo del Ing. Rojas en coordinación con el MEM, del cual esperamos los mejores resultados.

La Asociación Peruana de Energía Nuclear, presidida por el físico Francisco Vidarte García y el Instituto Schiller liderado por el Ing. Luís Vázquez Medina, desde la sociedad civil, hacen los aportes correspondientes en la promoción y difusión de estas tecnologías.

Entonces:

El proyecto propuesto consiste en la construcción de una planta de generación nucleoelectrica de última generación cuya operación y mantenimiento sea la más segura posible, tenga los más bajos efectos negativos en el medio ambiente, que en el mediano a largo plazo asegure una mínima dependencia de insumos y tecnología del exterior y mínima dependencia de factores naturales como el cambio climático y disponibilidad de hidrocarburos.

El proyecto surge, además de la proyección histórica del aprovechamiento de la energía, ya expuesta, por la necesidad de reducir la vulnerabilidad de la generación de energía eléctrica debido a los posibles efectos del cambio climático global, que la comunidad científica nacional e internacional, vienen alertando en los últimos años, lo cual resultaría en la reducción la generación de energía hidroeléctrica, debido a la drástica reducción de los caudales de los ríos y de las reservas de agua en lagunas y acuíferos.

Por otra parte las limitadas reservas de hidrocarburos que tiene el país no están en capacidad de suplir el déficit de energía con centrales térmicas, y su excesivo consumo agotaría prematuramente las reservas, obligando al Estado a incrementar la importación de hidrocarburos, incrementando de este modo la dependencia del exterior en la generación de energía, recurso vital y estratégico para el desarrollo.

1.4 Definición del problema y sus causas

1.4.1 Problema central

El problema central de la generación de energía eléctrica es su vulnerabilidad en un escenario de cambio climático global y limitadas reservas de hidrocarburos del Perú.

1.4.2 Causas del problema principal

Matriz energética no diversificada. Reducidas reservas de hidrocarburos.

Inexistencia de generadores que usen nuevas fuentes de energía.

Incertidumbre en la disponibilidad de agua.

Agotamiento de las reservas de hidrocarburos.

Exportación del gas natural del petróleo (GNP) de Camisea.

Cambio climático global por:

Factores antropogénicos: Emisión de gases invernadero: CO₂, CH₄

Factores naturales: Radiación solar, ciclos astronómicos de variaciones del eje de rotación de la Tierra, erupciones volcánicas, corrientes marinas.

1.4.3 Causas relevantes del problema

a) Matriz energética no diversificada

El Perú no obstante contar con diversos recursos naturales para la generación de energía eléctrica como son: agua, hidrocarburos, uranio, aguas geotermales, viento y radiación solar, solo utiliza dos de ellos: agua con el que genera el 64% de la energía e hidrocarburos que genera el 36% restante, ambos con problemas de disponibilidad en el mediano y largo plazo, recién a partir del año 2009 con los proyectos de centrales eólicas y geotérmicas del Plan Referencial 2008-2017 del MINEM se empieza a revertir este problema.

b) Limitadas reservas de hidrocarburos.

El Perú es desde hace mucho tiempo un país deficitario en petróleo, sus reservas probadas son reducidas y fueron del orden de 447 millones de barriles a fines del año 2007 [10], la producción promedio el año 2009 fue de 140,500 barriles por día (bpd)

[11], producción que solo abastece la mitad del consumo nacional, recurso que afortunadamente es un componente minoritario de la matriz energética nacional.

En cuanto al gas, uno de los principales componentes de la matriz energética nacional, el volumen de reservas probadas hasta el año 2009 fue de 11.8 TCF (trillones de pies cúbicos, en inglés) [12], que corresponden básicamente al yacimiento de Camisea, de los cuales 4.2 TCF ya están comprometido para su exportación. El saldo de 7.6 TCF en caso sea orientado al consumo nacional en: centrales de generación, petroquímica, vehículos automotores y uso doméstico de la población, alcanzaría solo para 11 años con el consumo promedio de 1,860 MMPCD, estimado por el MINEM, para el periodo 2015 al 2028 [9], como se indica en la figura 1.3

Cabe señalar que actualmente hay controversia sobre el volumen de reservas de gas, la reserva de 11.5 TCF proporcionado por el MINEM, tiene contradicciones por ejemplo, con el informe de la empresa consultora Gaffney, Cline & Associates (GCA) [15], y la opinión de varios expertos nacionales, entre ellos el Ing. C. Herrera Descalzi, ex-ministro de Energía y Minas y ex decano nacional del Colegio de Ingenieros del Perú, que sostienen que las reservas probadas de gas de Camisea solo llegan a 8.8 TCF, en tal caso solo alcanzarían para 7 años del consumo nacional promedio estimado por el MINEM.

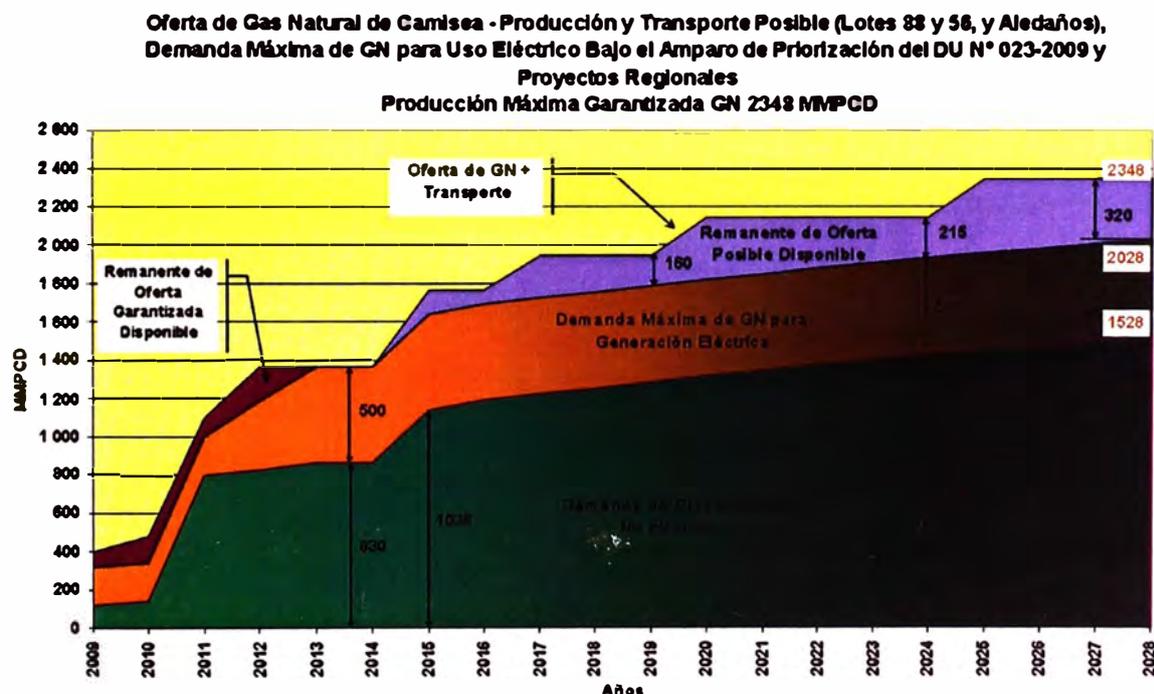


Figura 1.3 – Oferta de gas natural de Camisea

Fuente: Plan Referencial de Electricidad 2008 – 2017, Ministerio de Energía y Minas/DGH
Dónde: MMPCD: Millones de pies cúbicos estándar por día

CAPÍTULO II

DIAGNOSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

2.1. Antecedentes de la situación que motiva el Proyecto

Durante el año 2008, la producción de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los sistemas aislados (SSAA) fue de 32,443 GWh, 92.9% generado por el SEIN y 7.1% generado por los SSAA (64% de origen hidroeléctrico y 36% de origen termoeléctrico) [8], energía obtenida con una potencia instalada de 7,158 MW (45% hidroeléctrico y 55% térmico).

La proyección de la demanda del sistema eléctrico interconectado para fines del periodo 2008 – 2017, en los escenarios de crecimiento económico conservador, medio y optimista son de: 51, 56 y 62 miles de GWh respectivamente [9]. Ver figuras 2.1 y 2.2

Los planes de expansión del MINEM en el mismo periodo y bajo el criterio de libre competencia y “mínimo costo” total de expansión, determinaron la necesidad de incrementar, el parque de generación en 5 638, en 6 000 y 7 427 MW respectivamente, para los mismos escenarios de crecimiento económico, de los cuales 394 MW ya fueron ejecutados el año 2009.

En el escenario de crecimiento medio, la diferencia de demanda de energía entre año 2017 con la actual es de 23.6 GWh, que se proyecta cubrir con la energía generada de un número indeterminado de centrales hidroeléctricas con una capacidad total de 2 129 MW, de los cuales 143 MW corresponden a pequeñas centrales hidroeléctricas, 11 centrales térmicas a gas natural con una capacidad total de 2 952 MW, 7 centrales eólicas con una capacidad total de 400 MW y 3 centrales geotérmicas con una capacidad total de 125 MW.

Las que en conjunto suman los 6 000 MW que se proyectan construir hasta el año 2017. La principal fuente de alimentación de las centrales térmicas es el yacimiento de gas de Camisea, y en menor medida los yacimientos de Aguaytia y Talara.

El precio de venta de la energía eléctrica al usuario final en el Perú es de 0.34 soles/KWh (0.11US\$/KWh) sin IGV, y podría incrementarse si se mantiene la tendencia

de incrementar el uso de hidrocarburos en la generación, lo que además de agotar prematuramente las reservas de petróleo y gas que tiene el Perú, incrementaría las emisiones de CO₂ y posiblemente contribuir al cambio climático global.

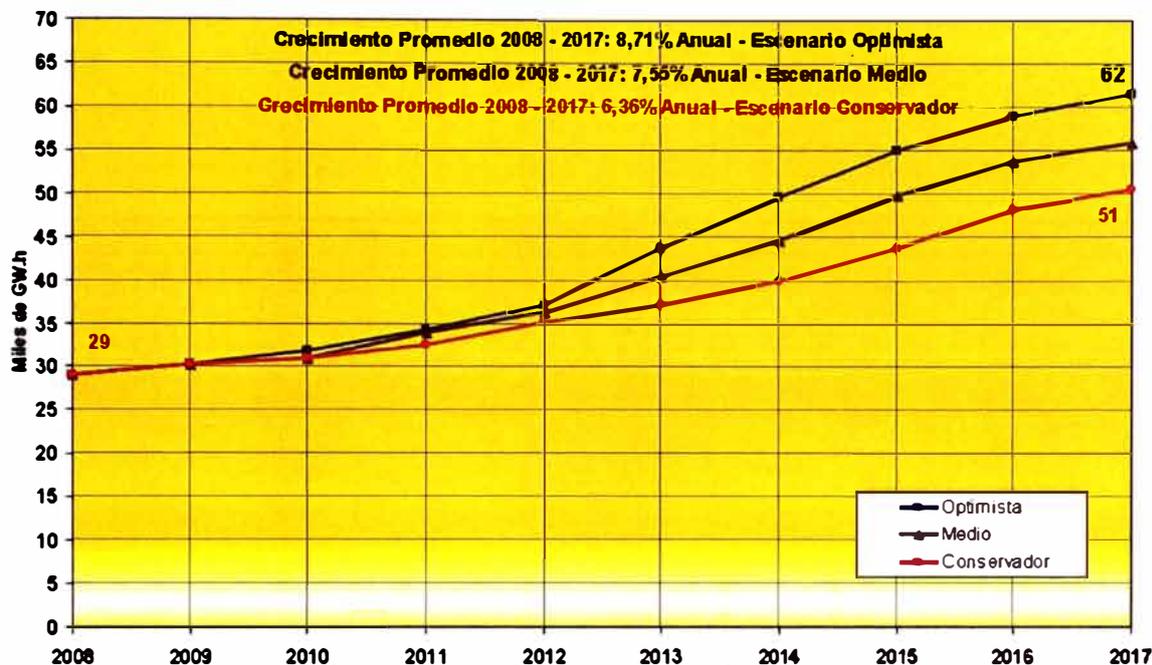


Figura 2.1- Proyección de la demanda de energía del SEIN

Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Plan de Referencial de Electricidad 2008 – 2017

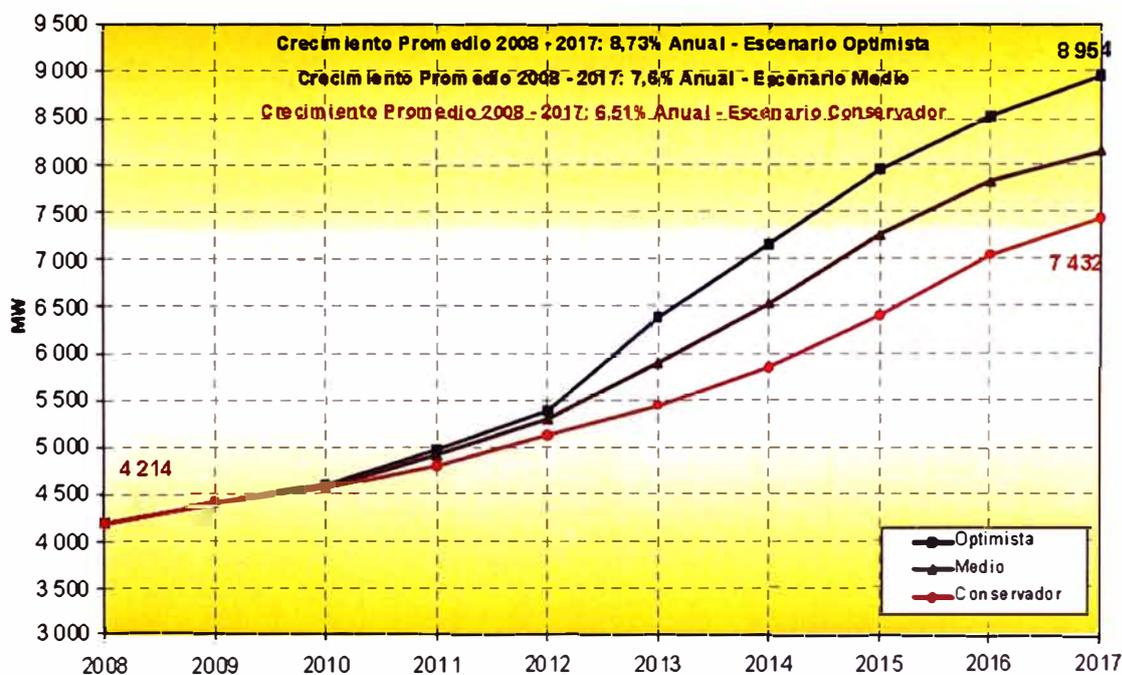


Figura 2.2- Proyección de demanda total de potencia del SEIN 2008-2017

Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Plan de Referencial de Electricidad 2008 – 2017

El efecto combinado de reducción de la generación de energía y costos elevados, sin duda

tendrían un efecto negativo en la competitividad de los bienes y servicios nacionales, tanto en el mercado local como el internacional, también afectaría la estabilidad de las empresas, por el incremento de sus gastos en consumo de electricidad, lo que podría incidir negativamente el desarrollo socioeconómico del Perú, con el consiguiente incremento de los problemas sociales que se pueden derivar.

Las proyecciones de la demanda de energía y potencia del MINEM para el año 2027 [9] en los escenarios de crecimiento económico conservador, medio y optimista son de 75 000 GWh, 84 000 GWh y 93 000 GWh y de 11 400 MW, 12 600 MW y 14,000 MW respectivamente. En el escenario de demanda medio, el déficit respecto a la demanda actual es de 51.6 miles de GWh, cuya cobertura requiere la construcción de nuevas centrales de generación del orden de otros 6 000 MW que sumados al del año 2017 alcanzan los 12.6 MW estimados en el Plan Referencial de Electricidad 2008 – 2017 del MINEM

Los valores de la proyección de la demanda de potencia y energía total del SEIN, en el horizonte de estudio, para el Escenario de Demanda Medio se presentan en las figuras N° 2.3 y 2.4

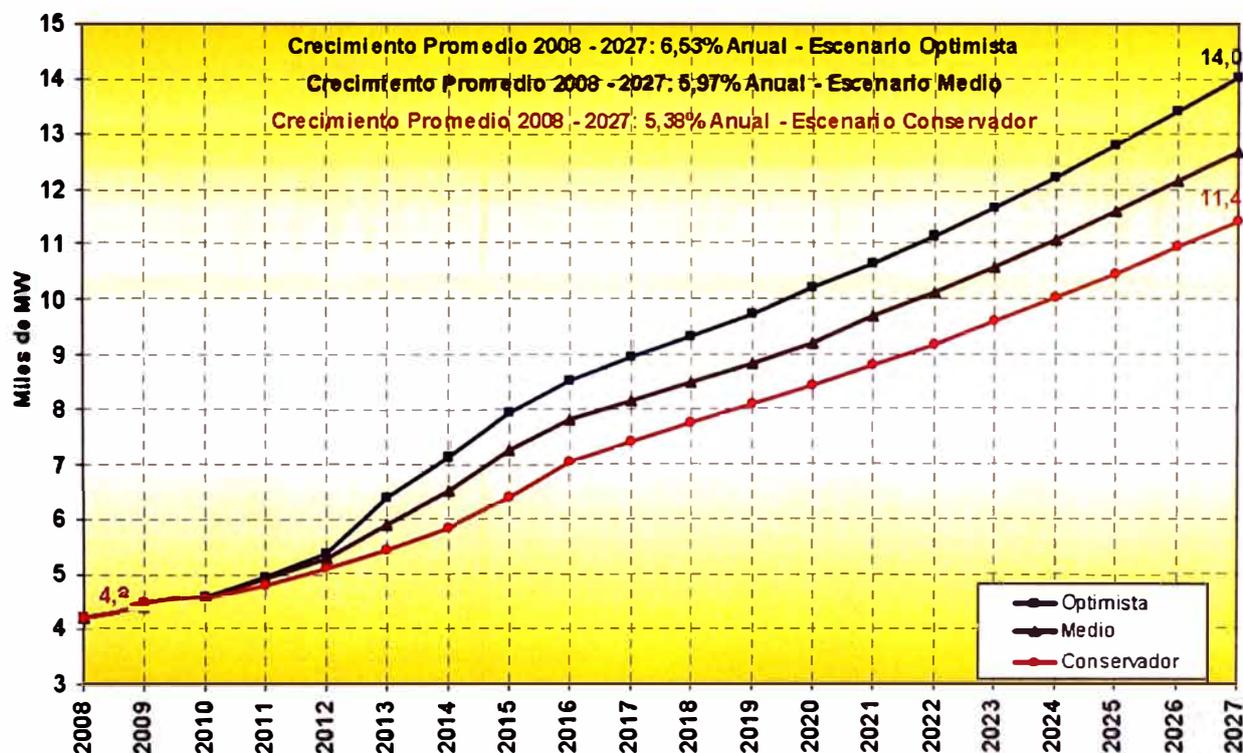


Figura 2.3 Proyección de la demanda de Potencia

Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Plan de Referencial de Electricidad 2008 – 2017

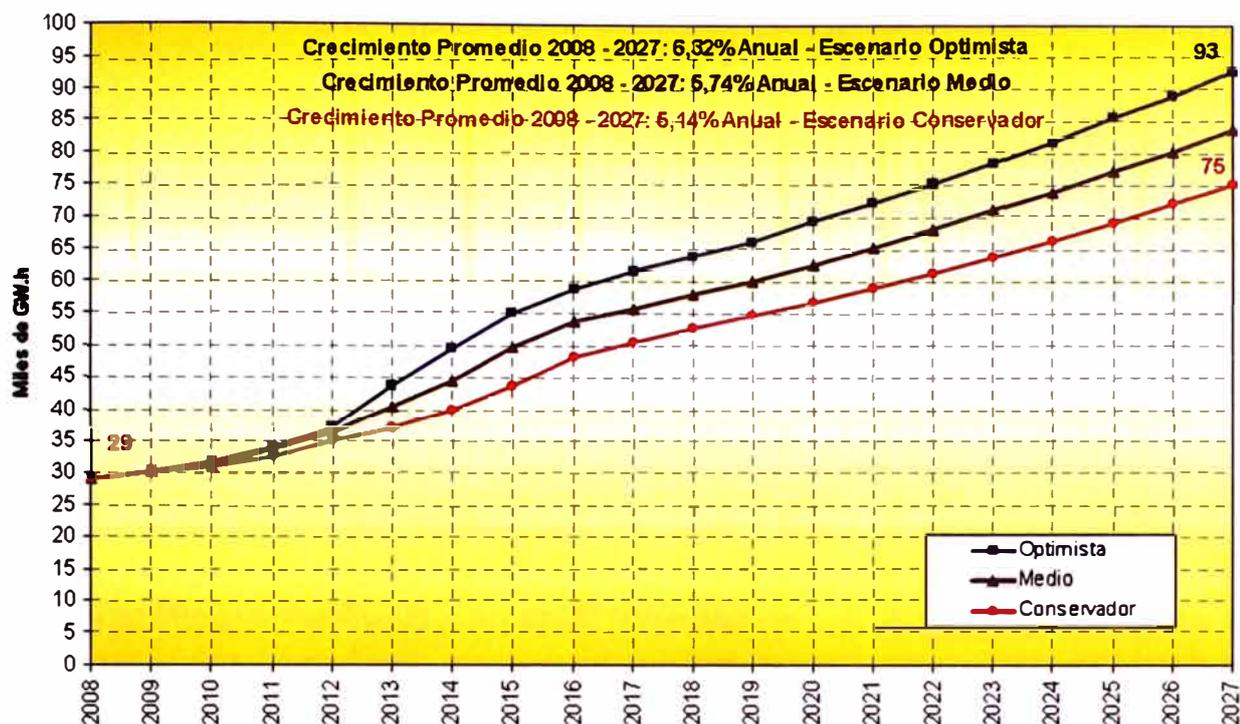


Figura 2.4 Proyección de la demanda de Energía

Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Plan de Referencial de Electricidad 2008 – 2017

La energía eléctrica es un servicio público indispensable para la producción de bienes y servicios, vital para la subsistencia de la sociedad moderna, el Estado promueve y ha promovido la inversión privada en este campo, cuyo resultado son los proyectos de generación en curso, pero como se ve, ninguno de ellos es núcleo eléctrico que es lo que convendría al país en el actual escenario socio económico y climático que demanda la diversificación de su matriz energética, aprovechando un recurso natural que tenemos en el Perú: Uranio, diversificación que debe constituir un objetivo estratégico nacional.

2.1.1 Zona y población afectada

Teniendo en cuenta que el Perú tiene un sistema eléctrico interconectado, la zona afectada por el problema comprende todo el territorio nacional y la población afectada corresponde a toda la población del Perú, sin distinciones de sexo, edad o grupo socioeconómico, especialmente en las zonas urbanas donde se encuentran la mayoría de las empresas productivas y la población. Los sectores productivos más afectados comprenden las empresas minero metalúrgico y textil.

2.1.2 Gravedad de la situación negativa que se intenta modificar

El problema en la generación de energía ha quedado de manifiesto en los últimos 10 años por la concurrencia de los siguientes factores:

Crecimiento sostenido de la economía peruana en los últimos 9 años, excepto el año 2009 en el que el PBI tuvo una caída importante como resultado de la crisis económica financiera mundial. Producción deficitaria de petróleo. Limitadas reservas de gas de Camisea. Evidencias de cambio climático global.

Por lo anterior, la generación de energía eléctrica del Perú tiene un problema estructural por su alta dependencia del agua en un escenario de cambio climático, y dependencia de hidrocarburos en un escenario de limitadas reservas y volatilidad de precios en el mercado internacional.

La posible reducción de la generación eléctrica daría origen al incremento de los costos de energía y el consiguiente incremento de los costos de producción y de reducción de la competitividad de los bienes y servicios nacionales, lo cual sin duda tendría un impacto negativo enorme en el desarrollo económico ya que restaría competitividad a los productos nacionales no solo en el mercado nacional sino en los mercados del exterior, cuyo resultado final sería la reducción de la producción industrial, incremento del desempleo, incremento de las importaciones, reducción de las exportaciones y de la recaudación del Fisco, factores que conducen al incremento de los conflictos socioeconómicos.

2.1.3 Intentos anteriores de solución

La demanda de energía proyectada para los próximos 10 años dio origen al desarrollo de diversos proyectos de generación y de transmisión de energía, contenidos en el Plan Referencial del Ministerio de Energía y Minas, Plan que para el periodo 2008 – 2017 ya incluye proyectos de generación eólicos y geotérmicos, los que constituyen las primeras acciones de respuesta frente al escenario de cambio climático global y limitadas reservas de hidrocarburos.

2.1.4 Intereses de los grupos involucrados

Grupos involucrados:

Por parte del Estado: MINEN/DGE, IPEN, Electro-Perú, Petro-Perú, etc.

Por parte del sector privado: Empresas Nacionales y transnacionales de Generación hidroeléctrica, térmica, solar, eólica, geotérmica.

Empresas Productoras de bienes, mineras, etc.

Público-Privado: empresas internacionales de generación nucleoelectrica.

Población general

Ver tabla 2.1

Tabla 2.1 – Grupos involucrados

GRUPOS DE INVOLUCRADOS	PROBLEMAS PERCIBIDOS	INTERESES
Estado/MINEM/DGE	Posibilidad de déficit de Generación eléctrica en el mediano y largo plazo. Incremento de costos de generación Contaminación ambiental Reducción de la competitividad de los bienes y servicios nacionales	Asegurar el suministro de energía eléctrica Reducir los costos de energía Contribuir al Incremento o mantenimiento del crecimiento económico y competitividad de los bienes y servicios nacionales. Conservar el medio ambiente
IPEN	Poca experiencia en Proyectos de generación núcleo eléctrica	Contribuir con la diversificación de la matriz energética. Efectuar trabajos de investigación aplicada en el campo nuclear que contribuyan al desarrollo
Empresas de generación hidroeléctrica	Reducción de régimen de lluvias y reserva de agua en el mediano y largo plazo	Incrementar o mantener su producción
Empresas de generación térmica	Agotamiento de reservas de Hidrocarburos. Incremento de costos de hidrocarburos. Emisión de CO ₂	Incrementar o mantener su producción
Empresas de generación núcleo eléctrica		Oportunidad de inversión
Empresas productoras y comercializadoras de hidrocarburos	Agotamiento de reservas de hidrocarburos	Incrementar o aumentar su producción
OSINERG		Fomentar la competencia de generadores Tarifas competitivas
Empresas productoras de bienes y servicios	Posibilidad de escasez del suministro de energía eléctrica	Incrementar o mantener su producción y ventas Tener asegurado el suministro de energía con precios bajos
Población en general	Posibilidad de escasez del suministro de energía eléctrica	Mejorar o conservar su nivel de vida. Tener asegurado el suministro de energía precios bajos Conservar el medio ambiente

2.2 Cambio climático global y disponibilidad de los recursos hídricos.

El clima terrestre es el resultado de procesos naturales muy complejos relacionados con la radiación solar, manchas solares, cambios de la inclinación del eje de rotación terrestre (ciclos astronómicos de Milankovich) [7], temperatura del aire y agua, régimen de vientos y lluvias, corrientes marinas y la actividad volcánica, a los que hay que añadir los procesos antropogénicos como la tala de bosques, emisión de los denominados gases invernaderos, entre ellos el CO₂ producto de la combustión de hidrocarburos en hornos, centrales de generación termoeléctrica, motores de los millones de vehículos que circulan hoy en el planeta, leña y los incendios forestales.

Por otra parte, la explosión demográfica y la consiguiente explosión de la demanda de agua para uso doméstico, industrial y agrícola, así como la contaminación de aguas superficiales y subterráneas, constituyen factores que contribuyen a agravar la problemática del agua caracterizada hoy por la escasez en algunas zonas y excesiva

abundancia en otras, los que en ambos casos constituyen problemas para la generación eléctrica, porque en el primero reduce la capacidad de generación por falta de agua y en el segundo caso se incrementa la concentración de sedimentos que arrastran los ríos, que causa daños en las turbinas, así como la generación aludes capaces de destruir las instalaciones hidroeléctricas como fue el caso de la C.H. de Machu Picchu y Aricota I y II, con el fenómeno del niño de los años 1997-1998.

El agua es un recurso vital y estratégico del que ninguna nación puede prescindir y su disponibilidad está directamente relacionada con el clima. En los últimos 25 años la Tierra sufrió los eventos climáticos más intensos de los que se tiene registro: los eventos Niño 1982-1983 y 1997-1998, grandes huracanes entre ellos el Katrina y Ike, heladas, sequías e inundaciones con récords de altas y bajas temperaturas en diversas partes del mundo, eventos que ponen en evidencia que la Tierra se encuentra dentro de un proceso de cambio climático global.

La Tierra ya pasó por varios cambios climáticos globales [13], siendo la última la denominada pequeña edad de hielo ocurrida entre los siglos XV y XVIII, y la edad de hielo ocurrida hace 12 a 20 mil años cuando gran parte del hemisferio norte estuvo permanentemente cubierto de una gruesa capa de hielo y el actual desierto de Sahara era una zona lluviosa y boscosa, cuyas evidencias se pueden encontrar en la edad de los restos de glaciares de la zona, pinturas rupestres, fauna y flora de los oasis del Sahara y así como la edad de las aguas subterráneas del norte de África.

La mayor reserva hídrica del Perú se encuentra en la región amazónica donde se tienen ríos de gran caudal, pero su explotación con fines de generación hidroeléctrica podría generar problemas ambientales y sociales, por la pérdida de extensas áreas de bosques y poblados, que serían cubiertos por el agua represada necesaria para ganar volumen y altura de caída de agua, en una zona caracterizada por la reducida pendiente que tienen los ríos, asimismo, su vida útil podría ser bastante menor que similares centrales hidroeléctricas de la sierra y costa por los grandes volúmenes de sedimentos que arrastran los ríos de la selva, los que colmatarían rápidamente las represas, reduciendo de este modo su capacidad de almacenamiento y la vida útil de las centrales hidroeléctricas que se construyan en la selva. Por otra parte la gran distancia de la selva a los centros de consumo y las características y clima de los terrenos de selva y ceja de selva, incrementarían los costos de instalación y mantenimiento de las líneas de transmisión de la energía.

2.3 Jerarquización de las causas.

Causas directas:

Matriz energética no diversificada. Incertidumbre de la disponibilidad del agua.
Limitadas reservas de hidrocarburos

Causas indirectas:

Pocos generadores que usan nuevas fuentes de energía. Incremento de la demanda de agua. Agotamiento de las reservas de hidrocarburos. Exportación de gas. Uso de hidrocarburos en vehículos y cocinas. Cambio climático global.

Causas antropogénicas: emisión de gases invernadero CO₂, explosión demográfica

Causas naturales: Ciclos solares, ciclos de Milankovich, erupciones volcánicas

2.3.1 Efectos del problema principal.

Déficit en el suministro de energía. Incremento de costos de energía eléctrica. Incremento de costos de producción de bienes y servicios. Pérdida de competitividad de empresas nacionales. Pérdida de competitividad de empresas extranjeras ubicadas en el Perú. Reducción de la inversión. Reducción de la producción de bienes y servicios. Desempleo y subempleo. Incremento de problemas socioeconómicos. Reducción de la calidad de vida de la población. Estancamiento socioeconómico de la población.

2.3.2 Efectos relevantes

Incremento de costos de energía eléctrica. Incremento de costos de producción de bienes y servicios. Pérdida de competitividad de empresas nacionales y extranjeras ubicadas en el Perú. Desempleo y subempleo. Reducción de la calidad de vida de la población.

2.3.3 Agrupación de los efectos.

- Efectos directos:

Déficit en el suministro de energía eléctrica.

Incremento de costos de energía eléctrica.

- Efectos indirectos:

Incremento de costos de producción de bienes y servicios.

Pérdida de competitividad de empresas nacionales y extranjeras ubicadas en el Perú.

Reducción de la inversión.

Desempleo y subempleo.

2.4 Medios para alcanzar el objetivo central:

Diversificación de la matriz energética nacional.

Incremento de las reservas de hidrocarburos.

Reducción de la incertidumbre de la disponibilidad de agua.

Reducción de la exportación de gas.

Reducción del uso de hidrocarburos en vehículos y cocinas.

Reducción de las emisiones de gases invernadero.

Construcción de generadores que usen nuevas fuentes de energía.

Construir generadores nucleoelectrónicos.

Incrementar la construcción de generadores solares .

Incrementar la construcción generadores eólicos.

Incrementar la construcción generadores geotérmicos.

2.4.1 Consecuencias positivas que se generaran cuando se alcance el objetivo

Se reducirá de la vulnerabilidad del sistema de generación de energía eléctrica nacional.

Se mantendrá o reducirán los costos de la energía eléctrica.

Se mantendrá o reducirán los costos de producción de bienes y servicios, manteniendo o incrementando la competitividad de las empresas, con al consecuente generación de empleo.

Se incrementaría la inversión.

Se tendría una mayor duración de las reservas de hidrocarburos.

El tiempo de operación de la industria petroquímica se alargaría.

Habría un incremento de la producción de bienes y servicios.

Habría una reducción de los problemas socioeconómicos.

Mejoraría la calidad de vida de la población.

Habría un incremento en la confiabilidad del suministro de energía eléctrica del país.

2.5 Alternativas de solución

2.5.1 Clasificación de los medios fundamentales

Medios fundamentales imprescindibles: Ninguno

Medios fundamentales no imprescindibles:

a.- Construcción de generadores que utilicen nuevas fuentes de energía

Generadores nucleares

Generadores solares

Generadores eólicos

Generadores geotérmicos

De este grupo de medios, solo la construcción de generadores núcleo eléctricos se

encuentra dentro de la competencia del IPEN, y el Perú tiene la ventaja de tener un yacimiento de uranio ubicado en Macusani, Puno, que puede proporcionar la materia prima para el abastecimiento del combustible nuclear. Asimismo, exploraciones geológicas efectuadas en la década del 80 revelan que existen otras áreas con manifestaciones uraníferas, por lo cual el Perú tiene potencialmente otros yacimientos que podrían incrementar sus reservas de uranio. Los costos de capital, operación y mantenimiento de los generadores núcleo eléctricos son menores que los correspondientes de los generadores solares y eólicos [6].

El desarrollo de este medio requiere asegurar:

- i. Suministro de combustible nuclear.
- ii. La infraestructura para el almacenamiento y gestión de desechos nucleares.

El suministro del combustible nuclear se puede obtener por dos vías:

a1. Compra del mercado internacional, o mediante contrato de suministro con una empresa o un Estado que elabore el combustible requerido. El OIEA y los países que tienen instalaciones para el enriquecimiento de uranio y consecuentemente capacidad de fabricar el combustible, están evaluando la posibilidad de constituir centros internacionales de enriquecimiento de uranio y suministro del combustible a los países que lo requieran. La provisión de concentrados de uranio no enriquecido (yellow cake) a estos centros de enriquecimiento facilitaría el suministro y reduciría el costo del combustible, el Perú ya produjo el “yellow cake” en laboratorios del IPEN hace unos 20 años, esta vía de suministro es necesaria en los inicios de las operaciones, pero debe ser temporal porque crearía una peligrosa dependencia del exterior para el suministro de la materia prima para generar un recurso vital como es la energía eléctrica.

a2. Elaboración en el Perú. Es la alternativa más adecuada porque asegura el suministro autosuficiente de la materia prima para la generación de un recurso vital como es la energía eléctrica, pero es una alternativa a mediano o largo plazo y requiere el desarrollo tres proyectos complementarios:

- i. Desarrollo de tecnología nacional y construcción de instalaciones para la elaboración del combustible nuclear usando como materia prima el uranio de los yacimientos nacionales
- ii. Exploración y explotación de nuevos yacimientos de uranio
- iii. Construcción de instalaciones para el almacenamiento y gestión de los

combustibles gastados.

La ejecución de estos proyectos requiere una revisión del marco legal vigente para determinar hasta qué punto el Decreto Legislativo No. 708 de promoción a la inversión en minería promulgado en Noviembre de 1991 que liberó la reserva de los yacimientos de uranio que el Estado los tenía hasta entonces, dejándolos libres para su explotación por empresas privadas, limita las facultades del IPEN para la explotación y beneficio, o cobro de regalías de minerales radioactivos otorgado por el Decreto Ley 23112 promulgado en Julio de 1980 (no derogado). Al ser un recurso estratégico debe tener un tratamiento especial, para no estar arrepintiéndonos de la mala administración en el futuro, como nos ha ocurrido con la exportación del gas. Como resultado de la revisión, proponer el marco legal para el desarrollo del proyecto núcleo eléctrico.

b.- Incremento de reservas de hidrocarburos

Se deben explorar nuevos yacimientos.

Se debe reducir la exportación de gas.

Se debe reducir de consumo de gas en vehículos (ir tomando interés en vehículos eléctricos o de hidrógeno).

Ocasionalmente incrementar el uso de biocombustibles, solo en zonas de ampliación de terreno agrícola, para no entrar en conflicto con el actual suministro de alimentos.

c.- Reducción de la incertidumbre de la disponibilidad de agua:

Reduciendo la emisión de gases invernadero.

Hacer reforestación que compense o mejore la disminución de áreas taladas.

Tratamiento y re uso de aguas residuales.

Optimización del uso de aguas.

El desarrollo de estos medios, no tiene efecto inmediato en la reducción de la incertidumbre en la disponibilidad del agua, debido a la enorme inercia del sistema hidrológico del planeta y la influencia de factores naturales como la variación de la radiación solar, los ciclos astronómicos de Milankovich, medios que requiere acciones conjuntas de todos los países como fue acordado en el Protocolo de Kioto, Japón en 1997, pero lamentablemente no suscrita por algunos de los países que más contaminan el medio ambiente, y otros que habiéndolo suscrito no los cumplen.

2.5.2 Relaciones entre los medios fundamentales.

Medios fundamentales mutuamente excluyentes: Ninguno

Medios fundamentales complementarios: Todos

Medios fundamentales independientes: Todos

2.5.3 Planteamiento de acciones.

Los medios fundamentales:

Reducción de las exportaciones de gas. Reducción del consumo de gas en vehículos, promocionando automóviles eléctricos y a hidrógeno. Producción de bio-combustibles, y Ejecución de nuevas exploraciones de hidrocarburos.

Agrupados dentro del medio de primer nivel: Incremento de las reservas de hidrocarburos, no son imprescindibles y son más bien complementarios a los otros dos medios de primer nivel, y por otra parte, la posibilidad de llevarlo a cabo exitosamente depende más de factores naturales como la existencia de reservas suficientes de hidrocarburos, y de políticas de estado para promover la incorporación de nuevas tierras aptas para el cultivo de la materia prima de biocombustibles, a fin de evitar la reducción de terrenos destinados la producción de alimentos.

Otros medios fundamentales:

Reducción de la emisión de gases invernadero.

Reforestación.

Tratamiento y re uso de aguas residuales, y

Optimización del uso de agua.

Agrupados dentro del medio de primer nivel: Aseguramiento de la disponibilidad de agua, tampoco son imprescindibles y son complementarios a los otros dos medios de primer nivel.

Finalmente los últimos medios fundamentales: Construcción de generadores nucleares, construcción de más generadores solares, construcción de más generadores eólicos, y construcción de más generadores geotérmicos.

Agrupados dentro del medio de primer nivel: Diversificación de la matriz energética nacional, son complementarios, de los cuales solo la construcción de generadores nucleares se encuentran dentro de la competencia del IPEN.

2.5.4 Relaciones entre las acciones:

Siendo la acción: Construcción de generadores nucleares, la única propuesta, y que constituye una acción no excluyente, las otras como: la construcción de generadores solares, eólicos y geotermales, son técnicamente factibles pero requieren una evaluación de sus factibilidades económicas, deben ser efectuados y presentados por las instituciones competentes, o entidades interesadas.

2.5.5 Proyectos alternativos:

De la diversidad de modelos de generadores nucleares existentes, son dos los más utilizados: el de “agua presurizada” (PWR) y el de “vapor de agua” (BWR), ambos recomendables por su probada eficiencia y seguridad. En esta etapa del Proyecto, las alternativas evaluadas se orientan a evaluar la potencia que debe tener la central núcleo eléctrica. Los factores que lo determinan son: El déficit de generación de energía eléctrica proyectado en los escenarios en referencia, y la disponibilidad de la materia prima para la operación de la central núcleo eléctrica: uranio.

Típicamente las plantas nucleares son de gran capacidad, del orden de 1000 MWe. Pero existen países que poseen reactores más pequeños, como es el caso de India que sus reactores son de alrededor de 250 MWe. Aunque la experiencia internacional apunta a que los diseños de mayor capacidad son más competitivos y fiables. Es así que el promedio del tamaño de los reactores comerciales es del orden de 850 MWe.

La vida útil típica de una central nuclear es de 40 años, pero la mayoría de los países aceptan extenderla a 60 años tras una reinversión para renovar equipos y partes de la central. Finalmente cuando la planta llega al final de su vida útil ésta debe pasar por un proceso denominado decomisionamiento (decommissioning) que consiste en el desmantelamiento de las instalaciones y el manejo de las estructuras y equipos contaminados con radiación con ingerencia de la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA) [31]

El déficit en la generación eléctrica en el Perú debido al cambio climático global, requiere cuantificar los efectos del cambio climático para lo cual se debe asumir valores de reducción de lluvias, fuente primaria que abastece de agua a los ríos y lagos a las centrales hidroeléctricas.

Asumiendo que esta reducción sea del 10%, y asumiendo una reducción del 10% en la generación de centrales termoeléctricas como resultado del agotamiento de hidrocarburos, el efecto conjunto sería una reducción del 10% de la generación proyectada en el Plan Referencial de Electricidad del MINEM para el periodo 2008 – 2017 que resulta 5,6 miles de GWh. En el escenario de crecimiento medio, que constituiría el déficit de generación que se debe suplir con generadores no hidroeléctricos, ni termoeléctricos, y la potencia requerida para suplir este posible déficit se puede estimar sea del orden del 10% de la potencia instalada determinada en el Plan Referencial que resulta 820 MW para el mismo escenario, cifra que se

aproximó a 900 MW, que sería el orden de magnitud de la potencia del generador nucleoelectrico requerido para suplir el déficit.

En cuanto a la materia prima para el generador, las reservas probadas de uranio del yacimiento de Macusani, Puno son del orden de 3,500 Toneladas de óxido de uranio con una ley del 0.1%, del cual solo el 0.72% constituye el U235 que es material fisiónable y combustible de los reactores PWR y BWR, asumiendo que toda esta reserva se destine al consumo interno, serían suficiente para la operación del reactor núcleo eléctrico de 900 MW por un periodo del orden de 47 años, periodo compatible con el horizonte del Proyecto estimado en 30 a 50 años.

Por otra parte estudios preliminares del IPEN revelan que el Perú tiene muchos otros áreas con potencial uranífero razón por la cual la capacidad de generación núcleo eléctrica en nuestro país tiene asegurado el combustible por un periodo mucho mayor que las centrales de generación termoelectrica a gas natural. Además, existe la posibilidad de compra de combustible en el mercado internacional sin necesidad de tener un yacimiento de uranio. Por lo anterior, la alternativa única a evaluar es la construcción de una Central nucleoelectrica de 900 MW de potencia, Central que se debe interconectar a la red nacional (SEIN) y que podría operar como central de base del sistema de generación nacional.

Esto implicaría reservar los hidrocarburos para otros usos en los que es más difícil su sustitución.

El proyecto requiere que el IPEN suscriba un contrato de asociación con una empresa nacional o extranjera que tenga interés en invertir en la generación nucleoelectrica en el Perú, con quien continúe las siguientes fases del Proyecto: Estudio de Pre Factibilidad, Estudio de Factibilidad, Ingeniería Básica, Ingeniería de detalle y elaboración del Expediente Técnico Legal para la licitación de la construcción, equipamiento y puesta en marcha de la planta de generación.

Internacionalmente las plantas de energía nuclear tuvieron su primer "boom" en la década de los 70, producto de la crisis del petróleo de esa época. En EE.UU por ejemplo, desde 1955 a 1979 entrego 177 permisos de construcción y desde esa época hasta el 2007 no se entregaron más permisos de construcción (se llegaron a construir 132 plantas). Luego a partir de la década de los 90, en gran parte motivado por los desastres de Chernobyl y Three Mile Island, se detuvo bruscamente el interés por construir nuevos reactores. La visión pública de la energía nuclear era muy negativa. Pero hoy en día se está produciendo

otro “boom” el cual a grandes rasgos viene motivado por la volatilidad de los combustibles fósiles, además de las exigencias del tratado de Kyoto y su renovación a final del año 2009 (Copenhague 2009). Ver figura 2.5 y figura 2.6

Se pueden apreciar estos 2 “booms” observando el precio del uranio por los últimos 60 años. Debido a que los únicos usos de este mineral son la fabricación de bombas o el uso como combustible para reactores nucleares, es natural que aumentos de la demanda de estos sectores empujen al alza los precios del uranio.[31]

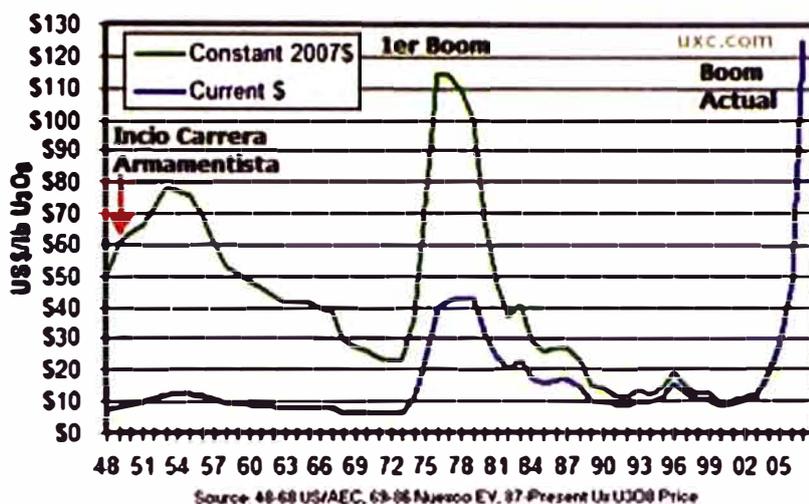


Figura 2.5 Precio del Uranio como indicador del mercado Nuclear

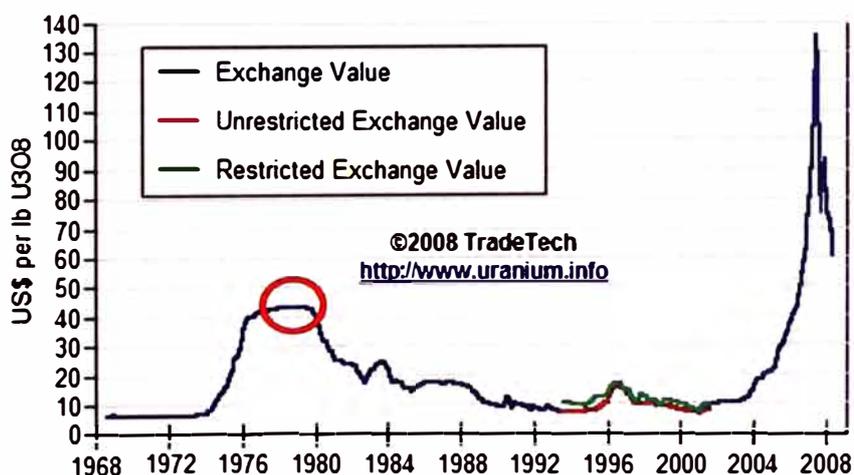


Figura 2.6 Precio del Uranio como indicador del mercado Nuclear al 2008

Después del problema con la central de Fukushima se ha tenido una crisis más con la consiguiente reducción de solicitudes para la construcción de centrales nucleares.

CAPÍTULO III FORMULACIÓN

3.1 Ciclos del proyecto y horizonte de evaluación

Corresponde a la pre inversión, inversión y Post inversión, ver tabla 3.3

3.2 Análisis de la demanda

3.2.1 Servicio que la alternativa del proyecto ofrece:

Generación de energía eléctrica

3.2.2 Diagnóstico de la situación actual de la demanda

La producción de energía eléctrica del sistema eléctrico interconectado (SEIN) durante el año 2011, que se asume sea igual al de la demanda fue de 35 217 GWh, distribuidos según la siguiente tabla:

Tabla 3.1 – Porcentaje de producción de energía eléctrica [4]

GENERACIÓN	PORCENTAJE
Generación hidroeléctrica	58%
Generación térmica	42%
GENERACIÓN	PORCENTAJE
Sistema eléctrico interconectado (SEIN)	93%
Sistemas aislados (4)	7%

En el informe "Resumen Estadístico Anual del SEIN 2011" del COES, se observa que la producción anual de energía eléctrica en el 2011 totalizó 35217,43 GWh, la que representó un incremento del 8,61% superior al registrado en el 2010, que fue de 32426,83 GWh y las proyecciones de la demanda del MINEM para el periodo 2008 - 2017 en un escenario de crecimiento de demanda medio, indican que el Perú requiere incrementar la generación en 6,000 MW de potencia, en su informe anual "Perú: Sector Eléctrico 2010", informó que en el quinquenio de 2004 - 2009 la producción de energía eléctrica a nivel nacional y en el SEIN experimentó un crecimiento del 7% de promedio anual, es decir, aproximadamente 1800 GWh/anales, demanda que se proyecta cubrir con la construcción de centrales hidroeléctricas y térmicas según el siguiente cuadro.

Tabla 3.2 – Diversos escenarios

Escenarios	No.	Hidroeléctricas		No.	Termoeléctricas	
		Potencia MW	Inversión miles US \$		Potencia MW	Inversión miles US\$
Escenario D. media	ind(i)	2,129	2,591	11	2,952	1,943
Escenario D. optimista	ind	2,496	3,360	13	3,876	2,451
Escenario D. conservad	ind	1,947	2,365	9	2,636	1,714

(i) El número de centrales hidroeléctricas no está determinado.

(ii) La tabla no incluye la construcción de 7 centrales eólicas con total de 400 MW y 3 centrales geotérmicas con un total de 125 MW.

La tendencia de mayor uso de hidrocarburos que se refleja en el “PLAN REFERENCIAL 2008 – 2017” del Ministerio de Energía y Minas, tendría como consecuencia el incremento del consumo de este recurso, constituido básicamente por el gas de Camisea y el consecuente agotamiento prematuro de las reservas.

Por otra parte, el cambio climático global cuyos efectos serían el cambio del régimen de lluvias, reducción de lluvias, caudales de ríos y la consecuente reducción de la disponibilidad del agua para la generación eléctrica, tendría como consecuencia la reducción de la factibilidad técnica de los nuevos proyectos hidroeléctricos y la reducción de la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas existentes.

El efecto combinado de reducción de la generación de energía y costos elevados, sin duda tendrían un efecto negativo en la competitividad de los bienes y servicios nacionales en el mercado local e internacional y en la estabilidad de las empresas, y el desarrollo socioeconómico del Perú, con el consiguiente incremento de los problemas sociales que se pueden derivar. Frente a esta situación, el Estado tiene la obligación de asegurar el suministro de energía que cubra la demanda nacional, suministro que en el escenario que se proyecta, requiere el desarrollo de nuevas fuentes de energía no dependientes del clima y ni de hidrocarburos.

3.2.3 Población de referencia

Considerando que el servicio de generación eléctrica beneficia a la población nacional, la población de referencia es igual a la población total del Perú, que según el censo de población y vivienda efectuado el año 2005 por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), ascendía a 26.152 millones de habitantes, población que a la tasa de crecimiento anual estimada en 1.49% por esta institución, la población actual es del orden de 30 millones de habitantes, y proyectada al año 2038 que corresponde al término

del proyecto, sería del orden de 43 millones de habitantes.

3.2.4 Población demandante sin proyecto

No se dispone de elementos de juicio para determinar la población demandante sin Proyecto, pero se puede asumir sea igual a la población actual.

3.2.5 Servicios demandados sin proyecto.

Los servicios demandados sin Proyecto se estima correspondan a la demanda de potencia en un escenario de demanda conservadora estimado en 7,432 MW para el año 2017.

3.2.6 Servicios demandados con proyecto.

La incorporación de servicios de energía eléctrica a poblaciones y empresas que no lo tenían, se estima cambie las actitudes de la población y mejore la calidad de los servicios de salud y alimentación, actitudes que pueden resultar en un incremento de la demanda de servicios que se puede estimar sea igual al 7.6% anual, que corresponde a la tasa de crecimiento de demanda alto determinado en el “PLAN REFERENCIAL 2008 – 2017” que corresponde a una potencia de 8,950 MW.

3.2.7 Análisis de la oferta

La capacidad instalada del SEIN a fines del año 2011 la capacidad instalada fue de 8,695 MW, la de los sistemas aislados fue de 1,216 MW, y de todo el sistema fue de 7,158 MW [9], oferta que cubrió la máxima demanda de 4,200 MW, demanda 9.3% mayor que la máxima demanda del año 2010. Ver tabla 3.4

Tabla 3.4 – Capacidad instalada en MW [9]

POTENCIA (MW)		
SEIN	8,695	87%
Sistemas aislados	1,216	13%
TOTAL	9,911	100%

3.3 Recursos físicos y humanos disponibles

Los recursos físicos de las unidades de generación del sistema están constituidos por 36 centrales hidroeléctricas distribuidas en 10 departamentos, y 80 térmicas distribuidas en 9. El departamento de Lima con un total de 1,470 MW instalados (596 MW hidroeléctricos y 874 MW termoeléctricos) tiene la mayor capacidad instalada, seguido de Huancavelica con 894 MW hidroeléctricos.

Estas instalaciones se encuentran operativas a cargo de un personal técnico calificado de amplia experiencia demostrada en la calidad de los servicios que provee, el mismo que en los últimos 20 años no ha sufrido restricciones importantes según estadísticas del Ministerio de Energía y Minas.

**CONSTRUCCION DE UN GENERADOR DE 900 MW
10 AÑOS DE EJECUCION**

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12-30
PRE INVERSIÓN													
Perfil	XXXX												
Estudio de emplazamiento de la CNE	XXXX	XXXXX											
Difusión, promoción y financiamiento	XXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX										
Pre Factibilidad		XXXX											
Factibilidad		XXXX	XXXX										
INVERSIÓN													
Expediente técnico legal		XXX											
Licitación del desarrollo de la ingeniería			XXXX										
Ingeniería básica			XXXX										
Ingeniería de detalle				XXXXXXXX									
Expediente técnico legal					XXX								
Licitación de obras civiles, fabricación reactor y generador					XXXXX	XXXXX							
Obras preliminares y vías de acceso						XXXX							
Fabricación de componentes del reactor y generador								XXXXXXXX					
Construcción							XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX				
Instalación del reactor, generador y equipamiento									XXXXXXXX	XXXXX			
Pruebas y puesta en marcha										XXX			
Interconexión a centros de consumo									XXXXXXXX	XXXXXXXX			
Suministro de combustible									XXXXXXXX	XXXXXXXX			
POST INVERSIÓN													
Túnel almacenamiento combustible gastado									XXXXXXXX	XXXXXXXX			
Entrenamiento, operación/mantenimiento									XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX

Tabla 3.3 - Cronograma de actividades

En el IPEN tiene un reactor nuclear de investigación de 10 MW de potencia y cuenta con personal técnico calificado y con experiencia de más de 20 años en la operación del reactor, personal que con un periodo de capacitación previsto en el proyecto se considera tenga la capacidad de operar el reactor de la central de generación núcleo eléctrica. La capacitación considerada en el Proyecto, incluye la formación de nuevos cuadros técnicos que aseguren la continuidad de las operaciones.

3.4 Balance oferta – demanda

Hasta el año 2012, la demanda de energía está cubierta con la oferta. La proyección de demanda de energía eléctrica a fines de los años 2017 y 2027, en un escenario de crecimiento de demanda medio se ha estimado en 56,000 y 84,000 GWh respectivamente [9], demanda que requiere una potencia de generación de 8,200 y 12,600 MW respectivamente, demanda que se proyecta cubrir con la generación de energía de los proyectos de generación térmica e hídrica, del Ministerio de Energía y Minas que en conjunto incrementan la capacidad instalada en 6,000 MW de potencia para fines del año 2017 distribuidos según La Tabla 4.1

De conformidad con lo establecido en el escenario de cambio climático global y reducidas reservas de hidrocarburos, el déficit de generación de energía eléctrica que se proyecta en el escenario de crecimiento de demanda medio a fines de los años 2017 y 2027 son del orden de 24,000 y 52,000 GWh respectivamente, dentro de los que se propone incorporar una central de generación núcleo eléctrica de 900 MW de potencia en el parque de generación eléctrica nacional.

3.5 Etapas y actividades del proyecto.

3.5.1 Condiciones iniciales.

Condiciones iniciales requeridas

- a. Constituir una empresa de generación núcleo eléctrica subsidiaria del IPEN, o
- b. Suscribir un contrato de asociación entre el IPEN, la empresa subsidiaria y una empresa de generación eléctrica con el fin de explotar la producción de las Centrales de generación Núcleo Eléctricas (CNE), así como compartir gastos que demande el desarrollo del Proyecto desde fase de Pre inversión (Estudio de Factibilidad) hasta la Inversión y Post Inversión. Ver tabla 3.5

Tabla 3.5 - Etapas del proyecto

PRE INVERSIÓN	DURACIÓN (MESES)
Perfil del proyecto	4
Estudio de emplazamiento de la CNE	12
Difusión, Promoción, financiamiento	16
Pre Factibilidad	6
Factibilidad	10
INVERSIÓN	
Expediente técnico legal	6
Licitación del desarrollo de la ingeniería	6
Ingeniería básica	6
Ingeniería de detalle	12
Expediente técnico legal	6
Licitación de obras civiles y de la construcción de la central	10
Obras preliminares y vías de acceso	8
Fabricación de componentes del reactor	12
Construcción	30
Equipamiento	18
Pruebas y puesta en marcha	6
Interconexión a centros de consumo	18
Suministro de combustible	24
POST INVERSIÓN	
Túnel de almacenamiento del combustible gastado	24
Operación, mantenimiento, entrenamiento	36

3.6 Costos a precios de mercado

3.6.1 Requerimientos del proyecto

El detalle de los requerimientos se determinará en cuanto se tenga la ingeniería de detalle del Proyecto.

En esta etapa en el que se está elaborando el Perfil, solo es posible identificar cualitativamente los requerimientos más importantes.

Requerimientos básicos.

Elaborar el Perfil y los estudios de Pre Factibilidad que estarían a cargo del IPEN

Actividades de difusión y promoción a fin de obtener la aceptación de la población e interesar a un socio y obtener el financiamiento.

Adecuación institucional y legal para el desarrollo del proyecto núcleo eléctrico.

Elaborar el estudio de Factibilidad que sería encargada a una empresa consultora.

Inversiones en activos fijos:

Terreno donde se construya la central nuclear

Mobiliario para oficinas administrativas de Lima y campo

Inversiones en activos intangibles:

Licencias, permisos, alquileres de oficinas, arbitrios, servicios de Agua, luz, comunicaciones, de oficinas, almacén y residencia de obras

Insumos y materiales de origen nacional:

Cemento

Agregados:

Arena

Piedra

Hierro y Acero de construcción

Madera de construcción

Perfiles de acero

Ladrillos

Tuberías y accesorios de PVC y F°G° para instalaciones sanitarias y eléctricas

Aparatos sanitarios

Mobiliario para oficinas e instalaciones

Pintura, revestimientos

Vidrios y materiales varios para acabados de construcción

Cables de cobre para instalaciones eléctricas

Servicios de agua, luz, teléfono, internet

Insumos y materiales de origen importado:

Maquinaria de construcción

Perfiles de aluminio, artefactos eléctricos de iluminación

Componentes varios para el reactor

Material y equipo electrónico

Herramientas especiales

Combustible para el reactor

Remuneraciones:

Profesionales

Personal administrativo

Obreros

3.6.2 Costos totales a precios de mercado

Según información de publicaciones especializadas [6], el costo de construcción y equipamiento de una central de generación núcleo eléctrica se encuentra en el rango de 1.0 a 2.5 millones de US \$ por MW.

Asumiendo un costo promedio de 1.7 millones de US\$/MW el costo de construcción y equipamiento de la planta de 900 MW de potencia propuesto, debe estar en el orden de 1,530 millones de US \$.

Como referencia, este costo es 160% y 70% más caro que la construcción y equipamiento de las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas respectivamente, proyectadas en el Plan Referencial de Electricidad del MINEM [9].

En la Tabla 3.6 se muestra un estimado de costos de construcción y equipamiento de una central nucleoelectrica.

Tabla 3.6 - Estimado de costos de construcción y equipamiento de una central de generación nucleoelectrica de 900 MW

	COSTO (Miles de US \$)	
PREINVERSIÓN		
Perfil del proyecto		
Insumos materiales de origen nacional	10	
Remuneraciones	20	30
Estudio de emplazamiento de la CNE		
Insumo materiales de origen nacional	20	
Insumo materiales de origen importado	20	
Remuneraciones	80	150
Difusión, promoción y financiamiento		
Insumo materiales de origen nacional	35	
Insumo materiales de origen importado	5	
Remuneraciones	0	40
Pre Factibilidad		
Insumo materiales de origen nacional	150	
Insumo materiales de origen importado	100	
Remuneraciones	1,500	2,000
Factibilidad		
Insumo materiales de origen nacional	600	
Insumo materiales de origen importado	400	
Remuneraciones	5,000	6,000
Parcial		8,220
INVERSIÓN		
Expediente técnico legal		
Insumos y materiales de origen nacional	10	
Remuneraciones	10	20
Licitación del desarrollo de ingeniería		
Insumos materiales de origen importado	40	40
Ingeniería básica		
Insumos y materiales de origen nacional	800	
Insumos y materiales de origen importado	200	
Remuneraciones	4,000	5,000
Ingeniería de detalle		
Insumos y materiales de origen nacional	1,500	

Insumos y materiales de origen importado	500	
Remuneraciones	12,000	14,000
Expediente técnico legal		
Insumos y materiales de origen nacional	20	
Remuneraciones	20	40
Licitación de obras civiles, fabricación del reactor y generador		
Insumos y materiales de origen nacional	160	160
Obras preliminares		
Insumos y materiales de origen nacional	30,000	
Insumos y materiales de origen importado	0	
Remuneraciones	10,000	40,000
Fabricación de componentes del reactor y generador		
Insumos y materiales de origen importado	300,000	
Remuneración	20,000	320,000
Construcción		
Insumos y materiales de origen nacional	460,000	
Insumos y materiales de origen importado	100,000	
Remuneraciones	200,000	760,000
Instalación del reactor, generador y equipamiento		
Insumos y materiales de origen nacional	40,000	
Insumos y materiales de origen importado	30,000	
Remuneraciones	20,000	90,000
Pruebas y puesta en marcha		
Insumos y materiales de origen nacional	1,000	
Insumos y materiales de origen importado	1,500	
Remuneraciones	17,500	20,000
Interconexión a centros de consumo		
Insumos y materiales de origen nacional	24,000	
Insumos y materiales de origen importado	3,000	
Remuneraciones	3,000	30,000
Suministro de combustible (para 3 años de operación)		
Insumos y materiales de origen nacional	0	
Insumos y materiales de origen importado	108,000	108,000
Parcial		1,387,380
POST INVERSIÓN		
Túnel de almacenamiento del combustible gastado		
Insumos y materiales de origen nacional	13,000	
Insumos y materiales de origen importado	5,000	
Remuneraciones	6,000	24,000
Operación, mantenimiento, entrenamiento (para 3 años)		
Insumos y materiales de origen nacional	600	
Insumos y materiales de origen importado	1,950	
Remuneraciones	3,150	5,600
Parcial		22,600
SUB TOTAL		1,416,980
Gastos generales (6%)		85,018
Gastos imprevistos (1%)		14,169
TOTAL (US \$)		1,516,167

3.7 Costo de O&M y Combustible

Esta componente representa entre **15% a 40%** del costo de la energía. Estos 2 costos, son importantes en el esquema de la regulación peruana, esto porque se ordena producir a las plantas según su costo marginal, y dado que el costo de generación para una planta nuclear es relativamente bajo, se transforma en una fortaleza de la energía nuclear.

Es importante determinar que una central nuclear se debe utilizar para satisfacer una demanda base del sistema, esto debido a que un factor de planta bajo hace poco rentable una planta nuclear. Entonces se requiere una estimación segura de los costos de O&M y combustibles, porque si son bajos, la planta nuclear en la regulación peruana será infra marginal, lo cual conlleva a un alto factor de planta y de esta forma el proyecto será más competitivo.

Los costos observados de O&M en los Estados Unidos al 2007 son de **12,9 \$US/MWh** y los de combustible de **4,7 \$US/MWh** de acuerdo al *Nuclear Energy Institute* (NEI).

En la figura 3.1 se compara la evolución del precio de producción de distintas tecnologías en los Estados Unidos. El costo de generar energía nuclear al 2007 ha alcanzado valores incluso más bajos que los del carbón. Dejando a la energía nuclear con un rol de carga base en EE.UU.

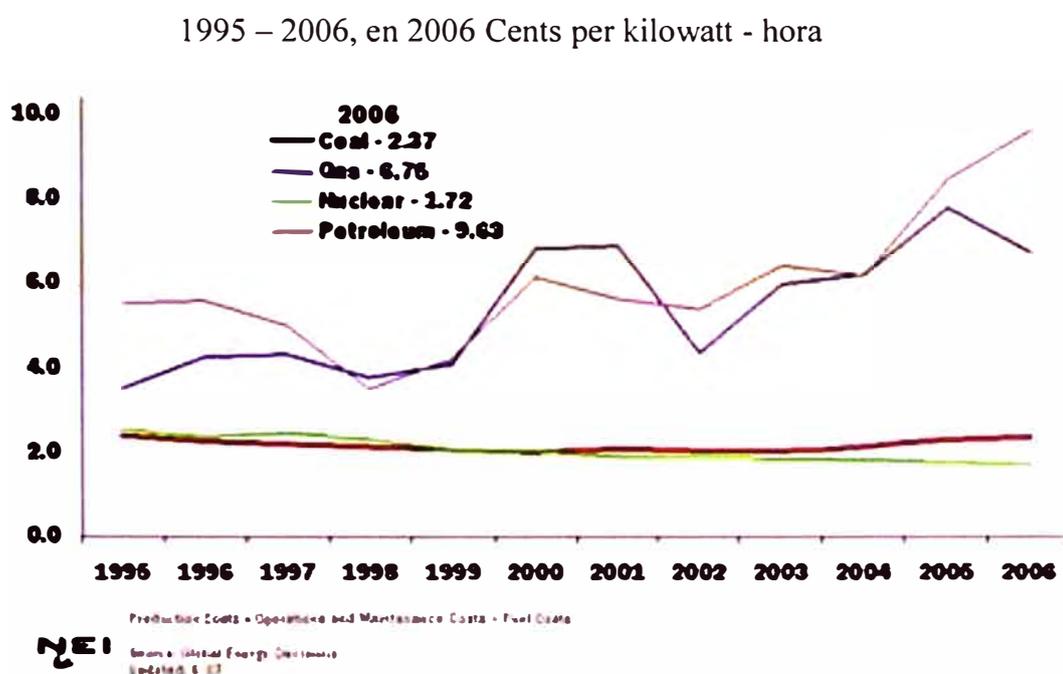


Figura 3.1 Costo de producción en los Estados Unidos (Fuente: NEI).

En un estudio de la NEA se analizan varias plantas que están en construcción, las cuales sus estimaciones para los costos de O&M y del ciclo del combustible están dadas en la siguiente tabla 3.7

Tabla 3.7 Valores de O&M y del Ciclo de combustible de unidades nuevas
(Fuente: NEA & IEA, 2005).

US\$/MWh	CAN-N	USA-N	CZE-N	FIN-N	FRA-N	DEU-N	NLD-N	SVK-N	CHE-N	JPN-N	KOR-N1	KOR-N2	ROU-N	PROMEDIO
O&M	US\$ 8,9	US\$ 8,5	US\$ 8,4	US\$ 6,1	US\$ 6,4	US\$ 8,7	US\$ 9,1	US\$ 10,5	US\$ 7,2	US\$ 14,5	US\$ 9,3	US\$ 7,8	US\$ 9,2	US\$ 8,82
Combustible	US\$ 3,6	US\$ 4,7	US\$ 4,7	US\$ 4,9	US\$ 5,3	US\$ 4,8	US\$ 8,0	US\$ 5,9	US\$ 4,6	US\$ 11,8	US\$ 4,0	US\$ 4,0	US\$ 2,8	US\$ 5,32

3.8 Flujo de costos a precios de mercado

3.8.1 Flujo de costos de Pre inversión, inversión y post inversión

En la Tabla 3.8 se muestra el flujo de caja a precios de mercado de la central para el periodo del proyecto de 30 años; de los cuales 10 corresponden a la etapa pre-operativa. De manera vertical se observa que los costos están organizados en pre-inversión y post inversión y además gastos generales y e imprevistos. El valor de los costos a precios de mercado asciende a 2.303 millones.

3.8.2 Flujo de costos de operación y mantenimiento a precios de mercado central nucleoelectrica de 900 MW

En la Tabla 3.9 se muestra, también, a precios de mercado, el flujo de costos de operación y mantenimiento, incluyendo los gastos generales e imprevistos inherentes a estos.

Estos gastos se calculan usando una tasa de 6% y 1%, respectivamente, del costo de operación y mantenimiento, cuyos totales, se usaran como insumo para el flujo de caja.

Nótese que las actividades de operación y mantenimiento se inician en el año 8, en el cual se estima un costo anual de 1 millón de US Dólares, aproximadamente, monto que se mantiene en los años 9 y 10.

En el año 11 la central inicia sus operaciones, por lo cual, los costos de mantenimiento, ascienden a 39 millones de US Dólares, costo que se mantiene hasta el año 30, resultando un total de 785 millones de US Dólares, en los 30 años del proyecto.

Tabla 3.9 Flujo de costos de operación y mantenimiento a precios de mercado de la central núcleo eléctrica de 900 MW.

	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14-30
COSTOS							
Operación y mantenimiento	1,052	1,052	1,052	36,530	36,530	36,530	36,530
Insumo y materiales de origen nacional	200	200	200	200	200	200	200
Insumo y materiales de origen externo				35,478	35,478	35,478	35,478
Remuneraciones	852	852	852	852	852	852	852
Costos Generales (6%)	63	63	63	2,192	2,192	2,192	2,192
Costos por imprevistos (1%)	11	11	11	365	365	365	365
TOTAL	1,126	1,126	1,126	39,087	39,087	39,087	39,087

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12-30	Parcial
PRE INVERSIÓN	100	4,120	4,000	8,220
Perfil	30													30
estudio de emplazamiento de la CNE	50	100												150
difusión, Promoción y financiamiento	20	20												40
Pre-Facibilidad		2,000												2,000
Facibilidad		2,000	4,000											6,000
INVERSIÓN	.	20	5,040	14,000	120	40,080	160,000	730,000	286,000	116,000	36,000	.	.	1,387,260
Expediente técnico legal		20												20
Licitación del desarrollo de la ingeniería			40											40
Ingeniería básica			5,000											5,000
Ingeniería de detalle				14,000										14,000
Expediente técnico legal					40									40
Licitación de obras civiles, fabricación del reactor y generador					80	80								160
Obras preliminares y vías de acceso						40,000								40,000
Fabricación de componentes del reactor y generador								330,000						330,000
construcción							160,000	400,000	200,000					760,000
Instalación del reactor, generador y equipamiento									40,000	40,000				80,000
Pruebas y puesta en marcha										20,000				20,000
interconexión a centros de consumo									10,000	20,000				30,000
Suministro de combustible									36,000	36,000	36,000			108,000
POST INVERSIÓN		13,052	13,052	1,052	36,530	36,530	757,756
Túnel almacenamiento combustible gastado									12,000	12,000				24,000
Entrenamiento, operación/mantenimiento									1,052	1,052	1,052	36,530	36,530	733,756
SUB TOTAL	100	4,140	9,040	14,000	120	40,080	160,000	730,000	299,052	129,052	37,052	36,530	36,530	2,153,236
Gastos generales (6%)	6	248	542	840	7	2,405	9,600	43,800	17,943	7,743	2,223	2,192	2,192	129,194
Gastos por imprevistos (1%)	1	41	90	140	1	401	1,600	7,300	2,991	1,291	371	365	365	21,532
TOTAL	107	4,430	9,673	14,980	128	42,886	171,200	781,100	319,986	138,086	39,646	39,087	39,087	2,303,963

Tabla 3.8 Flujo de costos de Pre inversión, inversión y post inversión a precios de mercado - Central Núcleo Eléctrica de 900 MW

3.8.3 Ratio O&M.

El costo de operación y mantenimiento por unidad de energía en la etapa de operación es de **5.5 US\$/MWh**.

El cual se obtiene, precisamente, de dividir, 39'908,000 US Dólares, el costo de operación y mantenimiento anual y 7'095,604 Mwh, energía generada en un año. Este resultado, se encuentra en el rango de valores internacionales que se observa en la tabla 3.10.

Tabla 3.10 Valores de O&M y del ciclo de combustible de unidades nuevas (Fuente: NEA & IEA 2005)

US\$/MWh	CAN-N	USA-N	CZE-N	FIN-N	FRA-N	DEU-N	NLD-N	SVK-N	CHE-N	JPN-N	KOR-N1	KOR-N2	ROU-N	PROMEDIO
O&M	US\$ 8,9	US\$ 8,5	US\$ 8,4	US\$ 6,1	US\$ 6,4	US\$ 8,7	US\$ 9,1	US\$ 10,5	US\$ 7,2	US\$ 14,5	US\$ 9,3	US\$ 7,8	US\$ 9,2	US\$ 8,82
Combustible	US\$ 3,6	US\$ 4,7	US\$ 4,7	US\$ 4,9	US\$ 5,3	US\$ 4,8	US\$ 8,0	US\$ 5,9	US\$ 4,6	US\$ 11,8	US\$ 4,0	US\$ 4,0	US\$ 2,8	US\$ 5,32

3.8.4 Flujo de costos a precios de mercado CNE de 900 MW

Se observa en la tabla 3.10 el flujo de costos a precios de mercado, el cual no es otra cosa, que una presentación resumida de la tabla 3.7, con el objeto de mostrar de manera consolidada los costos de pre inversión, inversión y rescate y entrenamiento, operación y mantenimiento. Este cuadro se emplea para elaborar el flujo de caja de la tabla 3.2

Tabla 3.11 Flujo de costos a precios de mercado - Central Núcleo Eléctrica de 900MW
Miles de US Dólares

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12-30
Preinversión, inversión, y Vrescate	107	4.430	9.673	14.980	128	42.886	171.200	781.100	306.860	124.960	38.520		
Entrenamiento, operación/mantenimiento									1.126	1.126	1.126	39.087	39.087
Túnel almacenamiento para combustible gastado									12.000	12.000			
TOTAL	107	4.430	9.673	14.980	128	42.886	171.200	781.100	319.986	138.086	39.646	39.087	39.087

CAPÍTULO IV EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.1 Evaluación económica a precios de mercado

4.1.1 Flujo de costos y beneficios a precios de mercado.

Los ingresos por la generación de energía fueron calculados sobre la base del precio medio de energía eléctrica en barra de US\$ 47.7/MWh, determinado por el MINEM [9], precio que en los cálculos fue redondeado a US\$ 48/MWh, Para el análisis de sensibilidad se consideró un incremento del precio de generación del 10% que asciende a US\$ 52/MWh también estimado por el MINEM. Ver tabla 4.1

4.1.2 Valor actual neto a precios de mercado (VAN)

Para una tasa de descuento de 12%, y precios de generación eléctrica en barra de US\$ 48/MWh, y US\$ 52/MWh, los valores actuales netos de la inversión en la central núcleo eléctrico (CNE) resultan:

Tabla 4.1 – VAN

Valor de precios en barra	Millones de US Dólares				
	En 10 años	En 15 años	En 20 años	En 25 años	En 30 años
US \$ 52/MWh	-679	-340	-122	1	71
US \$ 48/MWh	-679	-369	-171	-58	6

En la tabla 4.1 se observa también que la inversión se recuperaría en 25 y 30 años de iniciado el proyecto, en caso los precios en barra fueran 52 y 48 US \$ /MWh, respectivamente.

4.2 Estimación de los costos sociales

Los costos sociales corresponden a los costos de mercado, descontados de impuestos y aranceles que pagan los bienes y servicios utilizados en el desarrollo del Proyecto. El cálculo de los precios sociales requiere determinar los montos de los componentes de:

Bienes de origen nacional Bienes de origen importado

Mano de obra

4.2.1 Factores de corrección

Los parámetros económico financieros utilizados para calcular los factores de corrección (FC)

Son:

Impuesto General a las Ventas (IGV): 18% (Imp. Indirecto)

Aranceles: 6% al 11% (Imp. Indirecto.)

Tasa de impuesto a la renta y a la solidaridad: 12% (Imp. Directo)

Tasa de cambio US\$/Sol actual: 2.6

Tasa de cambio US\$/Sol promedio durante el horizonte del Proyecto: 2.5

FC = Costo social/ Costo de mercado

Factor de corrección de bienes de origen nacional: $FC (bn) = 1/(1+Imp. Indirectos)$

$FC (bn) = 1/(1+0.18)$

$FC (bn) = 0.847$

Factor de corrección de bienes de origen importado:

$FC (bi) = (1/(1+Aranceles)(1+Impuestos indirectos)) \times FD(\text{divisas})$

La tasa de aranceles son de 0%, 6% y 11% y se ha asumido un promedio de 8%.

Factor de corrección de tasa de cambio US\$/Sol

$FD = 2.5/2.6 = 0.96$

$FC (bi) = (1/(1+0.08)(1+0.18)) \times 0.96$

$FC (bi) = 0.75$

Factor de corrección de mano de obra:

$FC (mo) = 1/(1+Impuestos directos)$

$FC (mo) = 1/(1+0.12)$

$FC (mo) = 0.89$

4.2.2 Flujo de costos sociales.

En la Tabla 4.2 se muestra el flujo de caja a precios sociales. El valor total de los costos a precios de mercado asciende a 2.303 millones.

En la tabla 4.3 se muestra, también, a precios sociales, el flujo de costos de operación y mantenimiento, incluyendo los gastos generales e imprevistos inherentes a estos. El total asciende, en los 30 años del proyecto, a 600 millones de US Dólares aproximadamente.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12-30	Total
PRE INVERSIÓN	86	3,623	3,516	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,225
Perfil	26													26
Estudio de emplazamiento de la CNE	43.0	85.9												129
Difusión, Promoción y financiamiento	16.7	16.7												33
Pre-Factibilidad		1,762.1												1,762
Factibilidad		1,758.2	3,516.4											5,275
INVERSIÓN	-	17	4,430	12,363	103	34,080	135,548	622,276	238,086	94,683	27,162	-	-	1,168,748
Expediente técnico legal		17.4												17
Licitación del desarrollo de la ingeniería			30.2											30
Ingeniería básica			4,400.3											4,400
Ingeniería de detalle				12,362.7										12,363
Expediente técnico legal					34.8									35
Licitación de obras civiles, fabricación del reactor y generador					67.8	67.8								136
Obras preliminares y vías de acceso						34,011.8								34,012
Fabricación de componentes del reactor y generador								283,406.5						283,406
construcción						135,548	338,870	169,435						643,852
Instalación del reactor, generador y equipamiento								33,062	33,062					66,125
Pruebas y puesta en marcha									17,604					17,604
interconexión a centros de consumo								8,427	16,854					25,281
Suministro de combustible								27,162	27,162	27,162				81,486
POST INVERSIÓN		-	-	-	-	-	-	-	11,004	11,004	930	27,698	27,698	576,906
Túnel almacenamiento combustible gastado								10,073	10,073					20,147
Entrenamiento, operación/mantenimiento								930	930	930	27,698	27,698		556,760
SUB TOTAL	86	3,640	7,947	12,363	103	34,080	135,548	622,276	249,090	105,686	28,092	27,698	27,698	1,752,880
Gastos generales (6%)	5	218	477	742	6	2,045	8,133	37,337	14,945	6,341	1,686	1,662	1,662	105,173
Gastos por imprevistos (1%)	1	36	79	124	1	341	1,355	6,223	2,491	1,057	281	277	277	17,529
TOTAL	92	3,895	8,503	13,228	110	36,465	145,036	665,835	266,526	113,084	30,059	29,637	29,637	1,875,581

Tabla 4.2 – Flujo de costos de Pre inversión, inversión y post inversión a precios de mercado

Central Núcleo Eléctrica de 900 MW

En la tabla 4.4 se muestra el flujo de costos y beneficios a precios de mercado, se puede ver que los saldos son negativos en el periodo de inversión, año “0 al 10”; a partir del año 11, inicio de operación de la central, los saldos netos de caja son positivos, porque los ingresos por ventas de la energía generada por la central.

4.2.3 Valor actual neto a precios sociales.

Para una tasa de descuento de 12% y precios de generación en barra de 48 US\$/MWh, y 52 US\$/MWh, e incremento de costos de construcción y equipamiento del 20% (de 1,280 a 1,536 millones de US\$), los valores actuales netos de costos y beneficios a precios sociales resultan:

Tabla 4.5 – Valor Actual Neto a Precios Sociales

Millones de US Dólares

Valor	En 10 años	En 15 años	En 20 años	En 25 años	En 30 años
US\$ 48/MWh -1,280 millones	-573	-253	-48	68	134
US\$ 52/MWh - 1,280 millones	-573	-223	0	127	199
US\$ 48/MWh -1,536 millones	-688	-338	-114	13	85
US\$ 52/MWh - 1,536 millones	-688	-367	-162	-46	20

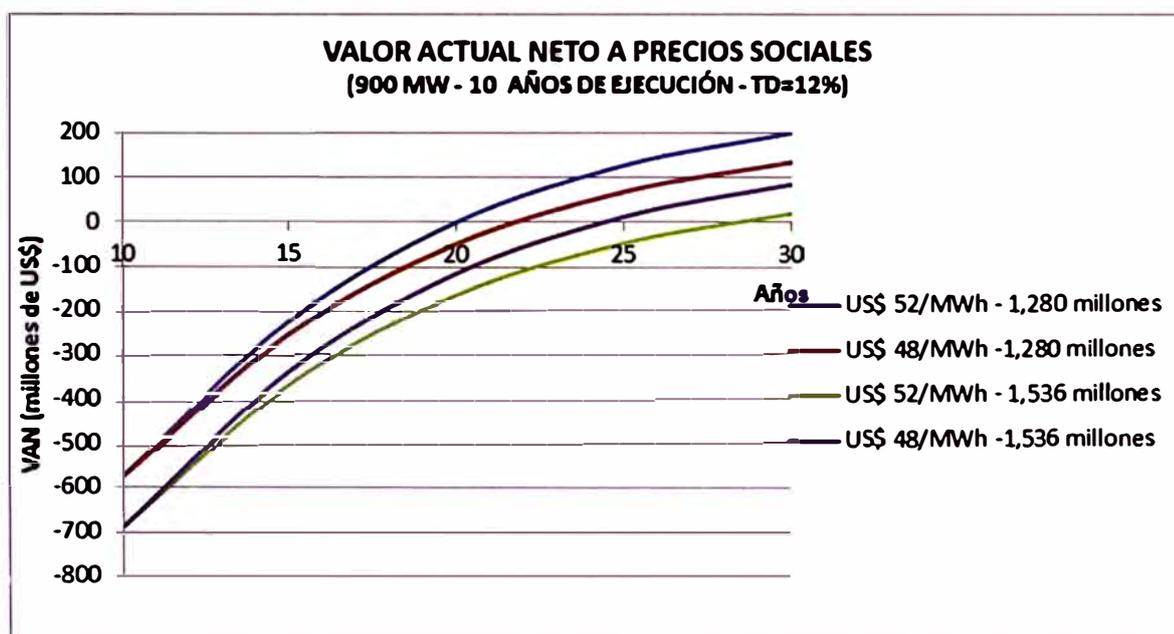


Figura 4.1 – Valores actuales netos de la inversión a precios sociales

	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14-30
COSTOS							
Operación y mantenimiento	930	930	930	27,698	27,698	27,698	27,698
Insumos y materiales de origen nacional	169	169	169	169	169	169	169
Insumo y materiales de origen externo				26,768	26,768	26,768	26,768
Remuneraciones	761	761	761	761	761	761	761
Gastos Generales (6%)	56	56	56	1,662	1,662	1,662	1,662
Gastos por imprevistos (1%)	9	9	9	277	277	277	277
TOTAL	995	995	995	29,637	29,637	29,637	29,637

Tabla 4.3 - Flujo de costos de operación y mantenimiento a precios de mercado.

Central núcleo eléctrica de 900 MW

Fases del proyecto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14-30
Ingresos generados por el proyecto												200,000	340,589	340,589	340,589
Costo de inversión y valor de rescate	- 92	- 3,895	- 8,503	- 13,228	- 110	- 36,465	- 145,036	- 665,835	- 255,458	- 102,016	- 29,063				
Costo de operación, mantenimiento, cap									- 995	- 995	- 995	- 29,637	- 29,637	- 29,637	- 29,637
Túnel almacenamiento pre combustible gastado									- 10,073	- 10,073					
TOTAL	- 92	- 3,895	- 8,503	- 13,228	- 110	- 36,465	- 145,036	- 665,835	- 266,526	- 113,084	- 30,059	170,363	310,952	310,952	310,952

la tabla 4.4 – Flujo de costos y beneficios a precios sociales

Central núcleo eléctrica de 900 MW

En la figura 4.1 se observa:

- 1) Para el escenario base con precio en barra de 48 US\$/MWh y costos de construcción y equipamiento de 1,280 millones de US\$, se recuperaría la inversión en aproximadamente 25 años de iniciado el proyecto (15 años de operación de la central).
- 2) Para el escenario 52 US\$/MWh y costo de construcción y equipamiento de 1,280 millones de US\$, se recuperaría la inversión en aproximadamente 20 años de iniciado el proyecto (10 años de operación de la central).
- 3) Para el escenario 482 US\$/MWh y costo de construcción y equipamiento de 1,536 millones de US\$, se recuperaría la inversión en aproximadamente 30 años de iniciado el proyecto (20 años de operación de la central).
- 4) Para el escenario 52 US\$/MWh y costo de construcción y equipamiento de 1,536 millones de US\$, se recuperaría la inversión en aproximadamente 26 años de iniciado el proyecto (16 años de operación de la central).

En conclusión, la inversión, de acuerdo a estos escenarios, se recuperaría entre 10 a 20 años de operación.

4.2.4 Evaluación social.

Siendo el Proyecto rentable a costos sociales y de mercado, ya no se requiere efectuar la evaluación social del Proyecto

4.3 Análisis de sensibilidad

4.3.1 Variables inciertas

Precio de la generación de energía eléctrica

Costos de construcción y equipamiento

4.3.2 Cambios del VAN

Considerando un incremento del precio de generación en barra de 10% (de 48 a 52 US\$/MW), e incremento del costo de la construcción y equipamiento del 20% (de 1,520 a 1,820 millones de US Dólares), los valores actuales netos a precios de mercado se muestran en la siguiente Tabla 4.6 y figura 4.2:

Tabla 4.6 – VAN

Valor	En 10 años	En 15 años	En 20 años	En 25 años	En 30 años
US\$ 52/MWh - 1,520 millones	-679	-340	-122	1	71
US\$ 48/MWh -1,520 millones	-679	-369	-171	58	6
US\$ 52/MWh - 1,820 millones	-814	-484	-272	-135	-65
US\$ 48/MWh -1,820 millones	-814	-505	-306	-193	-129

En la figura 4.2 se observa:

- 1) Para el escenario base con precio en barra de 48 US\$/MWh y costos de construcción y equipamiento de 1,520 millones de US\$, se recuperaría la inversión en aproximadamente 30 años de iniciado el proyecto (20 años de operación de la central).
- 2) Para el escenario 52 US\$/MWh y costo de construcción y equipamiento de 1,520 millones de US\$, se recuperaría la inversión en aproximadamente 25 años de iniciado el proyecto (15 años de operación de la central).
- 3) Para los escenarios 48 y 52 US\$/MWh y costo de construcción y equipamiento de 1,820 millones de US\$, se recuperaría la inversión más allá de 30 años, periodo del proyecto (más de 20 años de operación de la central).

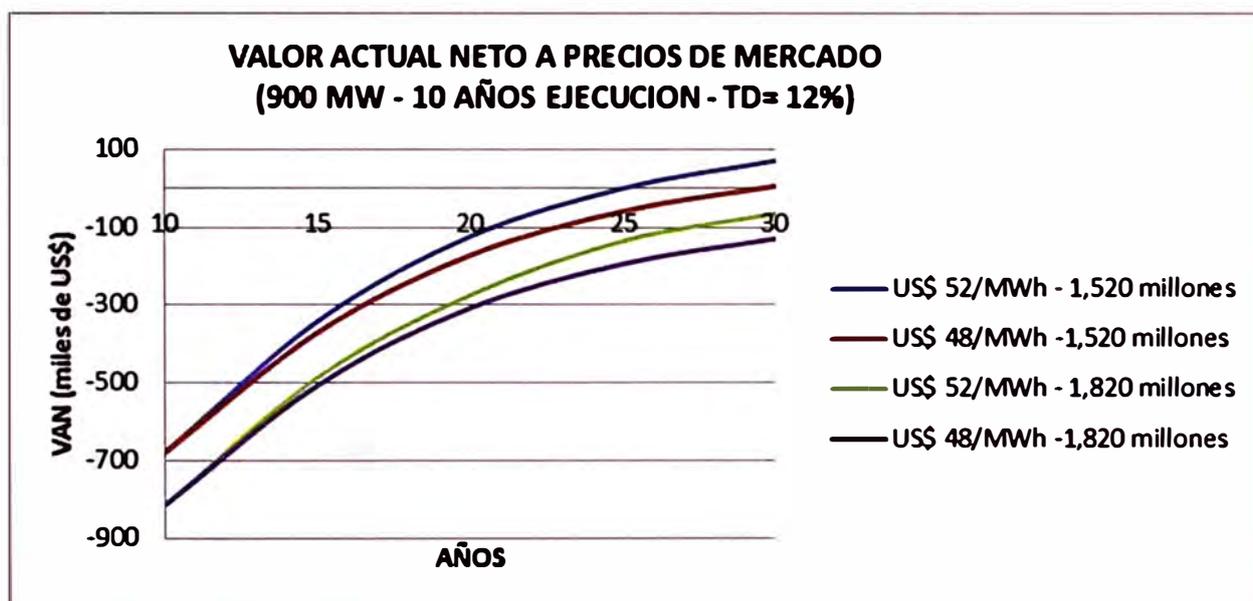


Figura 4.2 – Valores actuales netos de la inversión a precios de mercado

4.4 Selección del mejor proyecto alternativo.

Teniendo en cuenta que el objetivo del Proyecto es reducir la vulnerabilidad del sistema de generación eléctrica mediante la diversificación la matriz energética, la sola incorporación de una central de generación núcleo eléctrica (CNE) de la potencia que sea, ya contribuye a cumplir este objetivo. Más adelante en cuanto se tenga información de las características de los diferentes modelos y costos de reactores de potencia y generadores, así como su emplazamiento se podrá evaluar la mejor alternativa. La potencia de 900 MW propuesta es la necesaria para suplir el posible déficit de generación en el escenario de cambio climático global y limitadas reservas de

hidrocarburos; el proyecto es rentable y competitivo a costos de mercado, su desarrollo abre la posibilidad de adquirir experiencia y tecnología en el estratégico campo de la generación núcleo eléctrica, que se podrá aplicar en el desarrollo de proyectos similares en función de los requerimientos del país, proyectos que se estima tengan costos decrecientes en la medida que se usen bienes y servicios nacionales.

Ubicación:

El emplazamiento de la central nucleoelectrica debe reunir las siguientes características:

- i. Cerca de las líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)
- ii. Cerca de los principales centros de consumo de energía.
- iii. Alejado de grandes concentraciones urbanas.
- iv. Próximo a una carretera, con el fin de reducir costos de la construcción de las vías de acceso a la zona de construcción del reactor.
- v. El suelo debe reunir características de estabilidad y resistencia y estar alejado de fallas geológicas.
- vi. Estar cerca de una fuente de agua cercana, requerida para refrigeración del reactor.
- vii. Clima árido o semiárido, a fin de reducir la posibilidad de contaminación de cursos de agua y acuíferos tanto por el reactor como por las instalaciones de almacenamiento del combustible gastado.
- viii. El área comprendida entre los ríos Huaral y Chancay sobre los 500 msnm. Reúne las condiciones y se recomienda sea uno de los evaluados.

Inicio de operaciones:

Si se mantienen las tendencias actuales de generación y consumo de energía eléctrica, el clima del Perú se mantenga sin cambios importantes y no se encuentre nuevas reservas de hidrocarburos, el año 2021 ya no habría gas para las centrales termoeléctricas, y es el año en la que ya debería estar en operación la central núcleo eléctrica, pero si los efectos del cambio climático se profundizan, las centrales hidroeléctricas existentes y nuevas sin duda reducirán su producción, situación que obligaría a incrementar el consumo de gas del yacimiento de Camisea y consecuentemente adelantar el año de su agotamiento si no se encuentran nuevas reservas, y/o importar gas.

Teniendo en cuenta que el desarrollo de los proyecto núcleo eléctricos requieren un periodo del orden de al menos 10 años, el proyecto que se propone debería empezar a más tardar el año 2014.

4.5 Análisis de sostenibilidad

El Proyecto es económicamente sostenible porque los ingresos por la venta de energía cubren totalmente no solo los costos de capital, operación y mantenimiento, sino que tiene un margen de utilidad suficiente para reinvertir en nuevas centrales núcleo eléctrico. Sin embargo, podría no ser sostenible socialmente por un posible rechazo de la comunidad a este tipo de instalaciones debido a los antecedentes de accidentes ocurridos en algunos países que usan esta tecnología, lo cual requiere un plan de difusión y promoción del proyecto.

4.6 Análisis de impacto ambiental

Las centrales núcleo eléctricas son actualmente las más limpias después de los generadores hidroeléctricos, en condiciones normales de funcionamiento el mayor impacto ambiental proviene del almacenamiento del combustible gastado, el mismo que si no se toman las previsiones y controles adecuados, podría lixiviar y contaminar terrenos, acuíferos o cursos de agua cercanos, solamente en caso de accidentes graves el impacto puede resultar bastante negativo para la salud del personal de operaciones del reactor y poblaciones cercanas, así como para el medio ambiente.

El estudio de impacto ambiental de la central núcleo eléctrica deberá ser efectuado como parte del Estudio de Factibilidad.

4.7 Marco lógico

Se observa el: Fin, propósito, componentes y acción según la tabla 4.7

Tabla 4.7 - Marcos

	RESUMEN DE OBJETIVOS	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACION	SUPUESTOS
FIN	Incremento de la confiabilidad del sistema de generación eléctrica del país en un escenario de cambio climático global y limitadas reservas	Consumo de energía eléctrica Horas (días) de desabastecimiento de las generadoras	Reporte de empresas generadoras Reporte de empresas consumidoras de energía eléctrica	

PROPO-SITO	Reducción de la vulnerabilidad del sistema de generación eléctrica	Reducción de la dependencia del agua e hidrocarburos en la generación de energía eléctrica	Reporte de Ministerio de Energía y Minas	
COMPONENTES	Diversificación de la matriz energética nacional	Uso de nuevas fuentes de energía	Reporte del Ministerio de Energía y Minas	Suministro asegurado del combustible para la operación de la central núcleo eléctrica.
ACCION	Construcción y operación de una central de generación núcleo eléctrica	Informe de avance de obras y equipamiento	Reporte del IPEN	Suscripción de contrato entre el IPEN y empresa interesada en la generación

4.8 Influencia en las tarifas

4.8.1 Metodología de evaluación del proyecto

Para verificar, también, la viabilidad económica de la nueva central nuclear se debe comparar con otras tecnologías.

Para calcular el costo de generación de todas las tecnologías, se emplea la ecuación siguiente.

$$C.G. \left[\frac{US\$}{MWh} \right] = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{I_i + CC_i + O\&M_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (4.1)$$

De donde:

- I_i = Costo inversión en el año i [US\$]
- CC_i = Costo Ciclo de Comustible en el año i [US\$]
- $O\&M_i$ = Costo de mantención y operación en el año i [US\$]
- E_i = Energía Generada en el año i [MWh]
- n = vida útil más el tiempo de construcción [Años]
- r = tasa de descuento
- C.G. = Costo de la energía (LCOE)

Para analizar la influencia en las tarifas y en el costo de operación del sistema, al instalar una Central Nuclear de 900 MW en el Sistema Interconectado Nacional, se realizó una

simulación con el Programa PERSEO para un periodo de cuatro años, desde el año 2022 hasta el 2025, con y sin Central Nuclear. La Figura 4.3 y las Tablas 4.8, 4.9 y 4.10 muestran la evolución del costo marginal en la Barra de Referencia Santa Rosa 220 kV (Barra de Referencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) considerando la central nuclear y sin considerar la central nuclear.

Como se puede apreciar el hecho de contar con una central nuclear implica costos marginales menores, también se tiene una mejor utilización de los recursos disponibles en el país (carbón, gas natural y agua) que se traduce en un menor costo de operación del sistema.

Los costos variables totales empleados en la simulación fueron los siguientes:

Rendimiento del gas promedio: 24.53 \$/kWh

Rendimiento del diesel: 262.71 \$/kWh

Rendimiento Uranio enriquecido: 4.92 \$/kWh

La central funcionaria aproximadamente con 25 toneladas de Uranio enriquecido al año y cada tonelada de uranio enriquecido esta alrededor de 1500 millones de dólares, pero que generan unos 7 889 800 MWh.

La simulación se hace al año 2022 suponiendo que el proyecto se inicia en el momento actual, considerando entre 8 a 10 años de construcción, estimando que la puesta en operación de la sería aproximadamente para el año 2022.

Tabla 4.8 Costo Marginal en la Barra Santa Rosa sin Central Nuclear

COSTO MARGINAL SIN CENTRAL NUCLEAR INSTALADA (US\$/MWH)						
Barra Santa Rosa-102			SIN NUCLEAR			
220kV			Costo Marginal			
ANO	MES	ETP	BLOQUE 001 (demanda punta)	BLOQUE 002 (demanda media)	BLOQUE 003 (demanda base)	Promedio
2022	ENE	ENE -2022	21.75775	20.00934	19.48815	20.23150
2022	FEB	FEB -2022	19.05505	19.22235	15.02269	18.01771
2022	MAR	MAR -2022	23.07811	19.2015	15.10215	18.92675
2022	ABR	ABR -2022	22.50009	19.5337	16.57229	19.30844
2022	MAY	MAY -2022	34.97188	30.98839	30.98839	31.87214
2022	JUN	JUN -2022	34.9791	34.12313	34.12313	34.31036
2022	JUL	JUL -2022	34.99616	34.1368	34.1368	34.31270
2022	AGO	AGO -2022	34.97866	34.12197	34.12197	34.31064

2022	SET	SET -2022	34.97393	34.12193	34.12193	34.31453
2022	OCT	OCT -2022	34.97941	34.12179	34.12179	34.30980
2022	NOV	NOV -2022	34.89627	34.07391	34.07391	34.25355
2022	DIC	DIC -2022	34.97652	33.99619	33.99619	34.19688

Tabla 4.9 Costo Marginal en la Barra Santa Rosa con Central Nuclear

COSTO MARGINAL CON CENTRAL NUCLEAR INSTALADA (US\$/MWH)						
Santa Rosa - 102 220 kV			CON NUCLEAR Costo Marginal			
ANO	MES	ETP	BLOQUE 001 (demanda punta)	BLOQUE 002 (demanda media)	BLOQUE 003 (demanda base)	Promedio
2022	ENE	ENE -2022	17.17392	16.35094	15.32451	16.23790
2022	FEB	FEB -2022	16.75609	16.33372	14.51421	15.92035
2022	MAR	MAR -2022	16.77253	16.33401	15.08341	16.08385
2022	ABR	ABR -2022	17.68509	16.33221	16.14452	16.55355
2022	MAY	MAY -2022	24.31059	21.86123	21.86123	22.40463
2022	JUN	JUN -2022	29.61785	29.61785	29.61785	29.61785
2022	JUL	JUL -2022	29.61785	29.61785	29.61785	29.61785
2022	AGO	AGO -2022	29.61785	29.61785	29.61785	29.61785
2022	SET	SET -2022	29.61785	29.61785	29.61785	29.61785
2022	OCT	OCT -2022	29.61785	29.61785	29.61785	29.61785
2022	NOV	NOV -2022	29.48619	29.48619	29.48619	29.48619
2022	DIC	DIC -2022	28.22908	28.22908	28.22908	28.22908

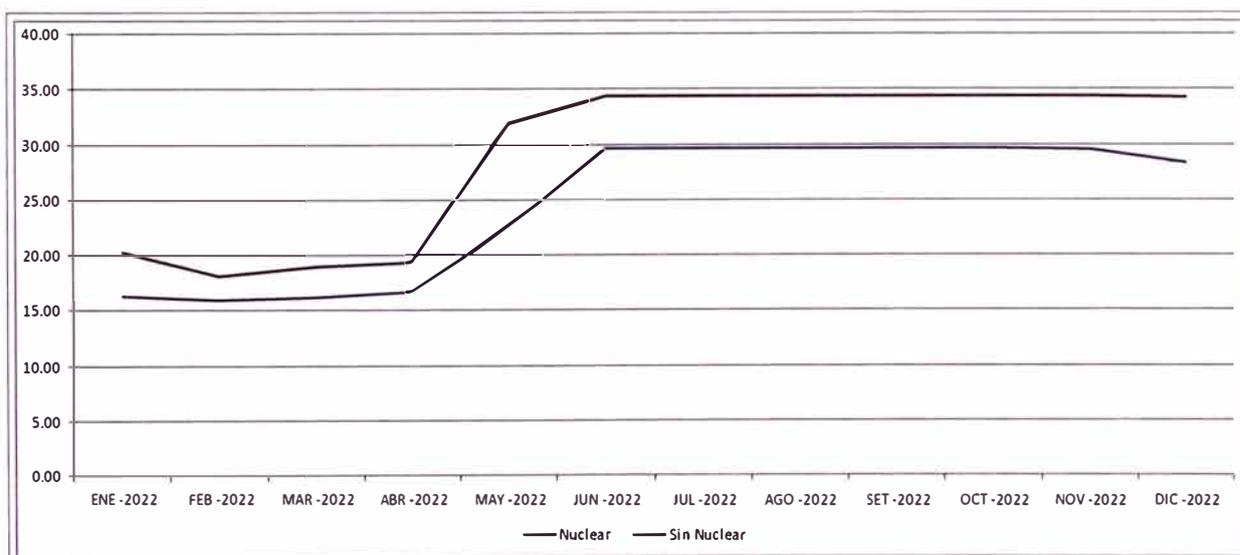


Figura 4.3 – Valores del Costo Marginal con Central Nuclear (rojo) y sin Central Nuclear (Azul)

De la producción de la central nuclear presentada en la Tabla 4.10 se puede apreciar que esta funcionaría como central de base:

Tabla 4.10 Potencia Generada por la Central Nuclear

POTENCIA GENERADA POR LA CENTRAL NUCLEAR. SECUENCIA HIDROLOGICA 000					
133	NUCLEAR 1		POTENCIA GENERADA (MW)		
ANO	MES	ETP	BLOQUE 001	BLOQUE 002	BLOQUE 003
2022	ENE	1	855.00004	855.00004	855.00004
2022	FEB	2	855.00004	855.00004	855.00004
2022	MAR	3	855.00004	855.00004	855.00004
2022	ABR	4	855.00004	855.00004	855.00004
2022	MAY	5	855.00004	855.00004	855.00004
2022	JUN	6	855.00004	855.00004	855.00004
2022	JUL	7	855.00004	855.00004	855.00004
2022	AGO	8	855.00004	855.00004	855.00004
2022	SET	9	855.00004	855.00004	855.00004
2022	OCT	10	855.00004	855.00004	855.00004
2022	NOV	11	855.00004	855.00004	855.00004
2022	DIC	12	855.00004	855.00004	855.00004
2023	ENE	13	855.00004	855.00004	855.00004
2023	FEB	14	855.00004	855.00004	855.00004
2023	MAR	15	855.00004	855.00004	855.00004
2023	ABR	16	855.00004	855.00004	855.00004
2023	MAY	17	855.00004	855.00004	855.00004
2023	JUN	18	855.00004	855.00004	855.00004
2023	JUL	19	855.00004	855.00004	855.00004
2023	AGO	20	855.00004	855.00004	855.00004
2023	SET	21	855.00004	855.00004	855.00004
2023	OCT	22	855.00004	855.00004	855.00004
2023	NOV	23	855.00004	855.00004	855.00004
2023	DIC	24	855.00004	855.00004	855.00004
2024	ENE	25	855.00004	855.00004	855.00004
2024	FEB	26	855.00004	855.00004	594.79939
2024	MAR	27	855.00004	855.00004	762.22309
2024	ABR	28	855.00004	855.00004	855.00004
2024	MAY	29	855.00004	855.00004	855.00004
2024	JUN	30	855.00004	855.00004	855.00004
2024	JUL	31	855.00004	855.00004	855.00004
2024	AGO	32	855.00004	855.00004	855.00004
2024	SET	33	855.00004	855.00004	855.00004
2024	OCT	34	855.00004	855.00004	855.00004
2024	NOV	35	855.00004	855.00004	855.00004
2024	DIC	36	855.00004	855.00004	855.00004
2025	ENE	37	855.00004	855.00004	855.00004
2025	FEB	38	855.00004	855.00004	850.8932
2025	MAR	39	855.00004	855.00004	855.00004
2025	ABR	40	855.00004	855.00004	855.00004
2025	MAY	41	855.00004	855.00004	855.00004

2025	JUN	42	855.00004	855.00004	855.00004
2025	JUL	43	855.00004	855.00004	855.00004
2025	AGO	44	855.00004	855.00004	855.00004
2025	SET	45	855.00004	855.00004	855.00004
2025	OCT	46	855.00004	855.00004	855.00004
2025	NOV	47	855.00004	855.00004	855.00004
2025	DIC	48	855.00004	855.00004	855.00004

El costo de operación del sistema sin nuclear sería

Tabla 4.11 Costo de Operación del Sistema sin Central Nuclear

COSTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO PROYECTADO AL 2022 SIN LA EXISTENCIA DE LA CENTRAL NUCLEAR	
SECUENCIA HIDROLOGICA	
US\$	US\$
SEC. HID. COSTO OPERACION	
1	2 104 809 479
PROMEDIO DE LAS HIDROLOGIAS	
0	2 104 809 479

Costo de operación del sistema con Central Nuclear:

Tabla 4.12 Costo de Operación del Sistema sin Central Nuclear

COSTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO PROYECTADO AL 2022 CON LA EXISTENCIA DE LA CENTRAL NUCLEAR	
SECUENCIA HIDROLOGICA	
US\$	US\$
SEC. HID.	COSTO OPERACION
1	1550514343
PROMEDIO DE LAS HIDROLOGIAS	
0	1550514343

De la central nuclear sería:

Tabla 4.13 Ingreso neto de la central nuclear

INGRESO NETO DE LA CENTRAL NUCLEAR. SECUENCIA HIROLOGICA 000						
NUCLEAR b 79			INGRESO NETO (US\$)			
ANO	MES	ETP	ENERGIA	COSTO	ING SPOT	UTILIDAD
2022	ENE	1	636.12003	3147780.3	6604784.11	3457003.81
2022	FEB	2	595.08003	2944697.7	4632127.01	1687429.31
2022	MAR	3	636.12003	3147780.3	5249625.85	2101845.56
2022	ABR	4	615.60003	3046239.01	6040746.15	2994507.15
2022	MAY	5	636.12003	3147780.3	14181285.45	11033505.15

2022	JUN	6	615.60003	3046239	18232749.32	15186510.32
2022	JUL	7	636.12003	3147780.3	18840507.63	15692727.33
2022	AGO	8	636.12003	3147780.3	18840507.63	15692727.33
2022	SET	9	615.60003	3046239	18232749.32	15186510.32
2022	OCT	10	636.12003	3147780.3	18840507.63	15692727.33
2022	NOV	11	615.60003	3046239	18151700.5	15105461.5
2022	DIC	12	636.12003	3147780.3	17957083.22	14809302.92
2023	ENE	13	636.12003	3147780.3	10997332.33	7849552.03
2023	FEB	14	595.08003	2944697.7	7824642.84	4879945.13
2023	MAR	15	636.12003	3147780.3	9034348.3	5886568
2023	ABR	16	615.60003	3046239.01	9432843.15	6386604.15
2023	MAY	17	636.12003	3147780.3	17957083.22	14809302.92
2023	JUN	18	615.60003	3046239	18232749.32	15186510.32
2023	JUL	19	636.12003	3147780.3	18840507.63	15692727.33
2023	AGO	20	636.12003	3147780.3	18840507.63	15692727.33
2023	SET	21	615.60003	3046239	18232749.32	15186510.32
2023	OCT	22	636.12003	3147780.3	14174049.9	11026269.6
2023	NOV	23	615.60003	3046239	12306965.1	9260726.1
2023	DIC	24	636.12003	3147780.3	9708366.87	6560586.57
2024	ENE	25	636.12003	3147780.3	4872374.86	1724594.56
2024	FEB	26	527.16766	2608639.71	3737828.22	1129188.52
2024	MAR	27	610.23526	3019691.95	4690914.69	1671222.74
2024	ABR	28	615.60003	3046239.01	5679059.5	2632820.5
2024	MAY	29	636.12003	3147780.3	14174098.98	11026318.68
2024	JUN	30	615.60003	3046239	13715262.63	10669023.63
2024	JUL	31	636.12003	3147780.3	14168668.91	11020888.61
2024	AGO	32	636.12003	3147780.3	13906366.28	10758585.98
2024	SET	33	615.60003	3046239	13457773.82	10411534.82
2024	OCT	34	636.12003	3147780.3	12605256.21	9457475.91
2024	NOV	35	615.60003	3046239	9817671.16	6771432.16
2024	DIC	36	636.12003	3147780.3	7152115.38	4004335.08
2025	ENE	37	636.12003	3147780.3	5625640.5	2477860.2
2025	FEB	38	594.00814	2939393.58	4319379.38	1379985.81
2025	MAR	39	636.12003	3147780.3	5993613.35	2845833.05
2025	ABR	40	615.60003	3046239.01	5709762.02	2663523.02
2025	MAY	41	636.12003	3147780.3	14620660.28	11472879.98
2025	JUN	42	615.60003	3046239	17377822.47	14331583.47
2025	JUL	43	636.12003	3147780.3	17957083.22	14809302.92
2025	AGO	44	636.12003	3147780.3	17957083.22	14809302.92
2025	SET	45	615.60003	3046239	17377822.47	14331583.47
2025	OCT	46	636.12003	3147780.3	12820249.49	9672469.19
2025	NOV	47	615.60003	3046239	9771304.21	6725065.21
2025	DIC	48	636.12003	3147780.3	7538058.25	4390277.95

El desarrollo del Proyecto se ha estimado en 10 años; a precios de mercado y en la combinación más favorable de precios de generación y monto de inversión (precio de generación incrementado en 10% y costos de construcción y equipamiento sin incrementos), el proyecto recupera la inversión el año 22 (12 años después del inicio de operaciones), si los costos de construcción y equipamiento se incrementan en 20%, la inversión se recupera el año 25. En la combinación más desfavorable de estas variables (precio de generación sin incremento y costo de construcción y equipamiento incrementado en 20%), la inversión no se recupera hasta el año 30, en el que el VAN asciende a – 61.2 millones de US\$.

A precios sociales que constituyen los costos más realistas si el proyecto fuera financiado por el Estado tal como ocurre en los países de la región que tienen CNE, en la combinación más favorable de variables, la inversión se recupera el año 19 (9 años después del inicio de operaciones), y en la combinación más desfavorable se recupera el año 27. (O sea 17 años después de la puesta en operación)

4.9 Factor de planta

$$F_p = \frac{P_{media\ generada}}{P_{Instalada}} \quad (4.2)$$

A continuación se va a realizar el cálculo del factor de Planta.

El factor de planta es muy importante al momento de evaluar una central nuclear.

Un menor factor de planta se traduce en menos generación, lo que dificulta la competitividad de la energía nuclear. En los últimos años se ha aumentado significativamente el factor de planta de las centrales nucleares de EE.UU y otros países.

Las plantas nucleares están pensadas para satisfacer la carga base y no para responder a la variación horaria de la demanda, sus bajos costos de producción al compararlas con centrales de combustibles fósiles (figura XX11) hacen de las centrales nucleares ideales para este motivo.

Bajo el escenario de costos de generación cercanos a los 50 dólares por MWh, en un esquema como el peruano de despacho de carga, con seguridad su costo no será una restricción al factor de planta. Las plantas nucleares, deben tener salidas de operación por recambio de las barras de combustible y mantenimientos, por lo cual la programación de estos y el tiempo dedicado a estas actividades serán factores determinantes en el factor de planta.

CONCLUSIONES

1. La primera gran conclusión es que optar por la energía nuclear es ser consecuentes con el desarrollo natural de aprovechamiento de energía realizado por la humanidad en términos de pasar al estadio de energía más densa subsiguiente al estadio del aprovechamiento de las energías fósiles.
2. Se debe dejar de quemar gas para la generación de energía eléctrica y reservarla para uso automotriz, viviendas, petroquímicas, etc. Y generar la energía eléctrica con energía nuclear. El Uranio por ahora no tiene otro uso importante, en cambio los hidrocarburos son usados también para muchísimos otros fines.
3. Existe una vinculación del trabajo dentro del área nuclear con la satisfacción de aquellas necesidades ligadas a los objetivos de desarrollo, entre los cuales podemos identificar a los medioambientalistas, salud, preservación de recursos naturales y apoyo tecnológico para la industria en general; los cuales se suman a la provisión energética.
4. Además no sabemos si en 20 años adelante se necesitara una energía confiable que no dependa del clima ni de la volatilidad de los combustibles fósiles, por lo que se debe empezar ya, debido al tiempo que toma la preparación técnica y la conformación de los cuerpos regulatorios correspondientes.
5. En este marco se evaluó la construcción de una central núcleo eléctrica de 900 MW de potencia que tiene un costo estimado de unos 2000 millones de US\$, recuperándose la inversión en 10 años de operación en las mejores condiciones y en 20 en las condiciones más desfavorables evaluadas a precios sociales.
6. Iniciar ya ahora con la legislación pertinente, el marco regulatorio, para dejar abierta la posibilidad de iniciar la construcción de la central nuclear a la brevedad.

ANEXOS

ANEXO A

FIGURA A.1 - FUENTE: PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008

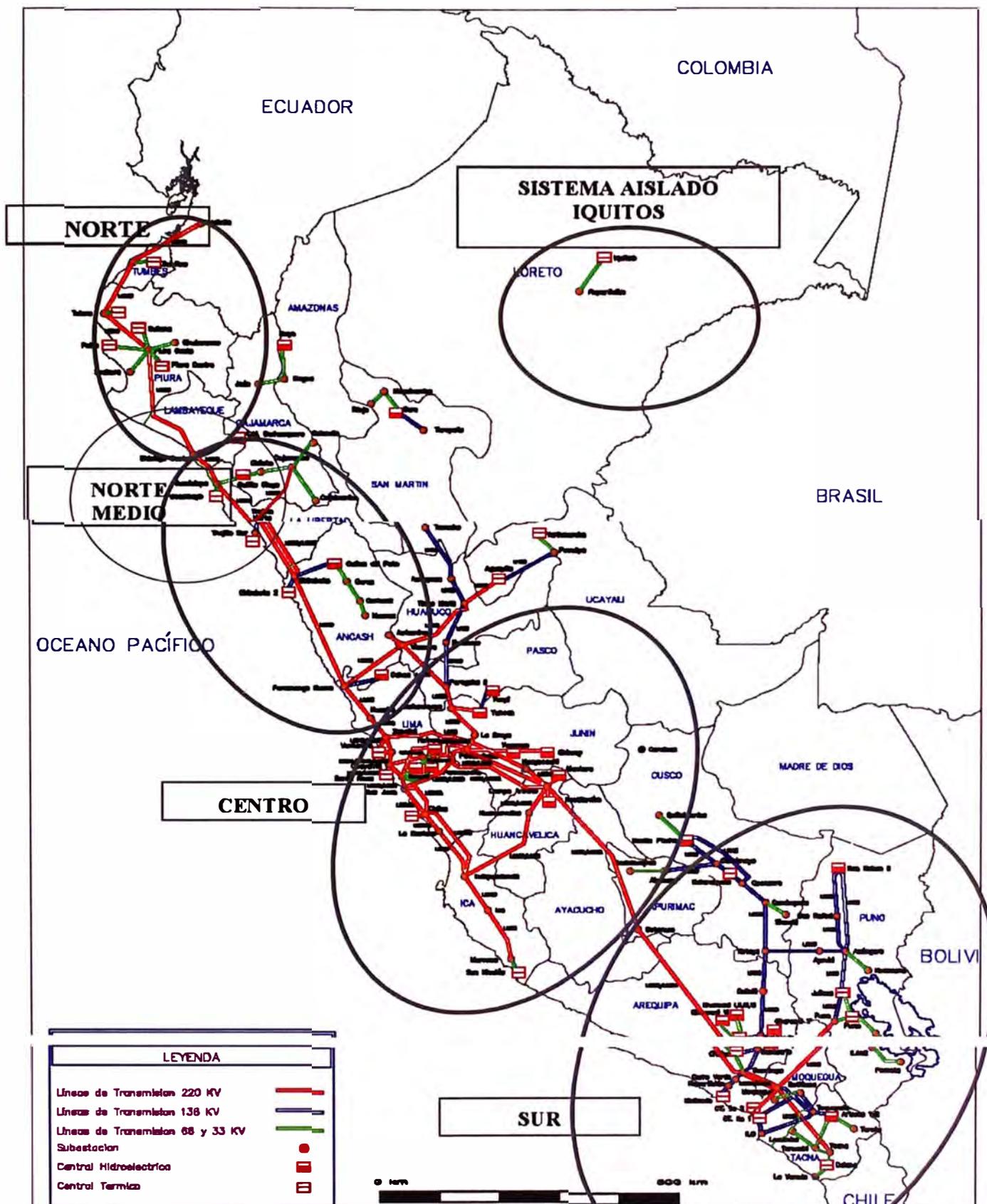


Figura A.1

Fuente: Plan Referencial de Electricidad 2008 – 2017. Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad, Lima

ANEXO B

COSTOS DE DIVERSOS SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

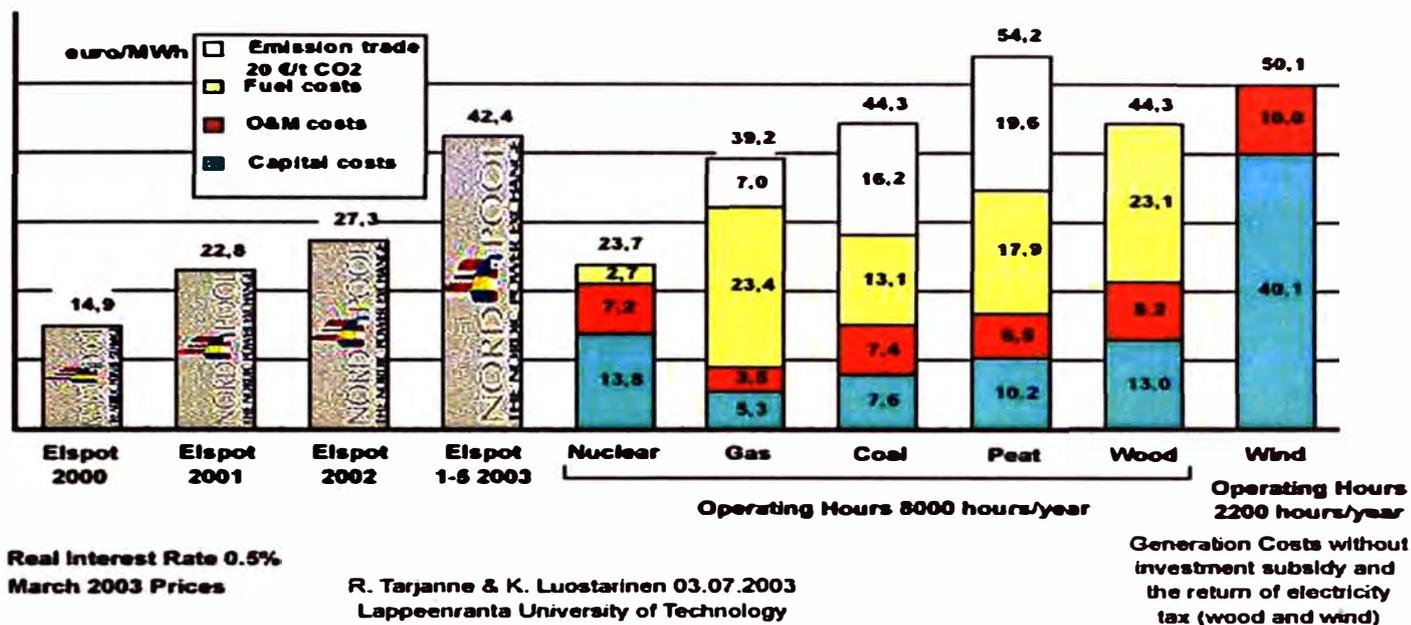


Figura B.1

Tabla B.1 - Precios del Uranio

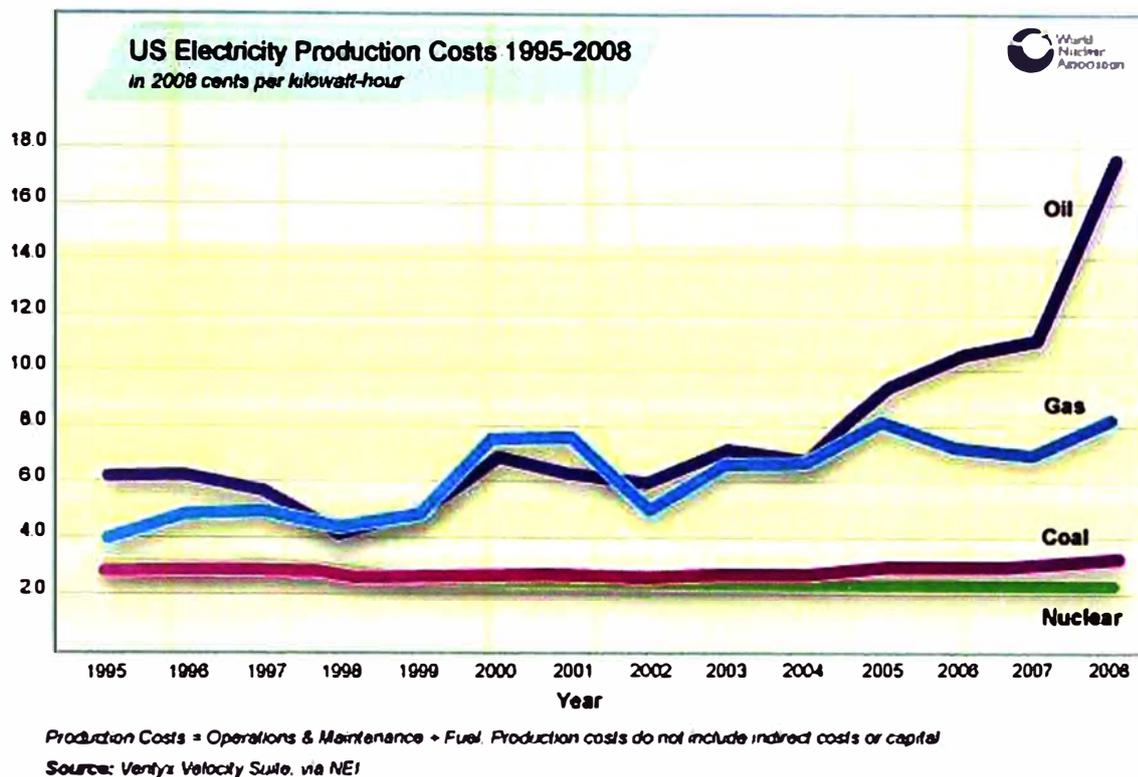
Uranium:	8.9 kg U ₃ O ₈ x \$53	472
Conversion:	7.5 kg U x \$12	90
Enrichment:	7.3 SWU x \$135	985
Fuel fabrication:	per kg	240
total, approx:		US\$ 1787

At 45,000 MWd/t burn-up this gives 360,000 kWh electrical, hence fuel cost: 0.50 c/kWh.

Fuente: Publicación de The Economics of Nuclear Power – Julio de 2009.

ANEXO C

VARIACION DEL PRECIO DEL URANIO EN LOS ULTIMOS 15
AÑOS



Fuente: Publicación de The Economics of Nuclear Power – Julio de 2009.

Figura C.1

Ux U_3O_8 vs. CIS* Prices

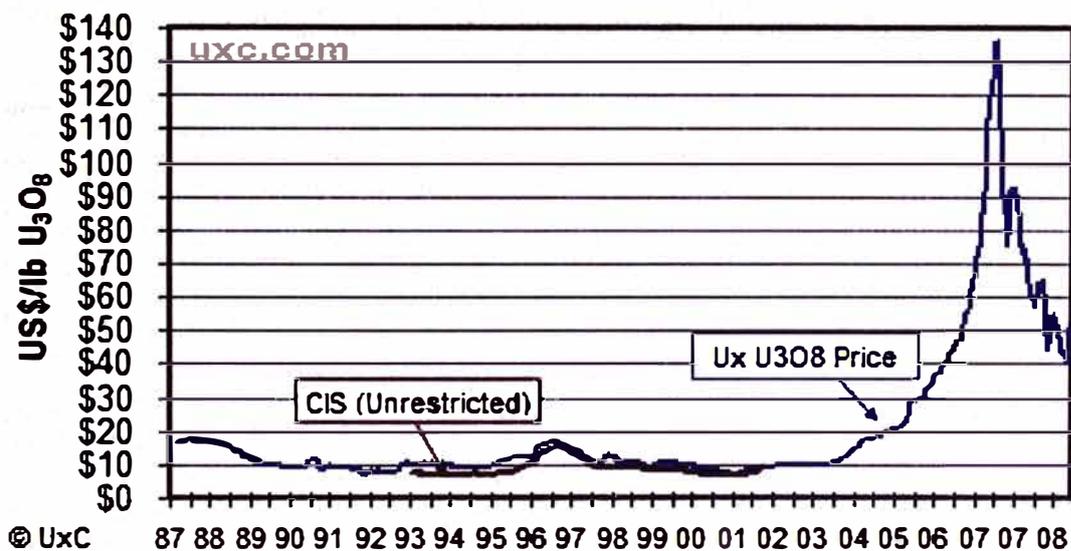


Figura C.2

Fuente: Publicación del The Ux Consulting Company LLC de agosto 2009 <http://www.uxc.com/index.aspx>

ANEXO D
CENTRALES NUCLEARES EN OPERACIÓN EN EL MUNDO

Tabla D.1 –

Nuclear power plants in commercial operation

Reactor type	Main Countries	Number	Gwe	Fuel	Coolant	Moderator
Pressurised Water Reactor (PWR)	US, France, Japan, Russia	264	250.5	enriched UO ₂	water	water
Boiling Water Reactor (BWR)	US, Japan, Sweden	94	86.4	enriched UO ₂	water	water
Pressurised Heavy Water Reactor 'CANDU' (PHWR)	Canada	43	23.6	natural UO ₂	heavy water	heavy water
Gas-cooled Reactor (AGR & Magnox)	UK	18	10.8	natural (metal), enriched UO ₂	CO ₂	graphite
Light Water Graphite Reactor (RBMK)	Russia	12	12.3	enriched UO ₂	water	graphite
Fast Neutron Reactor (FBR)	Japan, France, Russia	4	1.0	PuO ₂ and UO ₂	liquid sodium	none
other	Russia	4	0.05	enriched UO ₂	water	graphite
TOTAL		439	384.6			

Gwe = capacity in thousands of megawatts (gross)

Source: Nuclear Engineering International Handbook 2007

ANEXO E
PROYECTION DEL PRECIO EN BARRA

Tabla E.1

**Proyección del Precio en Barra 2009 - 2017
Con Proyectos de Energía Renovable No Convencional**

CMgLP - Generación - Con Proyectos ERNC					
				47,7 US\$/MWh	
ANO	Potencia	PCSPT	PCSGT	Energía	Precio Medio
	US\$/kW-año	US\$/kW-año	US\$/kW-año	US\$/MWh	US\$/MWh
2009	71,24	22,34	0,00	31,93	45,27
2010	71,24	21,80	0,00	37,54	50,80
2011	71,24	20,21	19,83	37,54	53,40
2012	71,24	18,77	18,42	37,54	53,00
2013	71,24	16,86	22,53	37,54	53,31
2014	71,24	15,25	20,38	37,54	52,77
2015	71,24	13,71	18,32	37,54	52,26
2016	71,24	12,72	17,01	37,54	51,93
2017	71,24	12,21	16,32	37,54	51,76

Notas: (1) Precio en Barra del 2009, de la Fijación de Tarifas en Barra del 2009, de OSINERGMIN

(2) Estimación Basada en Costo Marginal de Largo Plazo Escenario Medio con Proyectos ERNC

(3) Cargo por Sistema Principal de Transmisión Constante, y Sistema Garantizado SGT con Proyectos de Transmisión Troncales del Plan de Transmisión

Fuente: Plan Referencial de Electricidad 2009 – 2017. Ministerio de Energía y Minas/Dirección General de Electricidad

Tabla E.2

**RESERVAS DE PETROLEO
(MBLS)
1997 - 2007**

RESERVAS PROBADAS

	COSTA NORTE	ZOCALO	SELVA NORTE	SELVA CENTRAL	SELVA SUR	SIERRA SUR	AREA# NO ASIGNADA#	TOTAL PAH
1997	74.831	65.849	131.305	1.536	0	0	0	323.521
1998	144.454	66.807	143.095	1.399	0	0	0	355.745
1999	131.977	50.253	126.197	1.347	0	0	0	309.764
2000	143.787	51.107	127.267	1.232	0	0	0	323.393
2001	138.864	69.504	190.077	1.115	0	0	0	399.560
2002	121.813	67.812	133.314	1.113	0	0	0	374.052
2003	107.353	69.754	174.056	1.324	0	0	0	352.532
2004	123.560	72.545	131.830	1.331	0	0	0	379.316
2005	121.220	78.126	131.154	2.356	0	0	0	332.866
2006	117.403	75.457	220.561	2.343	0	0	0	415.769
2007	127.227	73.913	243.530	2.712	0	0	0	447.362

Fuente: Ministerio de Energía y Minas / Dirección General de Hidrocarburos
www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/.../capitulo3.pdf

ANEXO F

- TABLA F.1- RESERVAS DE GAS NATURAL
- FIGURA F.1 -ESQUEMA DE UN REACTOR NUCLEAR TIPO DE GENERACIÓN NUCLEOELÉCTRICA

Tabla F.1

**RESERVAS DE GAS NATURAL
(MMPC)
1997 - 2007**

RESERVAS PROBADAS

	COSTA NORTE	ZOCALO	SELVA NORTE	SELVA CENTRAL	SELVA SUR	SIERRA SUR	AREAS NO ASIGNADAS	TOTAL PAIS
1997	56.300	170.700	0	301.800	6.470.000	0	0	6.998.800
1998	243.300	171.800	0	296.100	0	0	8.108.200	8.819.400
1999	158.900	136.800	0	289.800	0	0	8.108.100	8.693.600
2000	151.100	111.600	0	284.100	8.108.100	0	0	8.654.900
2001	167.100	173.000	0	276.300	8.108.100	0	0	8.724.500
2002	159.720	182.400	0	265.000	8.108.100	0	0	8.715.220
2003	186.817	174.500	0	252.700	8.108.000	0	0	8.722.017
2004	200.308	179.000	0	237.500	10.871.900	0	0	11.488.708
2005	212.960	293.700	0	221.000	11.200.000	0	0	11.927.660
2006	206.545	285.000	0	205.000	11.145.600	0	0	11.842.145
2007	202.694	279.100	0	189.000	11.149.800	0	0	11.820.594

Fuente: Ministerio de Energía y Minas / Dirección General de Hidrocarburos
www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/.../capitulo3.pdf

ESQUEMA DE UN REACTOR TÍPICO DE GENERACIÓN NUCLEOELÉCTRICA

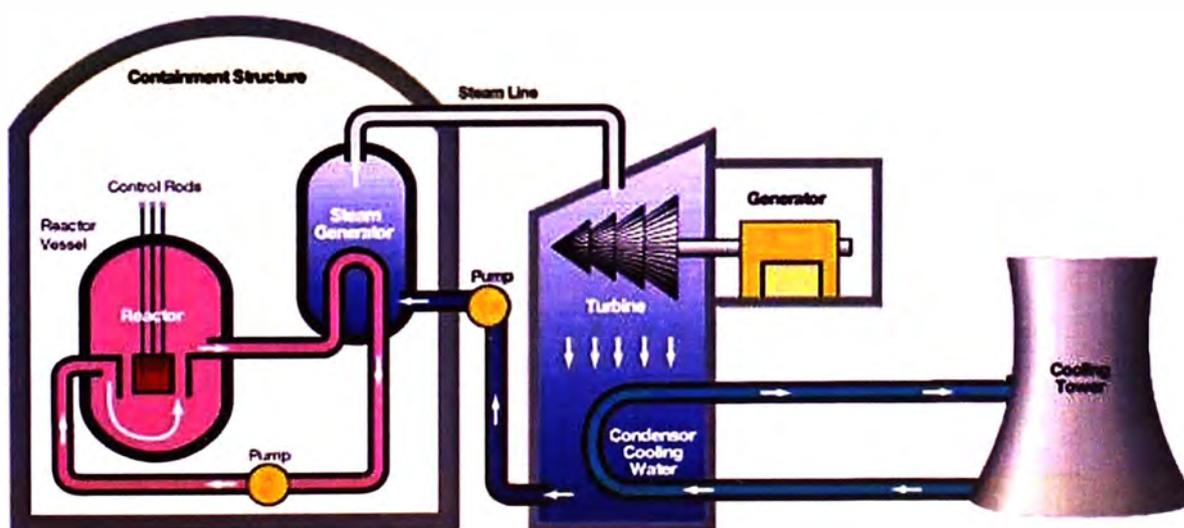


Figura F.1

ANEXO G

- FIGURA G.1 – ESQUEMA DEL PEBEBLE BED MODULAR REACTOR
(PBMR)
- FIGURA G.2 - FUEL EMENT DESIGN FOR PBMR

ESQUEMA DEL PEEBLE BED MODULAR REACTOR (PBMR)

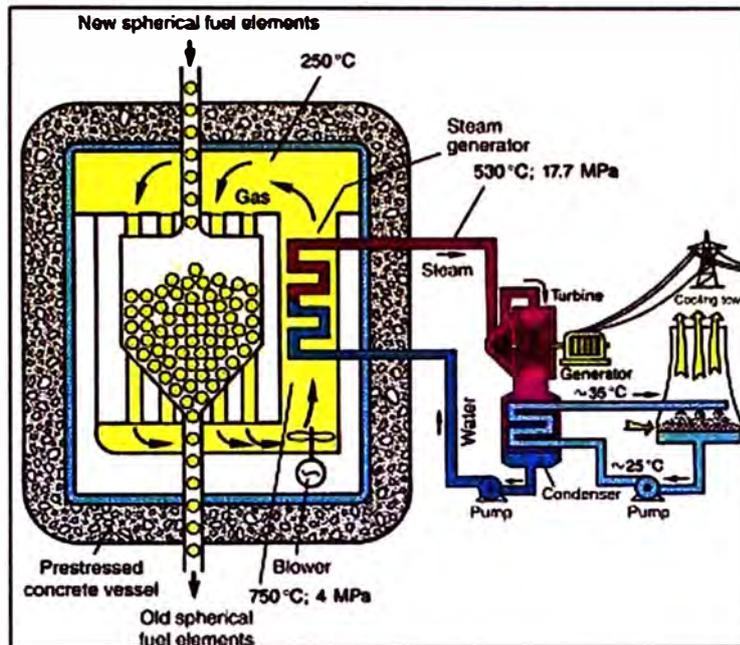


Figura G.1

Fuel element design for PBMR

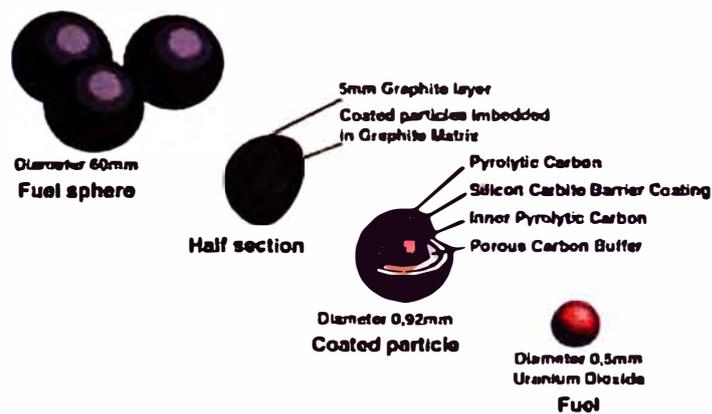


Figura G.2

ANEXO H
COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS

Actualizado
al: 04.03.2011

COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TERMICAS (*)

CENTRAL	ESTADO	P. EFEC. MW	CVNC US\$/MWh	CONS. ESP. MMBTU/MWh (1) Ton/MWh (2)	TIPO COMBUSTIBLE	PRECIO (3) US\$/MMBTU US\$/Ton	CV US\$/MWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	Existente	15.02	4.0000	16.1215	Gas Natural	2.26	40.51
Turbo Gas Diesel Malacas 2 (C / ISC)	Existente	14.97	4.0000	0.3540	Diesel N° 2	850.90	305.22
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Existente	90.33	3.1325	12.4159	Gas Natural	2.26	31.25
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	Existente	12.41	21.6040	13.2842	Gas Natural y Agua	2.26	51.68
Turbo Gas de Chimbote (C / ISC)	Existente	41.24	2.7000	0.3527	Diesel N° 2	868.17	308.90
Turbo Gas de Trujillo (C / ISC)	Existente	20.36	2.7000	0.3420	Diesel N° 2	862.02	297.51
Turbo Gas de Piura con R6	Existente	18.61	11.5800	0.3486	Residual N° 6	596.45	219.50
Grupos Diesel de Piura (Sin MAN)	Existente	12.35	7.3890	0.2482	Residual N° 6	596.45	155.41
Grupos Diesel de Chiclayo	Existente	24.39	7.0400	0.2540	Residual N° 6	589.31	156.72
Grupos Diesel de Sullana (Sin ALCO 4) (C / ISC)	Existente	6.45	7.3000	0.2431	Diesel N° 2	859.84	216.31
Grupos Diesel de Paita (Sin EMD3) (C / ISC)	Existente	3.72	7.5400	0.2479	Diesel N° 2	862.05	221.28
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	Existente	52.58	6.6804	12.6215	Gas Natural	2.39	36.86
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-6 (C / ISC)	Existente	52.54	6.6804	0.2788	Diesel N° 2	858.33	245.98
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	Existente	53.06	6.6804	11.8768	Gas Natural	2.39	35.08
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-5 (C / ISC)	Existente	53.43	6.6804	0.2859	Diesel N° 2	858.33	252.09
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	Existente	123.91	3.4268	11.5961	Gas Natural	2.39	31.15
Turbo Gas Diesel Santa Rosa WTG (con inyección) (C / ISC)	Existente	112.00	4.1000	0.2555	Diesel N° 2	858.33	223.44
Turbo Vapor de Shougesa	Existente	61.71	2.0000	0.3200	Residual N° 500	517.07	167.46
G. Diesel Shougesa (C / ISC)	Existente	1.24	7.1100	0.2200	Diesel N° 2	865.65	197.55

Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1	Existente	88.44	3.0300	11.2507	Gas Natural	2.26	28.51
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2	Existente	86.96	3.0300	11.3458	Gas Natural	2.26	28.72
G. Diesel Tumbes Nueva 1	Existente	8.04	7.0000	0.2201	Residual N° 6	535.70	124.90
G. Diesel Tumbes Nueva 2	Existente	8.10	7.0000	0.2198	Residual N° 6	535.70	124.74
G. Diesel Pucallpa Wartsila	Existente	24.52	3.2760	0.2310	Residual N° 6	746.32	175.68
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	Existente	225.11	2.9735	6.7979	Gas Natural	2.27	18.38
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	Existente	13.67	2.9735	7.1447	Gas Natural	2.27	19.17
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	Existente	228.02	3.0328	6.7634	Gas Natural	2.27	18.36
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	Existente	18.36	3.0328	7.0390	Gas Natural	2.27	18.99
Turbo Gas Natural Chilca TG1	Existente	171.46	3.6322	9.7042	Gas Natural	2.21	25.12
Turbo Gas Natural Chilca TG2	Existente	170.28	3.6620	9.8760	Gas Natural	2.21	25.53
Turbo Gas Natural Chilca TG3	Existente	194.19	3.1500	10.2824	Gas Natural	2.21	25.92
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	Existente	174.41	4.0000	10.2375	Gas Natural	2.23	26.85
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	Existente	193.52	4.0000	10.1536	Gas Natural	2.23	26.67
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	Existente	197.84	4.0000	10.0813	Gas Natural	2.23	26.50
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	Existente	199.83	4.0000	9.8795	Gas Natural	2.38	27.54
Turbo Gas Natural Las Flores	Existente	198.44	4.0000	10.0836	Gas Natural	2.22	26.42
Grupos Diesel Emergencia Trujillo (C / ISC)	Existente	62.13	14.4000	0.2203	Diesel N° 2	874.80	207.12
Turbo Gas Natural El Faro	Proyecto	169.00	3.6000	10.3896	Gas Natural	2.26	27.13
Grupos Diesel Tarapoto (C / ISC)	Existente	12.00	6.8000	0.2239	Residual N° 6	608.97	143.17
Grupos Diesel Bellavista (C / ISC)	Existente	3.20	6.8000	0.2647	Diesel N° 2	1046.65	283.86
Grupo Diesel Moyobamba (C / ISC)	Existente	2.00	6.8000	0.2696	Diesel N° 2	1046.65	288.96
Grupo Diesel Puerto Maldonado (C / ISC)	Existente	8.16	13.9000	0.2371	Diesel N° 2	993.77	249.53
Taparachi GD N° 1 al N° 4 (C / ISC)	Existente	4.26	10.0560	0.2330	Diesel N° 2	892.79	218.08
Bellavista GD N° 1 al N° 2 (C / ISC)	Existente	3.51	8.2000	0.2420	Diesel N° 2	893.68	224.47
Chilina GD N° 1 y N° 2 (C / ISC)	Existente	10.11	6.7500	0.2120	Mezcla2 R500,D2	556.71	124.77
Chilina Ciclo Combinado (C / ISC)	Existente	16.70	3.5750	0.2780	Diesel N° 2	874.35	246.64
Chilina TV N° 2	Existente	6.20	4.5300	0.3980	Residual N° 500	521.43	212.06
Chilina TV N° 3	Existente	9.90	4.2200	0.4350	Residual N° 500	521.43	231.04
Mollendo I GD	Existente	30.28	13.8310	0.2070	Residual N° 500	512.35	119.89
Ilo 1 TV N° 2	Existente	0.01	1.9340	0.3190	Residual N° 500	510.92	164.92

Ilo 1 TV N° 3	Existente	69.46	1.3250	0.1980	Vapor+Res N° 500	464.48	93.29
Ilo 1 TV N° 4	Existente	66.48	1.2310	0.2970	Residual N° 500	510.92	152.97
Ilo 1 TG N° 1 (C / ISC)	Existente	34.74	2.5660	0.2711	Diesel N° 2	905.24	247.98
Ilo 1 TG N° 2 (C / ISC)	Existente	32.48	6.3900	0.2550	Diesel N° 2	905.24	237.23
Ilo 1 GD N° 1 (C / ISC)	Existente	3.31	13.3550	0.2000	Diesel N° 2	905.24	194.40
Ilo 2 TV Carbón N° 1	Existente	141.87	1.0000	0.3610	Carbón	95.65	35.53
GD Calana - GN	Existente	25.51	4.5000	8.8022	Gas Natural	2.27	24.49
Turbo Gas Natural Mollendo II con GN	Existente	73.20	3.0000	11.4427	Gas Natural	2.25	28.70
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros	Proyecto	197.00	3.8000	10.1303	Gas Natural	2.28	26.87
Turbo Gas Natural CC Kallpa	Proyecto	858.57	2.5000	6.8767	Gas Natural	2.23	17.85
Turbo Gas Natural Oquendo TG1	Existente	29.37	3.9400	10.1692	Gas Natural	0.00	3.94
Turbo Gas Natural CC Chilca 1	Proyecto	797.94	3.0000	6.6907	Gas Natural	2.21	17.82
Turbo Gas Natural CC Santo Domingo Olleros	Proyecto	296.90	3.0000	6.6045	Gas Natural	2.28	18.04
Turbo Gas Natural CC Fenix	Proyecto	534.25	2.9000	6.7044	Gas Natural	2.26	18.08
Turbo Gas Natural CC El Faro	Proyecto	257.00	3.0000	6.7599	Gas Natural	2.26	18.31
Turbo Gas Natural Nueva Esperanza TG123	Proyecto	135.00	4.2000	9.2741	Gas Natural	2.10	23.68
Turbo Gas Natural Quillabamba TG1	Proyecto	200.00	4.0000	9.3617	Gas Natural	2.26	25.20
Turbo Gas Dual (Diesel - Gas Natural) Talara TG1	Proyecto	200.00	4.1000	0.2209	Diesel N° 2	887.53	200.16
Turbo Gas Dual (Diesel - Gas Natural) Trujillo TG1	Proyecto	200.00	4.1000	0.2209	Diesel N° 2	897.43	202.35
Turbo Gas Dual (Diesel - Gas Natural) Ilo TG1 y TG2	Proyecto	400.00	4.1000	0.2209	Diesel N° 2	905.24	204.07
Grupos Diesel Emergencia - Mollendo (C / ISC)	Proyecto	60.00	14.4000	0.2203	Diesel N° 2	881.18	208.52

Fuente: Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN periodo 2013 - 2022, publicado el 28 de Febrero 2011.

(*) Información referencial para fines de Estudios de Preoperatividad, la que podrá variar de acuerdo al desarrollo de los proyectos.

Notas:

- (1) Las unidades de consumo específico y precios para combustible Gas Natural están en MMBTU/MWh.
- (2) Las unidades de consumo específico y precios de combustible líquidos y carbón están en Ton/MWh.
- (3) El precio de los combustibles incluye fletes, tratamiento mecánico, químico y stock.
- (4) C/ISC: El precio incluye el impuesto selectivo al consumo.

ANEXO I
COMENTARIOS ADICIONALES

-Cambio climático:

1.- El cambio climático que se viene experimentando en el planeta hace prever que la energía generada por centrales hidroeléctricas se verá afectada y/o limitada, ya sea por las alteraciones de flujo del agua o por las lluvias que pueden afectar las plantas hidroeléctricas como ya viene ocurriendo en algunos lugares del país o sea el problema central del sistema de generación eléctrica del Perú es su vulnerabilidad en un escenario de cambio climático global y reducidas reserva de hidrocarburos, problema originado por la ausencia de planes y políticas de largo plazo, originado a su vez por la ausencia de un Proyecto Nacional que trascienda generaciones y gobiernos. El petróleo y gas natural se están agotando y están sujetos a la especulación de los países que disponen de reservas, debido a ello se estima que cada día será más onerosa la producción de energía eléctrica. Si no se incrementan las reservas de gas de Camisea, las actuales descontando las comprometidas para la exportación y uso en petroquímica, tienen un horizonte del orden de solo 7 a 11 años de generación de energía eléctrica.

-Reservas de energía:

2. El complejo panorama energético futuro en los planes nacional y mundial, exige garantizar el suministro eléctrico como un objeto estratégico para alcanzar niveles superiores de desarrollo. El abastecimiento de energía para después del año 2020 no está asegurado en el Perú.

3. El Perú está creciendo, requiere y requerirá de energía para nuestro bienestar y desarrollo industrial que permita de manera sostenida incrementar la producción nacional teniendo en perspectiva el mercado externo, que es el paso necesario para dinamizar la economía con una oferta de exportación de productos de calidad competitiva en los mercados internacionales.

4. El número de pozos nuevos de Hidrocarburos hallados en el país no cubre el incremento de la demanda interna.

-Matriz energética:

5. La solución a este problema es la diversificación de las fuentes de energía mediante el desarrollo de proyectos que utilicen nuevas fuentes como: eólica, solar, geotérmica y nuclear, de estas solo la generación núcleo eléctrica es la que tiene mayor capacidad para suplir el déficit de energía proyectado, los generadores eólicos y solares son vulnerables al clima, consecuentemente su contribución en la generación de energía en el escenario de cambio climático no sería muy confiable, además, sus costos MWh de implementación son más caros que los nucleares [6].

6. La energía que producen las fuentes eólicas y solares es absolutamente limpia de emisores de CO₂, que las emiten los hidrocarburos, pero en nuestro país, tanto el elevado costo de su instalación como la notoria irregularidad de los vientos y del brillo solar, hacen poco viable el empleo masivo de éstas, aunque se podrían proyectar una.

7. Combinación de fuentes de energía para cubrir nuestras necesidades aprovechando nuestras condiciones geológicas, hídricas y climatológicas, sin la ayuda nuclear es difícil pensar en que solo con energía renovables se pueda cubrir la deficiencia de energía futura.

8. Perú no tiene tecnología apropiada para la explotación de Hidrocarburos y tampoco tiene suficientes reservas de ellos para el mediano plazo.

9. La incorporación de generación nucleoelectrica no representa de manera alguna, un riesgo para las fuentes de energía renovables; al contrario, una matriz energética sana y competitiva, desde la perspectiva ambiental, requiere de una diversificación especial y los países deben tomarla en cuenta, ya que el potencial hidroeléctrico en la región está acotado debido a su impacto social.

10. Hoy la combinación justa entre seguridad en el abastecimiento energético e independencia energética forman parte del análisis estratégico del desarrollo económico de una nación. Si bien, la energía nuclear no es la única solución al problema energético; sin embargo, es la que permitirá el tránsito seguro a las nuevas tecnologías del futuro, sin que debamos pasar por alguna crisis profunda en el desarrollo y crecimiento de los países, o provocar algún impacto severo a la calidad de vida.

-Tecnología estratégica

11. La energía se constituye como un factor fundamental de la seguridad y defensa de las naciones, en tanto otorga estabilidad, cohesión social, y una posición estratégica. Dentro de esta tendencia, la opción nuclear se presenta como una alternativa estratégica para satisfacer las necesidades energéticas de la región suramericana en desarrollo, proceso que se ve estimulado a partir del alza continua del precio de los hidrocarburos.[16]

12. La energía nuclear puede ayudar a una modernización económica y técnica, esto quiere decir que al acceder a tecnología avanzada y conocimientos industriales debido a un programa de energía nuclear, se eleva el nivel de desarrollo científico y técnico de un Estado. Asimismo, la electrificación basada en la energía nuclear puede ser vista como un trayecto hacia el desarrollo económico basado en la industrialización.

-Construcción de la central nuclear

13. La potencia de 900 MW fue determinado en base a la magnitud del déficit estimado en el escenario de cambio climático global y limitadas reservas de hidrocarburos, así como por la disponibilidad del uranio en el país.

14. Los resultados que se esperan son la reducción de la vulnerabilidad del sistema de generación eléctrica nacional, por la diversificación de la matriz energética con la incorporación de la CNE, central que además resulta rentable y competitiva. El proyecto es sostenible siempre que la demanda de energía y los precios de generación se mantenga dentro de las proyecciones, se mantenga los cuadros técnicos capacitados para su operación y mantenimiento, y se asegure el suministro de combustible nuclear, el mismo que inicialmente

se debe comprar del exterior, pero paralelamente es indispensable efectuar trabajos de investigación y desarrollo para adquirir tecnología nacional para su fabricación.

15. Las acciones siguientes del Proyecto son la elaboración de estudio de emplazamiento y Pre factibilidad de la CNE, periodo durante el cual se recomienda solicitar la asistencia de un experto del OIEA para que revise el Perfil del Proyecto y efectúe recomendaciones para las siguientes etapas del proyecto, los que se sugiere elaborar con la cooperación de instituciones nacionales con experiencia en la formulación de proyectos de inversión, asimismo, iniciar contactos con empresas de generación eléctrica que operan en el país como ELECTROPERU u otras con la que el IPEN pueda celebrar contratos de asociación para la construcción, implementación, operación y explotación de centrales núcleo eléctricas, empresa con la que el IPEN efectúe el estudio de Factibilidad y continúe las siguientes fases del Proyecto.

-Impacto ambiental de una central nuclear:

16. La operación de los cientos de centrales núcleo eléctricas en diversos países del mundo durante los últimos 30 años han demostrado su impacto ambiental es menor que los de centrales térmicas a carbón, petróleo o gas, salvo contados accidentes como el de Chernobil en 1989 originado por fallas humanas, el de Fukushima por hacer caso omiso de indicaciones hechas por auditoras. Los modelos de generadores núcleo eléctrico de última generación son mucho más seguros.

El mayor problema ambiental proviene del almacenamiento y gestión de los desechos nucleares, lo cual requiere la construcción de instalaciones especiales para su almacenamiento, reprocesamiento y reúso en el mediano y largo plazo.

Los terrenos áridos que abundan en la costa y en zonas bajas de la sierra del país son adecuados para albergar estas instalaciones.

-Reserva de combustible nuclear

17. Las reservas de uranio con que cuenta el Perú permite iniciar de inmediato la planificación de su explotación, darle el valor agregado y además utilizarlo en provecho del país para asegurar por mucho tiempo una fuente de energía eléctrica a largo plazo.

18. Perú puede financiar sus plantas núcleo eléctricas con el Uranio que posee y fomentar su comercialización con valor agregado

19. En lo que se refiere al potencial Uranífero Nacional se puede afirmar con cierto grado de confianza, a la luz de los recursos ya ubicados como a los estimados, que se podría asegurar el abastecimiento de combustible de una primera Central Nuclear durante toda su vida útil con Uranio Nacional.

20. En el aspecto institucional, evaluar el grado de autonomía que debe tener la Oficina Técnica de la Autoridad Nacional (OTAN) actualmente dependiente del IPEN, para el fiel cumplimiento de su función supervisora. En el aspecto legal e institucional, revisar la

legislación para adecuarlo a los requerimientos del OIEA, así como revisar la legislación sobre la explotación de minerales radioactivos y de generación eléctrica con el fin de determinar los cambios requeridos, o proponer nuevos dispositivos legales que aseguren la confiabilidad en el sistema de generación núcleo eléctrica nacional, asegurar el suministro de combustible y de concentrados de uranio, lo cual se podría obtener mediante cláusulas que estipulen que parte de las regalías que paguen las empresas que exploten uranio, sean pagadas en concentrados (yellow cake) a fin de facilitar la obtención del combustible nuclear en el mercado internacional, y tener material para los trabajos de investigación y desarrollo que permitan más adelante elaborar el combustible en el Perú.

-Recursos humanos

21. El Perú no tiene profesionales preparados en plantas nucleoelectricas. Es fundamental la preparación oportuna de personal en relación con la operación, procedimientos, mantenimiento, diseño, seguridad y conocimientos importantes de la tecnología nuclear. La preparación para el uso de la energía núcleo eléctrica requiere de un periodo que aproximadamente va de 10 a 15 años.

22. Retomar convenios con países con experiencia en el sector nuclear para capacitar científicos y técnicos como fue el caso del Perú – Argentina en el cual se formaron algunos ingenieros nucleares en el centro Atómico de Bariloche.

-Energía nuclear en Sudamérica

23. En Sudamérica hay dos países con generación nucleoelectrica, los dos con metas específicas de expansión de sus capacidades nucleares, en clara reacción a los resultados de la disponibilidad severamente limitada de los combustibles fósiles regionales, que no llegaría más allá del 2040.

24. El desarrollo nuclear en Suramérica está liderado por Brasil que cuenta con dos centrales nucleares, tiene la sexta reserva de uranio del planeta, una planta para enriquecer uranio a escala industrial y próximamente exportará uranio enriquecido. Argentina tiene un desarrollo nuclear similar, desde hace unos pocos años viene ejecutando un nuevo plan nuclear. Por su parte, Chile ha realizado un estudio de factibilidad del desarrollo nucleoelectrico a fin de revertir su alarmante situación energética y que ha plasmado en el informe Zanelli. Venezuela pese a ser un gran productor de petróleo a nivel mundial ha mostrado interés en adquirir un Reactor argentino, ha suscrito convenios de ayuda interinstitucional con el Consejo Nacional de Energía Atómica de Argentina y firmado convenios con Rusia destinados a promover la energía nuclear en diferentes áreas; Ecuador

También ha firmado convenios con Rusia en el mismo sentido, Uruguay ha manifestado su interés en el tema nuclear y el Perú presenta un considerable desarrollo nuclear en investigación, fase previa a la concreción de todo proyecto nucleoelectrico. Cada uno de estos países vienen desarrollando estudios de factibilidad y existen grupos de trabajo, lo cual demuestra el interés de

los países de la región en temas nucleares como una alternativa para mejorar la composición de su matriz energética visualizando una integración regional.

25. En lo referente a la viabilidad actual del desarrollo energético nuclear en los países Sudamericanos, se puede manifestar que se vienen desarrollando modelos menos costosos y acordes a las necesidades energéticas de los países de la región, obteniendo un costo de electricidad menor.

26. El programa de utilización de la energía nuclear comenzó en los 70, como consecuencia de una estrategia de los gobiernos militares, que buscaba una mayor seguridad energética luego del shock petrolero de 1973.

27. En el caso específico del desarrollo nuclear brasilero, éste se centra en acelerar el mapeo, prospección y aprovechamiento de las reservas de uranio, desarrollar el potencial para proyectar y construir centrales nucleares para producción de electricidad, con tecnologías cuyo destino sea integrar el patrimonio nacional, aún aquellas desarrolladas en sociedad con otros Estados o empresas extranjeras. En este sentido, el Estado brasilero se compromete a emplear la energía nuclear con buen criterio y sujeta a los más rigurosos controles de seguridad y protección del medio ambiente y como forma de compensar su matriz energética, fundamentalmente basada en energía hidroeléctrica.

28. Brasil apuesta al desarrollo de esta tecnología a través de las siguientes iniciativas: completar el programa del submarino con propulsión nuclear, la nacionalización completa del ciclo de combustible a escala industrial (con los tramos de gasificación y enriquecimiento) y la tecnología de construcción de reactores

29. Para poder llevar a cabo una efectiva integración a partir del desarrollo energético nuclear se necesita no sólo de una colaboración técnica y científica conjunta, sino también de acuerdos entre países que aseguren que la implementación de la núcleo electricidad sea sólo con fines pacíficos. Esto pese a que los países han suscrito el tratado de Tlatelolco. Quizás una de las más grandes ventajas será que evitará se desvirtúe la naturaleza del justo y necesario desarrollo nuclear de la región, permitiendo que el desarrollo nuclear sea en todos los niveles y áreas.

30. El actual escenario mundial, con la formación de bloques regionales favorece que los Estados puedan potenciar sus capacidades en función de la unión con sus vecinos, incrementando su participación en el sistema internacional como la defensa de sus propios intereses. Frente a este escenario, los países Sudamericanos, se encuentran en situación de desventaja respecto a los países desarrollados, que han asumido el reto de formar y consolidar sistemas regionales con la intención de aumentar su participación en el sistema global. Entre las variadas alternativas energéticas, la energía nuclear, puede dar autonomía y posibilidades de alianzas y colaboración energética en la región. No obstante su desarrollo debe partir de una plataforma de integración que le permita

asumir retos como el de costos altos, proliferación nuclear, desechos radiactivos y accidentes pero desde una perspectiva regional.

31. La presencia de un país que ha logrado el desarrollo nuclear crea un real desbalance político – estratégico con las otras naciones de la región que no han alcanzado un desarrollo nuclear equivalente. En ese sentido, mencionamos que una gradual integración energética nuclear sudamericana, favorece el tratamiento de los problemas relacionados con la seguridad y defensa regional debido a que la formación de un bloque regional nuclear permitirá a los Estados potenciar sus capacidades de desarrollo tecnológico, económico, social y político con los cuales podrá enfrentar y participar en el sistema internacional en defensa de sus propios intereses, asegurando el abastecimiento de energía, lo que otorga estabilidad y seguridad al sistema y porque esta plataforma de integración permitirá asumir retos como el de costos altos, proliferación nuclear, desechos radiactivos y accidentes, desde una perspectiva regional. Brasil y Argentina iniciaron una carrera nuclear que en un primer momento creó una situación de desconfianza la cual fue revertida gracias a acuerdos de integración nuclear y que permitió el desarrollo nuclear de otros países como es el caso del Perú. Estos mecanismos de integración disminuyeron las hipótesis de conflicto entre estos países y permitieron posteriormente crear una plataforma tecnológica conjunta con la cual ahora llevan a cabo nuevos desarrollos nucleares. En la actualidad, los países de la región vienen demostrando su interés en aplicarla y las proyecciones hablan incluso de nuevas instalaciones nucleares en la región, lo que supone un incremento en su uso y la mejor manera de consolidar su desarrollo es a partir de acuerdos y de implementar una institucionalidad conjunta y sostenida que asegure un desarrollo armónico y equilibrado.

-Energía nuclear en el mundo

32. Actualmente existen 31 países que emplean reactores nucleares para generar energía eléctrica y ante el agotamiento de hidrocarburos, la mayoría de ellos han anunciado que incrementarán el número de sus plantas nucleoelectricas. Para ello están orientando sus esfuerzos hacia la consecución de centrales núcleo eléctricas de cuarta generación. El Grupo de los ocho "G-8", ha previsto, la construcción de aproximadamente mil reactores núcleo eléctricos para contrarrestar la escasez y el alto precio del petróleo. Esto nos muestra la necesidad de adoptar una medida preventiva, prudente y juiciosa.

33. Las centrales nucleoelectricas de cuarta generación han sido diseñadas para reducir al máximo los riesgos de contaminación y los costos de instalación y operación. Serán mejores a las que emplean tecnología que ha estado disponible hasta la presente década. Son más seguras que de la II y III generación.

34. Actualmente hay plantas nucleoelectricas de diseños sencillos y seguros a costos alcanzables de diferentes potencias de generación de acuerdo a los requerimientos del demandante.

35. La práctica nuclear de los países desarrollados ha demostrado que si la fuente núcleo eléctrica tienen un manejo adecuado, es eficiente, confiable y segura.

36. Los países centrales o los denominados países desarrollados y de otras regiones del mundo, utilizan sus potenciales desarrollos nucleares para solucionar problemas de seguridad, así tenemos el caso de países exitosos como: USA, Francia, China, India, Rusia, entre algunos.

37. La presencia de un país que ha logrado desarrollarse nuclearmente crea un real desbalance político – estratégico con las otras naciones de la región que no han alcanzado un desarrollo nuclear equivalente. Es por ese motivo que la energía nuclear no es tan sólo un elemento más para una matriz energética, es un instrumento de Poder para integrar a los países en el concierto de países desarrollados.

-Legislación nuclear

38. El estado ha otorgado gran importancia y consideración a la Energía Nuclear, como fuente generadora de electricidad, al legislar específicamente sobre la utilización de los recursos físi- les, (Uranio-Torio) para este fin, a través de dispositivos legales tales como: la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

39. Nuestro país carece de una legislación conveniente para la explotación y utilización del Uranio, así como para la implementación de plantas núcleo eléctrico.

40. Las salvaguardias suponen un complejo proceso de interacción entre las actividades en el terreno y diversas medidas en la sede del Organismo Internacional de Energía Atómica y que permite verificar el uso pacífico de los usos de la energía nuclear. Los resultados de cada inspección y las conclusiones que derive el OIEA de una serie de inspecciones, se hacen llegar al Estado interesado mediante comunicaciones oficiales que tienen por objeto informarlo de si, por ejemplo, han ocurrido problemas o se han hallado anomalías.

41. Los Estados de Suramérica, forman parte de una visión compartida acerca de la utilización de la energía nuclear. Los países de esta región rigen su accionar con una vocación pacífica, amparados en los Tratados de No Proliferación Nuclear, el Tratado de Tlatelolco y el de Prohibición Completa de Ensayos Nucleares.

42. La relevancia geopolítica de la energía nuclear se ve en que esta energía es una nueva forma de poder político internacional, por lo que se debe contar con mejores herramientas y maneras de manejar esta interdependencia compleja.

43. Es necesario configurar un plan productivo y un perfil de especialización con valor agregado, una matriz energética diversificada que incluya a la energía nuclear y construir empresas regionales, en un marco de profundización de la integración regional.

-Financiamiento:

44. Las plantas núcleo eléctricas que se desarrollen en nuestro país pueden ser financiadas con capitales estatales o privados, estos últimos deberán contar siempre con la supervisión estatal.

45. La generación de energía eléctrica por medio de plantas nucleares tiene costos competitivos con otras formas de generación eléctrica; si hacemos consideraciones a mediano plazo.

46. El costo de generación de la energía nuclear es moderado y se prevé muy estable a largo plazo. En efecto, es tan bajo el consumo de combustible nuclear que, a pesar que el proceso para llegar a éste es caro por su alta tecnología, el componente combustible del costo energético es inferior al 25%. De hecho, si se cuadruplicara el costo del uranio, la variación del costo de generación sería inferior al 15%, valor pequeño si se compara con el efecto en la generación de una moderada alza en el valor de los recursos fósiles.

47. Actualmente, la construcción de una planta nuclear cuesta más que la construcción de una generadora de carbón o gas. Esta diferencia se hará cada vez más pequeña, siempre que la experiencia ganada por la energía nuclear reduzca los períodos de construcción y extienda la vida útil de la planta.

-Antinucleares:

48. El rechazo social a la energía nuclear tiene su origen en el uso de dicha energía como arma bélica en Hiroshima y dicho rechazo ha ido en aumento a raíz de los accidentes históricos que tienen su paradigma en Chernobyl.

49. La proliferación de las armas de destrucción masiva, incluyendo las nucleares, biológicas y químicas y sus vehículos portadores, se ha convertido en un foco de atención de la comunidad internacional. El Tratado de No Proliferación logró fortalecer la voluntad de los países parte en no adquirir armas nucleares e inspirar confianza entre ellos. En el caso de los países que vienen desarrollando tecnología nuclear de la región, luego de algunos inconvenientes diplomáticos han firmado el TNP.

-Residuos nucleares

50. Uno de los aspectos más relevantes del proceso de generación de núcleo-electricidad está referido al manejo de los residuos radiactivos, el que debe cautelar condiciones adecuadas para la disposición transitoria y final de material nuclear o contaminado. Si bien, el manejo de residuos nucleares aparece como una preocupación del futuro lejano, es una materia que debe ser evaluada y prevista ahora. Los países de la región vienen trabajando coordinadamente con el OIEA a fin de encontrar la mejor solución tecnológica y social para este tema.

51. Hay responsabilidades legales y gubernamentales con respecto al uso seguro de las fuentes de radiación, la protección radiológica, el manejo seguro de los desechos radiactivos así como el transporte de material radiactivo.

-IPEN Y MEM

52. Solicitar al Ministerio de Energía y Minas la información de los resultados obtenidos por las empresas que efectúan trabajos de exploración en los yacimientos uraníferos de Puno y otras zonas, a fin de determinar las reservas de este material radioactivo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Utilización de las aguas del lago Titicaca para una mayor producción de energía con fines de irrigación”, General Ingeniero Jorge Sarmiento Calmet, Junta de Control de Energía Atómica, Lima 1960.
- [2] Informe preliminar para la misión de estudio del OIEA “Proyecto de desalinización de agua y generación de energía eléctrica en la costa del Perú” – Junta de Control de Energía Atómica, Lima 1965.
- [3] Estudio de planificación núcleo eléctrica para el Perú – ELECTROPERU, IAEA, Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN), Lima 1980.
- [4] “Estudio de Pre factibilidad para la implementación de una central núcleo eléctrica en el Perú”, Grupo de Trabajo Proyecto núcleo eléctrico, IPEN, Lima 1999.
- [5] World Nuclear Power Reactors and Uranium Requirements, publicación del World Nuclear Association de September, United Kingdom 2009. <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>
- [6] The Economics of Nuclear Power – World Nuclear Association, USA 2009. <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>
- [7] Publicación de la empresa “The Ux Consulting Company LLC” de Septiembre 2009 <http://www.uxc.com/index.aspx>
- [8] “Energía Nuclear el Motor de la Reconstrucción Económica Mundial” de Jonathan Tennenbaum
- [9] “El abc De La Formación De Capital” por Lyndon LaRouche, Jr.
- [10] Estadística Eléctrica 2007 – 2008 - Ministerio de Energía y Minas/Dirección General de Electricidad/Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica.
- [11] Plan Referencial de Electricidad 2008 – 2017. Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad, Lima 2008.
- [12] Ministerio de Energía y Minas/Dirección General de Hidrocarburos www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos

- [13] Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas de hidrocarburos 2009. http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/estadistica2009/JUNIO/produccion_total.pdf
- [14] Perú Petro, Estadísticas Julio 2009, Lima 2009 <http://www.perupetro.com.pe/estadisticas01-s.asp>
- [15] The coming (or present) Ice Age, Laurence Hecht, 21th Century Science and Technology, USA 1994
- [16] El modelo nuclear de Sudáfrica, Tom Ferreira. Boletín del Organismo Internacional de Energía Atómica (IAEA) 46/1
- [17] Diario “La Republica” del 17 de Junio del 2009. Lima 2009
- [18] Conclusiones (abril 2009) ROLANDO PAÚCAR JÁUREGUI, Tesis para optar al título de master en Defensa y Seguridad Hemisférica. “EL DESARROLLO ENERGÉTICO NUCLEAR Y LA SEGURIDAD Y DEFENSA EN LA REGION SURAMERICANA”. UNIVERSIDAD DEL SALVADOR, Buenos Aires – ARGENTINA y COLEGIO INTERAMERICANO DE DEFENSA, Washington D.C. - EE.UU. Washington D.C. EE.UU. 17 de abril del 2009

Referencias:

- [19] <http://www.nutridep.net/nutricion-costarica/index.php/informacion/articulos-informativos/ejercicio-y-entrenamiento/79-combustibles-para-la-practica-del-ejercicio>
- [20] WIKIPEDIA Los alimentos están compuestos por diversas cantidades de carbohidratos, grasas, proteínas y/o alcohol. Cada uno de éstos aporta una determinada cantidad de energía cuando son descompuestos por el organismo.
- [21] <http://es.scribd.com/doc/76104349/Formas-de-energia>
Calcule la energía cinética específica, en kJ/kg, de una masa cuya velocidad es 30 m/s
- [22] http://www.physikdidaktik.uni-karlsruhe.de/kpk/spanisch/kpk_estud.pdf
- [23] <http://www.educar.org/inventos/petroleo.asp>
- [24] <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo15.pdf>
- [25] http://recursostic.educacion.es/newton/web/materiales_didacticos/energia_termica/energia_termica/problema.pdf
- [26] http://es.wikipedia.org/wiki/Central_nuclear
- [27] <http://www.ecologistasenaccion.org/article7823.html>
- [28] Memorias del Simposio de Expertos en Electricidad y Medio Ambiente, Helsinki, 13 -17 de mayo de 1991, OIEA, Viena

- [29] El futuro de la energía nuclear en América Latina – publicado por Newsletter Research from the Field editado por Janie Hulse , Agosto 2009
- [30] <http://www.eluniversal.com.mx/notas/752055.html>
- [31] <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno09/nuclear/costo%20de%20oym.html>
31 <http://www.aveva.com/servlet/blobprovider?bolcol=urloadedfile&blobheader=application%25Fpd&blobkey=id&blobtable>
- (32) “Los costos de la energía nuclear: Una Actualización”. Por Steve Thomas