

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ANÁLISIS COMPARADO DEL MARCO REGULATORIO PERUANO
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON
RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOSÉ MARTÍN CHÁVEZ CRUZADO

**PROMOCIÓN
2002 - II**

**LIMA – PERÚ
2012**

**ANÁLISIS COMPARADO DEL MARCO REGULATORIO PERUANO
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON
RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES**

Dedico este informe a mi esposa Janette por su comprensión y apoyo en permitirme tomar un tiempo del que podría haberlo compartido con ella, para dedicarme al presente informe, a mi pequeño Mateo que me motiva cada día en buscar ser mejor, a mi madre Zoila que con su indesmayable esfuerzo contribuyó en que culmine una etapa importante de mi formación profesional y a mi padre Luis que desde el cielo guía mis pasos día a día.

SUMARIO

El propósito del presente informe es analizar el marco regulatorio vigente de la generación de eléctrica con recursos energéticos renovables en el Perú a través de un análisis comparado con los marcos regulatorios de España y Chile así como del desarrollo y evolución de su cuota de participación en su matriz energética, con la finalidad de evaluar la posibilidad de proponer mejoras al marco regulatorio peruano o confirmar la eficacia de algunas o todas las medidas adoptadas por el actual marco regulatorio peruano.

En el caso de España la evolución que ha tendido el marco regulatorio de la generación renovable nos permitirá observar que el actual esquema regulatorio en Perú tal como está concebido ha considerado mucho de la experiencia española y está más protegido de circunstancias como las que han motivado en el caso español constantes cambios regulatorios.

Mientras que en el caso de Chile podremos observar que si bien el actual marco regulatorio no establece un esquema de incentivos mediante un régimen económico similar al vigente hoy en día en España o Perú, algunas de las medidas que se aplican en Chile podrían también aplicarse en Perú pero en condiciones de una generación renovable no convencional más competitiva frente a la generación convencional, no obstante se venga promoviendo en el caso de Chile el cambio del actual esquema regulatorio de la generación renovable no convencional a un modelo parecido al de Perú, basado en un esquema de Subastas para promover la participación de estas tecnologías.

INDICE

PRÓLOGO	1
CAPITULO I	
LAS ENERGÍAS RENOVABLES	
1.1. Definición	3
1.2. Características	3
1.3. Tipos	4
1.3.1. Energía eólica	4
1.3.2. Energía geotérmica	9
1.3.3. Energía solar	12
1.3.4. Energía biomasa	14
1.3.5. Energía mareomotriz	15
1.3.6. Energía de las mareas	15
1.4. Costos e inversión	16
CAPITULO II	
LA POLÍTICA ENERGÉTICA DEL PERÚ Y LA DIVERSIFICACIÓN DE SU MATRIZ ENERGÉTICA	
2.1. Objetivos de Política Energética 2010-2040	18
2.1.1. La diversificación de la matriz energética con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética	18
2.1.2. El abastecimiento energético competitivo	18
2.1.3. El acceso universal al suministro energético	19
2.1.4. La eficiencia en la producción y el consumo de energía	19
2.1.5. La autosuficiencia en la producción de energía	19
2.1.6. El desarrollo del sector energético con mínimo impacto ambiental	19
2.1.7. El desarrollo de la industria y uso del gas natural	19
2.1.8. El fortalecimiento de la institucionalidad y transparencia del sector	20
2.1.9. La integración energética regional con una visión de largo plazo	20
2.2. Informe Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental, Estratégica, como Instrumentos de Planificación	20
CAPITULO III	
EXPERIENCIA Y MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN	

PERÚ

3.1.	Antecedentes	23
3.2.	Clasificación de la generación basada en RER	23
3.3.	Régimen económico	24
3.3.1.	Actualización de los Cargos por Prima	25
3.4.	Proceso de Subastas Renovables	26
3.5.	Operación de la generación RER en el Mercado de Corto Plazo	27
3.6.	Otorgamiento de Derechos para las actividades de Generación.	28
3.7.	Sistemas de Información y Registro de instalaciones renovables	29
3.8.	Uso y acceso a las redes de transmisión y distribución	29
3.9.	Incentivo de depreciación	30
3.10.	Investigación y desarrollo de proyectos de generación renovables	30
3.11.	Planificación de las energías renovable	31
3.12.	Subastas realizadas	32
3.13.	Evolución de los Ingresos y Primas Renovables	33
3.14.	Criterios técnicos para la conexión de instalaciones renovables	35
3.14.1	Requisitos técnicos para la conexión y operación de instalaciones eólicas	35
3.14.2	Máxima capacidad de generación eólica a ser inyectada en el SEIN	37
3.15.	Evolución de la generación renovable en el SEIN 2012-2015	39

CAPITULO IV**EXPERIENCIA Y MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN ESPAÑA**

4.1.	Antecedentes	41
4.2.	Evolución del marco normativo de la generación renovable en España	43
4.2.1.	Real Decreto 661-2007.	43
4.2.2.	Regulación de las instalaciones fotovoltaicas - Real Decreto 1578/2008	45
4.2.3.	Real Decreto Ley 6/2009	49
4.2.4.	Acuerdo del Consejo de Ministros del 13 de noviembre del 2009	51
4.2.5.	Real Decreto 1565/2010	52
4.2.6.	Real Decreto 1614/2010	54
4.2.7.	Real Decreto Ley 14/2010	55
4.2.8.	Real Decreto Ley 1/2012	58
4.3.	Marco normativo vigente de la generación renovable en España	59
4.3.1.	Clasificación de la generación renovable	59
4.3.2.	Régimen económico	60
4.3.3.	Operación de la generación renovable en el mercado eléctrico español	66

4.3.4.	Autorizaciones de construcción y explotación de instalaciones renovables	67
4.3.5.	Inscripción de instalaciones renovables en el Registro Administrativo	68
4.3.6.	Sistema de información para la gestión de energías renovables	69
4.3.7.	Derechos y obligaciones de los generadores renovables	69
4.3.8.	Condiciones de acceso y conexión a la red	70
4.4.	Investigación y desarrollo en energías renovables	72
4.4.1.	EI CIEMAT	72
4.4.2.	EI PROFIT	73
4.4.3.	IDAE	73
4.4.4.	CENER	73
4.5.	Criterios técnicos para la conexión de instalaciones renovables	74
4.5.1.	Continuidad de suministro frente a huecos de tensión	74
4.6.	Evolución de la generación renovable en España	74

CAPITULO V

EXPERIENCIA Y MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN CHILE

5.1.	Antecedentes.	76
5.2.	Evolución del marco normativo de la generación renovable en Chile	77
5.3.	Marco normativo de la generación renovable en Chile	80
5.3.1.	Medios de generación renovables no convencionales	80
5.3.2.	Exención del pago de peajes	81
5.3.3.	Respaldo de retiros con generación renovable no convencional	82
5.3.4.	Registro de la generación renovable no convencional gestionada por los centros de despacho	84
5.3.5.	Operación de la generación renovable no convencional en el mercado eléctrico chileno	86
5.4.	Ingresos por potencia	88
5.5.	Subsidios e instrumentos de fomento	88
5.5.1.	Proyectos FONDEF I+D de energía	89
5.5.2.	Apoyo al financiamiento de estudios de preinversión	89
5.5.3.	Cofinanciamiento de estudios de proyectos renovables no convencionales	91
5.5.4.	Convenio de cooperación Chile – Alemania	91
5.5.5.	Mecanismo de desarrollo limpio	91
5.5.6.	Subsidios para la conexión de generación renovable no convencionales	92
5.5.7.	Estudios de potencial de generación renovable no convencional	92
5.6.	Seguridad y calidad de servicio	93

CAPITULO VI**ANÁLISIS COMPARADO DEL MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN ESPAÑA, CHILE Y PERÚ**

6.1.	Presencia de la generación renovable.	95
6.2.	Evolución regulatoria	97
6.3.	Regulación de Estructura	98
6.3.1.	Cuota de participación de la generación renovable	98
6.4.	Regulación institucional	100
6.4.1.	Regímenes económicos	100
6.4.2.	Operación de la generación renovable en el mercado eléctrico	104
6.4.3.	Sistemas de Información y Registro de instalaciones renovables	106
6.4.4.	Consideraciones técnicas para la operación segura del sistema.	106
6.5.	Regulación de Conducta	108
6.5.1.	Condiciones de acceso y conexión de las energías renovables.	108
6.5.2.	Planificación de la generación renovable	111
6.5.3.	Instrumentos de fomento de investigación y desarrollo	112

CAPITULO VII**ANÁLISIS COMPARADO DEL MARCO REGULATORIO PERUANO**

7.1.	La importancia de regular en cantidad y no solo en precio	113
7.2.	La generación renovable hidráulica convencional y no convencional	113
7.3.	Precios fijados por Resolución vs precios fijados por subasta	114
7.4.	Transferencia adecuada de sobrecostos	114
7.5.	La cuota de participación de la generación renovable	116
7.6.	El acceso y conexión de la generación renovable	118
7.7.	La importancia de las consideraciones técnicas	118
7.8.	La planificación de la generación renovable	119
7.9.	La investigación y desarrollo en generación renovable	121
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	123
	BIBLIOGRAFIA	128

PROLOGO

Las energías renovables vienen ocupando un papel importante y creciente en el panorama energético mundial, tanto los países desarrollados como los en vía de desarrollo vienen priorizando sus políticas energéticas en torno a este tipo de tecnologías. La importancia que viene cobrando este tipo de tecnología se estaría fundamentando en tres pilares: el medio ambiente, la seguridad energética y el desarrollo económico. Desde el punto de vista ambiental las energías renovables presentan fuentes infinitas y no contribuyen con el crecimiento de los gases de efecto invernadero, en cuanto a la seguridad energética estas permiten a los países tener cierta dependencia energética en cuanto a que estos recursos son propios de la región, independientes de las variaciones de los precios internacionales de los combustibles como el petróleo, carbón, gas natural, así mismo hacen al país independientes de tener que importar energía en casos de crisis energéticas, en lo que respecta al tema económico, contribuyen con el crecimiento económico de las zonas donde se desarrollan, además de constituirse en una fuente de empleo importante.

En tal sentido surge la necesidad de que tanto los adelantos tecnológicos contribuyan en la disminución de costos de esta tecnología, como de la constitución de un Marco Regulatorio que propicie y haga factible su desarrollo en forma sostenida, es decir no es suficiente contar con el recurso natural sino también con un marco regulatorio adecuado que tome en cuenta las oportunidades y riesgos de promover este tipo de inversiones, intensivas en capital y de largo plazo, es decir es necesario efectuar un análisis que tome en cuenta la realidad energética de las fuentes de generación que dispone el país para determinar el momento y la forma como incentivar su presencia, a fin de que su desarrollo sea justificado y tampoco represente un costo económico para la sociedad.

Por tal motivo mediante el presente informe de investigación se realiza una revisión del marco regulatorio de la generación de electricidad con fuentes renovables en España, Chile y Perú, con la finalidad de analizar y evaluar si el marco regulatorio vigente en Perú es adecuado o si sería favorable o conveniente poder aplicar algunas de las medidas consideradas por los marcos regulatorios en España o Chile. Para tal fin se describe y analiza el grado de desarrollo y participación de la generación de electricidad con fuentes renovables en la matriz energética de cada uno de los países estudiados y su relación con los cambios regulatorios presentados.

En el Primer Capítulo se lleva a cabo una descripción de las características de cada uno de los principales tipos de tecnologías renovables.

En el capítulo II se realiza una descripción del planteamiento del Estado Peruano con relación a su política energética y la diversificación de su matriz energética y de las acciones emprendidas hasta el momento, por su parte en los capítulos III, IV y V se realiza una revisión de los marcos regulatorios y de la cuota de participación de la generación renovables en Perú, España y Chile respectivamente.

En el capítulo VI se desarrolla el análisis comparado de la regulación renovable en puntos específicos con la finalidad de analizar y describir las diferencias y/o coincidencias que pudiera caracterizarles. Mientras que en el Capítulo VII se lleva a cabo un análisis de la factibilidad de poder aplicar las consideraciones desarrolladas en España o Chile al marco regulatorio peruano, finalmente se plantean conclusiones y recomendaciones producto de la revisión y análisis efectuado.

CAPITULO I

LAS ENERGÍAS RENOVABLES

1.1. Definición

Las energías renovables corresponden a aquellas que en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil, no se consumen, es decir provienen de fuentes inagotables principalmente el sol y la tierra y cuya disponibilidad no disminuye con el tiempo. Tanto el sol como la tierra nos seguirán proporcionando energía durante varios millones de años más y con ellos el viento, la fotosíntesis de las plantas, el calor al interior de la tierra, el ciclo del agua y la fuerza del mar.

1.2. Características

El ser inagotable y limpia hace que la energía renovable goce de una importante ventaja medioambiental y de suficiencia con respecto a la energía fósil (carbón, petróleo, gas natural, entre otros) cuyo mayor inconveniente es la contaminación debido a las emisiones que producen cuando estos tipos de combustible son quemados, adicional al peligro que representa un descuido en su manipulación, tal como sucedió con el derrame de petróleo de la British Petroleum el 20 de abril de 2010 producida por una gran explosión que tuvo lugar en una torre que estaba en la fase final de perforación de un pozo.

Debido a que la mayoría de las fuentes explotadas en el mundo son principalmente no renovables y a que su producción se realiza en su mayoría mediante procesos contaminantes, las medidas medioambientales del sector energético se están destinado por un lado hacia un mayor grado de ahorro y de eficiencia energética y por otro a la promoción de la generación de energía mediante fuentes alternativas que permitan una mayor conservación del entorno, tal como es el caso de las energías renovables, que surgen como respuesta a la necesidad de tener que reducir las emisiones de CO₂ y otros contaminantes de acción directa.

Actualmente las energías renovables están teniendo cada vez más una presencia importante en el campo de la generación de eléctrica, pues su transformación en electricidad está siendo posible para la mayoría de sus formas primarias y mientras se logre una mayor presencia de estas en el sistema eléctrico, se podrá reducir el consumo

de otras fuentes, especialmente las contaminantes; sin embargo una barrera importante para la expansión y desarrollo de esta tecnología todavía viene siendo el tema económico debido a que, en ausencia de incentivos, su costo de desarrollo todavía es superior a la empleada para generar electricidad mediante fuentes convencionales.

1.3. Tipos

Eólica, solar, minihidráulica, mareomotriz, geotérmica, biomasa.

1.3.1. Energía eólica

- **El origen de los vientos**

Los vientos se producen como consecuencia del calentamiento dispar de la superficie terrestre producido por la acción de la radiación solar. En las zonas ecuatoriales se produce una mayor absorción de radiación solar que en las zonas polares; el aire caliente que se eleva en los trópicos es reemplazado por las masas de aire fresco superficiales proveniente de los polos, el circuito se cierra con el desplazamiento, por la alta atmosfera del aire caliente hacia los polos. Esta circulación que sería observada si la tierra no girase, se ve alterada por el movimiento de rotación de la tierra generando zonas de vientos dominantes que responden a patrones definidos (ver figura 1.1). A lo largo de un año las variaciones estacionales de la radiación solar incidente provocan variaciones de la intensidad y dirección de los vientos dominantes en cada uno de los puntos de la corteza terrestre.

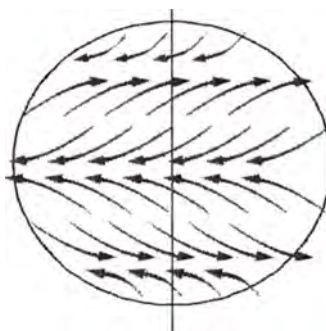


Fig. 1.1 Dirección de los vientos

Además del movimiento general de la atmósfera, que define los vientos dominantes en las grandes regiones de la tierra, al estar ésta más caliente, existen fenómenos de características locales que originan estructuras particulares de los vientos. Tal es el caso de las brisas de tierra y de mar, motivadas por el calentamiento desigual de las masas de aire. Durante el día se generan a lo largo de la costa vientos desde el mar hacia tierra, revirtiéndose el proceso en horas nocturnas. Un fenómeno similar sucede en zonas montañosas donde las brisas de montaña y de valle son originadas por el calentamiento del aire en contacto con las laderas, generándose corrientes ascendentes durante las horas de sol y descendentes durante la noche.

Es importante señalar que la velocidad del viento varía con la altura y depende fundamentalmente de la naturaleza del terreno sobre el cual se desplazan las masas de aire. En tal sentido podemos observar que el viento es un recurso esencialmente variable y dependiente de muchos factores. La correcta utilización de la energía eólica exige tomar en cuenta velocidades medias, ráfagas, direcciones dominantes y eventuales obstáculos para seleccionar tanto los lugares de emplazamiento como las características constructivas (altura de la torre, velocidades máximas que soportan, velocidad de puesta en marcha, etc.) de las máquinas a instalar.

- **Principios de operación de las máquinas eólicas**

Cuando un cuerpo está sujeto a la acción de un flujo de fluido, se produce una fuerza que es altamente dependiente de la forma del cuerpo. La dirección de la fuerza resultante de interacción entre el fluido y el cuerpo varía dentro de $\pm 90^\circ$ de la dirección del flujo, si la forma del cuerpo es irregular, la fuerza resultante tiende a ser paralela a la dirección del flujo, Por el contrario si el cuerpo tiene una forma aerodinámica, la fuerza tiende a ser perpendicular a la dirección del flujo, es así como la fuerza aerodinámica puede ser expresada por dos componentes, una totalmente perpendicular al flujo conocida como fuerza aerodinámica de sustentación y otra componente que es paralela al flujo, que es conocida como fuerza aerodinámica de arrastre.

En términos físicos, la fuerza sobre un cuerpo causada por su interacción con un fluido se produce por cambios en la velocidad y dirección del flujo alrededor del contorno del mismo. Estos cambios en velocidad se ven representados en cambios de presión alrededor de cuerpo y estas diferencias de presión es lo que producen la fuerza aerodinámica.

Los molinos de viento, aeromotores, máquinas eólicas, o los aerogeneradores, o turbinas eólicas son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica. Si bien existen dos tipos básicos de molinos, eje horizontal y eje vertical, el principio de operación es básicamente el mismo. La obtención de la energía eólica se realiza mediante la acción del viento sobre las palas, las cuales están unidas al eje a través de un elemento denominado rotor. El principio aerodinámico por el cual gira este sistema es similar al que produce el vuelo de los aviones, es decir el aire que es obligado a fluir por las caras superior e inferior de una placa o perfil inclinado genera una diferencia de presiones entre ambas caras dando lugar a una fuerza resultante (R) que actúa sobre el perfil, descomponiendo esta fuerza en dos direcciones (ver figura 1.2) se obtiene:

- La fuerza de sustentación (L) de dirección perpendicular al viento, y
- La fuerza de arrastre (D) de dirección paralela al viento.

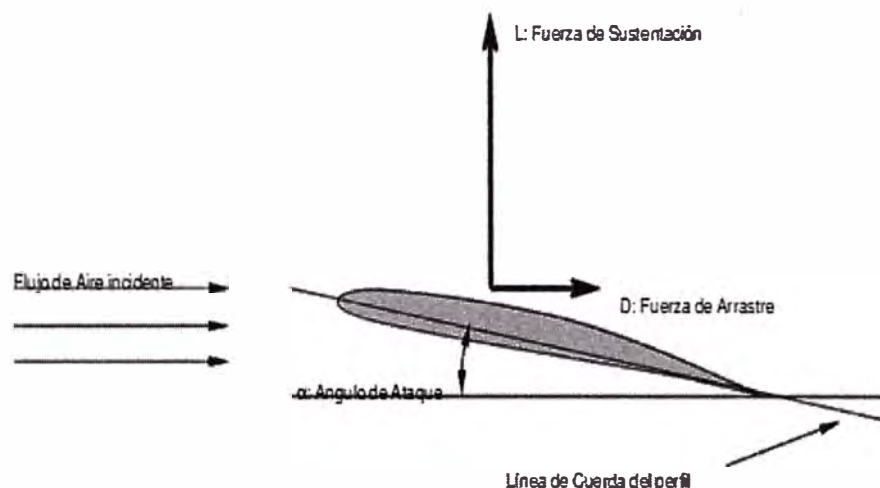


Fig. 1.2 Descomposición de la fuerza que actúa sobre un perfil

Para favorecer la circulación del aire sobre la superficie de las palas, evitar la formación de torbellinos y maximizar la diferencia de presiones, se eligen perfiles de pala con formas convenientes desde el punto de vista aerodinámico. Según como estén montadas las palas con respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será predominantemente la fuerza de arrastre o la de sustentación. Con excepción del molino de viento de eje vertical Savonius o las panémonas, en todas las máquinas modernas la fuerza dominante es la de sustentación pues permite obtener, con menor peso y costo, mayores potencias por unidad de área del rotor.

Debido a que el rotor experimenta una rotación, la fuerza resultante sobre las palas será el resultado de la combinación de la acción directa del viento real y la acción del viento creada por las propias palas al girar efecto resultante denominado viento aparente, en tal sentido como cada sección de una pala tiene velocidad de viento diferente, el viento aparente también varía en el sentido longitudinal, por lo tanto una pala ideal, deberá presentar un ángulo de incidencia del viento diferente a lo largo de toda su longitud, efecto que se logra dándole un alabeo.

Si el viento no supera la denominada velocidad de puesta en marcha (valor mínimo necesario para vencer los rozamientos y comenzar a producir trabajo útil) no es posible el arranque de un molino. Conforme se incrementa ésta velocidad comenzará a entregar una potencia que sigue un determinado comportamiento hasta llegar a la potencia nominal, generalmente la máxima que puede entregar, momento a partir del comienzan a actuar mecanismos activos o pasivos de regulación con la finalidad de evitar que la máquina trabaje en condiciones para la cual no fue diseñada. Puede continuar operando a velocidades mayores aunque la potencia entregada no sea muy distinta a la nominal hasta que se alcance la velocidad de corte donde por razones de seguridad de detiene.

- **Aplicaciones típicas**

Los tamaños de los equipos eólicos varían desde 1 metro de diámetro, unos cuantos kilogramos de peso y varios vatios de potencia nominal hasta equipos con diámetros hasta de 120 metros, varias toneladas de peso y algunos megavatios eléctricos efectivos, bajo estas características, el rango de aplicaciones es amplio y es esencial considerar en detalle no solo el equipo eólico sino también los sistemas asociados con la conversión global de energía.

Estos equipos pueden ser aplicados tanto en 1) sistemas de generación eléctrica a través de arreglos de turbinas eólicas de gran tamaño (1-3 MW por unidad) que se pueden localizar en tierra o en el mar, 2) granjas eólicas con potencias por turbina entre 20 kW y 1500 kW consistentes en varias unidades emplazadas en filas y utilizadas por lo general por electrificadoras locales o para generación privada, 3) sistemas híbridos (diesel, eólicos, fotovoltaicos), esquema de generación atractivo debido a que complementa el uso de equipos diesel con otras fuentes de energía locales como el sol y el viento, 4) equipos eólicos individuales en fincas y zonas rurales consistente en sistema individuales con rangos de potencia entre 10 kW hasta los 100 kW, su aplicación puede incluir usos como provisión de agua caliente, secado, refrigeración, irrigación, 5) equipos de suministro de energía con almacenamiento, los cuales tienen típicamente una potencia nominal baja hasta de unos cuantos kilovatios, utilizados para un suministro modesto de energía como cercas eléctricas, radiotransmisores, estaciones repetidoras; etc, corresponden a sistemas provistos de banco de baterías, ampliamente utilizados desde los años 20 a nivel mundial 6) Otras aplicaciones como en la desalinización de agua en zonas costeras, transporte marítimo; etc.

- **Sistemas de generación eléctrica**

Como se indicó anteriormente, la aplicación de aerogeneradores van desde la generación eléctrica de algunas decenas de vatios con equipos eólicos pequeños en la cual la conexión a la red se da por lo general con alternadores de imanes permanentes conectados directamente al eje del rotor eólico de frecuencia variable, hasta aerogeneradores del orden de megavatios de potencia para la alimentación directa a la red eléctrica. En la figura 1.3 se muestra una disposición típica de los elementos de la góndola de una turbina de viento.

Podemos encontrar las siguientes formas de generación de energía eléctrica con aerogeneradores:

- Velocidad de generación eólica fija con conexión directa a la red eléctrica mediante un generador eléctrico de inducción jaula de ardilla.
- Velocidad de generación eólica variable con generador de inducción doblemente

alimentado.

- Velocidad de generación eólica variable con generador sincrónico con conexión directa al eje del rotor.

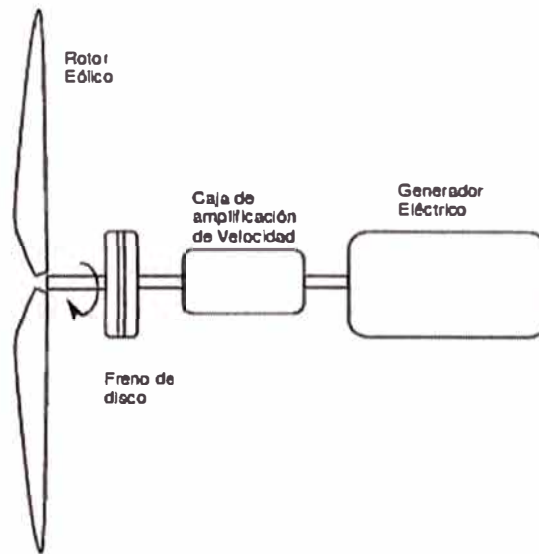


Fig. 1.3 Disposición típica de la góndola de una turbina de viento

Para determinar que forma de generación de energía eléctrica eólica se debe utilizar hay que tener en cuenta el tipo de sistema (corriente continua o alterna) al cual se conectará y el sistema de control de la turbina que se empleará.

En aerogeneradores pequeños de hasta 10 kW de potencia eléctrica se suele utilizar alternadores de imanes permanentes con conexión directa entre el eje del rotor y el alternador, es decir se prescinde del empleo de la caja de cambios (mecanismo que hace posible una mayor velocidad del eje acoplado al alternador eléctrico debido al incremento que hace de la velocidad del eje al cual está acoplada la turbina eólica). Esta configuración permite la generación eléctrica trifásica que dependiendo del tipo de carga es rectificadora a potencia regulada de corriente continua para la carga de baterías o convertida en corriente alterna a través de un inversor, este tipo de generación es utilizado por lo general en sistemas autónomos e híbridos.

Estos aerogeneradores generalmente están provistos de sistemas de control y controladores electrónicos de potencia que controlan el suministro de potencia para una aplicación específica. Los sistemas de control se utilizan para limitar la potencia eléctrica en vientos de alta intensidad, para mantener rotor eólico enfrentado al viento y para protección del equipo en vientos de velocidad extrema. La limitación de potencia eléctrica se consigue mediante sistemas pasivos de control, el diseño de las palas del rotor y las puntas de las palas que se deforman actuando como frenos aerodinámicos para limitar la velocidad de rotación. El sistema que mantiene el rotor enfrentado al viento, consiste de un sistema de orientación con cola. Estos mecanismos se utilizan en sistemas eólicos de

tamaños pequeños, hasta 8 metros de diámetro, en sistemas eólicos más grandes los sistemas de control de orientación son electrónicos, debido a que los sistemas de orientación con cola se vuelven voluminosos y pesados.

En cuanto a los sistemas de generación eólica de mayor capacidad, entre 10 kW y 700 kW y para generación autónoma, se utilizan equipos operando con velocidad variable del rotor lo que implica fluctuaciones en la frecuencia eléctrica, la que es corregida por un convertidor AC-DC-AC, desacoplándose las frecuencias mecánica y eléctrica, haciendo posible la operación de velocidad variable del sistema eólico.

En equipos eólicos conectados en directo (sin caja de velocidades) a generadores sincrónicos, el generador y la red eléctrica, a la cual alimenta, se desacoplan completamente por medio de convertidores electrónicos de potencia, permitiendo también la operación a velocidad variable.

Para sistemas eólicos de velocidad constante, el rotor eólico y el generador de inducción de jaula de ardilla, están conectados por una caja de amplificación de velocidad.

Los generadores de jaula de ardilla toman potencia reactiva de la red, lo cual es indeseable, cuando están conectados a redes eléctricas débiles. Generalmente el los consumos de potencia reactiva de estos generadores casi siempre son compensados con bancos de capacitores. Dependiendo de la fortaleza de la red eléctrica las fluctuaciones de potencia pueden producir grandes fluctuaciones de tensión.

1.3.2. Energía geotérmica

Los recursos geotérmicos constituyen la energía derivada del calor que se extrae a través de los fluidos geotérmicos que surgen de procesos naturales o artificiales de acumulación y calentamiento del subsuelo. Las zonas que poseen mayor energía geotérmica son aquellas en que el magma está muy cerca de la superficie terrestre, con zonas de corteza terrestre delgada o fracturada. En Sudamérica es originado por el choque de las Placa de Nazca con la Placa Sudamericana, las cuales pueden observarse en la figura 1.4.

La reserva geotérmica se forma en rocas porosas y permeables ubicadas bajo una capa de roca impermeable que atrapan el agua caliente y vapor en ascenso.

Las fuentes geotérmicas, según sus características y magnitud calórica, pueden ser aprovechadas no solo para generar electricidad (alta entalpía), sino también para usos directos del calor (baja entalpía). Las fuentes termales han sido utilizadas para fines medicinales y como instrumento de cocción durante varios siglos. La primera aplicación termal residencial se desarrolló en Francia en el siglo XIV, pero fue en Larderello, Italia, que pudo encenderse la primera bombilla, transformando el calor de la tierra en electricidad.

La geotermia aprovecha el calor y el agua que se han concentrado en ciertos sitios del

subsuelo conocidos como yacimientos geotérmicos, los cuales están asociados a fenómenos volcánicos y sísmicos, cuyo origen son los movimientos profundos que ocurren continuamente entre los límites de las placas litosféricas.

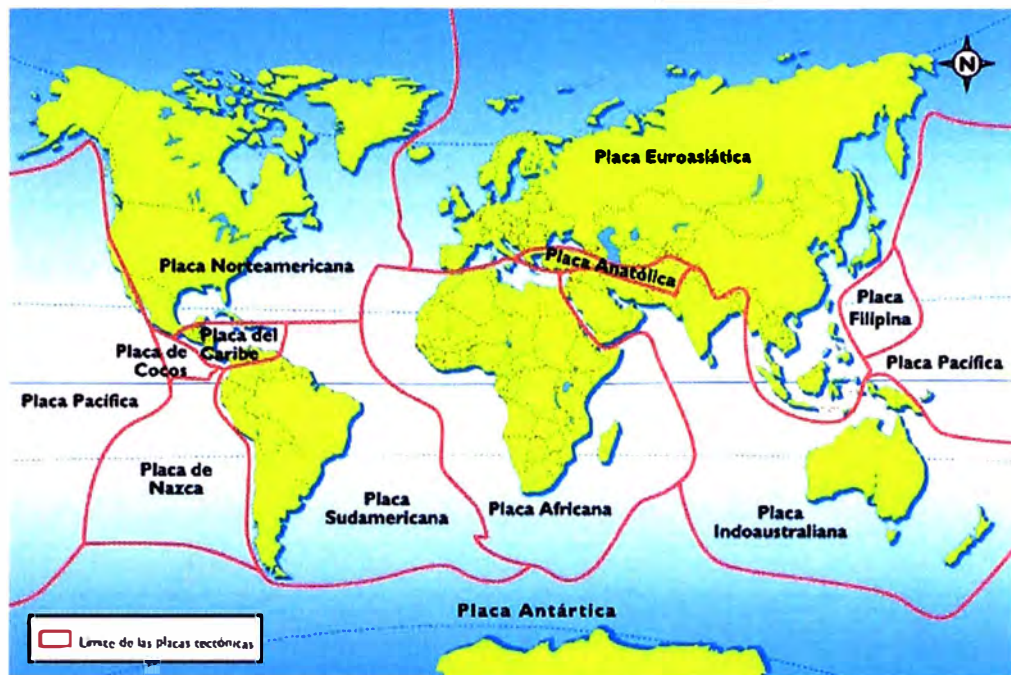


Fig. 1.4 Placas tectónicas

La energía geotérmica se desplaza hacia la superficie de la tierra a través de las fisuras existentes en las rocas sólidas y semisólidas del interior de la tierra.

Un yacimiento geotérmico característico se compone de una fuente de calor, un acuífero y una denominada capa sello. La fuente de calor es por lo general una cámara de magmática en proceso de enfriamiento. El acuífero es cualquier formación geológica con la permeabilidad suficiente para almacenar y transmitir agua meteórica percolada (agua subterránea formada de las precipitaciones que se infiltran en el terreno) desde la superficie o desde otros acuíferos. La capa sello es otra formación o parte de ella, con una menor permeabilidad, cuya función es impedir que los fluidos geotérmicos se disipen totalmente en la superficie.

Con el paso de los años, la cámara magnética irá transfiriendo su calor a los acuíferos que existiera en la zona, elevándoles la temperatura hasta alcanzar 300 °C o 400 °C. Muchas veces aparecen superficies aunque no siempre exactamente encima de la fuente de calor, algunas manifestaciones geotérmicas en forma de géiseres, fumarolas, manantiales calientes y fuentes termales. En la figura 1.5 se observa el esquema básico de un campo geotérmico.

La etapa inicial de un desarrollo geotérmico implica una minuciosa exploración para detectar el recurso a través del muestreo y análisis de estos fluidos. También se requiere un plan adecuado de explotación y de equipamiento para extraerlo y producir electricidad

de manera confiable.

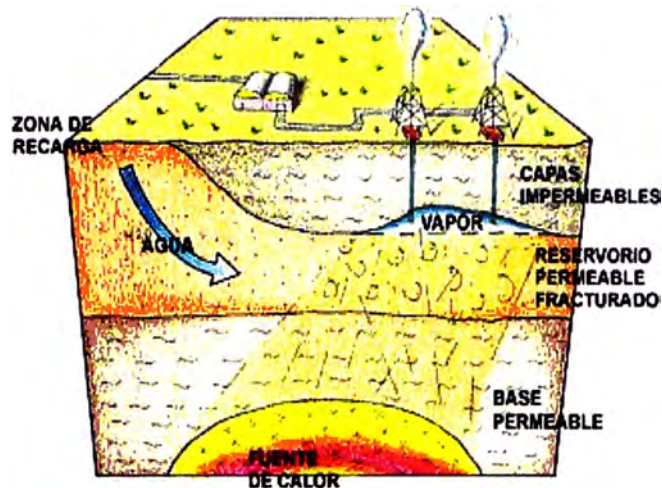


Fig. 1.5 Esquema de un campo geotérmico.

- **Explotación de un proyecto Geotérmico**

La explotación considera el proyecto integral de extracción, manejo y acondicionamiento de fluidos geotérmicos, es decir no solo incluye la perforación del pozo, sino también todas las instalaciones superficiales, equipos necesarios y ramales de vaporductos.

El proceso de extracción de vapor consiste en llevar a la superficie el vapor endógeno que se encuentra en el subsuelo, mediante la perforación de pozos productores y la construcción de infraestructura que proporcione el conducto adecuado para su extracción y control.

El proceso de manejo y acondicionamiento de vapor consiste en separar el vapor de la mezcla extraída y transportarlo a través de la red de tuberías a las centrales generadoras. Asimismo llevar el agua separada a través de las obras de conducción y descargarla en las obras captación para su inyección al subsuelo, luego de separar los sólidos.

A pesar de la información geológica, mediciones de flujo de calor, y el uso de herramientas geofísicas, como estimaciones geoquímicas. Muchas veces deben realizarse numerosas perforaciones para confirmar evidencias indirectas que permitan comenzar la producción.

La profundidad de la perforación depende de la naturaleza del campo geotérmico, en campos híper térmicos hay que perforar una profundidad entre 500 y 2000 metros, mientras que en campos semi térmicos o poco térmicos deberá perforarse más; en cuanto al tiempo que puede tomar la perforación de un pozo este puede tomar alrededor de 03 meses, sin embargo si la roca posee mucho sílice.

El Vapor producido en los pozos es recolectado mediante los vaporductos y llevado a la central (ver figura 1.6), donde se purifica y luego entra a las turbinas de vapor. Después de realizar trabajo en la turbina, el vapor puede ser descargado a la atmosfera o a un

condensador (más eficiente) dependiendo del tipo de central. El sistema restante de generación eléctrica, transformación, control y transmisión, es prácticamente igual al de una central térmica convencional.

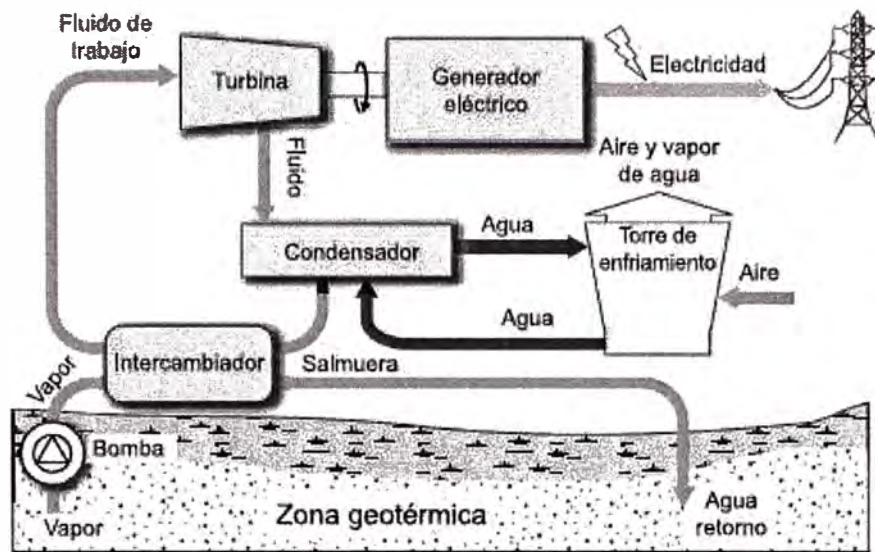


Fig. 1.6 Esquema de una central Geotérmica

1.3.3. Energía solar

Estrictamente hablando las energías renovables tienen su origen en la energía solar, vale decir, la energía eólica, geotérmica, mareomotriz, y la biomasa inclusive, son consecuencia de aprovechar indirectamente la energía del sol. Sin embargo de forma específica la radiación del sol ofrece diversas formas de recuperación energética, ya sea a través del calentamiento que reemplaza el consumo de energías convencionales, la producción de electricidad y potencialmente la obtención de combustibles de uso directo, como podría ser el hidrógeno.

El aprovechamiento de la energía solar pasa desde el calentamiento de las casas hasta aplicaciones industriales como la obtención de la sal mediante la evaporación de agua en las salinas, la fabricación de abobes mediante el secado del barro ya moldeado, correspondiendo considerar esta forma de uso como pasiva, pues se hace uso directo de la luz y el calor del sol, debido a que se recoge, almacena y distribuye de manera natural sin la necesidad de elementos mecánicos

Asimismo se presenta una tecnología solar activa consistente en el uso de la luz y del calor del sol mediante procedimientos técnicos, cuyas aplicaciones pueden ser tanto para bajas como elevadas temperaturas.

La tecnología solar activa de baja temperatura basada en colectores de placa plana es la más desarrollada y es utilizada en aplicaciones que requieren temperaturas inferiores a los 50-60 ° C. Una instalación típica de colectores de placa plana consiste en utilizar la energía del sol para calentar una casa mediante el calentamiento del fluido agua que

circula a través de tuberías de cobre.

La tecnología solar activa de media y alta temperatura está menos desarrollada, dado que a partir de los 80° C la eficiencia de los colectores solares de placa plana es baja, siendo necesaria la utilización de otros tipos de colectores, como cilíndricos parabólicos, además de precisarse una mayor cantidad de radiación solar y por tanto una mayor concentración de esta, requiriendo la utilización de equipos de elevado costo y todavía en proceso de desarrollo.

La energía solar ofrece dos formas de producción de electricidad: térmica y fotovoltaica. La producción térmica consiste en la concentración de la radiación solar a fin de llevar un fluido a suficientes temperaturas para accionar turbinas térmicas que van acopladas a generadores eléctricos. Asimismo se han desarrollado sistemas híbridos, que combinan dos sistemas: uno tradicional, sobre la base de un combustible convencional, más el vapor, proveniente de una fuente solar activa de alta temperatura que conforman un llamado ciclo combinado.

Por su parte la energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante sistemas fotovoltaicos. Un sistema fotovoltaico está formado por las células solares que transforman la luz en electricidad, un acumulador, un regulador de carga que impide que llegue más energía al acumulador cuando ha alcanzado su máxima carga y un sistema de adaptación de corriente que adapta a la demanda las características de la corriente generada.. La orientación de las células o paneles fotovoltaicos es importante para un adecuado aprovechamiento de la radiación solar. Las células suelen ser de silicio aun cuando se encuentra en desarrollo el posible uso de otros materiales de menor consumo, dado que el silicio registra un elevado consumo de electricidad, al respecto la eficiencia que se alcanza con sistemas fotovoltaicos es todavía bajo entre un 10% y 15%, dependiendo del tipo de silicio, amorfo o monocristalino.

Una ventaja de los sistemas solares es que no necesitan estar conectados a la red de distribución eléctrica ya que generan la electricidad en el mismo lugar de consumo, razón por la cual los paneles solares se utilizan en zonas de difícil acceso a la red eléctrica como por ejemplo, repetidoras de radio y TV, sistemas de bombeo, iluminación, faros y especialmente en zonas aisladas. La energía de los sistemas fotovoltaicos además de poder ser utilizada directamente también es posible acumularla en baterías para ser utilizada durante la noche.

Es importante mencionar también que la radiación solar es una forma de energía de baja concentración, la intensidad de la radiación solar debido a las pérdidas en la atmósfera por absorción, reflexión y dispersión se ve reducida aproximadamente en un 30%.

Asimismo las condiciones climatológicas juegan también un papel importante pudiéndose incluso en condiciones climatológicas adversas reducirse la recepción de energía solar por metro cuadrado en 20 veces requiriéndose mayores superficies de captación.

1.3.4. Energía biomasa

Corresponde al conjunto de materia orgánica de renovable de origen vegetal, animal o procedente de su transformación natural o artificial. Puede ser de origen natural, producida en los ecosistemas naturales como por ejemplo la leña, de origen residual tal es el caso de residuos forestales y agrícolas, residuos sólidos urbanos, residuos biodegradables, cultivos energéticos cultivados especialmente para ser utilizados como biomasa o excedentes agrícolas.

La producción inicial de biomasa se realiza por medio del proceso de fotosíntesis, mediante el cual los vegetales son capaces de captar la energía solar y almacenarla en los enlaces de las moléculas orgánicas que forman su biomasa.

La aplicación más común de la biomasa es la combustión directa, aun cuando existen tecnologías como la gasificación, pirolisis, fermentación alcohólica y digestión anaeróbica que transforman la biomasa inicial en otros combustibles con características más favorable para su uso.

La biomasa se utiliza principalmente como combustible en establecimientos industriales como por ejemplo plantas de cogeneración o en el sector domestico para la calefacción, cocina y agua caliente, o en los medios de transporte a través de los biocombustibles como el metanol y etanol, obtenidos después de haberse aplicado varios procesos industriales a algunos cultivos energéticos y a los excedentes agrarios, siendo uno de los principales inconvenientes de este proceso el rendimiento bajo que presentan, entre un 30% y 40% de la energía contenida en el material de origen se pierde en la preparación del alcohol. Otra forma de aprovechar la biomasa es obtener biogás a través de la descomposición de restos orgánicos, residuos de cosechas y otros materiales en un depósito denominado digestor, en el cual estos residuos fermentan por acción de microorganismos.

Es complicado establecer el costo de la biomasa, por ejemplo en el caso de combustibles procedentes de biomasa residuales, depende mucho del tipo de residuo y de las facilidades para su recogida, almacenamiento y transporte. En el caso de industrias que generan su propio residuo orgánico, comúnmente es rentable su utilización.

Para los residuos de cosechas agrícolas o forestales, existe el problema de la inseguridad de la garantía de suministro y precio de un año a otro, siendo difícil que las industrias consumidoras se arriesguen a depender de este tipo de combustible. Asimismo aunque en algunos casos los residuos pueden no tener costo, su recolección y transporte

podrían no hacer rentable el proyecto.

La forma clásica de generación de electricidad con un combustible es la producción de vapor en una caldera y su posterior expansión en la turbina. Es posible construir instalaciones con un amplio rango de potencia que pueden ir desde 1 MW hasta niveles superiores capaces de obtener con un suministro racional de biomasa, siendo posible constituir instalaciones de cogeneración de calor y electricidad.

Debido a la inversión alta y un elevado costo de personal las instalaciones que queman biomasa en calderas deben ser concebidas con potencias superiores a los 5 MW o inclusive 10 MW salvo se encuentren ubicados en complejos agroindustriales con volúmenes de residuos limitados, asimismo también es recomendable no sobrepasar los 40 MW debido al abastecimiento de la biomasa, ya que ésta no es factible transportar a largas distancias para no encarecer el proyecto producto del transporte.

En los sistemas de generación caldera-turbina de vapor (ciclo Rankine), el rendimiento energético de transformación es bajo, no supera el 30% debido principalmente a las pérdidas del proceso y los consumos propios de la planta.

1.3.5. Energía mareomotriz

Al estar las tres cuartas partes de la superficie de la tierra cubiertas por el mar, la potencialidad de la energía del mar se fundamenta en la mayor recepción que posee de la energía procedente de la radiación solar. La evaporación del agua que luego precipita y los vientos son una manifestación de esta energía.

El aprovechamiento de la energía del mar puede ser de tres tipos: energía de las mareas (mareomotriz), energía de las olas y energía térmica oceánica.

1.3.6. Energía de las mareas

Las mareas deben entenderse como un fenómeno oceanográfico, resultado de la interacción de la Luna y el Sol sobre la tierra. Asimismo las mareas se encuentran también influenciadas por la actividad de otros astros y la densidad del agua del mar, entre otros factores, que provocan la variación del nivel de mares y océanos y traen aparejado oleaje.

El comportamiento de las mareas es variado, aunque presenta periodicidad. En la mayoría de las costas se dan dos mareas al día y en otras solo una. En otros sitios se observan las llamadas corrientes u olas de mareas, que corresponde a movimientos horizontales del agua que se observan en mares, estuarios y fiordos producidos por la propia marea. Donde se presenta este fenómeno no se advierte pleamar y bajamar, sino flujo y reflujó, según si las mareas entran o salen.

Para generar energía eléctrica a partir de las mareas se requiere construir un dique que almacena agua convirtiendo la energía potencial de ésta en electricidad por medio de una

turbina igual que en el caso de las centrales hidráulicas. La energía producida es proporcional a la cantidad del agua desalojada y a la diferencia de altura existente.

Debe tenerse en cuenta que existen dos condiciones físicas indispensables para que se pueda captar la energía de las mareas:

- Que la amplitud física de las mareas sea como mínimo de varios metros.
- Que la configuración de las costas permita el embalse de una importante cantidad de agua, sin que requieran obras civiles de gran magnitud y costo.

La primera gran central mareomotriz para la producción de energía eléctrica comercial se construyó en 1967 en el estuario de Rance, Francia. Es la central mareomotriz más importante del mundo, con una potencia instalada de 240 MW, un caudal de 20000 m³/s, un salto de agua de 08 metros, un dique de más de 700 metros y una superficie de agua embalsada de 17 km².

Las ventajas de esta fuente de energía son claras, ya que es una fuente muy abundante y renovable, las mareas se repiten de forma periódica y fácilmente predecible, se trata de una energía limpia que no genera gases que incrementen el efecto invernadero. Sin embargo es una tecnología no muy desarrollada y las labores de instalación y mantenimiento son complejas y costosas.

1.4. Costos e inversión

Para la determinación de los costos de las distintas tecnologías se requiere tomar en cuenta los costos de inversión, costos del combustible a lo largo de la vida útil, costos de operación y mantenimiento, así como el factor de planta o utilización.

Tomado en cuenta ciertas consideraciones con relación a los precios de CO₂ y de combustibles, se puede observar que los costos medios de la generación de energía renovable es superior a las convencionales, entendiéndose por convencionales a las tecnologías térmicas (diesel, carbón y gas natural) e hidráulicas; al respecto los costos de la energía eólica se sitúan en torno a los 80 US\$/MWh, las Biomasa entre los 90 y 110US\$/MWh y las solares entre los 200 y 300 US\$/MWh, los costos de la energía convencional tales como las de carbón se encuentran entre los 40 y 50 US\$/MWh, las de gas en ciclo combinado entre 50 y 60 US\$/MWh y las diesel entre los 90 y 100 US\$/MWh, en otras palabras las ser las energías renovables más costosas, serían menos competitivas que las convencionales.

Hay quienes mencionan que el medir las diferencias de esta manera no es equilibrado para las renovables, y esto por lo siguiente:

Debido a que las energías no convencionales no internalizan todos sus costos, como por ejemplo los costos ambientales, la volatilidad de los precios de los combustibles, añadidos a los costos de las emisiones de CO₂, asimismo porque al analizar los costos

de las renovables tampoco se toman en cuenta las externalidades positivas como los beneficios ambientales entre otros.

CAPITULO II

LA POLÍTICA ENERGÉTICA DEL PERÚ Y LA DIVERSIFICACIÓN DE SU MATRIZ ENERGÉTICA

2.1. Objetivos de Política Energética 2010-2040

Con la finalidad de contar con un suministro energético confiable, eficiente, autosuficiente, de precios razonables, de menor impacto ambiental posible, y poco expuesto al incremento y volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, el gobierno peruano ha considerado necesario establecer una política de estado en el campo energético a fin de que el requerimiento de energía que acompaña todo crecimiento económico pueda estar garantizado en el mediano y largo plazo.

Para tal fin, el gobierno mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM publicado el 24 de noviembre del 2010, aprobó la Política Energética del Perú 2010-2040, estableciendo 09 objetivos de política y sus respectivos lineamientos, los cuales consisten en:

2.1.1. La diversificación de la matriz energética con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética

A través de esta política se establece la necesidad de promover proyectos e inversiones que permitan diversificar la matriz energética mediante fuentes renovables convencionales y no convencionales, hidrocarburos, geotérmicas y nuclear; asimismo se establece promover el uso de la generación distribuída y priorizar la construcción de centrales hidroeléctricas.

2.1.2. El abastecimiento energético competitivo.

Se dispone la necesidad de contar con la infraestructura necesaria en toda la cadena de suministro de electricidad e hidrocarburos, que asegure el abastecimiento energético, asimismo de establecer un marco normativo que promueva la competencia, minimice la concentración del mercado y favorezca la transparencia en la formación de los precios, y que regule el acceso y las tarifas donde no sea posible establecer mecanismos de competencia.

Otros de los lineamientos de este objetivo corresponden también en desarrollar mecanismos que limiten el impacto de la volatilidad de los precios del mercado internacional, así como de promover la inversión privada, correspondiendo al Estado su rol subsidiario.

2.1.3. El acceso universal al suministro energético.

A través de este objetivo se busca alcanzar una cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos, subsidiando temporalmente a las poblaciones de bajos recursos. Asimismo se plantea que las comunidades locales deben involucrarse en los proyectos de electrificación rural, debiendo impulsarse el uso productivo de la energía en las zonas aisladas, rurales y urbano-marginales. Los sistemas de transporte necesarios para que el servicio llegue a todos los lugares debe también ser priorizado.

2.1.4. La eficiencia en la producción y el consumo de energía.

Para conseguir este objetivo deberá fomentarse una cultura de uso eficiente de la energía que permita obtener resultados cuantificables, debiendo involucrarse a las empresas del sector energético y usuarios en los programas de eficiencia energética mediante mecanismos promotores e incentivos. Asimismo se contempla la necesidad de utilizar sistemas tecnológicos inteligentes que permitan efectuar una adecuada gestión de la oferta y demanda de energía, así como la creación del centro de eficiencia energética como organismo descentralizado que promueva el uso eficiente de la energía.

2.1.5. La autosuficiencia en la producción de energía.

Se plantea promover la producción de energía eléctrica basada en los recursos energéticos disponibles en las regiones y en el incentivo de exploración y explotación de dichos recursos. Asimismo se deberá promover inversiones que permitan implementar, modernizar y ampliar las refinerías del país con la finalidad de atender la demanda interna.

Por otro lado se plantea también mantener los procesos de licitaciones de suministro para lograr anticipadamente la suficiencia de generación de electricidad. También se plantea un uso racional de los recursos energéticos a fin de asegurar su disponibilidad futura.

2.1.6. El desarrollo del sector energético con mínimo impacto ambiental

Este objetivo plantea impulsar el desarrollo y uso de energías limpias y de tecnología con bajas emisiones contaminantes así como el establecimiento de mecanismos de mitigación de emisiones provenientes de actividades energéticas. Se busca promover los proyectos energéticos que puedan obtener los beneficios de la venta de certificados de reducción de emisiones para el mercado de carbono, se establece que deberá promoverse las relaciones de armonía entre el Estado, las comunidades y las empresas.

2.1.7. El desarrollo de la industria y uso del gas natural.

Se plantea promover la sustitución de combustibles derivados del petróleo por el gas natural y gas licuado de petróleo GLP en la industria y en el transporte, la masificación del uso del gas natural a través de sistemas de distribución descentralizados, asimismo se considera impulsar el desarrollo de la industria petroquímica y promover el desarrollo

de una red de poliductos y el fortalecimiento de los sistema de transporte y almacenamiento de hidrocarburos acorde al crecimiento del país.

2.1.8. El fortalecimiento de la institucionalidad y transparencia del sector

Se plantea la necesidad de actuar y promover la transparencia en las actividades del sector así como de garantizar una estabilidad jurídica que permita impulsar el desarrollo energético en el largo plazo. Asimismo se plantea promover la investigación, desarrollo e innovación tecnológica del sector energético, entre otros puntos.

2.1.9. La integración energética regional con una visión de largo plazo.

Establece tener identificado de manera continua los beneficios de la integración energética, llevando a cabo los acuerdos que permitan lograr de manera paulatina una integración de los mercados.

Como se aprecia, la Política Energética Nacional 2010 – 2040, está planteada bajo criterios de desarrollo sostenible, promoción y protección de la inversión privada, minimización de impactos sociales y ambientales, respeto e incentivo a los mercados energéticos, promoción de la eficiencia energética y promoción de las energías renovables que es el punto de análisis del presente informe.

2.2. Informe Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental, Estratégica, como Instrumentos de Planificación

A finales del mes de abril del presente año el Ministerio de energía y Minas he hecho público un Informe denominado “Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental, Estratégica, como Instrumentos de Planificación”, el cual ha sido realizado con el apoyo del Ministerio de Economía y Finanzas y del Banco Interamericano de Desarrollo, a través del cual se propone una Nueva Matriz Energética Sostenible Objetivo para el Perú y su evaluación Ambiental Estratégica, con la finalidad de alcanzar los objetivos de la Política Energética planteadas en el DS-064-2010-EM.

Al respecto, para el logro de los objetivos 1) Matriz diversificada competitiva, con énfasis en el uso de renovables y eficiencia energética, 2) Abastecimiento energético competitivo y 3) Mínimo impacto ambiental, se plantea una estructura diversificada de la oferta de generación eléctrica compuesta por un 20% de Renovables, 40% de hidroenergía y 40% de gas natural.

La metodología empleada para la determinación de las distintas consideraciones a ser tomadas en cuenta para la obtención de los objetivos de la política energética planteados, ha consistido en evaluar distintos escenarios futuros (planes energéticos) de cada una de las variables consideradas (concentración, renovables, autosuficiencia, balanza comercial, consumos de gas natural, emisiones, áreas inundables; etc.) a través de la aplicación de un modelo Minimax y Trade off los cuales permiten determinar los planes

que mejor se comportan en los diferentes posibles futuros, tomando como solución un denominado Plan Robusto, que corresponde a aquel que implica bajo riesgo, formando parte de una canasta de posibles planes elegibles en todos los futuros considerados.

El informe manifiesta que el plan de desarrollo para la Renovables para el periodo 2012-2040 se plantea con el objetivo de preparar al país para un avance de manera flexible y gradual hacia la incorporación en su matriz energética de fuentes limpias, que busque contrarrestar los efectos negativos del cambio climático y se propicien una imagen de País Verde frente al calentamiento global, considerándose las condiciones sociales, económicas, tecnológicas, ambientales, y de política energética y desarrollo.

Dicho informe estima en 4,321 MW la capacidad renovable instalada en el año 2040 equivalente a un 17.3% de la potencia total instalada estimada para dicho año conforme se muestra en la Tabla N° 2.1.

Tabla N° 2.1 Capacidad renovable instalada estimada para el año 2040

Tecnología	Nueva Capacidad	%
	MW	
Mini-Hidro	496	11.5%
Eólicos	1,342	31.1%
Solares	360	8.3%
Geotérmicas	1,500	34.7%
Biomasa	623	14.4%
Total	4,321	100.0%

Se propone una serie de acciones, mecanismos y medidas de fomento, perfeccionamiento del Marco Normativo y obligaciones para la incorporación de las Renovables al Mercado Eléctrico, entre las que destacan las siguientes:

- Que al año 2040 un 20% de la demanda total del país sea satisfecha con generación eléctrica renovable, así como la adecuación del marco regulatorio para conseguir dicho objetivo.
- Implementar líneas de crédito blandas para permitir la incursión de la generación renovable.
- Que la ampliación de la capacidad de transmisión para permitir la conexión de las renovables al SEIN formen parte del Plan de Transmisión.
- Promover la generación de energía renovables en sistemas aislados como parte de la política de electrificación rural.
- Asignar recursos para evaluación del potencial renovable, catastros y mapas.
- Establecer convenios internacionales de investigación y evaluación de recursos renovables.
- Desarrollar actividades para mejorar la capacidad técnica a nivel nacional, regional y

local en tecnologías renovables.

- Valorar las externalidades producidas por las fuentes convencionales (emisiones de GEI, áreas inundables y otros) en los costos de la energía para compararlos con los costos de las energías renovables.

CAPITULO III

EXPERIENCIA Y MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN PERÚ

3.1. Antecedentes

Las bases para la promoción de la generación de electricidad con recursos energéticos renovables fueron fijadas mediante el Decreto Legislativo N° 1002 “Decreto de Promoción de la Inversión para la generación de electricidad con el Uso de Energías Renovables” publicado el 02 de mayo del 2008 como resultado de la delegación de facultades conferidas por el Congreso de la Republica al Poder Ejecutivo para legislar en esta y otras materias con la finalidad de apoyar la implementación del acuerdo comercial entre Perú y Estados Unidos (TLC) que en aquel entonces se encontraba en negociación. La necesidad de establecer incentivos para promover las inversiones en generación renovable se fundamentó en la necesidad de fomentar una matriz energética diversificada que contribuya a la seguridad de suministro y protección del medio ambiente, que permitiera responder a los requerimientos de abastecimiento energético de los diversos procesos productivos de la actividad del país en una coyuntura de crecimiento económico.

En tal sentido, el gobierno a través del Decreto Legislativo mencionado declaró de interés nacional y necesidad publica el desarrollo de nueva generación eléctrica basada en el uso de recursos energéticos renovables. Asimismo se determinó que el Ministerio de Energía y Minas cada 05 años establecerá un porcentaje objetivo meta de la demanda de energía a nivel nacional que deberá ser satisfecha con generación renovable, no considerándose en esta participación la energía renovable proveniente de centrales hidráulicas, centrales con potencia instalada menores a 20 MW. Al respecto, se estableció que durante los 05 primeros años de vigencia del referido Decreto Legislativo (hasta fines de abril del 2013) el porcentaje objetivo será de hasta 5%. Es importante mencionar que cada nuevo porcentaje meta que se establezca no deberá ser menor que el que estuviera vigente.

3.2. Clasificación de la generación basada en RER

El marco normativo vigente considera como recursos energéticos renovables (RER) sujetos a los incentivos establecidos por la regulación: la biomasa, el recurso eólico,

solar, geotérmico, mareomotriz e hidráulico menor o igual a 20 MW, si bien la generación hidráulica de cualquier tamaño corresponde a generación renovable, la aplicación del marco regulatorio que incentiva su presencia solo se aplica a la menor o igual a 20 MW.

3.3. Régimen económico

El marco regulatorio vigente establece un esquema de subastas para la asignación de los proyectos de generación renovables el cual es llevado a cabo por el regulador Osinergmin. El precio ofertado, que de ser adjudicado el proyecto, se denomina Tarifa de Adjudicación del proyecto, corresponde a un precio monómico o único, capaz de garantizar la rentabilidad del proyecto, vigente por un periodo de 20 años contados a partir la operación comercial de la instalación renovable, la Tarifa de Adjudicación debe considerar las inversiones que se requieran efectuar en infraestructura de transmisión para su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La Tarifa de Adjudicación reconocida a los proyectos adjudicados, únicamente es aplicable a la Inyección Neta (producción renovable menos consumos asociados a compromisos contractuales con terceros) aportada por la instalación renovable al mercado de corto plazo, es decir si un generador renovable tiene contratos de venta de energía firmados con terceros, para determinar el ingreso garantizado por la Tarifa de Adjudicación, hay que descontar a la energía producida la energía consumida por sus clientes, con lo que el Monto por Prima que obtiene esta instalación corresponderá a aquella necesaria que sumada a los ingresos que percibe en el mercado de corto plazo le permite obtener el monto correspondiente de valorizar su Inyección Neta a la Tarifa de Adjudicación, es decir:

$$\text{Monto por Prima} = \text{Inyección Neta} \times \text{TA} - \text{I MCP} \quad (3.1)$$

Donde:

Inyección Neta = (producción) – (consumos asociados a compromisos con terceros)

TA: Tarifa de Adjudicación

I MCP: Ingresos en Mercado de Corto Plazo

Las instalaciones renovables que operan como consecuencia de la adjudicación efectuada en los procesos de subastas, perciben complementariamente a los ingresos que obtienen en el mercado de corto plazo un monto por prima que les permite obtener la valorización de su Inyección Neta a la Tarifa de Adjudicación garantizada en la Subasta. Las instalaciones renovables cuya presencia no es el resultado de un proceso de subasta, únicamente perciben por su operación los ingresos que les corresponde como integrante del mercado de corto plazo, sin dar lugar a tener que recibir ingresos por concepto de prima.

El Monto por Prima es asumido por los usuarios, tanto regulados como libres, dicho

monto es recaudado por los generadores a sus clientes distribuidores y/o clientes libres, a través de un cargo unitario denominado Cargo por Prima, estimado anualmente en el mes de mayo y actualizado trimestralmente por Osinergmin el cual es incluido en el peaje de transmisión. A su vez es el COES quien a través de las transferencias económicas determina los montos que deben cobrar los generadores renovables a los generadores convencionales, tanto por los ingresos que les corresponde en el mercado de corto plazo por su producción a Costo Marginal e ingresos por Potencia como por los montos por prima que son recaudados por los generadores convencionales a sus clientes.

El exceso de la Inyección Neta con relación a la energía adjudicada, se remunera a costo marginal, es decir dicha energía no percibe un Monto por Prima.

Asimismo para determinar el ingreso garantizado por la Tarifa de Adjudicación, si la Inyección Neta de la instalación renovable es menor que la energía adjudicada, la Tarifa de Adjudicación es ajustada a través de un factor de corrección obtenido como el cociente de dividir la suma de la Inyección Neta y la energía que pudiera haberse visto limitada por causas no imputable al generador renovable respecto de la energía adjudicada.

A su vez la Tarifa de Adjudicación está sujeta a una actualización anual en la medida que el factor de actualización se incremente o disminuya en más de 5% respecto al valor del mismo factor empleado en la última actualización. Dicho factor de actualización se establece en las bases de la subasta.

3.3.1. Actualización de los Cargos por Prima

La normativa establece que el Cargo por Prima debe ser actualizado trimestralmente por Osinergmin con la información proporcionada por el COES con la misma periodicidad, correspondiente a los ingresos percibidos en el mercado de corto plazo y los obtenidos por la aplicación del cargo por prima en lo que va del periodo tarifario y los ingresos estimados en el mercado de corto plazo en lo que queda de dicho periodo, tomando en consideración los ingresos que debe obtener la instalación renovable producto de la valorización de la Inyección Neta a la Tarifa de Adjudicación. El referido periodo tarifario corresponde desde el mes de mayo del año de la fijación del cargo hasta abril del año siguiente. La periodicidad de dicha actualización es con la finalidad de que no se generen desbalances importantes entre lo estimado y lo real que pudiera dar lugar a tener que incrementar considerablemente la tarifa de los usuarios, lo cual podría suceder con mayor facilidad si las actualizaciones se llevaran a cabo anualmente.

En la tabla N° 3.1 se aprecian los cargos por prima actualizados a 04 de marzo del 2012, los cuales según la normativa para poder ser recaudados a los usuarios tienen que ser considerados dentro del Peaje de Conexión al Sistema Principal (PCSPT) y Garantizado

(PTSGT) de Transmisión.

Tabla N° 3.1 Cargos por prima actualizados incluidos en el PCSPT y PGT

Según Resoluciones Osinermin N° 067,076,103,121,138,194-2011 OS/CD, Resolución N° 015-2012-OS/CD.		PCSPT+PTSGT (\$/./kW-mes)		
		Base	Factor de actualización	Valor actualizado
SPT REP		0.81	0.9547	0.77
SPT San Gabán		0.01	0.9960	0.01
SPT Antamina		0.01	0.9943	0.01
SPT Eteselva		0.14	1.0348	0.14
SPT Redesur		0.61	0.9547	0.58
SPT Transmantaro		1.47	0.9547	1.40
SPT Transmantaro-Adenda 8		0.66	0.9547	0.63
SPT ISA		0.45	0.9547	0.43
Cargo por Garantía por Red Principal TGP		0.00	0.9547	0.00
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro		0.19	0.9733	0.18
Cargo Unitario CVOA-CMg		2.50	2.9169	7.29
Cargo Unitario CVOA-RSC		0.00	0.0000	0.00
Cargo por Prima	Cogeneración Paramonga	0.10	0.0000	0.00
	CH Santa Cruz II	0.08	1.2500	0.10
	CH Santa Cruz I	0.03	1.6667	0.05
	CH. Poechos 2	0.03	3.3333	0.10
	CH. Roncador	0.01	0.0000	0.00
	CH. Carhuaqueiro IV	0.13	1.4615	0.19
	CH. Caña Brava	0.03	1.3333	0.04
	CH. La Joya	0.03	1.3333	0.04
	CH. Purmacana	0.01	2.0000	0.02
Cargo Unitario por Generación Adicional		0.12	3.5750	0.43
Usuarios Regulados		0.12	3.5750	0.43
Linea Paragsha - Conococha 220 kV + Linea Carhuamayo - Paragsha 220 kV + SVC		0.24	0.9547	0.23
Linea Huallanca - Cajamarca 220 kV + Linea Conococha - Huallanca 220 kV		0.47	0.9547	0.45
Linea Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV + Chilca - Zapallal 500 kV		0.45	0.9547	0.43
		8.58		13.52

3.4. Proceso de Subastas Renovables

La normativa establece que cada 02 años en el mes de agosto, el Ministerio de Energía y Minas evalúa la necesidad de convocar subastas de generación renovable.

El requerimiento de energía renovable en cada proceso de subasta toma en cuenta el porcentaje objetivo de generación renovable vigente. Dicho requerimiento de energía renovable se determina como la diferencia del referido porcentaje objetivo aplicado al consumo nacional de energía para la fecha en que la instalación renovable entrará en operación comercial menos la energía adjudicada en los contratos renovables vigentes, sin tomar en cuenta la generación renovable hidroeléctrica.

El Ministerio de Energía y Minas para cada proceso de subasta aprueba las bases y define a través de estas, el porcentaje de participación de cada tipo de tecnología renovable, el cual debe ser cubierto únicamente por dicha tecnología; asimismo mediante dichas bases se establece la fechas límite para el ingreso en operación comercial de las instalaciones renovables y la entrega como mínimo de dos tipos de garantía: 1) una garantía de seriedad de oferta y 2) una garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras.

La evaluación de las ofertas y adjudicación de la buena Pro se efectúa en orden de merito de las Ofertas, siempre que estas no superen la denominada Tarifa Base, que corresponde a una tarifa tope que establece el regulador específicamente en cada

subasta, hasta que se complete el requerimiento de energía o de potencia por tipo de tecnología, no pudiéndose reemplazar un tipo de tecnología por otro. La Tarifa Base es mantenida en reserva por un notario público, siendo develada solo en caso no se obtengan Ofertas Suficientes para cubrir el 100% del requerimiento de energía de una determinada tecnología a un precio inferior o igual a dicha Tarifa Base.

En los casos en que la subasta resulta desierta o parcialmente desierta al no completarse todo el requerimiento de generación renovable, dentro de los 30 días siguientes al acto de adjudicación, el Ministerio de Energía y Minas debe definir la necesidad de efectuar o no una nueva convocatoria.

Algunos de los puntos que deben ser considerados por las bases para ser postor son:

- Haber realizado mediciones y/o estudios del recurso renovable durante un periodo no menor a un año.
- Los equipos a ser instalados deberán ser nuevos y con una antigüedad de fabricación no mayor de dos años.
- Debe presentarse una Garantía de Seriedad de Oferta solidaria, incondicional, irrevocable y de realización inmediata mediante una carta fianza a favor de Osinergmin con vigencia hasta la fecha de la firma del contrato.
- Debe acreditarse el compromiso de presentar a la firma del contrato una garantía de fiel cumplimiento, solidaria, incondicional, irrevocable y de realización automática a favor del Ministerio de Energía y Minas que deberá estar vigente hasta la puesta en operación comercial de la instalación renovable.
- Debe acreditarse el compromiso de presentar al Ministerio de Energía y Minas en un plazo máximo de 90 días desde la firma del contrato, el presupuesto del proyecto y el cronograma de inversiones y ejecución de obras.

3.5. Operación de la generación RER en el Mercado de Corto Plazo

Las instalaciones de generación renovable tienen prioridad en el despacho, para ello son consideradas con costo variable igual a cero en la elaboración del ranking de despacho que establece el operador del sistema (COES).

Las instalaciones renovables perciben el costo marginal por la energía que ponen a disposición del Sistema mediante el mercado de corto plazo, asimismo como participantes del mercado de corto plazo, según el tipo de tecnología renovable tienen derecho a una remuneración por potencia, asimismo están sujetas a los mismos derechos y obligaciones económicas y operativas de la generación tradicional, como por ejemplo la participación en el pago de la compensación a las unidades que regulan frecuencia, en el cobro o pago de la compensación por regulación de tensión, en los pagos de las compensaciones de las unidades que operan por mínima carga.

La normativa establece que la potencia que pueden garantizar con alta probabilidad (potencia firme) los generadores renovables correspondientes a tecnologías eólicas, solares y mareomotrices es cero, por lo que estas tecnologías en el mercado de corto plazo no perciben ingresos por potencia, solo lo obtienen las renovables biomasa, geotérmicas e hidráulicas.

Los generadores renovables se encuentran sujetos a las disposiciones que establece el COES como operador del sistema eléctrico y del mercado de corto plazo.

3.6. Otorgamiento de Derechos para las actividades de Generación.

Para desarrollar actividades de generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables, siempre que corresponda a instalaciones con potencia instalada mayor a 500 kW se requerirá el otorgamiento de una concesión definitiva.

Aun cuando el derecho otorgado para la operación de las instalaciones renovables con potencias instaladas mayores a 500 kW corresponde a concesiones definitivas, los requisitos para la obtención de estas concesiones difieren de si estas instalaciones superan los 20 MW o no. Tal es así que para el caso de instalaciones renovables con potencias mayores a 20 MW se deben cumplir los requisitos que establece el marco legal para el otorgamiento de concesiones, mientras que si dichas instalaciones disponen de una potencia menor o igual a 20 MW deben cumplir para el otorgamiento de la concesiones los requisitos que se les exige a aquellas instalaciones del régimen ordinario que requieren autorización tal como es el caso de las instalaciones termoeléctricas.

Las particularidades que diferencian los requisitos que deben cumplir las instalaciones RER con potencias mayores a 20 MW de las menores o iguales a 20 MW son:

Instalaciones RER con potencias mayores a 20 MW:

- Autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda.
- Especificación de las servidumbres requeridas.
- Delimitación de la zona de concesión en coordenadas UTM (PSAD56).
- Resolución directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental.

Instalaciones RER con potencias menores o iguales a 20 MW:

- Declaración Jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación. Información técnica con fines estadísticos que consiste cuando menos en potencia instalada de la central, número de unidades de generación, tipo de cada unidad de generación, modelo de cada unidad de generación; etc.

En ambos casos adicionalmente se requieren los siguientes requisitos:

- Memoria descriptiva y planos del proyecto, con los estudios del proyecto a nivel de

factibilidad, por lo menos.

- Presupuesto del proyecto;
- Sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital.
- Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo Calificada respecto de la solvencia financiera del inversionista.

3.7. Sistemas de Información y Registro de instalaciones renovables

En cumplimiento del marco regulatorio, OSINERGMIN tiene habilitado un espacio en su página Web en el cual publica toda la información de los procesos de subastas renovables que se llevan a cabo, así como la capacidad instalada y producción de energía renovable por tipos de tecnologías con respecto a la meta que establece el marco normativo.

Asimismo OSINERGMIN dispone de un sistema de registro en el mismo espacio web en el que para participar de un proceso de subasta renovable, los postores necesariamente deben inscribirse previamente.

Por otro lado el COES lleva un registro histórico de los ingresos en el Mercado de Corto Plazo así como de la Inyección Neta de Energía (diferencia entre la energía total inyectada por el generador renovable al Sistema menos sus retiros por contratos con terceros) valorizada a Tarifa de Adjudicación, que conjuntamente con la recaudación efectuada por los generadores renovables producto de la aplicación del cargo por prima y de sus proyecciones son informados a OSINERGMIN para que el regulador fije anualmente y actualice trimestralmente el cargo por prima que es recaudado de los usuarios a través del peaje de transmisión.

3.8. Uso y acceso a las redes de transmisión y distribución

La normativa establece que en los casos en que existe capacidad suficiente en los sistemas de transmisión y distribución, los generadores renovables tienen prioridad para conectarse.

Los generadores renovables pueden conectarse a las redes de distribución pagando por el uso de dichas redes únicamente el costo incremental incurrido por el distribuidor debido a dicha conexión, el cual se determina en función de las inversiones en mejoras, reforzamientos y ampliaciones que permite al generador renovable evacuar toda su producción. Ante la solicitud de conexión del generador renovable, el distribuidor dispone como máximo 60 días calendarios para facilitarle un punto de conexión a su red indicándole los costos incrementales que deberán ser considerados sustentados técnica y económicamente el cual en caso de desacuerdos puede ser fijado por Osinergmin a solicitud de una de las partes.

De darse el caso, el generador renovable puede llevar a cabo la construcción o el

financiamiento de las obras que requieran las instalaciones del distribuidor para que el generador renovable puede evacuar su producción sin problema, en cuyo caso el distribuidor reembolsará al generador renovable por los gastos en que ha incurrido bajo las modalidades que establece el esquema de contribución reembolsable.

En el caso de que una instalación renovable se conecte al sistema eléctrico a través de una red de transmisión, el concesionario de esta red está obligado también a permitir la utilización de su sistema, debiendo el generador renovable asumir los costos de la ampliación en caso sea necesario así como las compensaciones por su uso. En el caso existan discrepancias entre el generador renovable y el concesionario de transmisión en lo relacionado a la capacidad de transmisión o ampliaciones requeridas, estas deberán ser resueltas por Osinergmin quien dictaminará las directivas para la solución, en este caso también es posible aplicar un esquema de contribuciones reembolsables de ser necesario.

Tanto en el caso de que la conexión del generador renovable al sistema eléctrico se efectúe a través de la red del distribuidor o del transmisor, los costos incurridos por el generador renovable deben ser tomados en cuenta al momento de ofertar los precios con el fin de que dicho proyecto sea rentable.

3.9. Incentivo de depreciación

Como medida de promoción, a través del Decreto Legislativo N° 1058 publicado el 28 de junio del 2008 se estableció el beneficio de la depreciación acelerada para los proyectos de generación renovables e hidráulicos, siendo aplicable esta a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para su instalación y operación. La tasa de depreciación no puede superar el 20% aun cuando puede ser variada anualmente por el titular de la instalación, previa coordinación con la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria.

3.10. Investigación y desarrollo de proyectos de generación renovables

En cuanto a la promoción de proyectos de generación renovables el marco normativo a través de la Ley N° 28832 "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica" publicada en julio del 2006, otorgó al Ministerio de Energía y Minas como parte de su función promotora de nuevas inversiones, la tarea de implementar evaluaciones del potencial nacional de proyectos hidroeléctricos y de fuentes no convencionales de energía, permitiéndole que pueda auspiciar los proyectos relacionados con energías renovables, poniendo a disposición de los inversionistas una cartera de proyectos de inversión hasta el nivel de prefactibilidad.

Al respecto el Ministerio de Energía y Minas ha elaborado un Atlas eólico, publicado en su página web, el cual ha permitido conocer con precisión los lugares más apropiados en

el territorio nacional para instalar centrales eólicas, el potencial eólico del país y ofrecer información de la velocidad del viento y la densidad de potencia a tres alturas sobre el suelo (50, 80 y 100 metros) a nivel nacional y regional. El Atlas Eólico estima un potencial sobre los 77 000 MW, de los cuales se pueden aprovechar más de 22 000 MW, sin embargo se requiere de estudios específicos para determinar el verdadero potencial eólico en el Perú.

Por su parte el Decreto Legislativo N° 1002 estableció que con fines de investigación y desarrollo de proyectos de generación renovables el Ministerio de Energía y Minas puede utilizar fondos económicos provenientes de: 1) recursos recaudados conforme a lo previsto en el presupuesto del sector público, 2) operaciones de endeudamiento externo acordado por el gobierno y 3) aportes, financiamientos directos y recursos provenientes de la cooperación internacional; los cuales serán asignados prioritariamente a los proyectos que cumplan las siguientes condiciones: a) estén basados en recursos energéticos renovables con mayor seguridad de suministro, b) cuenten con fuentes adicionales de financiamiento y c) sean pioneros de su desarrollo en el país.

Asimismo el referido Decreto Legislativo establece también que el Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC) en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas y los Gobiernos Regionales debe implementar mecanismos y acciones destinadas al desarrollo de proyectos de investigación sobre energías renovables, promoviendo la participación de instituciones educativas y organizaciones especializadas.

3.11. Planificación de las energías renovable

El Decreto Legislativo N° 1002 de mayo del 2008 estableció que el Ministerio de Energía y Minas elaboraría en el plazo máximo de un año contado desde su vigencia, un Plan Nacional de Energías Renovables, enmarcado dentro del plan nacional de energía, incluyendo estrategias, programas y proyectos a desarrollarse utilizando energías renovables, si bien a la fecha se han llevado a cabo dos subastas renovables y está próximo a cumplirse cuatro años de la promulgación de dicho Decreto Legislativo, todavía no se cuenta con un Plan Nacional de Energías Renovables, el cual debería inclusive ser actualizado cada dos y estar acorde con el porcentaje objetivo de renovables que debe establecer el Ministerio de Energía y Minas cada 05 años. No obstante lo indicado, en el presente mes de abril de 2012, fecha en la que se está concluyendo el presente informe, el Ministerio de Energía y Minas ha publicado un informe denominado “Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación” mediante el cual se presenta los resultados de un estudio estratégico de energía para el Perú, con un horizonte de 30 años, dicho Estudio ha sido

solicitado por el Ministerio de Energía y Minas con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo y del Ministerio de Economía y Finanzas. Al respecto, dicho informe así como presenta desafíos para distintos sectores lo hace también para la generación de electricidad con recursos renovables, asimismo plantea una proyección de su evolución para dicho periodo de estudio y se establece planes y programas con acciones a efectuar para lograrlos, planteándose entre otros objetivos el hecho de que la matriz energética deba contar con un 20% de generación de electricidad con fuentes renovables no convencionales en el año 2040.

Por su parte el Operador del Sistema (COES) que tiene a su cargo elaborar el Plan de Transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), debe proveer dentro de su plan los requerimientos de infraestructura de transmisión necesarios a fin de garantizar una conexión y operación segura de las distintas tecnologías renovables, debiendo tomar en cuenta para ello el Plan Nacional de Energías Renovables, las zonas con mayor potencial renovable y los proyectos renovables que ya tienen una concesión definitiva de generación.

3.12. Subastas realizadas

Desde que se promulgara el Decreto Legislativo N° 1002 en mayo del 2008 se han realizado 02 subastas de suministro de energía con recursos renovables.

En la primera subasta se adjudicaron el 68.4% de la energía renovable no convencional (02 centrales biomasa, 03 centrales eólicas y 04 centrales solares) y el 36.1% de la potencia renovable hidráulica licitada (18 proyectos de centrales hidroeléctricas). La primera subasta se llevó a cabo en dos convocatorias, la adjudicación de primera convocatoria se llevó a cabo el 12 de febrero del 2010, adjudicándose 887 GWh de 1314 GWh licitados de energía renovable no convencional y 162 MW de 500 MW licitados de energía renovable hidráulica, el 23 de julio de 2010 se realizó la adjudicación de la segunda convocatoria con la finalidad de completar el requerimiento de la primera convocatoria, adjudicándose 12 GWh de 427 GWh licitados de energía renovable no convencional y 19 MW de 338 MW licitados de energía renovable hidráulica. Es impotente mencionar que esta primera subasta renovable se llevó a cabo cuando aun estaba vigente el primer reglamento de generación eléctrica con recursos renovables aprobado por el Decreto Supremo N° 050-2008-EM, en el que se establecía que diversas de las consideraciones a tenerse en cuenta en los procesos de subastas serían precisadas por bases, al respecto en este proceso era todavía posible complementar el requerimiento de una determinada tecnología renovable con la adjudicación de otro tipo de tecnología, por ejemplo de los 320 GWh/año de energía eólica requerida en esta subasta se adjudicaron 571 GWh/año, es decir en 251 GWh /año requeridos de otras

tecnologías fueron cubiertas con generación eólica.

La adjudicación de la segunda subasta se llevó a cabo el 23 de agosto del 2011, adjudicándose 473 GWh de 1300 GWh licitados de generación renovables no convencional (36.4%) y 680 GWh de 681 GWh licitados de generación renovable hidráulica (99.9%). Esta segunda subasta renovable se llevó a cabo estando vigente el nuevo reglamento de generación eléctrica con recursos renovables aprobado por el Decreto Supremo N 012-2011-EM, a través del cual entre otros cambios, el propio reglamento precisó que el requerimiento de un tipo de tecnología renovable no podría ser cubierto con la adjudicación de otro tipo. La modificación del reglamento se dio como consecuencia de la experiencia adquirida en el primer proceso de subasta, algunas de las consideraciones que según el primer reglamento eran determinadas por las bases de la subasta con el nuevo reglamento pasaron a ser precisadas en el mismo reglamento, evitándose así que las bases puedan considerar criterios distintos en cada subasta.

En la Tabla N° 3.2, Tabla N° 3.3 y Tabla N° 3.4 se muestran los resultados de la primera subasta realizada y en la Tabla N° 3.5, Tabla N° 3.6 y Tabla N° 3.7 los correspondientes a la segunda subasta.

3.13. Evolución de los Ingresos y Primas Renovables

Al mes de febrero de 2011 eran ocho las centrales de generación renovables que venían produciendo electricidad en el Sistema interconectado Nacional, siete de las cuales habían ingresado en operación comercial en abril de 2010 y la octava en julio de 2010.

Tabla N° 3.2 Resultados Primera Subasta Minihidráulicas.

Central Hidroeléctrica	Precio Adjudicado	Potencia adjudicada	Convocatoria
	US\$/MWh	MW	
Santa Cruz II	55,0	6,5	1 ^{era} - Feb-2010
Santa Cruz I	55,0	6,0	1 ^{era} - Feb-2010
Nuevo Imperial	56,0	4,0	1 ^{era} - Feb-2010
Yanapampa	56,0	4,1	1 ^{era} - Feb-2010
Huasahuasi II	57,0	8,0	1 ^{era} - Feb-2010
Huasahuasi I	58,0	7,9	1 ^{era} - Feb-2010
Chanchay	58,5	19,2	1 ^{era} - Feb-2010
Poechos 2	59,5	10,0	1 ^{era} - Feb-2010
Roncador	59,9	3,8	1 ^{era} - Feb-2010
Joya	60,0	9,6	1 ^{era} - Feb-2010
Angel I	60,0	20,0	1 ^{era} - Feb-2010
Angel II	60,0	20,0	1 ^{era} - Feb-2010
Angel III	60,0	20,0	1 ^{era} - Feb-2010
Purmacana	60,0	1,8	1 ^{era} - Feb-2010
Shima	64,0	5,0	1 ^{era} - Feb-2010
Carhuaquero IV	70,0	10,0	1 ^{era} - Feb-2010
Caña Brava	70,0	6,0	1 ^{era} - Feb-2010
Minicentral Patapo	0,7	1,0	2 ^{da} - Jul -2010
Las Pizarras	64,0	18,0	2 ^{da} - Jul -2010
		180,7	

Tabla N° 3.3 Resultados Primera Subasta Biomasa, Solar y Eólicas

Tecnología	Central	Precio Adjudicado	Potencia adjudicada	Factor de Planta	Energía Adjudicada	Condición de Adjudicación	Convocatoria
		US\$/MWh	MW		GWh/año		
Biomasa	Central de Cogeneración Paramon	52,0	23,0	57,0%	115	1 ^{era} Ronda	1 ^{era} - Feb-2010
	Huaycoloro	110,0	4,4	73,0%	28	1 ^{era} Ronda	1 ^{era} - Feb-2010
	Central térmica Lambayeque	1,2	1,5	90,0%	12	1 ^{era} Ronda	2 ^{da} - Jul -2010
Eólica	Marcona	65,5	32,0	52,9%	148	1 ^{era} Ronda	1 ^{era} - Feb-2010
	Centra Eólica Talara	87,0	30,0	46,0%	120	1 ^{era} Ronda	1 ^{era} - Feb-2010
	Central Eólica Cupisnique	85,0	80,0	43,0%	303	2 ^{da} Ronda	1 ^{era} - Feb-2010
Solar	Panamericana Solar 20TS	215,0	20,0	28,9%	51	1 ^{era} Ronda	1 ^{era} - Feb-2010
	Majes Solar 20T	222,5	20,0	21,5%	38	1 ^{era} Ronda	1 ^{era} - Feb-2010
	Reparación Solar 20T	223,0	20,0	21,4%	37	1 ^{era} Ronda	1 ^{era} - Feb-2010
	Tacna Solar 20TS	225,0	20,0	26,9%	47	1 ^{era} Ronda	1 ^{era} - Feb-2010
			250,9		899		

Tabla N° 3.4 Resultados Primera Subasta Cuadro Resumen

Tecnología	Precios Máximos Osinergmin	Energía Requerida	Energía Adjudicada	Potencia Requerida	Potencia Adjudicada
	US\$/MWh	GWh/año	GWh/año	MW	MW
Biomasa	120,0	813,0	155,0		
Eólica	110,0	320,0	571,0		
Solar	269,0	181,0	172,9		
Hidroeléctrica	74,0			500,00	180,71
Total		1.314,00	898,94	500,00	180,71

Tabla N° 3.5 Resultados Segunda Subasta Minihidráulicas

Central Hidroeléctrica	Precio Adjudicado	Energía Adjudicada	Convocatoria
	US\$/MWh	GWh/año	
Canchayllo	47,4	25,2	1 ^{era} - Ago - 2011
Huatziroki I	47,6	72,3	1 ^{era} - Ago - 2011
Manta	52,0	127,5	1 ^{era} - Ago - 2011
RenovAndes H1	53,9	150,0	1 ^{era} - Ago - 2011
8 de Agosto	53,9	140,0	1 ^{era} - Ago - 2011
El Carmen	55,9	45,0	1 ^{era} - Ago - 2011
Runatullu III	56,5	120,0	1 ^{era} - Ago - 2011
		679,9	

Tabla N° 3.6 Resultados Segunda Subasta Biomasa, Solar y Eólicas

Tecnología	Central	Precio Adjudicado	Potencia adjudicada	Factor de Planta	Energía Adjudicada	Convocatoria
		US\$/MWh	MW		GWh/año	
Biomasa Residuos Urbanos	La Gringa V	100,0	2,0	80,0%	14,0	1 ^{era} - Ago - 2011
Eólica	Parque Eólico Tres Hermanas	69,0	90,0	52,7%	415,8	1 ^{era} - Ago - 2011
Solar	Moquegua FV	119,9	16,0	30,5%	43,0	1 ^{era} - Ago - 2011
			108,0		472,8	

Tabla N° 3.7 Resultados Segunda Subasta Cuadro Resumen

Tecnología	Precios Máximos Osinergmin	Energía Requerida	Energía Adjudicada
	US\$/MWh	GWh/año	GWh/año
Biomasa Residuos Agroindustriales	65,0	593,0	0,0
Biomasa Residuos Urbanos	No Revelado	235,0	14,0
Eólica	No Revelado	429,0	415,8
Solar	No Revelado	43,0	43,0
Hidroeléctrica	No Revelado	681,0	679,9
		1.981,0	1.152,7

Al respecto, en la figura 3.1 se muestra la información publicada por el Osinergmin correspondiente a la evolución de los ingresos que percibieron estos generadores renovables, donde se observa que sin haberse efectuado la liquidación anual de ingresos, la cual debía realizarse antes de mes de mayo 2011 para ser tomada en cuenta en el siguiente periodo mayo 2011 – abril 2012, los ingresos por la tarifa de adjudicación habían sido cubiertos casi al 100% por los ingresos del mercado de corto plazo más los ingresos por prima estimados, asumidos por los usuarios de electricidad mediante el cargo por prima incluido en el peaje del Sistema Transmisión (Sistema Principal y Sistema Garantizado)

Las centrales renovables que durante dicho periodo estuvieron en operación comercial fueron: Las centrales hidráulicas Caña Brava, Carhuaquero IV, La Joya, Roncador, Poechos 2, Santa Cruz I y Santa Cruz II y la Central Biomasa de Cogeneración Paramonga I.

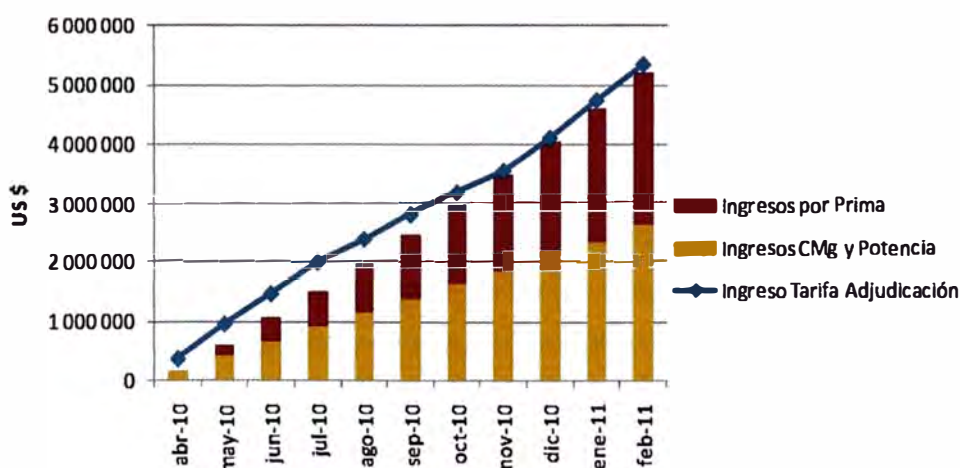


Fig. 3.1 Ingresos en el mercado de corto plazo e ingresos por prima
Abril 2010 – Febrero 2011

3.14. Criterios técnicos para la conexión de instalaciones renovables

3.14.1. Requisitos técnicos para la conexión y operación de instalaciones eólicas

Osinergmin a través de la Resolución N° 002-2010 del 15 de enero del 2010 aprobó la modificación del Procedimiento COES N° 21 "Ingreso de Unidades de Generación,

Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES SINAC”, estableciendo los criterios técnicos para la conexión de instalaciones eólicas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), como son los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, puesta en servicio, funcionamiento y seguridad de las instalaciones eólicas conectadas al SEIN. Dichos criterios técnicos de conexión son de cumplimiento obligatorio en el punto de conexión a la red para todas las instalaciones eólicas que se conecten al SEIN.

No obstante los referidos criterios técnicos podrían ser actualizados, estos entre otros puntos establece:

- La potencia total nominal de las instalaciones eólicas en cada barra de conexión a la red debe ser inferior al 5% de la potencia de cortocircuito de dicha barra.
- Las instalaciones eólicas deben ser capaces de controlar la potencia activa total en el punto de conexión a la red, debiendo disponer de los dispositivos de control necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia activa en todo el rango de potencias posibles en función de la disponibilidad de la velocidad del viento. En condiciones de emergencia, el COES puede exigir una reducción rápida de la potencia activa, debiendo las instalaciones eólicas garantizar la capacidad de un control individual de las turbinas eólicas que permita reducir la potencia desde el 100% de su potencia hasta un intervalo de potencia comprendido entre el 30% y el 20% en el tiempo máximo de 1 minuto después de recibida la orden del COES.
- Se requiere que las instalaciones eólicas dispongan una capacidad para controlar la potencia reactiva inyectada o consumida en el punto de conexión a la red. Debiendo disponer de los dispositivos de control necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia reactiva en un tiempo máximo de 30 segundos, en cualquier nivel de generación de potencia activa.
- Las instalaciones eólicas operan a una frecuencia nominal de 60 Hz. Sin embargo a estas instalaciones se le puede permitir operar en un rango que oscila entre 57,0 Hz y 62,0 Hz. Si la frecuencia estuviera fuera de dicho rango, la instalación eólica debería desconectarse de la red en un tiempo no superior a 300 ms.
- Las instalaciones eólicas deben ser capaces de soportar, sin desconectarse, cualquier perturbación severa transitoria de tensión en el punto de conexión a la red, causados por cortocircuitos o por cualquier causa de otra naturaleza que no sea falla, con los perfiles de magnitud y duración de huecos de tensión, siendo el cumplimiento de las exigencias de continuidad de suministro ante huecos de tensión responsabilidad exclusiva del titular de la instalación. El titular de la instalación debe adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para cumplir con los criterios técnicos establecidos ante huecos de tensión. Una vez despejada la falla, la tensión en el punto de conexión a la red deberá

recuperarse al 85% de su valor nominal en un tiempo máximo de 3 segundos desde el inicio de la falla.

- Las instalaciones eólicas deben permanecer conectadas ante sobretensiones y garantizar una recuperación escalonada de la potencia activa para evitar oscilaciones de tensión y sobretensiones una vez despejada la falla.
- En caso de incumplimiento de los criterios técnicos de conexión, independientemente de las penalizaciones que pudiera efectuar Osinergmin, el COES, por seguridad y fiabilidad del sistema, se reserva el derecho de no permitir la conexión de las mencionadas instalaciones eólicas.

3.14.2. Máxima capacidad de generación eólica a ser inyectada en el SEIN

La empresa consultora argentina Estudios Eléctricos realizó por encargo del COES SINAC un Estudio para determinar la Máxima Capacidad de Generación Eólica que puede ser inyectada y operada en el SEIN con la finalidad de preservar la calidad del servicio y la seguridad de la operación del Sistema. Los resultados del referido Estudio fueron considerados en el proceso de adjudicación de los proyectos renovables correspondientes a la segunda subasta que llevó a cabo en julio del 2011; al respecto, las bases de este proceso establecieron que para el caso de la tecnología eólica, se verificaría que la inyección de oferta acumulada no exceda la máxima potencia permitida en cada uno de los puntos de conexión analizados por el Estudio, salvo se contase con una autorización escrita del COES, a la que se denominó Documento de no Objeción.

La integración de parques eólicos conectados a subestaciones del SEIN eléctricamente débiles, como son aquellas alejadas de los centros de carga y con pocos recursos de generación convencional, se ha constituido en un reto importante al disponer de bajos niveles de potencia de cortocircuito, siendo necesario analizar dicha problemática.

Asimismo es importante tener en cuenta también el efecto de reducir la presencia de generación convencional al conectar directamente al sistema centrales renovables que no utilizan generadores síncronos, como es la disminución de los niveles de cortocircuito, la sensibilidad de las barras del sistema y las sobrecargas indirectas en el sistema troncal de transmisión. Cuando la Generación renovable desplaza una magnitud equivalente de generación convencional se deteriora el comportamiento dinámico del sistema, debido a que disminuye la inercia, aumenta el estatismo equivalente y el tiempo de respuesta en la regulación primaria de frecuencia.

Las evaluaciones efectuadas por el Estudios contemplaron los análisis estático y dinámico de los efectos eléctricos que la explotación del potencial eólico en el Perú tendría sobre el sistema en escenarios de mínima, media y máxima demanda del estiaje del 2013 y avenida del 2014. El estiaje corresponde al periodo anual de mayor escasez

del recurso hidráulico, por lo general comprende los meses de junio a noviembre y la avenida corresponde al periodo anual de mayor presencia del recurso hidráulico, por lo general comprende los meses de diciembre a mayo.

Al respecto, la máxima potencia que podrían generar las instalaciones eólicas en su barra asociada al punto de conexión a la red, se estableció considerando que la generación no debería igualar ni superar el 5% de la potencia de cortocircuito calculada en dicha barra, tomando también en consideración medidas correctivas ante posibles transgresiones de tensión y/o sobrecargas en la red determinados mediante análisis de estado estacionario en condiciones normales y en contingencias simples, así como de control de tensión y frecuencia mediante análisis de estabilidad ante grande perturbaciones.

Por la estructura del sistema de transmisión y por la ubicación de las centrales convencionales de generación, el Área Norte y parte del Área Sur del SEIN presentan inapropiados indicadores de rigidez que hacen necesario establecer valores máximos de inyecciones de generación RER que no utilicen generadores síncronos conectados directamente a la red. Asimismo por necesidad de regulación de frecuencia es necesario también establecer valores máximos de inyecciones de generación renovable en el SEIN. En la Tabla N° 3.8 se muestran los resultados de dicho estudio, mediante el cual se establecieron las condiciones para seleccionarse las ofertas de generación eólica en dichas barras del sistema para la segunda subasta renovable.

Tabla N° 3.8 Máxima capacidad adicional aceptable en las barras del SEIN

AREA	BARRAS DE OFERTA	TENSIÓN kV	INYECCIONES	
			(a) ADMISIBLE POR BARRA	(b) TOTAL ADMISIBLE DEL AREA
NORTE DE TRUJILLO	Zorritos	220	≤ 6	≤ 67
	Talara	220	≤ 32	
	Piura Oeste	220	≤ 45	
	La Niña	220	≤ 41	
	Chiclayo Oeste	220	≤ 67	
	Guadalupe	220	≤ 67	
	Trujillo Norte	220	≤ 67	
ENTRE HUACHO Y CHIMBOTE	Chimbote 1	220	≤ 56	≤ 56
	Paramonga Nueva	220	≤ 56	
	Huacho	220	≤ 56	
SUR DE ICA	Ica	220	≤ 81	≤ 169
	Marcona	220	≤ 88	
SUR	Repartición	138	≤ 45	≤ 205
	Mollendo	138	≤ 18	
	Montalvo	220	≤ 127	
	Tacna	66	≤ 15	
INYECCIÓN EOLICA ADICIONAL [MW]				≤ 497

Nota 1: Los Participantes pueden presentar Ofertas con potencias mayores a las indicadas en la columna (a) siempre que acompañen la respectiva autorización escrita del COES (Documento de No Objeción)

Nota 2: En ningún caso, la suma de las potencias inyectadas en cada área podrá ser mayor al valor indicado en la columna (b); lo cual se deberá tener en cuenta para la adjudicación de la Buena Pro de la Subasta Renovable

3.15. Evolución de la generación renovable en el SEIN 2012-2015

En la Tabla N° 3.9 y Tabla N° 3.10 se muestra la expansión de la generación renovable y de los demás tipos de tecnologías en los próximos años, así como del crecimiento estimado de demanda.

Como se observa se estima que en el periodo 2012 – 2015 en el SEIN se instalarán aproximadamente 5,180 MW, que representa un incremento del 80% de la Potencia Efectiva del SEIN en el 2011 (6,444 MW), incrementándose la potencia renovable no convencional en aproximadamente 576 MW. Dicha información ha sido tomada del Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN para el periodo 2012-2015, preparado por el COES para la aprobación de su Directorio y posterior propuesta al Minem. Para el periodo 2012- 2015 se estima un incremento de la máxima demanda del sistema en 2,565 MW, que representa un incremento del 52% respecto a la máxima demanda del 2011 (4,961MW), equivalente en promedio a un incremento de 640 MW anuales.

Considerando la operación de los próximos proyectos renovables adjudicados en las dos subastas renovables llevadas hasta el momento, en la Tabla N° 3.11 y figura 3.2 se muestra la producción renovable ejecutada (2010-2011) y proyectada (2012-2014), dicha información ha sido obtenida de los informes anuales y mensuales de la operación del COES SINAC y del informe de la Programación de Mediano Plazo de abril 2012.

Tabla N° 3.9 Expansión de la generación en el SEIN 2012-2015

		2012	2013	2014	2015
Renovables no convencionales	MW	83	200	152	141
Hidráulicas convencionales		9	211	301	1,244
Térmicas		499	1,033	1,111	200

Tabla N° 3.10 Máxima Demanda Anual del SEIN 2012-2015

Año	MW
2012	5,414
2013	5,874
2014	6,645
2015	7,526

Tabla N° 3.11 Evolución histórica y proyección de la generación renovable

Tecnología	2010	2011	2012	2013	2014
Mini - hidro	203	270	445	709	1.042
Biomasa	77	87	116	115	121
Solar	0	0	46	173	173
Eólica	0	0	0	325	571
Total	281	357	607	1.321	1.906
% Incremento anual		27%	70%	118%	44%

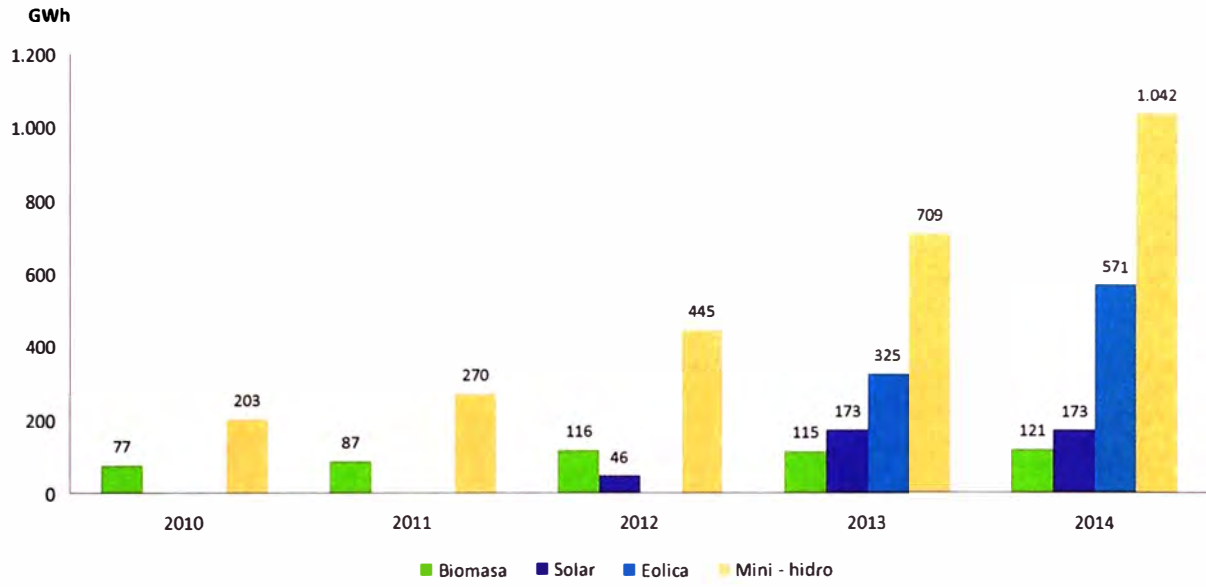


Fig. 3.2 Evolución histórica y proyección de la generación renovable

CAPITULO IV

EXPERIENCIA Y MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN ESPAÑA

4.1. Antecedentes

Hasta el año 1997 el gobierno era quien fijaba las tarifas eléctricas en España, en dicho año durante el gobierno del presidente José María Aznar se promulgó la Ley del Sector Eléctrico del 27 de noviembre de 1997, debido a la necesidad de incorporar al ordenamiento jurídico español la Directiva 96/92/CE del 19 de diciembre de 1996 del Parlamento Europeo sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, la cual introducía una serie de exigencias para garantizar la convergencia paulatina hacia un mercado europeo de electricidad.

Al respecto, se estableció un mercado de compra/venta de electricidad gestionado por el Operador del Mercado de Electricidad (OMEL), el cual es supervisado por una comisión de representantes de los productores distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados; siendo a su vez el Operador del Sistema, encargado de la continuidad y suministro de energía, Red Eléctrica de España (REE).

Cada día, OMEL opera la subasta para las 24 horas del día siguiente, entrando en primer lugar aquellas energías más baratas, seguida de las distintas instalaciones de generación hasta cubrir la demanda proyectada. En primer lugar acceden las centrales nucleares, ya que al poseer una gran inercia térmica las paradas y arranques son muy costosos. Por normativa para promover su desarrollo siguen las energías renovables, de este modo, aunque tienen asegurado un precio regulado o una prima, lo que posteriormente se explicará, también están obligadas a pasar por el mercado aun cuando no marcan marginal, teniendo como efecto abaratar el precio de mercado. Ambas fuentes energéticas, nucleares y renovables se ofrecen en el mercado a precio cero, a fin de otorgarles prioridad en el despacho. Les siguen en función del requerimiento de la demanda las energías más caras, el gas y el carbón. Así, la última en cubrir la demanda proyectada marca el precio marginal de la energía en el tramo horario de ese día concreto, por lo que todas las demás fuentes son retribuidas también a dicho precio.

Lo descrito se muestra en la figura 4.1 en donde se observa como confluyen las curvas de oferta y demanda para una hora determinada del día, obteniéndose el costo marginal

para dicha hora como la intersección de ambas curvas (Fuente: OMEL).

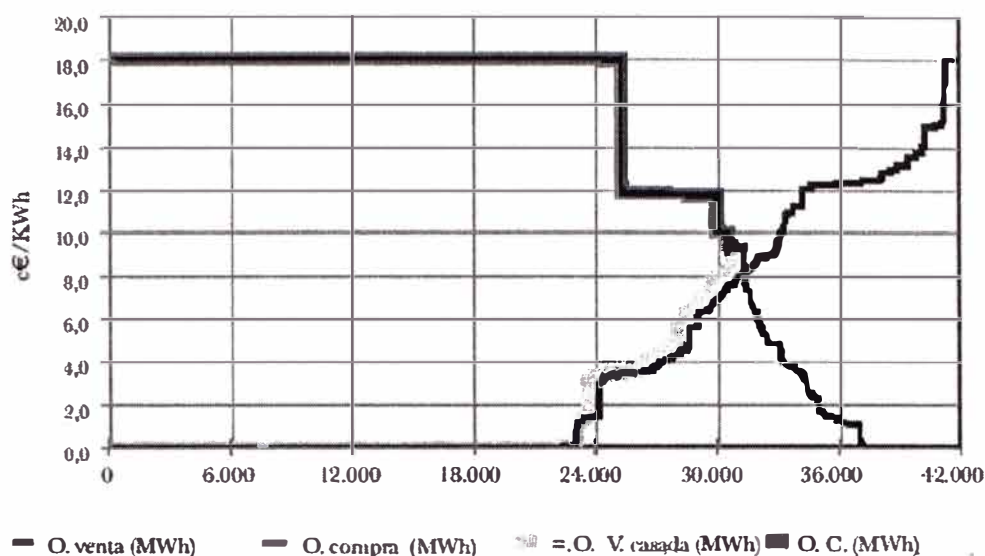


Fig. 4.1 Curvas de Oferta y demanda en el mercado diario (Día 09/06/2005, hora 12)

La Ley 54/1997 del 27 de noviembre de 1997, además de sentar la base normativa para una liberalización del mercado eléctrico español, estableció una distinción importante en la denominación y tratamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica; al respecto, estableció la denominación de generación eléctrica de Régimen Especial, ubicando dentro de ella a las instalaciones de generación eléctrica con Recursos Energéticos Renovables, la cual al igual que la cogeneración y la basada en residuos que constituyen también las de Régimen Especial, recibe un tratamiento jurídico y económico particular en comparación con las demás instalaciones comprendidas por el régimen ordinario.

La necesidad de fomentar las energías renovables en España se evidenciaron desde el establecimiento del Plan de Energías Renovables 2005-2010, sin embargo, si bien se experimentó el incremento de la generación de algunas tecnologías de Régimen Especial, entre ellas las renovables, los objetivos aun estaban todavía lejos de ser alcanzados, haciéndose necesaria la modificación del régimen económico y jurídico que regulaba el régimen especial hasta entonces, como consecuencia tanto del crecimiento que venía experimentado el régimen especial como de la experiencia acumulada mediante la aplicación de los Reales Decretos 2818/1998 del 23 de diciembre de 1998 y 436/2004 del 12 de marzo del 2004, así como de la necesidad de regular determinados aspectos técnicos que contribuyendo al crecimiento de estas tecnologías, salvaguardasen también la seguridad del sistema eléctrico y la calidad de suministro.

El Real Decreto 436/2004 tuvo que ser sustituido debido a que el costo de la generación de régimen especial, entre ella la renovable, estaba experimentando el efecto de

variables no consideradas por la tarifa eléctrica media o tarifa de referencia la cual constituía la base o referencia para la remuneración de este tipo de energía, siendo necesario desligar el esquema de remuneración de la generación especial de la mencionada tarifa eléctrica media o tarifa de referencia, y que originó la promulgación del Real Decreto N° 661-2007 del 25 de mayo del 2007 que es la que actualmente rige la generación de energía en régimen especial, estableciendo una nueva regulación pero manteniendo su estructura básica, al considerar los principios básicos de la generación en régimen especial contemplados en la Ley 54/1997, dirigido a garantizar a los titulares de estas instalaciones una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores una asignación razonable de los costos atribuidos al sistema eléctrico.

4.2. Evolución del marco normativo de la generación renovable en España

4.2.1. Real Decreto 661-2007.

El Real Decreto 661-2007 regula la producción de energía eléctrica de régimen especial, contempla un esquema similar al del Real Decreto 436-2004, pudiendo el titular de una instalación de régimen especial vender su energía 1) a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o 2) venderla directamente en el mercado (mercado diario, a plazo o de contratos bilaterales), percibiendo por su energía la suma del precio en dichos mercados más una prima, en este caso para ciertas tecnologías se introdujo límites superiores e inferiores para la suma del precio de mercado más la prima, esto con la finalidad de que la prima pueda quedar acotada a dichos límites, protegiendo al titular de la instalación en el caso de que la prima sea demasiado baja o eliminado la prima cuando el precio del mercado sea suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costos. Asimismo para salvaguardar la seguridad y calidad de suministro eléctrico se estableció unos objetivos de potencia instalada de referencia para aquellas tecnologías consideradas no gestionables, los cuales fueron:

- Solar fotovoltaica: 371 MW, Solar térmica: 500 MW.
- Eólica: 20,155 MW.
- Hidroeléctrica (menor o igual a 10 MW): 2,400 MW.
- Biomasa y biomasa procedente de instalaciones industriales: 1,317 MW.
- Biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogas procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas o ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados: 250 MW, no considerándose dentro de los objetivos de potencia instalada las potencias equivalentes de biomasa o biogás en instalaciones de co-combustión.

Al respecto, se considera no gestionables, la generación de régimen especial solar,

eólica, geotérmica, las que utilizan como energía primaria las olas, mareas, rocas calientes y secas, los océanos, las corrientes marinas, así como las hidráulicas fluyentes con potencias menores o iguales a 50 MW. Según este Real Decreto (Anexo XI) se define como generación no gestionable aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien si la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa.

Este Real Decreto fue promulgado teniendo en agenda: 1) un Plan de Energías Renovables 2011-2020, que involucraba tener que efectuar una evaluación de los precios y de la penetración renovable que se tuviera a finales del 2010 de cara a los objetivos que se plantearían para el 2020, y 2) un estudio del potencial eólico evacuable a la red, el cual se estaba iniciando.

Esta norma considera también instalaciones de tecnologías asimilables a las de régimen especial, que por la magnitud de su potencia podrían haber sido consideradas dentro de las del régimen ordinario, así como instalaciones térmicas convencionales que por utilizar biomasa o biogás se les da la posibilidad de percibir una prima o un complemento como medida de fomentar su implementación.

Asimismo estableció mecanismos de estimación y reparto de los costos de conexión para las instalaciones de régimen especial conforme a los criterios de los acuerdos destinados a promocionar la generación renovable en la comunidad europea. Con este Real Decreto se pretendía que en el año 2010 se alcanzara el objetivo indicativo nacional incluido en la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, del 27 de septiembre de 2001, referida a la promoción de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, de manera que al menos el 29,4 % del consumo bruto de electricidad del 2010 fuese cubierto con fuentes de energía renovable, la cual actualmente ha sido modificada y derogada por la Directiva 2009/28/CE del parlamento europeo y del consejo del 23 de abril del 2009.

El denominado déficit tarifario originado por la insuficiencia de la tarifa regulada para cubrir los costos de las actividades eléctricas reguladas y evidenciado por la diferencia presentada entre: 1) la recaudación a tarifa regulada (fijada por la administración y que pagan los consumidores por sus suministros regulados) y a la tarifa de acceso destinada a cubrir los costos de transmisión, distribución, pago por renovables y demás cargos regulados, como consecuencia de la actividad del mercado liberalizado (usuarios que a fin de obtener suministro acuden al mercado de producción o establecen contratos físicos bilaterales) y 2) los costos reales asociados a dichas tarifas reguladas, se vio

incrementado de manera sustancial por el importante crecimiento que experimentó la generación renovable a partir del Real Decreto 661/2007, lo cual ha venido poniendo en riesgo no solo la situación financiera de las empresas de generación sino la sostenibilidad del propio sistema. Dicha situación originó que se tuviera que publicar diversas normas con la finalidad de reducir dicho déficit, ya sea a través de la reducción del pago por renovables así como con otro tipo de medidas.

Al respecto es importante mencionar que una parte de la recaudación obtenida por la aplicación de la tarifa de acceso se utiliza 1) para completar el monto que percibe la generación renovable en el mercado de producción a fin de que obtenga la tarifa renovable regulada o 2) para que la instalación renovable perciba la prima renovable, dependiendo cada cual de la modalidad económica elegida por el generador renovable; de allí la importancia de que la tarifa de acceso sea fijada realísimamente. En tal sentido seguidamente se pasa a describir los cambios regulatorios que se han ido sucediendo con la finalidad de reducir el referido déficit tarifario.

4.2.2. Regulación de las instalaciones fotovoltaicas - Real Decreto 1578/2008

La elevada tarifa regulada que estableció la regulación española mediante el Real Decreto 661/2007 para las energías solares fotovoltaicas ocasionó que a pocos meses de promulgado dicho Real Decreto se alcanzaran los 371 MW de potencia objetivo que se había propuesto dicha norma recién para el año 2010. La rápida velocidad de crecimiento que experimentó la generación renovable fotovoltaica llevó a que se tuviera que dictar una normativa específica para este tipo de tecnología, que considerase una reducción del valor de la tarifa y nuevos objetivos de potencia instalada, por tal motivo se promulgó el Real Decreto 1578/2008 del 26 de setiembre del 2008, aplicable a las instalaciones fotovoltaicas que contaran desde el 30 de setiembre de dicho año con inscripción definitiva en el Registro Administrativo de instalaciones de producción en régimen especial. Los acontecimientos que antecedieron el real Decreto 1578/2008 fueron tales que en agosto del 2007 ya se había superado el 85% del objetivo de potencia instalada fotovoltaica que se había trazado para el año 2010, en mayo del 2008 alcanzó 1,000 MW. En la figura 4.2 se muestra la evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica publicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Se estableció un objetivo anual de potencia que evolucionara acorde con las mejoras tecnológicas, en vez de tener que utilizar una potencia total acumulada para fijar los límites de mercado de esta tecnología, asimismo se estableció un nuevo régimen económico que fuese capaz de estimular la evolución tecnológica y la competitividad de las instalaciones fotovoltaicas a mediano plazo, por ello con la finalidad de evitar una remuneración excesiva que repercutiera de manera significativa en los costos del sistema

y que desincentivase la investigación y el desarrollo de esta tecnología, a través de este Real Decreto se buscó racionalizar la retribución, modificándose el régimen económico hacia la baja.

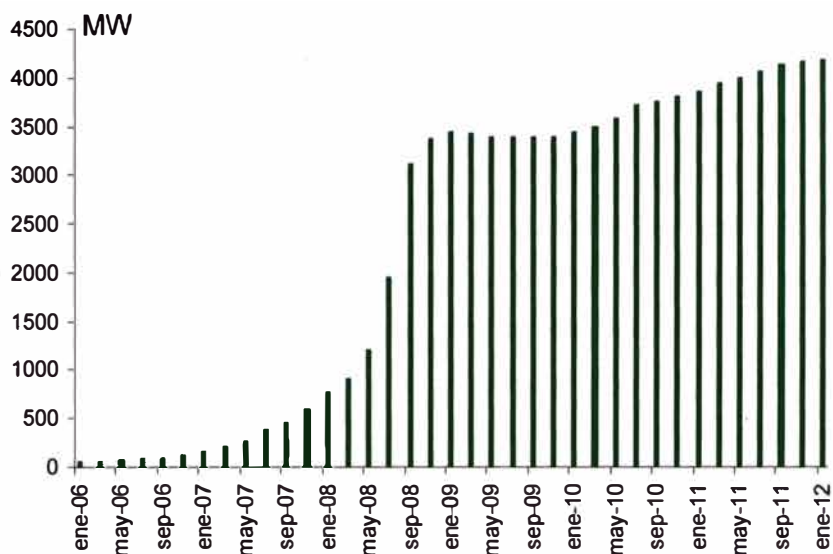


Fig. 4.2 Evolución de la Potencia Instalada Solar Fotovoltaica

En tal sentido, buscando garantizar un mercado mínimo para el desarrollo de la energía fotovoltaica y poder contar con un mecanismo que asegure su continuidad, se estableció un mecanismo de asignación de retribución mediante la inscripción en un Registro de Pre Asignación de Retribución que brindase la seguridad jurídica necesaria a los promotores respecto de la retribución que obtendría la instalación una vez puesta en funcionamiento. También se estableció una nueva definición de potencia con la finalidad de obtener una mayor precisión en la determinación de la potencia de cada instalación fotovoltaica, con el fin de racionalizar la implantación de grandes instalaciones en suelos pertenecientes a múltiples titulares de manera que se evite la parcelación de una instalación en varias de menor tamaño para obtener mayor remuneración.

Las instalaciones solares fotovoltaicas pertenecientes al sub grupo b.1.1 según el Real Decreto 661/2007, fueron divididas en dos tipos:

Tipo I: conformadas por instalaciones con potencias iguales o inferiores a 20 kW denominadas tipo I.1 y por instalaciones con potencia superior a 20 kW denominadas tipo I.2. Las instalaciones tipo I están dedicadas a uso residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario, siempre que en su interior exista un punto de suministro o suministros que compartan instalaciones de enlace cuya suma de potencia contratada sea de al menos un 25 % de la potencia nominal de las instalaciones fotovoltaicas durante los primeros veinticinco años contados desde la puesta en marcha de la instalación de producción, y Tipo II: conformadas por aquellas instalaciones no

incluidas en la clasificación Tipo I.

Como se mencionó, con la finalidad de poder efectuar un adecuado seguimiento de los proyectos fotovoltaicos, se estableció la creación de una sub-sección en la sección segunda del Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica establecida por la Ley 54/1997, denominada Registro de Pre Asignación de Retribución, debiendo registrarse previamente los proyectos ante la convocatoria de inscripción en dicho registro para tener derecho a una retribución. Se estableció que en cada convocatoria de inscripción en el Registro de Pre Asignación se establecen cupos de potencia según el tipo o sub tipo, conformados por potencias base y si fuese necesario por potencias adicionales incorporadas de una convocatoria anterior cuando no se haya cubierto algunos o todos los cupos de potencia, no debiendo superar las potencias máximas de los proyectos inscritos en el referido Registro de Pre Asignación los 2 MW o 10 MW según correspondan a instalaciones del tipo I o tipo II respectivamente.

Se estableció el pago de un aval para participar en el procedimiento de preasignación, el cual corresponde a 20 €/kW para las instalaciones tipo I.1 y I.2 hasta 100 kW (instalaciones de pequeña potencia), 50 €/kW para el resto de instalaciones de tipo I.2 y 500 €/kW para el resto de instalaciones fotovoltaicas. En los casos en que la instalación cuenta con inscripción definitiva en el Registro Administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, no se exige la presentación de aval, asimismo si una instalación fotovoltaica está exenta de presentar aval para el acceso a la red de distribución, (excepción que corresponde para instalaciones menores a 10 kW) o no realiza el depósito del aval para garantizar su inscripción en el Registro de Pre Asignación por un monto suficiente, deberá depositar ante la Caja General de Depósitos un aval por el monto necesario.

Asimismo, antes de realizarse una solicitud de acceso a una red de distribución o de transporte el titular de una instalación fotovoltaica debe presentar también un aval, tal como se procede con el resto de instalaciones de régimen especial, en el caso de acceso de una instalación fotovoltaica a la red de transporte se requiere un aval de 500 €/kW, en el caso de acceso a la red de distribución el aval corresponde a 20 €/kW si la instalación es menor a 100 kW y 500 €/kW si la instalación es mayor o igual a los 100 kW.

Las instalaciones inscritas en el Registro de Pre Asignación disponen de un plazo de dieciséis meses a partir del momento en que se publican los resultados para ser inscritas con carácter definitivo en el Registro Administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, lo que de ser incumplido involucra la cancelación de la inscripción en el Registro de Pre Asignación de Retribución, salvo que la Dirección General de Política Energética y Minas considere que dicho incumplimiento ha sido debido a situaciones

ajenas a la responsabilidad del titular del proyecto. La cancelación de la inscripción del proyecto en el Registro de Pre Asignación por incumplimiento origina la ejecución del aval que se exige presentar.

Las potencias base establecidas para las dos convocatorias del año 2009 (primer año de aplicación de la nueva normativa), fueron 267 MW para el tipo I (10% para el sub tipo I.1 y 90% para el sub tipo I.2) y 133 MW para el tipo II. El Real Decreto 1578-2008 establece que deben llevarse a cabo 04 convocatorias anuales, una cada tres meses.

Las tarifas reguladas de la primera convocatoria se muestran en la Tabla N° 4.1, a las instalaciones que contaban con inscripción definitiva antes de la primera convocatoria del 2009 se les aplicaba la tarifa fijada por el Real Decreto 661/2007, la cual era aproximadamente 100 €/MWh mayor.

Tabla N° 4.1 Tarifas reguladas para primera convocatoria solar fotovoltaica

Tipo		Tarifa regulada (€/MWh)
Tipo I	Sub Tipo I.1	340.0
	Sub Tipo I.2	320.0
Tipo II		320.0

A partir de la segunda convocatoria las tarifas reguladas se han determinado siguiendo el siguiente procedimiento:

- Si la potencia pre-registrada en la convocatoria n-1 es mayor o igual al 75% del cupo de potencia de dicha convocatoria, la tarifa de las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n es:

$$T_n = T_{n-1} [(1-A) \times (P_o - P) / (0.25 \times P_o) + A] \quad (4.1)$$

- Si la potencia pre-registrada en la convocatoria n-1 es menor al 75% del cupo de potencia de dicha convocatoria, la tarifa de las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n es igual a T_{n-1}

Donde:

P : Potencia pre-registrada en la convocatoria n-1

P_o : Cupo de potencia para la convocatoria n-1

T_{n-1} : Tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n-1.

T_n : Tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n.

A : Factor $0.91/m$, siendo m el número de convocatorias anuales.

La normativa establece que si durante dos convocatorias consecutivas no se alcanza el 50% del cupo de potencia para un determinado tipo sub tipo, se puede incrementar la

tarifa en la convocatoria siguiente en el mismo porcentaje que se reduciría si se cubriera el cupo, siendo necesario, que durante dos convocatorias adicionales no se vuelva a alcanzar el 50% del cupo para realizar un nuevo incremento. La tarifa regulada fijada se mantiene durante un plazo máximo de 25 años contado desde la fecha de puesta en operación o de la inscripción en el Registro de Pre Asignación de Retribución de la instalación dependiendo de cual sea la más última.

Con relación a las consideraciones técnicas y de calidad de las instalaciones, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio puede establecer los requisitos técnicos y de calidad de las instalaciones fotovoltaicas que contribuyan a la seguridad de suministro. Una exigencia considerada, es la obligación de soportar huecos de tensión, la cual es aplicable tanto a los proyectos que se instalaron en aplicación del Real Decreto 661/2007 como a los que se han inscrito a partir del 30 de setiembre del 2008 en el Registro de Pre Asignación de retribución en cumplimiento del Real Decreto 1578/2008, siendo esta exigencia necesaria para el cobro de la retribución que le corresponda.

Aun cuando desde fines de enero del 2012 se encuentra suspendido temporalmente los procesos de promoción de generación de régimen especial entre ellos el de las renovables, el Real Decreto 1578/2008 establecía que durante el año 2012, dependiendo de la evolución tecnológica y del mercado, así como del funcionamiento del régimen retributivo, se podía modificar la retribución de la generación solar fotovoltaica.

4.2.3. Real Decreto Ley 6/2009

Entre las normativas emitidas con la finalidad de reducir dicho déficit tarifario se encuentra el Real Decreto Ley 6/2009 del 30 de abril del 2009, mediante el cual se abordaron diversos puntos para lograr esta reducción, estando una de ellas relacionada a la generación en régimen especial dentro de la cual se encuentra la generación renovable, estas medidas fueron necesarias debido a la incidencia que venía originando el sistema retributivo de las instalaciones en régimen especial sobre el déficit tarifario, como consecuencia del crecimiento que venía experimentando estas tecnologías, que ponía en riesgo tanto la sostenibilidad económica, debido al incremento de la tarifa eléctrica, como la sostenibilidad técnica. Las medidas consideradas por el Real Decreto Ley 6/2009 estuvieron orientadas a conseguir cuotas de potencia por tipo de tecnología a un costo razonable para el consumidor, considerándose asimismo el efecto que el adelanto tecnológico debería tener en la reducción de los costos, a fin de hacerla más competitiva con la generación convencional. La regulación vigente hasta aquel momento no había establecido mecanismos que permitieran efectuar una planificación de las instalaciones de este tipo, la normativa había fijado un esquema remunerativo y los agentes optaban según su conveniencia por cualquiera de las dos modalidades

establecidas (tarifa regulada o prima), tampoco consideraba una planificación del monto ni de la distribución en el tiempo de las primas y por tanto del impacto que significaba en los costos del sistema tarifario. Esta situación buscó ser revertida mediante la creación de un Registro de Pre Asignación de Retribución para todas las modalidades de generación en Régimen Especial, similar al caso de la generación fotovoltaica que ocho meses atrás se había establecido. Dicha medida permitiría conocer en los plazos previstos por la Ley, no sólo las instalaciones que estaban proyectadas, sino las que cumplían las condiciones para ejecutarse y acceder al sistema eléctrico con todos los requisitos legales y reglamentarios, así como el volumen de potencia asociado a dichas instalaciones y el impacto en los costos de la tarifa eléctrica a lo largo del tiempo. La inscripción en el Registro de Pre Asignación de Retribución se constituyó así en una condición necesaria para tener derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, llevándose a cabo la asignación de dicho régimen económico en forma cronológica, empezando por los proyectos con las fechas más antiguas hasta que sea cubierto el objetivo de potencia previsto para cada grupo y subgrupo, siendo la cobertura de potencia por exceso, es decir, la última solicitud aceptada corresponde a aquella que si no se considera ocasionaría que no se cubra el cupo de potencia previsto. Las instalaciones inscritas en el Registro de Pre Asignación de Retribución tenían un plazo máximo de 36 meses a partir de haber sido notificada su inscripción para ser inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, con cargo a ser revocado el derecho económico otorgado de no efectuarse la inscripción en el referido Registro Administrativo.

Otras de las medidas contempladas por dicho Real Decreto para reducir el déficit fueron:

- 1) Establecer que hasta el 01 de enero de 2013, las tarifas de acceso deberían reconocer de forma expresa los déficit de ingresos que se estime puedan producirse en las liquidaciones de las actividades reguladas en el sector eléctrico. Asimismo, si como resultado de las liquidaciones de estas actividades reguladas en cada período, resultara un déficit de ingresos superior a los previstos, dicho déficit se reconocería de forma expresa en las disposiciones de aprobación de las tarifas de acceso del período siguiente. Se estableció que para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, el déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico no debía superar los 3.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, 2.000 millones de euros y 1.000 millones de euros respectivamente. Los déficits de las liquidaciones del sistema eléctrico generarían derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por tarifas de acceso en los años sucesivos hasta su satisfacción. Para la financiación de dichos déficits, los derechos de cobro correspondientes podrían

ser cedidos a un fondo de titulización que se constituiría a estos efectos y se denominaría Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico; asimismo se estableció que a partir del 01 de enero del 2013 los peajes de acceso deberían ser suficientes para satisfacer la totalidad de los costos de las actividades reguladas sin que tenga que existir déficit ex-ante.

2) Establecer un bono social a modo de apoyo para los consumidores más vulnerables a fin de que la eliminación del déficit de tarifa no los afecte.

3) Liberar a la tarifa eléctrica del costo que representa financiar las actividades del Plan General de Residuos Radioactivos, asignándose dichos costos a los titulares de las centrales nucleares.

4) Establecer un procedimiento claro y eficaz de adjudicación de aquellos gasoductos que son prioritarios para la seguridad de suministro de gas, permitiendo la ejecución en plazo de dichas instalaciones esenciales para el sistema.

4.2.4. Acuerdo del Consejo de Ministros del 13 de noviembre del 2009

La descripción de la evolución regulatoria de régimen especial no debe dejar de mencionar la Resolución del 19 de noviembre del 2009 de la Secretaría de Estado de Energía, mediante la cual se publicó el Acuerdo del Consejo de Ministros del 13 de noviembre que estableció la ordenación de los proyectos e instalaciones que se habían presentado al procedimiento de Pre Asignación de Retribución, previsto por el Real Decreto-Ley 6/2009, el cual ordenó la entrada en funcionamiento de nuevos proyectos renovables inscritos en dicho registro tomando en cuenta los objetivos de potencia que se habían establecido para el año 2010, entre ellos los de tecnología solar termoeléctrica y eólica (el ritmo de implantación de las instalaciones de la tecnología solar fotovoltaica es determinado por el Real Decreto 1578/2008), los cuales no podrían comenzar su producción utilizando la red de la empresa de distribución o de transmisión, ya sea en régimen de explotación comercial o en pruebas antes de las siguientes fechas y siguiendo el siguiente ritmo de implantación:

- Fase 1: Hasta el 31 de diciembre de 2010 un máximo de 850 MW solar termoeléctrico y 3,719 MW eólicos.
- Fase 2: Desde el 01 de enero al 31 de diciembre de 2011 un máximo de 1,350 MW solar termoeléctrico y 5,419 MW eólicos.
- Fase 3: Desde el 01 de enero al 31 de diciembre de 2012 un máximo de 1,850 MW solar termoeléctrico y resto de potencia inscrita eólica.
- Fase 4: Desde el 01 de enero de 2013 el resto de potencia inscrita solar termoeléctrica.

Al amparo del Real Decreto-ley 6/2009 los interesados habían presentado 104 solicitudes

de tecnología solar termoeléctrica por una potencia total de 4.499 MW, 536 solicitudes de tecnología eólica por una potencia de 13.462 MW, 17 de tecnología hidráulica por una potencia de 69 MW y 13 de aprovechamiento de biomasa por una potencia de 161 MW. La potencia asociada a las instalaciones inscritas con carácter definitivo en el Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial antes de la entrada en vigencia del Real Decreto Ley 6/2009 era 81 MW de tecnología solar termoeléctrica y 16,436 MW de eólica. En la figura 4.3 y figura 4.4 se muestra la evolución de la potencia instalada eólica y solar termoeléctrica respectivamente.

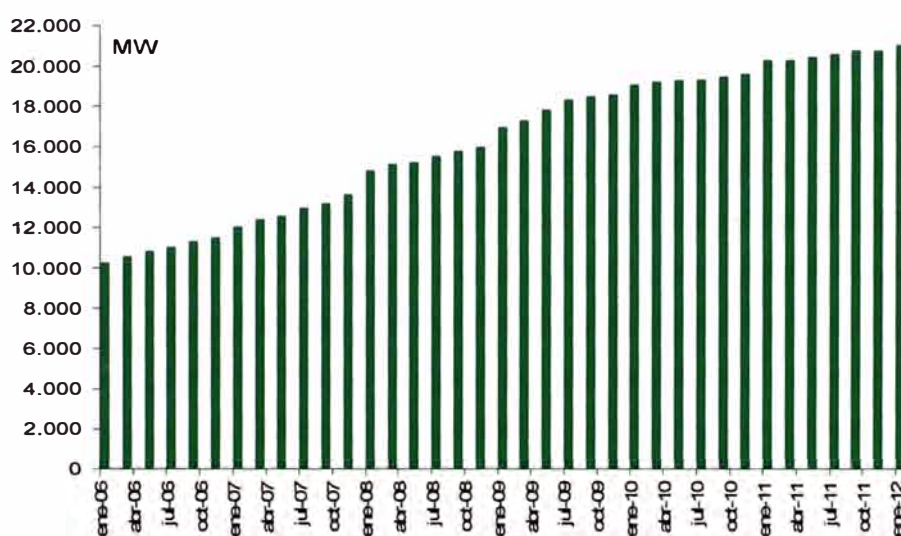


Fig. 4.3 Evolución de la Potencia Instalada Eólica

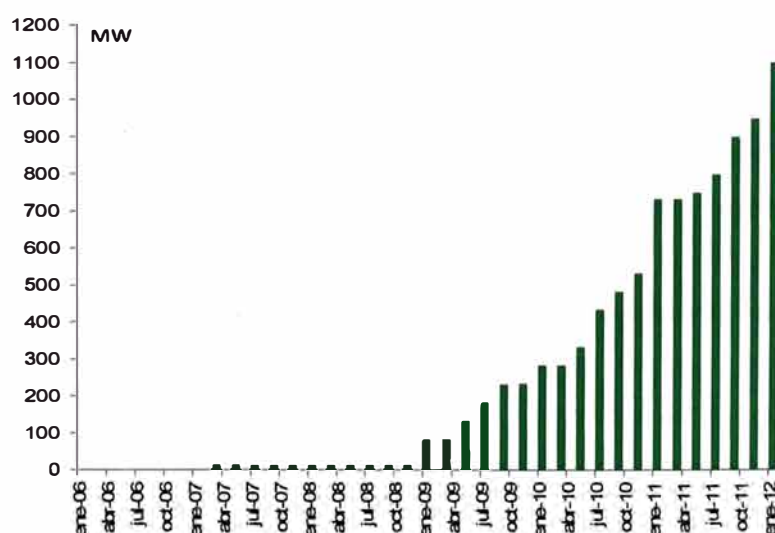


Fig. 4.4 Evolución de la Potencia Instalada Solar Termoeléctrica

4.2.5. Real Decreto 1565/2010

Este Real Decreto publicado el 19 de noviembre del 2010, se ha constituido también en un hito importante en la evolución regulatoria de la generación renovable, modificó tres

Reales Decretos anteriores: El Real Decreto 661/2007, por el que se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial, el Real Decreto 1110/2007 por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y el Real Decreto 1578/2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica. El objetivo de este Real Decreto fue reducir costos, especialmente los de la energía fotovoltaica, mejorar la integración técnica de las instalaciones de fuentes renovables y de cogeneración, y simplificar y agilizar los procedimientos administrativos de aplicación.

Uno de los cambios efectuados al Real Decreto 661/2007 consistió en establecer con mayor precisión las consideraciones de sustitución que debían cumplir las instalaciones de régimen especial, entre las que se encuentran las renovables, para ser consideradas como modificación sustancial de una instalación pre-existente para fines de remuneración. En el caso de las eólicas se estableció que sería considerada modificación sustancial de una instalación pre-existente la sustitución de al menos el generador y las palas, siempre que las turbinas resultantes fueran más eficientes y la potencia unitaria (potencia de un aerogenerador) mayor o igual que la anterior; para el resto de tecnologías renovables distintas a la eólica se estableció que sería considerada modificación sustancial de una instalación pre-existente las sustituciones de los equipos principales que establezca el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, además para que la modificación de una instalación sea considerada como sustancial necesariamente los equipos principales a instalar deben ser nuevos y sin uso previo. Estas consideraciones de sustitución que debían cumplir las instalaciones de régimen especial han sido derogadas posteriormente por el Real Decreto Ley 1/2012 del 27 de enero de 2012.

Otras medidas consideradas por dicho Real Decreto fueron: 1) la eliminación del derecho de las instalaciones solares fotovoltaicas de percibir la prima equivalente después de los 25 años de vida útil, denominándose prima equivalente, el ingreso que obtiene la generación de régimen especial que opta por la venta de la energía a tarifa renovable regulada, calculada como la diferencia de la valorización de la energía neta producida a la tarifa regulada menos los ingresos que percibidos en el mercado de producción. 2) La reducción de la tarifa fotovoltaica en un 5% para las instalaciones de techo pequeño, 25% para las instalaciones de techo mediano y 45% para las instalaciones de suelo, para la primera convocatoria de preasignación que se efectuó a partir de la entrada en vigencia de este Real Decreto (la cuarta del año 2010), no debiéndose considerar dicha reducción de la tarifa en el cálculo de los cupos de potencia del año siguiente conforme a la metodología del Real Decreto 1578/2008. 3) La obligación de adscripción de la generación de régimen especial a un centro de control de generación y, en los casos que

corresponda, efectuar el envío de telemidas al operador del sistema, condición necesaria para poder percibir la tarifa regulada o prima, el incumplimiento de esta exigencia ocasionaría que aquellos que han optado por percibir la tarifa renovable regulada, perciban únicamente el precio del mercado.

4.2.6. Real Decreto 1614/2010

Si bien los objetivos de potencia instalada propuestos para el 2010 fueron alcanzados e incluso superados, era necesario resolver algunas ineficiencias que se habían presentado en las tecnologías eólica y solar termoeléctrica como consecuencia de la aplicación del Real Decreto Ley 6/2009, en tal sentido con la finalidad de resolver esta problemática se publicó el 07 de diciembre de 2010 el Real Decreto 1614/2010. El gobierno español estimó que mediante estas medidas se lograría un ahorro de 1,100 millones de euros hasta el 2013 y supondría un refuerzo a la estabilidad de la regulación de estas tecnologías a futuro, garantizándose el pago de las primas y tarifas establecidas por el Real Decreto 661/2007 a partir del 2013.

Una de las medidas adoptada por este Real Decreto fue la limitación de las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima equivalente o prima; determinándose el número de horas equivalentes de funcionamiento como el cociente entre la producción neta anual (kWh) y la potencia nominal de la instalación (kW). Al respecto se estableció que las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica y eólica tendrían el derecho a percibir una prima equivalente o una prima durante el año hasta que alcanzaran un tiempo de operación anual igual a un número de horas equivalentes de referencia, tomando como punto de inicio las 00 horas del 1 de enero de cada año. El ministerio de industria manifestó que con la aplicación de un límite a las horas con derecho a primas se garantizaba que la producción renovable por encima de lo esperado revierta en beneficio de los consumidores.

En la Tabla N° 4.2 se muestran las horas equivalentes de referencia establecidas para las instalaciones solares termoeléctricas en función de su tecnología:

En cuanto a las instalaciones eólicas en tierra el número de horas equivalentes de referencia sería 2,589 horas/año, siempre que la media de horas de funcionamiento anual de la totalidad de las instalaciones eólicas en tierra supere las 2.350 horas/año, lo cual de no suceder no implicaría limitación por número de horas equivalentes de referencia.

Asimismo mediante esta norma se dispuso para las instalaciones eólicas y aquellas de potencia superior a 50 MW vinculadas al régimen especial, una disminución del 35% de la prima de referencia hasta el 31 de diciembre del 2012, excluyéndolas también de la indexación que establece la normativa; sin embargo a partir del primero de enero de 2013 estas instalaciones volverían a percibir los valores actualizados de las primas sin

reducción.

Tabla N° 4.2 Horas equivalentes de referencia de Solares Termoeléctricas

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Cilindro parabólico sin almacenamiento	2,855
Cilindro parabólico con almacenamiento de 9 h	4,000
Cilindro parabólico con almacenamiento de 7 h	3,950
Cilindro parabólico con almacenamiento de 4 h	3,450
Torre vapor saturado	2,750
Torre sales con almacenamiento de 15 h	6,450
Fresnel	2,450
Stirling	2,350

En cuanto a la generación solar termoeléctrica se dispuso que durante su primer año de operación deberían vender su energía obligatoriamente bajo la modalidad de tarifa renovable regulada, es decir no tendrían la posibilidad de elegir la modalidad que considera recibir una prima. Asimismo también se acordó un retraso hasta el 2013 para el ingreso en operación de los proyectos termosolares presentados al pre-registro creado por el Real Decreto-Ley 6/2009, significando un ahorro para el sistema al diferirse dicho costo.

4.2.7. Real Decreto Ley 14/2010

No obstante el objetivo planteado por el Real Decreto Ley 6/2009 de reducir el déficit tarifario del sistema eléctrico, posteriormente se presentaron una serie de situaciones que afectaron las previsiones efectuadas sobre dicho déficit, ocasionando que los límites máximos establecidos por el Real Decreto Ley 6/2009 fuesen ampliamente superados, al respecto como consecuencia de la crisis económica en España se experimentó una reducción de la demanda y por el lado de la oferta un mayor costo de producción debido al incremento del precio de los combustibles fósiles y a las condiciones climatológicas que ocasionaron un incremento de la producción de energía renovable; esta situación tuvo efectos distintos en la generación tradicional como en la generación renovable, la generación tradicional experimentó una reducción de las horas de funcionamiento y por ende de sus ingresos debido a la disminución del precio mayorista, mientras que en el caso de las renovables, estas incrementaron su producción dado que el marco regulatorio les aseguraba una tarifa regulada o una prima, además de otorgarles prioridad en el

despacho.

En tal sentido surgió la necesidad de corregir dicho déficit tarifario, en primer lugar debía corregirse el desajuste del monto estimado para el 2010, diferencia que debería ser considerada en la fijación de la tarifa de acceso aplicable a partir del 2011 con el consiguiente efecto en los usuarios finales residenciales e industriales en una época en que ya venían siendo afectados por la crisis económica, lo que motivó que se dictara con carácter de urgencia el Real Decreto Ley 14/2010 de fecha 23 de diciembre del 2010. Mediante este Real Decreto Ley se estableció que los desajustes temporales de las liquidaciones del sistema eléctrico que se produjeran en el año 2010, hasta el monto máximo de 2,500 millones de euros, tendrían la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para el 2010, generándose derechos de cobro que podrían ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, asimismo se elevaron los límites máximos de déficit establecidos por el Real Decreto Ley 6/2009 de 2,000 millones de euros a 3,000 millones en el 2011 y de 1,000 millones de euros a 1500 millones de euros en el 2012. Asimismo con la finalidad de aliviar el impacto futuro de esta medida sobre los consumidores se amplió el bono social que fue establecido por dicho Real Decreto Ley, cuyo incremento se aplicaría a partir del 01 de enero del 2014. Con relación a la tarifa de acceso, en la figura N° 4.5 se muestra la evolución de los costos por aplicación de la tarifa de acceso desde el año 2000 hasta el 2010, apreciándose el efecto que la generación de régimen especial ha tenido a partir del 2006, que es cuando se promovió con mayor énfasis este tipo de generación al dictarse el Real Decreto 661/2007. Dicho gráfico ha sido elaborado por Energía y Sociedad de España, según datos de la Comisión Nacional de Energía CNE y estimación 2010 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, Energía y Sociedad es un portal integrado en el Campus Iberdrola, dedicado a la divulgación e intercambio de información y contenidos relacionados con los mercados liberalizados de energía. Es importante indicar que las empresas de distribución no retienen los ingresos procedentes de la facturación de las tarifas de acceso, actúan únicamente como recaudadores del Sistema. Los ingresos obtenidos de estas tarifas son entregados a la CNE y pasan a formar parte de su sistema de liquidaciones de las actividades reguladas.

Debido a que las instalaciones de generación, especialmente las de régimen especial, entre ellas las renovables, han experimentado un crecimiento significativo que ha requerido un incremento de inversiones en redes de transporte y distribución para poder evacuar la energía producida por estas instalaciones, se vio por necesario y justificado que los generadores contribuyeran mediante el pago de peajes, en tal sentido tomando como referencia el marco regulatorio establecido por la normativa de la Unión Europea y

mientras se estableciera una metodología para su determinación, se fijó a partir del 01 de enero del 2011 un peaje de acceso a ser pagado por los generadores correspondiente a 0.5 €/ MWh.

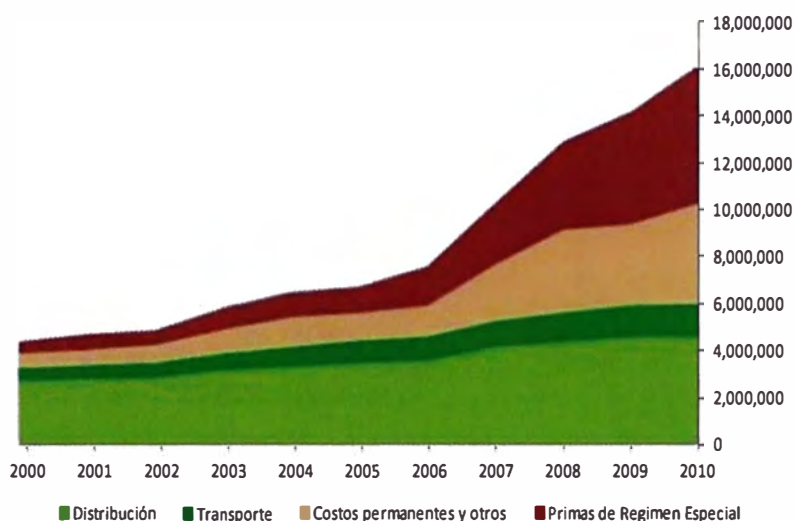


Fig. N° 4.5 Costos de la tarifa de acceso

Con relación a las instalaciones fotovoltaicas, las cuales habían experimentado un importante crecimiento, con la finalidad de preservar su retribución dada la incidencia que significaba este tipo de tecnología en los desvíos de las previsiones de generación y por ende en el déficit tarifario, independientemente de su régimen retributivo, se establecieron límites de horas equivalentes de funcionamiento para este tipo de instalaciones, sean instalaciones acogidas al régimen del Real Decreto 661/2007 o de los Reales Decretos 1578/2008 o 1565/2010. Al respecto se estableció que dichos límites dependen del tipo de tecnología fotovoltaica y de la zona solar climática donde se ubiquen, determinándose el número de horas equivalentes de funcionamiento como el cociente entre la producción neta anual en kWh y la potencia nominal de la instalación en kW, en la Tabla N° 4.3 se muestran dichas horas equivalentes de referencia anuales según la zona y tipo de tecnología.

Tabla N° 4.3 Horas equivalentes de referencia de Solares Fotovoltaicas

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija	1,232	1,362	1,492	1,632	1,753
Instalación con seguimiento a 1 eje	1,602	1,770	1,940	2,122	2,279
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1,664	1,838	2,015	2,204	2,367

No obstante lo indicado, también se estableció una medida transitoria hasta el 31 de diciembre del 2013 para aquellas instalaciones que venían operando en aplicación del Real Decreto 661/2007, estableciéndose horas equivalentes de referencia anuales no

diferenciadas por zonas, en la Tabla N° 4.4 se muestran dichas horas equivalentes de referencia anuales.

Tabla N° 4.4 Horas equivalentes de referencia de Solares Fotovoltaicas R.D 661/2007

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Instalación fija	1,250
Instalación con seguimiento a 1 eje	1,644
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1,707

Asimismo también mediante este Real Decreto Ley se amplió el plazo de la generación fotovoltaica con derecho a prima de 25 años a 28 años.

4.2.8. Real Decreto Ley 1/2012

Debido a que resultaron insuficientes las diversas medidas adoptadas y que se estaba poniendo en riesgo el objetivo de que no se presente déficit tarifario a partir del año 2013, además que el objetivo de potencia renovable para el 2020, establecido en el Plan de Energías Renovables 2010-2020, tiene un holgado margen al disponerse de una capacidad instalada suficiente para cubrir la demanda prevista para los próximos años, que hace que no sea necesario tener que gestionar en el corto plazo el ingreso de futuros proyectos renovables, y ante la complicada situación económica, el gobierno español decidió temporalmente, no continuar otorgando incentivos a las energías de régimen especial, al menos hasta desaparecer el déficit tarifario, el 28 de enero de 2012 se publicó el Real Decreto Ley 1/2012 mediante el cual se suspendió “de forma temporal” los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, así como los procedimientos de preasignación de retribución.

No obstante la prima es en la práctica una ayuda económica, proveniente de la factura eléctrica pagada por el consumidor, para vender la energía producida de forma más competitiva, y dado que el objetivo del gobierno español es apoyar el desarrollo de las renovables por sus ventajas para el medio ambiente y la economía española, el gobierno español tuvo que aprobar este Real Decreto Ley por dos motivos principales: la crisis económica (incluido el descenso del consumo eléctrico) y la necesidad de contener el déficit de tarifa que amenaza la sostenibilidad del sistema eléctrico. El déficit de tarifa al finalizar 2011 alcanzaba 24,000 millones de euros, de los cuales 3,800 millones corresponden al último año.

Aquellas instalaciones que a la fecha de la entrada en vigencia de este real Decreto Ley no han resultado inscritas en el Registro de Pre Asignación de Retribución, sean instalaciones solares fotovoltaicas (Real Decreto 1578/2008) u otras tecnologías de

régimen especial (Real Decreto Ley 6/2009), su posibilidad de inscripción quedó suspendida, debido también a la suspensión del procedimiento de inscripción en el Registro de Pre Asignación de Retribución. Asimismo se suprimió la aplicación del complemento económico por eficiencia y energía reactiva establecido por Real Decreto 661/2007 para las instalaciones de régimen especial.

4.3. Marco normativo vigente de la generación renovable en España

4.3.1. Clasificación de la generación renovable

Las instalaciones de Régimen Especial según las energías primarias utilizadas, las tecnologías de producción empleadas y los rendimientos energéticos obtenidos se clasifican en tres categorías y cada categoría en grupos y estos en sub grupos, perteneciendo la generación basada en renovables a la categoría b, la cogeneración a la categoría a y la basada en residuos a la categoría c.

En la Tabla N° 4.5 se muestra la clasificación de las instalaciones renovables según la energía primaria o el combustible utilizado. Se considera como combustible principal aquel combustible que corresponde como mínimo al 90% de la energía primaria utilizada, medida con el poder calorífico inferior a excepción de la energía solar térmica.

Tabla N° 4.5 Clasificación de las instalaciones renovables

Grupo	Energía primaria o combustible principal	Sub Grupo	Energía primaria o combustible principal
b.1	Energía Solar	b.1.1	Energía solar foto voltaica
		b.1.2	Energía solar térmica
b.2	Energía Eólica	b.2.1	Energía eólica ubicada en tierra
		b.2.2	Energía eólica ubicada en el mar
b.3	Energía geotérmica, de las olas, de las mareas, de las rocas calientes y secas, océano-térmica, de las corrientes marinas.		
b.4	Hidroeléctricas $P \leq 10$ MW.		
b.5	Hidroeléctricas $10 \text{ MW} < P \leq 50$ MW		
b.6	Biomasa	b.6.1	Biomasa procedente de cultivos energéticos
		b.6.2	Biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías

		b.6.3	Biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas
b.7	Biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogas procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas o ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados	b.7.1	Biogas de vertederos
		b.7.2	Biogas generado en digestores empleando algunos de los siguientes residuos: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos, residuos ganaderos, agrícolas y otros para los cuales se aplique el proceso de digestión anaerobia.
		b.7.3	Estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos.
b.8	Biomasa procedente de instalaciones industriales	b.8.1	Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola
		b.8.2	Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal
		b.8.3	Licores negros de la industria papelera

4.3.2. Régimen económico

• Mecanismos de Retribución

La regulación española establece dos posibilidades a ser elegidas por los titulares de generación renovable para la venta total o parcial de su producción neta (energía bruta generada por la planta menos los consumos propios del sistema de generación):

1. Ceder la electricidad al sistema percibiendo por ella una tarifa regulada correspondiente a una cantidad fija, única para todos los períodos de programación, determinada en función del grupo y sub grupo al que pertenece, de su potencia instalada y de su antigüedad desde la fecha de puesta en servicio.
2. Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica al precio que resulte en el mercado organizado o al libremente negociado por el titular o representante de la instalación, complementado por una Prima.

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercado diario y mercado de servicios complementarios, integrándose también en él los contratos bilaterales físicos y los mercados a plazo. Adicionalmente, existe un mercado de ajustes de programación de carácter intradiario, que se denomina mercado intradiario.

Para ciertos tipos de instalaciones renovables, se establece una prima variable que depende del precio del mercado de referencia, en este caso se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia. El precio del mercado de referencia corresponde al precio horario del mercado diario para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, así como para los contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, mientras que para el resto de casos el precio del mercado de referencia corresponde al precio que resulta de la aplicación del sistema de subastas por la que se regulan los contratos bilaterales firmados por las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa. La finalidad de establecer una prima variable es la de proteger al generador renovable cuando los ingresos derivados del precio del mercado son demasiados bajos o de eliminar la prima cuando el precio de mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costos.

La prima que se percibe cada hora se calcula de la siguiente forma:

1. Si la suma del precio del mercado de referencia más la prima de referencia esta comprendida entre el límite inferior y superior, el valor de la prima es la prima de referencia.
2. Si la suma del precio del mercado de referencia más la prima de referencia es inferior o igual al límite inferior, el valor de la prima es la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en dicha hora.
3. Si el precio del mercado de referencia está comprendido entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima es la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en dicha hora.
4. Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima en dicha hora es cero.

En la figura 4.6 se muestra la forma como se determina la prima horaria variable. La prima o prima de referencia así como los límites superior e inferior dependen de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de la potencia instalada y de la antigüedad desde la fecha de puesta en servicio de la instalación. En la Tabla N° 4.6 se muestran las tarifas reguladas, primas de referencia y límites superior e inferior de la generación renovable de acuerdo a la clasificación antes indicada. Las instalaciones de los grupos b4, b5, b6, b7 y b8 que opten por percibir una tarifa regulada renovable pueden acogerse de forma voluntaria a un esquema de discriminación horaria en dos periodos: punta y fuera de punta. La tarifa correspondiente a cada periodo se obtiene multiplicando la tarifa regulada (según el grupo, sub grupo, antigüedad y rango de

potencia) por un factor, para el periodo de punta dicho factor es 1.0462 y para el periodo fuera de punta 0.9670, debiendo estar acogidas a dicho régimen por lo menos por un año.

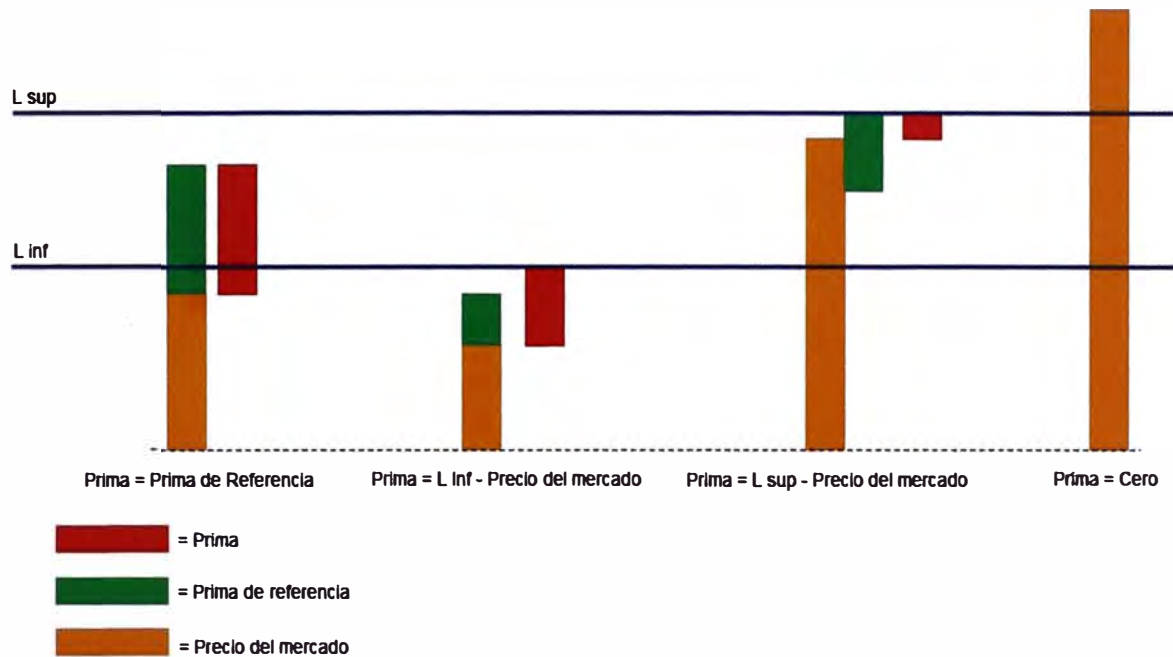


Fig. 4.6 Determinación de prima horaria variable

Tabla N° 4.6 Tarifas Reguladas y Primas de Referencia

Grupo	Sub Grupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada €/MWh	Prima de referencia €/MWh	Límite superior €/MWh	Límite inferior €/MWh
b.1	b.1.1	$P \leq 100 \text{ kW}$	Primeros 30 años	440.4			
		$100 \text{ kW} < P \leq 10 \text{ MW}$	Primeros 30 años	417.5			
		$10 \text{ kW} < P \leq 50 \text{ MW}$	Primeros 30 años	229.8			
	b.1.2		Primeros 25 años	269.4	254.0	344.0	254.0
	A partir de entonces	215.5	203.2				
b.2	b.2.1		Primeros 20 años	73.2	29.3	84.9	71.3
			A partir de entonces	61.2	0.0		
b.3			Primeros 20 años	69.0	38.4		
			A partir de entonces	65.1	30.6		
b.4			Primeros 20 años	78.0	25.0	85.2	65.2
			A partir de entonces	70.2	13.4		
b.5			Primeros	(*)	21.0	80.0	61.2

			20 años				
			A partir de entonces	(**)	13.4		
b.6	b.6.1	$P \leq 2 \text{ MW}$	Primeros 15 años	158.9	115.3	166.3	154.1
			A partir de entonces	117.9	0.0		
		$2 \text{ MW} < P$	Primeros 15 años	146.6	100.1	150.9	142.7
			A partir de entonces	123.5	0.0		
	b.6.2	$P \leq 2 \text{ MW}$	Primeros 15 años	125.7	82.1	133.1	120.9
			A partir de entonces	84.8	0.0		
		$2 \text{ MW} < P$	Primeros 15 años	107.5	61.9	111.9	103.8
			A partir de entonces	80.7	0.0		
	b.6.3	$P \leq 2 \text{ MW}$	Primeros 15 años	125.7	82.1	133.1	120.9
			A partir de entonces	84.6	0.0		
		$2 \text{ MW} < P$	Primeros 15 años	118.3	72.7	122.6	114.4
			A partir de entonces	80.7	0.0		
b.7	b.7.1		Primeros 15 años	79.9	37.8	89.6	74.4
			A partir de entonces	65.1	0.0		
	b.7.3	$P \leq 500 \text{ kW}$	Primeros 15 años	130.7	97.7	153.3	123.5
			A partir de entonces	65.1	0.0		
		$500 \text{ kW} < P$	Primeros 15 años	96.8	57.8	110.3	95.5
			A partir de entonces	65.1	0.0		
	b.7.3		Primeros 15 años	53.6	30.8	83.3	51.0
			A partir de entonces	53.6	0.0		
b.8	b.8.1	$P \leq 2 \text{ MW}$	Primeros 15 años	125.7	82.1	133.1	120.9
			A partir de entonces	84.8	0.0		
		$2 \text{ MW} \leq P$	Primeros 15 años	107.5	61.9	111.9	103.8
			A partir de entonces	80.7	0.1		
	b.8.2	$P \leq 2 \text{ MW}$	Primeros 15 años	92.8	49.2	100.2	87.9

			A partir de entonces	65.1	0.0		
		2 MW ≤ P	Primeros 15 años	65.1	19.5	69.4	61.2
			A partir de entonces	65.1	0.0		
	b.8.3	P ≤ 2 MW	Primeros 15 años	92.8	51.7	100.2	87.9
			A partir de entonces	65.1	0.0		
		2 MW ≤ P	Primeros 15 años	80.0	32.2	90.0	75.0
			A partir de entonces	65.1	0.0		

El monto de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para los primeros veinticinco años desde la puesta en marcha es: $6,60 + 1,20 \times [(50 P) / 40]$, donde P es la potencia de la instalación. El monto de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para el vigésimo sexto año y sucesivos desde la puesta en marcha es: $5,94 + 1,080 \times [(50 P) / 40]$, donde P es la potencia de la instalación.

Las dos opciones de venta de energía descritas pueden ser libremente elegidas por cada titular de generación según estimen conveniente por periodos no menores a un año, teniendo que ser comunicadas con una antelación mínima de un mes a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, debiendo esta última tomar nota de la opción elegida y de los cambios que se produzcan en la inscripción del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y comunicarlo a la Comisión Nacional de Energía (CNE) y a los operadores del Sistema y del Mercado para los efectos en la liquidación de la energía.

También es posible que el titular de generación renovable pueda vender parte de su energía a través de una línea directa bajo otras condiciones.

- **Actualización y revisión de las tarifas, primas y complementos**

Las tarifas, primas y complementos de la generación renovable (categoría b) se actualizarán anualmente hasta el 31 de diciembre del 2012 tomado como referencia el incremento del IPC menos 25 puntos básicos y a partir del 2013 tomado como referencia el incremento del IPC menos 50 puntos básicos. Las revisiones se deben llevar a cabo cada 04 años a partir del año 2010, tomando en cuenta los costos asociados a cada tecnología, el grado de participación de la energía renovable en la cobertura de la demanda y su importancia en la gestión técnica y económica del sistema eléctrico, garantizando una tasa razonable de rentabilidad. Las revisiones no afectan a las instalaciones cuya acta de puesta en servicio se otorga antes del segundo año posterior al año en que se efectúa la revisión.

- **Remuneración de Potencia**

Las unidades de generación renovable que tienen derecho a remunerar potencia son únicamente aquellas que optan por percibir la Prima como complemento del precio del mercado organizado o del que se tiene libremente pactado con terceros, la remuneración de potencia se rige bajo las mismas condiciones que las centrales de régimen ordinario.

- **Complementos o penalizaciones económicas**

Así como a las centrales de cogeneración se les considera el pago de un complemento por eficiencia cuando acreditan un determinado rendimiento eléctrico equivalente mayor a un mínimo, el régimen especial contempla también la aplicación de un complemento o de una penalización, según sea el caso, por la energía reactiva aportada o consumida por la instalación renovable, independientemente de la opción de venta que haya elegido, por mantener el factor de potencia en unos determinados valores. Este complemento corresponde a un porcentaje del valor de 82.95 €/MWh (valor establecido por el Real Decreto 1565/2010 el cual modificó el Real Decreto 661/2007 mediante el cual se había establecido dicho valor en 78.41€/MWh), dependiendo dicho porcentaje del factor de potencia con el que se entrega la energía. Al respecto se establece un rango de factor de potencia obligatorio de referencia entre 0.98 capacitivo y 0.98 inductivo.

Si no se cumple con el rango del factor de potencia obligatorio la instalación se hace acreedora a una penalización de 3%, si el factor de potencia se mantiene entre 0.995 inductivo y 0.995 capacitivo la instalación se hace acreedora a una bonificación de 4%.

Asimismo cuando las instalaciones renovables están conectadas a la red de distribución, la modificación del rango de factor de potencia aplicable a la misma debe tomar en cuenta las limitaciones que puede establecer el titular de la red de distribución por razones de seguridad de su red, en tal sentido dicho distribuidor podrá proponer al operador del sistema las instrucciones específicas que considere pertinentes. En la tabla N° 4.7 se muestran los porcentajes de bonificación o penalización indicados:

Tabla N° 4.7 Complementos/ Penalizaciones por compensación reactiva

Rango del Factor de Potencia	Bonificación por cumplimiento %	Penalización por incumplimiento %
Obligatorio	0.00	3.00
Entre 0.995 inductivo y 0.995 capacitivo	4.00	0.00

La regulación del factor de potencia se efectúa en el punto de conexión con el sistema. Asimismo, los titulares de las instalaciones que opten por vender su energía en el mercado percibiendo el precio de mercado más la prima complementaria y puedan

proveer el servicio de control de tensiones en la red de transporte, pueden renunciar al complemento de energía reactiva y participar del procedimiento de operación de control de tensión, percibiendo por dicho servicio la remuneración que la normativa establece para estos casos.

- **Liquidaciones Económicas**

La Comisión Nacional de Energía CNE efectúa las liquidaciones que corresponden a cada instalación renovable según la opción remunerativa elegida.

Para el caso de las que eligen la opción de percibir una tarifa regulada renovable, la liquidación se determina como la diferencia entre la valoración de la energía neta a tarifa regulada y los ingresos percibidos por el generador renovable en el mercado de producción, determinados por el operador del sistema y del mercado, considerándose además los ingresos o egresos que se obtienen por el cobro o pago de complementos o penalidades y el costo de los desvíos producidos por las variaciones entre el despacho real y el despacho estimado.

Asimismo la liquidación de las instalaciones que eligen percibir una Prima, se conforma por la prima y los complementos o penalidades que les corresponde percibir o asumir.

Los montos correspondientes a estas liquidaciones se obtiene de los fondos que son recaudados por los distribuidores y comercializadores de la demanda a través de la aplicación de la denominada tarifa de acceso, empleada no solamente para pagar las liquidaciones de la generación de régimen especial entre ellas las renovables, sino también para pagar los demás cargos regulados como por ejemplo el pago al distribuidor, y transmisor por el uso de sus redes, el pago al operador del sistema y del mercado entre otros.

4.3.3. Operación de la generación renovable en el mercado eléctrico español

Las instalaciones que eligen percibir por su generación renovable una tarifa regulada, realizan la venta de su energía directamente o través de un representante, mediante el sistema de ofertas que administra el operador del mercado, teniendo el operador del mercado la función de cuantificar y valorizar la producción de la instalación renovable al precio de equilibrio del mercado de producción que resulte de las ofertas de los agentes, así como también la valorización de los desvíos de energía que originen dichas instalaciones renovables y que deberán ser asumidos por este tipo de instalaciones, estando exentos del pago de estos desvíos las instalaciones que habiendo elegido percibir la tarifa regulada, están exoneradas de disponer equipos de medición horaria. Estas instalaciones realizan las ofertas de venta de su energía a precio cero en el mercado diario y en el mercado intradiario de acuerdo a las reglas vigentes.

Las ofertas de venta de energía de las instalaciones que no están obligadas a contar con

equipos de medición horaria, se realizan con la mejor prevision posible o mediante perfiles de producción horarios determinados como el producto de su potencia instalada por un factor de funcionamiento establecido en tablas para la tecnología hidráulica y fotovoltaica y en 0.85 salvo mejor previsión, para el resto de tecnologías.

Las instalaciones que eligen percibir por su generación renovable el precio del mercado organizado o el precio libremente negociado, más una prima, pueden vender su energía tanto en el mercado de ofertas, como a través de contratos bilaterales o mediante negociación a plazos, directamente o indirectamente a través de un representante.

El representante puede formar parte del mercado en el que se negocia la energía de su representado, si el representado pertenece al mercado diario de producción, no hace falta que su representante pertenezca también a dicho mercado. El representante podrá presentar las ofertas por una instalación o por una agrupación de instalaciones.

Las instalaciones que eligen percibir el precio del mercado organizado o el negociado libremente, más una prima, pueden participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste de carácter voluntario, tales como la regulación secundaria y terciaria de frecuencia (la regulación primaria de frecuencia es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido de forma explícita) así como el control de tensión de la red de transmisión, siendo el valor mínimo de potencia para participar en estos servicios 10 MW de forma individual o como oferta agregada, pudiendo participar todas las instalaciones del régimen especial con excepción de las no gestionables comprendidas por las solares, eólicas, geotérmicas, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas, calientes y secas, la océano-térmica y la de corrientes marinas.

En los casos en que la producción de generación de una instalación renovable varía con respecto a lo programado como consecuencia de algún servicio de ajuste del sistema, esta instalación percibe los ingresos y/o efectúa los pagos que se generan, obteniendo la prima y los complementos correspondientes a la energía generada.

4.3.4. Autorizaciones de construcción y explotación de instalaciones renovables

La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones renovables, al igual que el reconocimiento de poder acogerse a dicho régimen, corresponde a las comunidades autónomas, sin embargo cuando la comunidad autónoma donde está ubicada la instalación renovable no tiene dicha competencia, las instalaciones pertenecen a más de una comunidad autónoma o estas se encuentran en el mar, dicha función corresponde al Estado, representado por la Dirección General de Políticas Energéticas y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Asimismo a esta institución le corresponde también efectuar la inscripción de las

instalaciones renovables en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica y comunicarlo a la Comisión Nacional de Energía (CNE), al operador del sistema y al operador del mercado.

Para la obtención de la autorización de la instalación es requisito indispensable la obtención previa de los derechos de acceso y conexión a las redes de transmisión y/o distribución.

Se considera modificación sustancial cuando las nuevas inversiones superan el 50% de la inversión total, valorada con criterios de reposición. Sin embargo la posibilidad de que se efectúe una modificación sustancial solo es posible para aquellas instalaciones que han obtenido la autorización administrativa para la referida modificación sustancial antes de la inicio de la vigencia del Real Decreto Ley 1/2012 del 27 de enero del 2012, dado que dicho Real Decreto Ley ha derogado el marco normativo que establecía esta posibilidad.

4.3.5. Inscripción de instalaciones renovables en el Registro Administrativo

La inscripción en el Registro Administrativo mencionado se lleva a cabo con la finalidad de efectuar una adecuada gestión y control del apercibimiento de las tarifas reguladas, primas y complementos, a la vez de poder estar informados acerca de la potencia instalada, fechas de puesta en operación comercial, energía producida, energía cedida a la red, energía primaria utilizada; etc. El referido proceso de inscripción se lleva a cabo en dos etapas, una previa y una definitiva, siendo la inscripción previa cancelada si transcurridos tres meses desde que fuera notificada al interesado éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva, salvo que la autoridad competente considere que aun debe permanecer registrada.

Para la solicitud de inscripción previa se debe presentar al menos el acta de puesta en servicio provisional para pruebas, el contrato técnico con la empresa distribuidora o el contrato técnico de acceso a la red de transporte, la documentación acreditativa de los requisitos para la inclusión de una instalación en el régimen especial.

Para la solicitud de inscripción definitiva se deberá presentar un documento que especifique la opción de venta de la energía producida (apercibimiento de prima o de tarifa regulada), certificado que acredite el cumplimiento de lo dispuesto para los puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía, informe del operador del sistema o del gestor de la red de distribución que acredite el adecuado cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión y el cumplimiento de los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en los procedimientos de operación así como la pertenencia a un centro de control de generación; la solicitud de inscripción definitiva puede presentarse simultáneamente con la solicitud del acta de puesta en servicio de la

instalación. La inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica es requisito necesario para la aplicación del régimen económico establecido para este tipo de instalaciones, con efectos desde el primer día del mes siguiente a la fecha del acta de puesta en marcha definitiva de la instalación.

A partir del referido primer día se aplican los complementos y costos por los desvíos que se presentasen conforme a lo establecido en su régimen económico. Cuando la opción de venta corresponda a vender la electricidad al precio que resulte en el mercado organizado o al precio libremente negociado por el titular complementado por una prima, se aplicará desde el dicho primer día y hasta que se acceda al mercado la retribución resultante de aplicar la tarifa renovable regulada con sus complementos y costos de desvíos asociados. Asimismo, la energía producida durante el periodo de pruebas antes de la suscripción del acta de puesta en marcha definitiva y hasta antes del primer día del mes siguiente de la fecha de suscripción de dicha acta, será retribuida con un precio del mercado. El periodo de pruebas tiene que ser autorizado y su duración no puede superar los tres meses, siendo posible su ampliación por la autoridad competente solo en los casos en que la causa del atraso sea por causas ajenas al titular de la instalación.

4.3.6. Sistema de información para la gestión de energías renovables

La Comisión Nacional de Energía CNE cuenta con un sistema de información al que se puede acceder mediante su página web y a través del cual se puede determinar en cada momento y para cada tipo de tecnología la potencia total con inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, así como el grado de cumplimiento de los objetivos de potencia por tipo de tecnología (grupo o sub-grupo), su evolución mensual y el plazo estimado para el cumplimiento de dichos objetivos.

4.3.7. Derechos y obligaciones de los generadores renovables

Los generadores renovables, tienen derecho a:

- Conectar sus grupos generadores a las redes del distribuidor o del transmisor y transferir a través de estas al sistema eléctrico su producción neta o energía vendida, siempre que sea técnicamente posible.
- Prioridad en el acceso y conexión a la red eléctrica.
- Percibir por la venta de la energía producida neta los ingresos económicos que establece la regulación (tarifa regulada renovable o prima), para lo cual las instalaciones deben contar con inscripción definitiva en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica de la Dirección General de Política Energética y Minas, siempre y cuando no se supere la fecha límite en que se alcanza el 85% del objetivo de potencia de un

determinado grupo o sub grupo de generación renovable. Si la inscripción se realiza con posterioridad a la fecha límite indicada, el generador renovable percibe: 1) una remuneración equivalente al precio del mercado si eligió la opción de tarifa regulada renovable o 2) el precio que resulte en el mercado organizado o el libremente pactado por el titular complementado por los complementos del mercado que le sean de aplicación si eligió la opción de prima.

- Vender toda o parte de su producción neta a través de líneas directas, en cuyo caso no se percibe la tarifa regulada renovable ni la prima complementaria, siendo las condiciones económicas establecidas por acuerdo de partes.

Los generadores renovables, tienen las siguientes obligaciones:

- Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas de forma de no alterar el normal funcionamiento del sistema.
- Estar inscritas en el registro administrativo de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Las instalaciones con potencias superiores a 10 MW (individuales o agrupadas) deben estar adscritas a un centro de control de generación que lo represente ante el operador del sistema. Dicha adscripción es condición necesaria para el apercibimiento de la tarifa regulada renovable o prima, si la opción de venta es a tarifa regulada renovable, no estar adscrita implica percibir el precio del mercado, en vez de la tarifa regulada. Los costos de instalación y mantenimiento de los centros de control, incluyendo el de las líneas de comunicación con el operador del sistema, son asumidos por los generadores renovables adscritos a dichos centros de control. Se define como agrupación al conjunto de instalaciones que se conectan en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o disponen de línea o transformador de evacuación común.
- Las instalaciones de generación eólica y las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW están obligadas a cumplir con lo dispuesto en el procedimiento de operación "Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas"(mediante el Real Decreto 1565/2010 se incluyó la generación solar fotovoltaica), esta obligación es condición necesaria para la percepción de la tarifa regulada renovable o prima. Si la opción de venta elegida es la venta a tarifa regulada renovable, el incumplimiento de esta obligación implica la percepción del precio del mercado, en lugar de la tarifa.

4.3.8. Condiciones de acceso y conexión a la red

El acceso y conexión de las instalaciones renovables a la red se encuentra regido por los criterios establecidos en el Real Decreto 1955/2000 del 01 de diciembre del 2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y

procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

La evaluación de la capacidad de acceso y el establecimiento de los posibles refuerzos debe considerar criterios de seguridad, funcionamiento y planes de desarrollo de la red. Cuando no se disponga de capacidad suficiente para cumplir las condiciones de funcionamiento y seguridad de la red, el operador del sistema y el transmisor o distribuidor podrá denegar la solicitud de acceso. Esta denegación debe quedar suficientemente justificada y contener propuestas alternativas de acceso en otro punto de conexión o de realización de refuerzos necesarios en la red para eliminar la restricción de acceso si ello fuera posible. En los casos en que existen limitaciones físicas o técnicas para la conexión en un determinado punto del sistema, ante la concurrencia de diversos generadores para celebrar el Contrato Técnico de Acceso, los generadores renovables tienen prioridad ante los demás tipos de instalaciones. Los gastos de las instalaciones necesarias para la conexión deben ser asumidos por los titulares de las instalaciones renovables. En el caso de que el titular de la instalación renovable no acepte la propuesta que plantee el concesionario de distribución ante la solicitud de un punto de acceso y conexión, dicho titular podrá solicitar al órgano competente su accionar para la solución de la discrepancia

En relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción en régimen especial o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red, la potencia total de una instalación renovable o de un conjunto de ellas, conectadas a una línea no debe superar el 50 % de la capacidad de la línea en el punto de conexión o el 50 % de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.

En los casos de instalaciones individuales o agrupadas con potencias superiores a 10 MW que vayan a ser conectadas a la red del distribuidor, y habiendo sido aceptada dicha conexión por el distribuidor, es el distribuidor quien debe solicitar al operador del sistema la aceptación de dicha conexión, debiéndose cumplir las consideraciones que se establecen para normar el acceso y conexión a una red de transmisión. Asimismo el distribuidor debe mantener informado al operador del sistema acerca del desarrollo de los procesos de acceso y conexión que tenga en curso.

Para tensionar las instalaciones de generación y conectarlas a la red, se requiere un informe de verificación de las condiciones técnicas de conexión de parte del operador del sistema o del distribuidor, que acredite el cumplimiento de los requisitos para la puesta en servicio de la instalación. El cumplimiento de dicho requerimiento debe ser acreditado por la Comisión Nacional de la Energía o por el órgano competente según sea el caso. Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de la instalación o del conjunto

de instalaciones que compartan un punto de conexión a la red, no debe exceder el 5% de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.

Para evitar que por apertura de algún interruptor del transmisor o distribuidor el generador renovable pueda quedar operando en isla, se debe instalar un sistema de teledisparo automático o algún otro medio que desconecte la central o centrales generadoras a fin de evitar posibles daños o sobre las cargas, dicho requerimiento debe quedar explícito en el contrato que celebran el generador y la empresa titular de la red para el punto de conexión.

- **Contratación con las empresas de transmisión y/o distribución**

La Dirección General de Política Energética establece un contrato modelo el cual debe ser suscrito entre el titular de la instalación de generación renovable y la empresa distribuidora, a través de dicho contrato se establecen las condiciones técnicas que deben regir a ambos. La empresa distribuidora está obligada a suscribir el referido contrato aunque no se produzca generación neta en la instalación. Si la conexión de la generación renovable se realiza en las instalaciones de transmisión deberá suscribirse un contrato técnico de acceso a la red de transporte, conforme lo establece la normativa.

4.4. Investigación y desarrollo en energías renovables

La mayoría de países europeos han desarrollado programas de financiamiento en apoyo de las energías renovables y España no es la excepción, más aun cuando es uno de los países pioneros en el desarrollo de la generación de electricidad con fuentes renovables. Entre las instituciones que destacan para el fomento de la investigación en renovables, tenemos:

4.4.1. El CIEMAT

Es un organismo público cuyas iniciales significan Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, está adscrito a la secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación del Ministerio de Economía y Competitividad tiene como finalidad generar conocimiento y tecnología tanto en el campo de las energías convencionales como renovables, desarrolla programas de investigación y desarrollo especialmente en energía termosolar que es una de las áreas en la que destaca y se ha constituido como referente internacional, aunque también se dedica a la tecnología solar fotovoltaicas, biomasa y eólica.

El CIEMAT está diversificado tecnológica y geográficamente, para atender las necesidades de Investigación y Desarrollo (I+D) en España. El entorno de colaboración del CIEMAT se extiende desde las Universidades hasta el propio sector empresarial y está enmarcado dentro del Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica.

4.4.2. EI PROFIT

Consiste en un Programa de Fomento de la Investigación Técnica, el cual está orientado a diversas líneas de acción siendo una de ellas el Profit Energía cuyos objetivo es propiciar la investigación en energías convencionales con criterios medioambientales y de eficiencia y calidad, así como facilitar los medios científicos y tecnológicos que permitan incrementar la contribución de las energías renovables y las tecnologías energéticas emergentes de forma eficiente y competitiva. El Profit es un programa a cargo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

4.4.3. IDAE

El IDAE es el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, es una Entidad Pública Empresarial, adscrita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a través de la Secretaría de Estado de Energía, de quien depende orgánicamente. La consecución de los objetivos que marcan la planificación referida al ahorro y a la eficiencia energética, y a las energías renovables constituye el marco estratégico de su actividad, lleva a cabo acciones de difusión, asesoramiento técnico, desarrollo y financiación de proyectos de innovación tecnológica.

4.4.4. CENER

El CENER es el Centro Nacional de Energías Renovables, es un centro tecnológico especializado en la investigación aplicada, el desarrollo y fomento de las energías renovables. Cuenta con una alta cualificación y un reconocido prestigio nacional e internacional. Se trata de una Fundación que inició su actividad en 2002, y cuenta con el auspicio del Ministerio de Industria, el Ministerio de Ciencia e Innovación, Ciemat, y el Gobierno de Navarra. Actualmente presta servicios y realiza trabajos de investigación en 6 áreas en el campo de las energías renovables las cuales son: Energía Eólica, Energía Solar Térmica, Energía Solar Fotovoltaica, Energía de la Biomasa, Energética Edificatoria e Integración en Red de Energías Renovables.

CENER está dotado de una infraestructura tecnológica de última generación, con los más modernos laboratorios e instalaciones a nivel europeo. En el caso del Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores, localizado en Sangüesa (Navarra), se trata de una infraestructura única en el mundo.

Cuenta con profesionales altamente calificados que lo convierten en un centro referente dentro y fuera de España. Presta sus servicios profesionales a un nutrido grupo de instituciones, empresas vinculadas de una u otra forma con el negocio energético y gobiernos autonómicos españoles, europeos y latinoamericanos. Actualmente existe un convenio de cooperación para fomentar el desarrollo de las energías renovables y permitir la realización de eventos, intercambios y estudios conjuntos que promuevan el

uso eficiente de la energía firmado entre el CENER y el Regulador Peruano Osinergmin.

4.5. Criterios técnicos para la conexión de instalaciones renovables

4.5.1. Continuidad de suministro frente a huecos de tensión

La normativa establece que los titulares de las instalaciones eólicas o solares fotovoltaicas con potencias superiores a 2 MW, deben adoptar todas las medidas necesarias para que sus instalaciones se mantengan conectadas al sistema eléctrico sin sufrir desconexiones por causa de huecos de tensión asociados a la existencia de cortocircuitos correctamente despejados que puedan presentarse en el sistema. Se considera hueco de tensión a una disminución brusca de la tensión por debajo del 85% de la tensión nominal seguida de su restablecimiento después de un corto lapso de tiempo comprendido entre 10 ms y 1 minuto

Mediante el Real Decreto 661/2007 se estableció el pago de un complemento económico de 3.8 € /MWh a las instalaciones eólicas que antes del 01 de enero del 2008 hayan contado con inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones en régimen especial y dispusieran del equipamiento técnico necesario que les permitiera mantener la continuidad del suministro ante huecos de tensión. Dicha compensación está vigente hasta el 31 de diciembre del 2013 y es percibido únicamente por aquellas instalaciones eólicas que han acreditado a través de un certificado de una empresa autorizada, poseer las condiciones técnicas para responder a dicha exigencia.

4.6. Evolución de la generación renovable en España

En los últimos años la generación de electricidad con fuentes de generación renovables, ha experimentado un importante crecimiento en España, tal es así que en el año 2010 la generación renovable (hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica y biomasa) representó el 33.0 % de la producción (del 33% el 20.1% correspondió a generación renovable de régimen especial y 12.9% a generación renovable de régimen ordinario (generación hidráulica)), perteneciendo 12.9% a generación hidráulica de régimen ordinario (generación con potencia mayor o igual a 50 MW). La producción de energía eólica siguió creciendo en el año 2010, produciéndose 43,784 GWh equivalente al 14.6 %, representando la tercera tecnología, después de los ciclos combinados (21.5%) y la nuclear (20.6%), la generación eólica paso de representar el 3.4% de la demanda en el 2001 al 15.7% en el 2010. Con los 820 MW eólicos instalados en el 2010 se alcanzó 19,701 MW eólicos instalados, consecuente con el Plan de Energías Renovables 2005-2010 que establecía como meta de potencia eólica 20,155 MW.

Según el Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España 2010, la producción de energía eólica en España evitó importar cerca de 8.9 millones de toneladas equivalentes de petróleo, significando un ahorro de 1,616 millones de euros en

importaciones de combustibles fósiles; asimismo la generación eólica supuso evitar la emisión de 22.8 millones de toneladas de CO₂, que evaluados en términos económicos representaron un ahorro de 329.8 millones de euros en derechos de emisiones.

En cuanto a los otros tipos de tecnologías renovables estos también han experimentado un relativo crecimiento, la producción de energía solar fotovoltaica pasó de 1.62 GWh producidos en el 2001 (0.001% de la demanda) a 6,495 GWh producidos en el 2010 (2.3% de la demanda), la producción de energía solar termoeléctrica pasó de 7.6 GWh producidos recién en el 2007 (0.003% de la demanda) a 691 GWh producidos en el 2010 (0.25 % de la demanda), la producción de energía biomasa pasó de 708 GWh producidos en el 2001 (0.33 % de la demanda) a 2,703 GWh producidos en el 2010 (1.0 % de la demanda).

CAPITULO V

EXPERIENCIA Y MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN CHILE.

5.1. Antecedentes.

En el caso chileno la seguridad de suministro de electricidad en los últimos años se ha constituido en un tema de agenda de los diversos gobiernos, ello como consecuencia de las distintas circunstancias que se han venido presentando, como ha sido el corte del envío de gas que efectuaba Argentina a Chile iniciado en el 2004, los años de escases hidrológica que se han tenido, el incremento de los precios de los combustibles fósiles como el carbón y el petróleo y el hasta hoy retrasado proyecto de Hidroaysen por asuntos de carácter medioambiental. En tal sentido la necesidad de contar con un suministro de electricidad que garantice de forma segura el abastecimiento de la creciente demanda eléctrica que ha venido experimentando Chile y que tenga en cuenta la protección del medio ambiente, ha originado que se ponga una especial atención en incrementar la participación de la generación renovable, en especial de la generación renovable no convencional, en la matriz energética chilena.

En el año 1982, con la promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), el gobierno chileno sentó las bases para el funcionamiento del actual sistema eléctrico, aun cuando el marco regulatorio asociado se ha perfeccionado a través de los años, se ha manteniendo el esquema original, basado en la operación a mínimo costo.

Las acciones desarrolladas por Chile últimamente en el campo de las energías renovables han estado enmarcadas dentro de los objetivos que han sido trazados en su política energética, como son el promover un desarrollo energético eficiente que contribuya a la seguridad de suministro, sustentable ambientalmente y con acceso a la energía para todos. En línea con dichos objetivos se han llevado algunas acciones como han sido la promulgación de leyes, estímulos a la inversión para su materialización y la instauración de un debate sobre la importancia de las energías renovables en la diversificación de la matriz energética, dada la importante dependencia de combustibles fósiles que posee su parque generador, aun cuando posee una relativa presencia de generación hidráulica. En tal sentido la regulación del mercado eléctrico chileno se ha ido perfeccionando con la finalidad de incentivar la presencia de la generación renovable

como componente de su matriz energética.

Las medidas emprendidas por el Estado Chileno para la eliminación de las barreras que han limitado el desarrollo de los proyectos renovables, ha buscado tener un rol fundamental en el desarrollo del mercado relacionado con dichos proyectos, actuando sobre dos principales líneas de acción: 1) el perfeccionamiento del marco regulatorio del mercado eléctrico en el sentido de que las reglas del mercado eléctrico tomen en cuenta las particularidades de las energías renovables y 2) la implementación de instrumentos de apoyo directo a iniciativas de inversión en energías renovables que permitan desarrollar y materializar una importante cartera de proyectos renovables.

Si bien el perfeccionamiento del marco regulatorio no ha concluido todavía, un hito importante para las energías renovables ha sido la Ley N° 20257, Ley para el desarrollo de las Energías Renovables no Convencionales promulgada en abril de 2008.

Según la Comisión Nacional de Energía de Chile durante el año 2010 en los principales sistemas eléctricos chilenos SIC y SING la generación hidráulica fue la que tuvo mayor presencia (37%), luego el carbón (30%) seguido del gas natural (19%), el petróleo participó con 12% y las energías renovables con convencionales conformado por eólicas y biomasa constituyeron el 2%, como se aprecia a pesar de los cambios normativos efectuados, la presencia de la energía renovable no convencional en la matriz energética chilena todavía es mínima y está lejos de alcanzar al año 2020 un 20%, que es la meta que el actual presidente Sebastian Piñera se planteó como objetivo de su política energética durante la campaña presidencial.

5.2. Evolución del marco normativo de la generación renovable en Chile

El Marco Regulatorio del mercado eléctrico chileno ha experimentado diversos cambios desde que en 1982 se promulgara la Ley General de Servicios Eléctricos, algunos de los cuales han estado dirigidos a incentivar las inversiones de generación de electricidad con recursos renovables no convencionales.

Al respecto, a través de la Ley N° 19940, denominada Ley Corta I, promulgada el 13 de marzo del 2004, se otorgó a los pequeños generadores con capacidad instalada inferior a 9 MW, que por lo general corresponde a proyectos basados en Energías Renovables no Convencionales (ERNC), el derecho de conexión a las redes de distribución, posibilitando así la producción de energía en base a este tipo de tecnologías. Asimismo, mediante esta Ley se estableció que las centrales de ERNC dependiendo de su capacidad de generación, podían ser exceptuadas total o parcialmente (las unidades con potencias menores a 9 MW son exceptuadas totalmente, mientras que las unidades entre 9MW y menores a 20 MW son exceptuadas proporcionalmente a su capacidad instalada en dicho rango) del pago de peajes por el uso que estas instalaciones hacen de los sistemas de

transmisión troncal. El sistema de transmisión troncal se encuentra definido en el artículo 74° del Decreto con Fuerza de Ley 4 promulgado en mayo del 2006, mediante el cual se fija un texto coordinado del Decreto con Fuerza de Ley 1, Ley General de Servicios Eléctricos de 1982.

Con la Ley N° 20018, denominada Ley Corta II, promulgada el 09 de mayo del 2005, además de reformularse la regulación de las transacciones entre generadores y distribuidoras para el suministro regulado de electricidad, al establecerse un mecanismo de subastas de suministro con precio tope fijado por la CNE, se estableció la posibilidad de que los generadores basados en ERNC tuvieran el derecho de suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% total de la demanda destinada a clientes regulados, al precio promedio de los contratos para el suministro regulado. Esta posibilidad incluida por la Ley N° 20018, fue suprimida mediante la Ley N° 20257 que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación con fuentes de ERNC.

Asimismo mediante el Decreto 244, promulgado el 02 de setiembre del 2005 se aprobó el reglamento para medios de generación no convencionales (MGNC), pequeños medios de generación no distribuidos (PMG) y pequeños medios de generación distribuidos (PMGD), entre las consideraciones de este decreto, se encuentra el derecho que disponen dichos medios de generación para vender la energía que inyectan al sistema a costo marginal y sus excedentes de potencia (potencia inyectada por un medio de generación a un sistema interconectado o a las instalaciones de una distribuidora, medida en su punto de conexión) al precio de barra de potencia, así como la excepción que disponen los MGNC del pago total o parcial de peajes por el uso de los sistemas de transmisión, el referido decreto también establece los procedimientos para la determinación de los precios cuando los medios de generación señalados se conectan directamente a las instalaciones indicadas, así como también los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema eléctrico no superan los 9 MW, así mismo se precisa la forma en la que se realiza el despacho y la coordinación de estos medios de generación por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

Los MGNC son medios de generación cuya fuente es no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema son inferiores a 20 MW. La categoría de MGNC, no es excluyente con la PMG y PMGD. Los PMG y PMGD son medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrados al sistema son menores o iguales a 9 MW, los PMG corresponden a los conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, mientras que los PMGD corresponden a los conectados a

instalaciones de una empresa distribuidora que utiliza bienes nacionales de uso público. Sin embargo la norma que explícitamente ha buscado incentivar la generación de electricidad con Recursos Energéticos Renovables ha sido la Ley N° 20257, “Ley que Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energía Renovables no Convencionales”, la cual entró en vigencia el 01 de abril de 2008 y entre otras consideraciones, estableció como obligación de las empresas de generación que efectúen compras (retiros) en el mercado de corto plazo para comercializarla con distribuidoras o usuarios finales sujetos o no a regulación de precios, el hecho de tener que respaldar un porcentaje de dichas compras mediante generación renovable no convencional. La adecuación de esta Ley ha sido llevada a cabo mediante la Resolución Exenta N° 1278 publicada el 01 de diciembre de 2009.

Como puede observarse, si bien actualmente existe en Chile un esquema regulatorio para la promoción de la generación de electricidad con recursos renovables, el cual ciertamente es distinto al de Perú y España, actualmente se viene promoviendo una reforma de dicho marco regulatorio. Si bien el actual presidente del gobierno chileno Sebastián Piñera manifestó durante su campaña electoral que uno de los objetivos de su gobierno sería lograr que la generación renovables representara el 20% de la producción eléctrica de su país en el año 2020, el Ministro de Energía de Chile ha manifestado que si bien dicha meta se mantiene, es necesario que esta se logre promoviendo la competitividad de estas tecnologías a través de un esfuerzo por reducir sus costos de desarrollo en vez de tener que imponer dicho porcentaje objetivo mediante una Ley, utilizando incluso mecanismos regulatorios que pudieran incidir en los consumidores incrementándoles el costo de la energía, como es en los esquemas en donde dichos sobre costo es trasladado a la demanda; como es en Perú y España por ejemplo. No obstante ello, actualmente se encuentra en discusión un proyecto de Ley denominado Proyecto de Ley 20/20, debido a que plantea que al 1 de enero del año 2020, una cantidad de energía equivalente al 20% de las inyecciones de cada uno de los sistemas eléctricos chilenos debería provenir de medios de generación basados en energías renovables no convencionales. A fines de enero del 2012 dicha iniciativa ha sido aprobada por la cámara de senadores del Parlamento Chileno y actualmente se encuentra en discusión en la comisión de minería y energía de la cámara de diputados.

Al respecto, dicha iniciativa plantea:

- Un incremento del porcentaje de la demanda contratada por los generadores que tiene que ser acreditada con generación renovable, se propone que dicho porcentaje meta que con la regulación vigente debería ser 10% en el año 2024 pase a ser de 20%

en el año 2020.

- Que la acreditación de la demanda contratada en cada sistema debería realizarse con al menos el 50% de la producción renovable de dicho sistema.
- El hecho de pagar una penalidad por no cumplir con el requerimiento de garantizar la energía contratada por los generadores con producción renovable, no les exime de tener que acreditarla el siguiente año.
- Propone un mecanismo de subastas renovables no convencionales bianuales, cuya energía podría ser utilizada para efectuar la acreditación de la demanda contratada con producción renovable, con plazos de vigencia a 12 años, debiéndose explicitar en las bases de la subasta el requerimiento de generación renovable. El precio de energía que percibirían los proyectos adjudicados serían los presentados por cada participante en su propuesta.
- Es las bases de la subasta se establecería un precio máximo igual al costo medio de desarrollo de largo plazo de generación de un proyecto de expansión eficiente del sistema cuyo valor actual neto debería ser cero, el cual sería establecido en el informe técnico de precio de barra y podría incrementarse en hasta un 10% adicional.
- Los planes de expansión de generación deberán contemplar proyectos de generación renovable no convencional.
- Asimismo se propone que a partir del año 2020 todos contratos que estén vigentes en aquel momento deberán estar afectos de la obligación de respaldar el 20% de su demanda contratada con generación renovable, y no solamente los contratos que se suscriban a partir de entonces, como fue el criterio que se utilizó cuando se aprobó la Ley N° 20257 que estableció la obligación de esta acreditación.

5.3. Marco normativo de la generación renovable en Chile

5.3.1. Medios de generación renovables no convencionales

La generación considerada como renovable no convencional por la normativa chilena es aquella cuya fuente de energía primaria es:

- Energía hidráulica cuya potencia máxima es inferior a 20 MW. El concepto de potencia máxima corresponde a la suma de las potencias máximas brutas de las unidades de generación que constituyen el medio de generación, informadas a la Dirección de Peajes del respectivo CDEC.
- Energía geotérmica, entendida como aquella que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- Energía solar obtenida de la radiación solar.
- Energía eólica correspondiente a la energía cinética del viento.
- Energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida

por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

- Energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos.
- Otros tipos de energías determinados fundamentalmente por la comisión nacional de energía, que contribuyan a generar electricidad, a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y que causen un bajo impacto ambiental.

5.3.2. Exención del pago de peajes

Los titulares de las instalaciones de generación renovable no convencionales conectadas al sistema eléctrico y cuyos excedentes de potencia son inferiores a 20 MW están exceptuados total o parcialmente del pago de peajes por el uso de las redes troncales de transmisión; en el caso de excedentes de potencia menores o iguales a 9MW la exoneración es total, mientras que en el caso de instalaciones con excedentes de potencia superiores a 9 MW e inferiores a 20 MW se paga un peaje proporcional a 11 MW respecto del exceso sobre 9 MW, es decir:

$$PNC1 = Pbase \times FP \quad (5.1)$$

Siendo $FP = ([EPNC] - 9) / 11$, si $EPNC < 9$ MW $\rightarrow FP = 0$

Donde:

PNC1 : Peaje del medio de generación no convencional considerando la exención.

Pbase : Peaje que correspondería pagar al medio de generación no convencional conforme a la normas de peajes sin considerar exención.

FP : Factor proporcional asociado al medio de generación no convencional.

EPNC : Excedente de potencia suministrada al sistema por el medio de generación no convencional, siendo EPNC máx < 20 MW.

Sin embargo, la exención de peajes tiene un tope para su aplicación, el cual se alcanza cuando la capacidad instalada exenta de peaje (CEP) supera el 5% de la capacidad instalada del sistema (CIT). En este caso, el valor del peaje aplicable a los Medios de Generación No Convencionales (PNCT) corresponde a la suma de los términos PNC1 y PNC2. Correspondiendo el primero al peaje considerando la exención mencionada inicialmente ($PNC1 = Pbase \times FP$) y el segundo (PNC2) correspondiente a la diferencia entre el peaje básico (Pbase) y el peaje con la exención mencionada (PNC1) multiplicado por un factor proporcional único igual al cociente entre el señalado excedente por sobre el 5% de la capacidad instalada ($CEP - 5\% CIT$) y la capacidad conjunta exceptuada de peajes (CEP); es decir:

$$PNCt = Pbase \times FP + (Pbase - PNC1) \times (CEP-5\% CIT) / CEP \quad (5.2)$$

Los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago como consecuencia de estas consideraciones son asumidos por las empresas generadoras en proporción a sus inyecciones correspondientes a otros tipos de tecnología.

Se entiende por “medio de generación” al conjunto de unidades de generación pertenecientes a un mismo titular, que utiliza el mismo recurso energético y que se conecta al sistema eléctrico a través de un punto de conexión en común. Asimismo, se entiende por unidad de generación al equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios, sin elementos en común con otros equipos generadores, se considera que existen elementos en común cuando la falla de algún elemento de una unidad generadora implica la salida de servicio de otra unidad.

5.3.3. Respaldo de retiros con generación renovable no convencional

Con relación al hecho de que un porcentaje de los retiros (compras en el mercado de corto plazo) de las empresas generadoras para sus clientes libres y regulados deben contar con el respaldo de generación basada en ERNC, la Ley N° 20257 estableció que inicialmente dicha acreditación de generación renovable debe corresponder al 5% de sus retiros durante los años comprendidos entre el 2010 y 2014, hasta alcanzar en el año 2024 un 10% a través de incrementos anuales de 0.5% desde el año 2015, el incumplimiento de dicha exigencia acarrea una sanción, al respecto la empresa que no acredita dicho cumplimiento hasta el 01 de marzo del año siguiente, debe efectuar el pago de 0.4 UTM o 32.5 US\$ por cada MWh de déficit respecto a su obligación, en los casos en que se incurre nuevamente en incumplimiento dentro de los 03 años siguientes, se tiene que pagar 0.6 UTM por cada MWh de déficit. Una UTM es la Unidad Tributaria Mensual, correspondiente 39,412 pesos chilenos, equivalente a 81.3 US\$ al mes de marzo 2012, según el Banco Central de Chile.

El monto recaudado por el cobro de estas penalidades se reparte entre los clientes finales (incluidos los clientes de las distribuidoras), proporcionalmente a la energía consumida durante el año en que se lleva a cabo el incumplimiento, siempre y cuando dichos suministros cumplan con la acreditación requerida. La Dirección de peajes del CDEC debe efectuar el cálculo y disponer tanto el pago de lo recaudado debido a la penalidad así como de las transferencias de dinero que se presentan entre estas empresas. La superintendencia de electricidad y combustible (SEC) tiene la facultad de fiscalizar el cumplimiento de esta obligación.

La acreditación del cumplimiento de la referida obligación se puede efectuar también con inyecciones de ERNC del año inmediatamente anterior, siempre y cuando estas no hayan sido consideradas para acreditaciones en dicho año. Asimismo, cualquier generador que

garantice con su generación renovable un mayor porcentaje de retiros al establecido, puede traspasar sus excedentes de generación a otras empresas, debiendo informar a la Dirección de Peajes del CDEC dicho convenio de traspaso para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda. El referido traspaso puede darse entre empresas de distintos sistemas eléctricos.

De otro lado, cualquier empresa eléctrica que no pueda garantizar con producción renovable el porcentaje establecido de retiros, puede postergar hasta en un año la acreditación del 50% que le corresponde al término del año, siempre que lo comunique antes del 01 de marzo del año siguiente.

Las Direcciones de Peajes de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) de los sistemas eléctricos mayores a 200 MW, como es el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y del Sistema Interconectado Central (SIC), deben estar coordinados y llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable de cada empresa eléctrica y de toda la información que permite acreditar el cumplimiento de las obligaciones y aplicación de las disposiciones establecidas.

Las controversias que se presentan como consecuencia de las liquidaciones económicas que efectúa la Dirección de Peajes del CDEC son resueltas por el panel de expertos. El Panel de Expertos es un órgano colegiado autónomo creado en el año 2004 por la Ley N° 19.940, su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento, está integrado por profesionales de amplia trayectoria. Los integrantes son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia por periodos de seis años y se renueva en forma parcial cada tres años.

Aun cuando las centrales hidráulicas con potencias mayores a 20 MW no son consideradas renovables no convencionales, para los fines de la acreditación indicada son tomadas en cuenta, siempre que su potencia máxima sea igual o inferior 40 MW, en tal sentido para el caso de las centrales hidráulicas con potencias mayores a 20 MW y menores a 40 MW, la potencia considerada para dicha acreditación es la potencia máxima de la respectiva central multiplicada por un factor de corrección "FP" que disminuye linealmente desde casi uno para una potencia cercana a 20 MW hasta casi cero cuando se aproxima a 40 MW, dicho factor se expresa a través de la siguiente formula:

$$FP = 1 - [(PM - 20) / 20] \quad (5.3)$$

Siendo: PM la potencia máxima de la central hidroeléctrica respectiva, expresada en MW.

Es importante mencionar que los cambios introducidos por la Ley N° 20257 crean una demanda por energía renovable dentro del sector eléctrico, introduciéndose nuevos intercambios económicos entre las empresas a nivel del mercado mayorista.

La acreditación de la generación renovable también puede llevarse a cabo a través de centrales que habiendo tenido su primera sincronización antes de enero de 2007 han llevado a cabo la ampliación de su capacidad posteriormente y conservan la condición de generación renovable una vez ejecutada la ampliación, sin embargo las inyecciones provenientes de estos medios de generación se corrigen por un factor proporcional igual al cociente entre la potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007 y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación. Para tal efecto se considerarán únicamente las ampliaciones de capacidad instalada de generación que se encuentren debidamente registradas ante las Direcciones correspondientes del respectivo CDEC y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de modo tal que estas entidades puedan verificar la potencia adicionada y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación. En tal sentido la determinación de las inyecciones reconocidas producto de las ampliaciones para acreditar el cumplimiento de la obligación establecida corresponde a la siguiente expresión:

$$IR = IF * (PMF - PMI) / PMF \quad (5.4)$$

Donde:

IR : Inyecciones de energía reconocidas.

IF : Inyecciones de energía realizadas

PMF : Potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación

PMI : Potencia máxima del medio de generación con anterioridad al 01.01.2007.

Para que una central hidroeléctrica que haya efectuado su sincronización antes de enero del 2007 conserve la condición de generación renovable una vez efectuada su ampliación, la potencia máxima del medio de generación debe ser inferior a 20 MW.

El porcentaje de retiros que debe garantizarse con generación renovable no considera los retiros de energía de las empresas distribuidoras correspondientes a los consumos de sus clientes regulados asociados a procesos de licitación previos a la publicación de la ley N° 20257. Por otro lado, la obligación de respaldar un porcentaje de los retiros con generación renovable está vigente desde el 01 de enero del 2010 por un plazo de 25 años y contempla todos aquellos contratos suscritos a partir del 31 de agosto de 2007, correspondan estos a contratos nuevos, renovaciones o extensiones en plazo o magnitud de suministro, incluidas las renovaciones automáticas de los contratos suscritos con anterioridad a dicha fecha.

5.3.4. Registro de la generación renovable no convencional gestionada por los

centros de despacho

El referido registro es de libre acceso y está publicado en la página web de cada CDEC, está constituido por un catastro de medios de generación y balances mensuales y anuales para cada año de verificación del cumplimiento de la obligación de la acreditación de los retiros en el mercado de corto plazo con generación renovable.

Con relación al catastro de medios de generación, dicho catastro contiene la relación de los medios de generación renovables no convencionales y las centrales hidroeléctricas con potencias máximas iguales o menores a 40 MW, que cumplen las condiciones para ser consideradas en la acreditación. El catastro considera para cada medio de generación, las fuentes de energía primaria, la potencia máxima, la localización, la fecha de la primera sincronización, el punto de conexión al sistema, el propietario y la ampliación de potencia realizada a partir de enero de 2007 de aquellas instalaciones que ya estaban operativas antes de dicha fecha. Asimismo para los casos en que existe una contratación de producción entre empresas con el fin de asegurar la obligación de la acreditación requerida, el catastro contiene la información de manera individualizada.

En cuanto al balance mensual publicado cada mes con excepción del mes de diciembre este contiene: 1) La magnitud total de los retiros del mes (y del acumulado) a los que debe aplicarse el porcentaje establecido para determinar la magnitud que debe ser acreditada con generación renovable, 2) La magnitud total que debe ser acreditada con generación renovable y 3) la magnitud de la inyección de energía correspondiente al mes del balance mensual y la magnitud acumulada anual, por cada medio de generación.

En cuanto al balance preliminar anual, adicionalmente a los tres puntos considerados por el balance mensual, con la salvedad de que en este caso la información corresponde a datos anuales, el referido balance preliminar anual contiene también: 1) la magnitud de las inyecciones del año anterior al que corresponde el balance siempre que no hayan sido consideradas para realizar acreditaciones en dicho año, 2) la magnitud que debía haber sido acreditada y que fue postergada el año anterior al del balance. 3) la diferencia entre la magnitud de las inyecciones de energía reconocidas para efectuar la respectiva acreditación y la magnitud de la obligación a ser acreditada para el año al que corresponde el balance y 4) la magnitud de los excedentes posibles de ser transferidos a otras empresas de ser el caso.

Por su parte el balance definitivo anual además de lo considerado por el balance preliminar anual, considera al menos: 1) la magnitud de los excedentes traspasados, identificando las empresas a las cuales se hace el traspaso o de las que se recibe dicho traspaso, 2) la magnitud del déficit de acreditación de la obligación correspondiente al año del balance. 3) la magnitud de la postergación de la acreditación de la obligación

correspondiente al año del balance, el cual no puede ser superior al menor valor entre el déficit indicado en el punto 2) y el 50% de su obligación, 4) la magnitud del recuento del cumplimiento de la obligación establecida, 5) el monto correspondiente a la penalidad por incumplimiento de la obligación y 6) la magnitud de las inyecciones de energía durante el año del balance, reconocidas para acreditar el cumplimiento de la obligación que le corresponda en el año siguiente al del balance. Asimismo mediante este balance definitivo anual también se informa el valor promedio ponderado al cual se han transado los excedentes traspasados como consecuencia de los convenios suscritos entre empresas.

5.3.5. Operación de la generación renovable no convencional en el mercado eléctrico chileno

La operación de las ERNC en el mercado chileno está regida por las mismas condiciones aplicables a los demás medios de generación.

Las ERNC como participantes del mercado están relacionadas con el pago por el uso de la red, el pago de los servicios complementarios y la cuota de participación renovable que le corresponde disponer a todos los generadores para acreditar un determinado porcentaje de sus retiros de energía para sus contratos.

Las diferentes formas que dispone un generador basado en ERNC para comercializar su energía en el mercado eléctrico chileno son:

- Venta de energía y potencia a través del CDEC, en el mercado de corto plazo a otras empresas de generación, a costo marginal la energía y a precio regulado de barra la potencia. El costo marginal horario es calculado por el CDEC para toda la red de transmisión y sub transmisión. Para los casos en que el generador se encuentra operando en un sistema de distribución, su inyección se valoriza al costo marginal de la subestación primaria más cercana.
- Venta de energía y potencia, a través del CDEC, en el mercado de corto plazo a otras empresas de generación, a precio estabilizado (precio regulado de barra) la energía y a precio regulado de barra la potencia. Es importante mencionar que todos aquellos medios de generación con potencia inferior a 9 MW (PMGD) pueden optar por un régimen estabilizado, con lo cual en vez de valorizar las inyecciones de energía a costo marginal, el CDEC las valoriza a un precio que tiene menor variación.
- Venta de energía y potencia a una empresa distribuidora que participa en un proceso de licitación, siendo el precio de energía el adjudicado en la licitación y el precio de potencia el precio regulado de barra vigente al momento de la licitación. El proceso de licitación es llevado a cabo por las empresas distribuidoras y es auditado por la CNE.
- Venta de energía y potencia a una empresa generadora bajo un contrato de largo

plazo a precios pactados de energía y potencia. En esta modalidad, la empresa de generación de ERNC pacta en forma bilateral los precios de venta de energía y de potencia y las características de la producción con una empresa de generación convencional, ésta última incorpora estos productos en su oferta de comercialización.

- Venta de energía y potencia a un cliente libre en un contrato de largo plazo a precios pactados de energía y potencia. Una vez que el generador declara un contrato, éste es incluido en su respectivo balance mensual por el CDEC Así, en el caso de que el generador renovable no cuente con la energía suficiente para respaldar sus contratos, ésta igualmente será suministrada por otros generadores, dando lugar a transferencias económica entre generadores en el mercado de corto plazo.

- Contrato directo con empresa distribuidora

Es posible una negociación directa entre un pequeño generador renovable y una empresa distribuidora sin que tenga que formar parte del mercado de corto plazo o del mercado de contratos. Está permitida la operación de unidades menores a 9 MW en las redes de media tensión de distribución Este tipo de generación coordina y establece las relaciones contractuales directamente con la empresa concesionaria de distribución siendo esta responsable de la calidad de suministro y servicio.

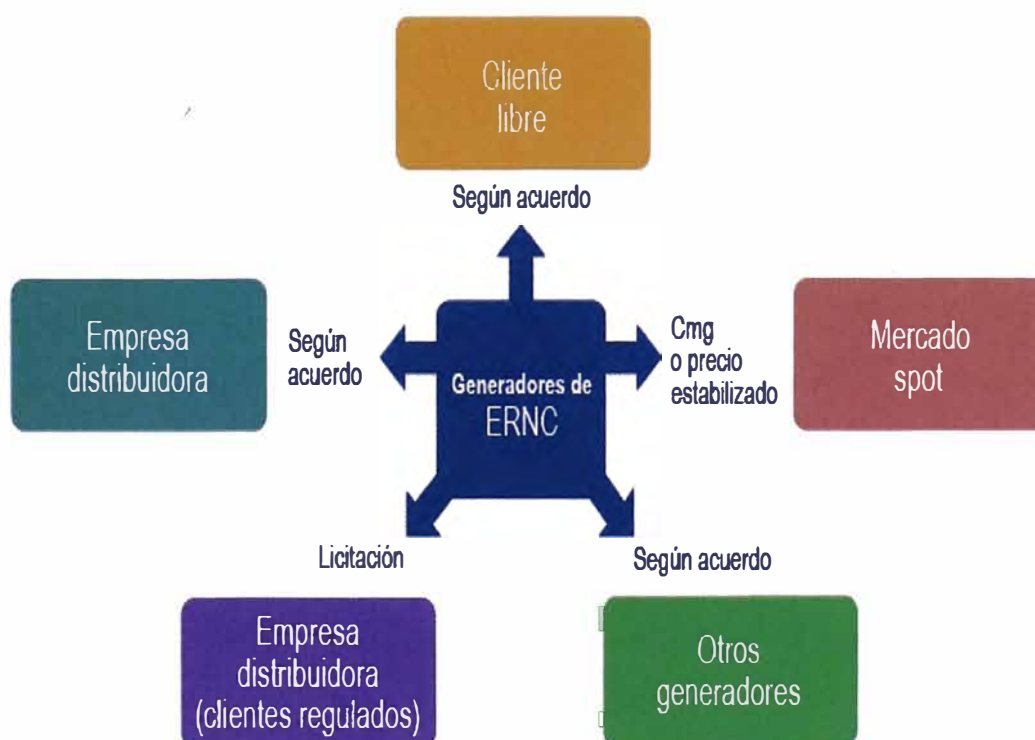


Fig. 5.1 Alternativas de interacción comercial de un generador basado en ERNC

En la figura 5.1 se muestra un esquema con las alternativas de la participación comercial de un generador basado en ERNC, el cual ha sido tomado del informe "Las Energías Renovables no Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno", GTZ, Convenio de

Cooperación Republica de Chile-Republica Federal de Alemania”

5.4. Ingresos por potencia

No existe un tratamiento especial para los ingresos por potencia de la generación renovable no convencional, se aplican los mismos criterios de la generación convencional definidos en el “Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la Ley General de Servicio Eléctricos”, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 62 publicado el 16 de junio del 2006, el cual no se ha aplicado plenamente todavía dado que se está a la espera del inicio de operación del mercado de servicios complementarios.

La normativa establece que a cada unidad generadora se le asigna una potencia de suficiencia en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación que se utilice y la indisponibilidad fortuita de la unidad generadora e instalaciones que la conectan al sistema de transmisión o distribución, caracterizadas por una Potencia Inicial y una Potencia de Suficiencia preliminar, respectivamente.

La Potencia Inicial de las instalaciones de generación renovable no convencional es determinada en función del tipo de insumo que utilizan, empleándose la información estadística informada por cada propietario, la cual es procesada considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal.

El registro estadístico (inicialmente aportado por el titular) se va completando con la disponibilidad efectiva del recurso (generación real del parque eólico, geotermia, minihidro, etc.) desde su puesta en servicio y como se considera el peor año (la peor condición del registro) y el calculo definitivo es retroactivo (después de terminado el año), no existe mucha posibilidad de beneficiarse declarando una estadística optimista.

5.5. Subsidios e instrumentos de fomento

En el caso chileno no hay un esquema similar al caso peruano o español de garantizar un ingreso a las instalaciones de generación renovables no convencionales a través de una tarifa o de una prima para promover su presencia, las medidas regulatorias adoptadas por en Chile hasta la fecha han correspondido en términos generales a las medidas descritas: 1) la exención total o parcial del pago de peajes de trasmisión por el uso del sistema troncal y 2) la obligatoriedad de respaldar un determinado % de los retiros correspondientes a contratos, mediante generación renovable. Sin embargo existe un proyecto de modificación regulatoria para introducir algún sistema de licitación parecido al caso peruano.

Sin embargo existen determinados subsidios a la inversión, como fondos o instrumentos de fomento que son relativamente modestos, los cuales están dirigidos a permitir a los

desarrolladores de proyectos pequeños contar con el financiamiento que les facilite solventar los costos de estudios de factibilidad preliminar. Con la finalidad de impulsar la generación de proyectos basados en energías renovables no convencionales, adicionalmente a la regulación establecida por la Ley N° 20257, los gobiernos han realizado distintas iniciativas destinadas a fomentar el desarrollo de este tipo de tecnologías, como son las siguientes:

5.5.1. Proyectos FONDEF I+D de energía

El Fondef es el fondo de fomento para el desarrollo científico y tecnológico, dependiente de la Comisión Nacional de Ciencia y Tecnología (CONICYT), creado en 1991 con el propósito de fortalecer y aprovechar las capacidades científicas y tecnológicas. Los proyectos Fondef son fundamentalmente de investigación aplicada cuyo propósito es generar impactos económico-sociales y científico-tecnológicos relevantes, en áreas definidas como prioritarias por el estado chileno. Anualmente se realiza el concurso de I+D (Investigación y Desarrollo), a través del cual se entrega financiamiento a universidades, institutos de investigación e instituciones sin fines de lucro, que junto a empresas, desarrollan proyectos de innovación y desarrollo. A través de este fondo, se ha entregado apoyo a diversos proyectos que han buscado desarrollar competencias y conocimientos relacionados con las energías renovables, como la solar, eólica y bioenergías.

Entre los proyectos renovables que sobresalen se encuentra la investigación que se viene realizando sobre el potencial energético del canal de Chacao y la determinación de los lugares más óptimos para instalar turbinas de energía mareomotriz, proyecto que es liderado por la Escuela de Ingeniería UC, en conjunto con DICTUC, HidroChile y el Fondef que aporta 700 millones de pesos chilenos, conforme a información tomada de la página web de Fondef Chile. Otro proyecto importante de mencionar es el emprendido entre la Universidad de la Frontera y la Universidad Austral, destinado a desarrollar tecnologías que permitan potenciar la producción de energía con biomasa asociada a bosques naturales y desechos de plantaciones, dicho proyecto recibió financiamiento del Fondef por 356 millones de pesos chilenos.

5.5.2. Apoyo al financiamiento de estudios de preinversión

Desde el año 2005, como parte de una iniciativa conjunta entre la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) y la Comisión Nacional de Energía (CNE) se viene entregando cofinanciamiento (subsidijs) para el desarrollo de estudios que permitan evaluar la viabilidad técnica y económica de los proyectos de energías renovables no convencionales. Con ello se pretende apoyar y acelerar el desarrollo del mercado de proyectos de energía que usen fuentes renovables no convencionales, subsidiando

estudios de Pre Inversión o asesorías especializadas. La CORFO es un organismo ejecutor de las políticas gubernamentales en el ámbito del emprendimiento y la innovación, a través de herramientas e instrumentos compatibles con los lineamientos de una economía social de mercado, cuenta con dos líneas de fomento que se encargan de esta tarea: 1) el programa de promoción y atracción de inversiones Todo-Chile, el cual apoya con financiamiento estudios de pre-inversión y 2) el programa de pre inversión para proyectos de energías renovables no convencionales, el cual apoya el financiamiento a través de la entrega de líneas de crédito con condiciones favorables, para financiar el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales, la idea es disminuir el riesgo y la incertidumbre del inversionista, al momento de desarrollar un proyecto de este tipo.

- **Programa Todo-Chile**

Se aboca al fomento de proyectos de inversión en las regiones de Chile. A través del componente de pre inversión de este programa, se han realizado tres concursos (2005, 2006 y 2007) de apoyo a pre inversión en energías renovables no convencionales, convocados por CORFO y CNE, con los cuales se ha favorecido a más de 100 iniciativas de inversión en renovables no convencionales, con aportes por parte del Estado de Chile de más de US\$ 3 millones.

A este tipo de apoyo pueden postular empresas chilenas y extranjeras que estén evaluando proyectos cuyas perspectivas de inversión supere los US\$ 400,000, el apoyo consiste en un subsidio de hasta el 50% del costo de los estudios o hasta el 2% de la inversión estimada, siempre que no sobrepase los US\$ 60,000.

Se financia todo tipo de estudios de preinversión: estudios de pre-factibilidad y factibilidad, asesorías especializadas necesarias para materializar el proyecto (estudios prospectivos del recurso energético; técnico-económico; ingeniería básica; ingeniería de detalle; impacto ambiental; entre otros), estudios necesarios para evaluar e incorporar el proyecto al Mecanismo de Desarrollo Limpio, etc.

Los proyectos que se consideran elegibles son aquellos factibles de conectarse a los sistemas eléctricos y que aprovechen la energía geotérmica, la eólica, la de la biomasa o la hidráulica, este último caso restringido a pequeñas centrales hidroeléctricas (< 20 MW).

- **Programa Pre Inversión para proyectos ERNC para la Región Metropolitana**

Este instrumento es un programa al cual se puede postular durante todo el año. Sólo opera en la Región Metropolitana y es administrado por Agentes Operadores Intermediarios autorizados por la CORFO e instituciones a disposición de los empresarios que ejecutan los instrumentos de la CORFO.

A través de este programa, pueden acceder a cofinanciamiento aquellas empresas que

demuestren ventas anuales netas que no excedan de 1.000.000 UF, con proyectos a materializarse en la Región Metropolitana y que se encuentren evaluando proyectos de inversión en generación de energía de pequeño tamaño a partir de fuentes renovables no convencionales, por montos de inversión iguales o superiores a 12.000 UF. La Unidad de Fomento (UF) es una medida reajutable basada en la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), la unidad de fomento al 20 de marzo fue 22,501.61 pesos chilenos o 46.6 US\$ calculado con un tipo de cambio de 482.83 US\$/pesos chilenos.

El aporte de CORFO es de hasta un 50% del costo total del estudio o asesoría, siempre y cuando el subsidio no supere el 2% del valor estimado de la inversión del proyecto, ni la suma de 1.700 UF.

5.5.3. Cofinanciamiento de estudios de proyectos renovables no convencionales

Está operativo este nuevo instrumento de apoyo a la pre inversión que complementa los subsidios otorgados actualmente de manera de acelerar la finalización de los estudios de pre inversión. Las empresas que postulan a este beneficio deben encontrarse en etapas avanzadas del desarrollo del proyecto habiendo finalizado al menos los estudios de prefactibilidad técnica y económica.

Los aportes del Estado Chileno para el financiamiento de este instrumento son reforzados con una cooperación financiera no reembolsable del Gobierno Alemán.

5.5.4. Convenio de cooperación Chile – Alemania

Tal como se mencionó, con el objetivo de incrementar la participación de las energías renovables no convencionales en la matriz energética chilena, en el año 2004 en el marco de un convenio de cooperación entre Chile y Alemania, se inició el proyecto de cooperación técnica conjunta entre la CNE y la GTZ llamado “Energías Renovables no Convencionales”. La principal misión de este convenio fue identificar y remover las barreras que limitan el desarrollo de las energías renovables no convencionales en Chile. Dentro de las líneas de acción se identificó el desarrollo de políticas de apoyo y promoción, apoyo en la inversión del sector privado en energías renovables no convencionales, potenciamiento de las capacidades a nivel país de las energías renovables no convencionales y la definición de mecanismos de cooperación internacional.

5.5.5. Mecanismo de desarrollo limpio

Como consecuencia de la ratificación del Protocolo de Kyoto efectuado por Chile en el año 2002, el cual entró en vigencia en febrero del 2005 determinándose que para el periodo 2008-2012 los países desarrollados deberían reducir el 5% de sus emisiones de gases de efecto invernadero, los países en vía de desarrollo como es el caso de Chile tienen la posibilidad de obtener aportes financieros para sus proyectos bajo los

Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) establecidos por el protocolo de Kyoto. Este sistema permite a los países desarrollados cumplir sus metas de reducción de emisiones gracias a la compra de certificados de carbono emitidos por los proyectos MDL de países en desarrollo. Con ello el inversionista puede vender el certificado de la reducción emisiones generado por su proyecto.

5.5.6. Subsidios para la conexión de generación renovable no convencional

A través de la Resolución 370 de la Corporación de Fomento de la Producción promulgada el 24 de noviembre del 2009 y publicada el 13 de febrero del 2010 se aprobó un reglamento de subsidios con el objeto de viabilizar proyectos de líneas de transmisión eléctrica para facilitar el acceso a los sistemas de transmisión troncal desde proyectos de generación a partir de fuentes de energías renovables no convencionales, mediante compensación debido a cobros no recibidos por transporte de potencia.

La normativa establece que una vez asignado el subsidio a un solicitante, éste tendrá un plazo máximo de 24 meses para tener en operación técnica y comercial el proyecto de transmisión que preste el servicio al proyecto de energía renovable no convencional.

El subsidio será aplicado entre los años 6 y 10 de operación del proyecto de transmisión y sólo en el caso que el proyecto no hubiese conseguido la demanda total proyectada. Desde el momento en que el proyecto alcance el total de su demanda proyectada, independiente del año de desarrollo en que se encuentre el proyecto, el subsidio deja de operar sin posibilidad de renovarse.

El pago del beneficio se efectúa anualmente en unidades de fomento (UF) y es equivalente al menor valor entre: 1) 18.000 UF, 2) el 5% de la inversión inicial del proyecto, 3) el producto entre la tarifa de transmisión de potencia estimada al momento de la postulación al subsidio y la diferencia entre la demanda proyectada y la demanda real por transmisión de potencia para el año de aplicabilidad del subsidio, siempre que dicha diferencia sea positiva, o 4) la diferencia entre los ingresos por potencia proyectados y los ingresos por potencia reales, obtenidos anualmente por el proyecto para el año respectivo de la postulación, siempre y cuando esta diferencia sea positiva.

5.5.7. Estudios de potencial de generación renovable no convencional

Otras de las acciones de fomento de las energías renovables no convencionales constituyen los Estudios que ha encargado la Comisión Nacional de Energía con la finalidad de identificar zonas con mayor potencial; al respecto se han analizado potenciales mareomotrices, se ha desarrollado un mapa del norte de Chile con estimaciones de potenciales eólicos y solares, asimismo se ha estimado el potencial de aprovechamiento eléctrico y térmico de los distintos tipos de biomásas disponibles para poder generar biogás y se ha desarrollado un estudio para analizar la viabilidad de la

generación energética en Chile a partir de los residuos forestales.

5.6. Seguridad y calidad de servicio

La calidad del servicio y la seguridad del sistema eléctrico chileno se encuentra regulada por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, aprobada por la Resolución Ministerial Exenta N° 9 del 14 de marzo del 2005 y modificada en diversas oportunidades, correspondiendo la última sus modificaciones a la establecida por la Resolución Ministerial Exenta 442 del 2010, mediante esta norma se establecen las exigencias que deben cumplir las instalaciones pertenecientes a los sistemas interconectados chilenos, entre ellas las instalaciones de generación renovables no convencionales. Al respecto para el caso puntual de la generación renovable eólica, esta norma establece un rango de tensiones respecto del cual estas unidades deberían mantenerse en servicio, cuando dichas variaciones se deban a una falla en el sistema de transmisión, dicho rango corresponde al que se muestra en la figura 5.2.

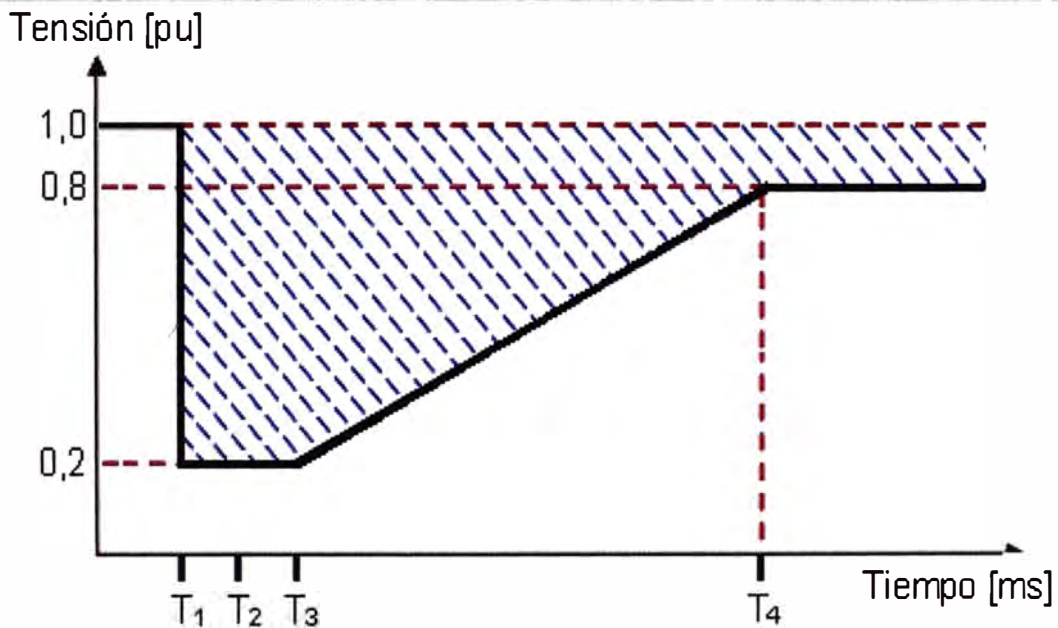


Fig. 5.2 Rango de variaciones de tensión para operación estable de centrales eólicas

Donde:

T1= 0 [ms], tiempo de inicio de la falla.

T2= TMFD, Tiempo Máximo de Despeje de Falla.

T3= T2 + 20 [ms], tiempo de inicio de la falla.

T4= 1000 [ms]

Se establece que el diseño de las instalaciones de un parque eólico debe asegurar el poder operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en un rango de tensiones normales de operación en el punto de conexión al Sistema de Transmisión para determinadas zonas de operación.

Se indican las condiciones bajo las cuales los parques eólicos deben continuar operando sus unidades mediante la acción de sus controlador de velocidad para variaciones de la frecuencia dentro de determinados límites de operación de sobre frecuencia y sub frecuencia.

También establece las exigencias de las centrales eólicas con respecto a la contribución de energía de mala calidad como son por ejemplo las armónicas de corriente, fluctuaciones de tensión, flickers y armónicas de tensión.

Se precisa la información que deben presentar los titulares de las instalaciones eólicas a la Dirección de Peajes del CDEC. Con respecto a la maquina motriz se establece que se debe presentar la curva característica de la potencia de salida en función de la velocidad del viento, con relación a la información de la fuente primaria de energía se debe presentar: la distribución de frecuencias en función de la velocidad del viento, la potencia y energía generable, las estadísticas de vientos medidos en el lugar de emplazamiento del parque eólico para al menos los últimos 3 años anteriores a la puesta en servicio de las unidades, la cual debe ser complementada al inicio de cada año con la estadística real registrada el año inmediatamente anterior y la predicción de vientos para horizontes de 24 horas con actualización cada 3 horas.

CAPITULO VI

ANÁLISIS COMPARADO DEL MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN ESPAÑA, CHILE Y PERÚ

El desarrollo de la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales ha seguido ritmos distintos de crecimiento en Perú, España y Chile, siendo actualmente la cuota de participación de estas tecnologías en el parque generador de cada uno de estos países diferente, ello como consecuencia de los distintos incentivos otorgados por las políticas de gobierno de estos países como por su evolución regulatoria y el momento de inicio de la aplicación de dichos incentivos y/o políticas de gobierno, en unos países antes que en otros.

6.1. Presencia de la generación renovable.

En España la energía producida en base a recursos renovables en el año 2010 ha significado el 33% de la producción, siendo el 20.1% generación renovable de régimen especial y el 12.9 % generación renovable de régimen ordinario (hidráulica mayor o igual a 50 MW). Del 20.1 % de generación renovable de régimen especial, 2.3 % correspondió a generación hidráulica (menor a 50 MW) y 17.8% a generación renovable no convencional. La evolución de la generación eléctrica mediante este tipo de tecnologías ha tenido un sostenido e importante crecimiento en los últimos años, por ejemplo la generación eólica es la que mayor desarrollo ha tenido, paso de representar el 3.4% de la demanda en el 2001 al 15.7% en el 2010.

No obstante la regulación de la generación renovable en Perú tiene aproximadamente 04 años de historia, ya se han llevado a cabo dos procesos de subastas renovables (uno en el año 2010 y otro en el año 2011), que es el esquema bajo el cual se promueven actualmente las inversiones de este tipo de tecnologías en Perú, garantizándoles una tarifa (tarifa de adjudicación) hasta por el total de la energía adjudicada. Si bien la adjudicación de la primera subasta renovable se realizó en febrero del 2010, algunas instalaciones que ya venían operando antes de este primer proceso de subasta o que estaban por iniciar su operación comercial, se adhirieron a este mecanismo.

Al respecto, las fechas de ingreso en operación comercial de las centrales renovables hidráulicas que ya estaban operando antes de la primera subasta fueron: Carhuaquero IV (10 MW) el 22.05.2008, Santa Cruz I (6 MW) el 29.05.2009, Poechos 2 (10 MW) el

27.05.2009, La Joya (9.6 MW) el 01.10.2009, Caña Brava (6 MW) el 19.02.2009. A su vez las fechas de ingreso en operación comercial de las centrales renovables hidráulicas que en el año 2010 y 2011 estarían ingresando a operar fueron: Santa Cruz II (6.5 MW) el 01.07.2010, Roncador (3.8 MW) el 01.12.2010, Paramonga Nueva (1.8 MW) el 01.07.2011. La central de Cogeneración Paramonga I (Biomasa - 23 MW) el 31.03.2010, y la central Huaycoloro (Biomasa-4.4 MW) el 01.07.2011.

La presencia de la generación renovable en el parque de generación del sistema eléctrico interconectado nacional peruano se irá incrementando en los años 2012, 2013 y 2014 producto del ingreso en operación comercial de las demás instalaciones que fueron adjudicadas en estos dos procesos de subasta (hidráulicas, solares, eólicas y biomasa) y en los años siguientes debido a los proyectos que se adjudiquen posiblemente en las próximas subastas.

En Perú la generación renovable no convencional en el año 2010 ha significado el 0.9 % de la producción y en el año 2011 el 1.0 %. Tomado en cuenta la energía adjudicada de los proyectos renovables que todavía no han entrado en operación, la presencia estimada de la generación renovable en los próximos años sería: 1.6 % en el 2012, 3.2 % en el 2013 y 4.3 % en el 2014.

Si bien la producción hidráulica en Chile constituyó el 37 % de la producción bruta total ascendiente a 58,257 GWh en el año 2010, la generación renovable no convencional representó únicamente el 2%, las otras componentes correspondieron a petróleo con 12%, gas natural con 19% y carbón con 30%. Es importante destacar que el 2% de renovables no convencionales no toma en cuenta la autogeneración con fuentes hidroeléctricas y con biomasa correspondiendo esta última a más de 800 MW instalados en la industria de la celulosa.

Actualmente Solarpack y Codelco vienen construyendo la planta solar fotovoltaica Calama III, emplazada en la II Región de Chile y con una capacidad instalada de 1MW, será la primera instalación fotovoltaica en el mundo que se construye sin la necesidad de algún subsidio que la apoye. Esto es un hito en la evolución de la energía solar fotovoltaica y una muestra de la reducción de costos que esta tecnología estaría experimentando con relación al precio de mercado en Chile. Solarpack también planea comenzar a trabajar en las plantas solares Calama I y II, que ofrecerán una capacidad combinada de 19 MW. Asimismo según la página web del Ministerio de Energía de Chile está en evaluación la implementación de una planta solar de 250 MW en la Región de Tarapacá a cargo de la empresa Atacama Solar, la cual luego de haber pasado las exigencias ambientales de la Comisión de Evaluación Ambiental, podría estar materializándose en aproximadamente 05 años que es el tiempo que tomaría su

construcción en tres etapas, el proyecto contaría con dos subestaciones eléctricas y una línea aérea de transmisión de 40 kilómetros de longitud y demandaría una inversión de US\$ 800 millones.

6.2. Evolución regulatoria

En el caso de España, la regulación de la generación renovable no convencional ha pasado por una serie de modificaciones.

La primera norma que reguló este tipo de generación fue el Real Decreto 1217/1981, la cual buscó diversificar la matriz energética y aumentar la independencia de las importaciones de combustibles fósiles, se definió un sistema tarifario bajo el esquema feed-in tariff, donde el gobierno era quien fijaba los precios de las energías renovables, el operador del sistema estaba obligado a comprar toda la energía proveniente de estas fuentes y además, se facilitaba la conexión a la red de distribución para estos generadores.

El 09 de diciembre de 1994 se aprobó el Real Decreto 2366/1994, denominado “Real Decreto sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables”, el cual fue derogado mediante el Real Decreto 2818/1998, del 23 de diciembre, denominado “Real Decreto sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración”.

El 02 de agosto de 2002 se aprobó el Real Decreto 841/2002, denominado “Real Decreto por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida”.

El 12 de marzo del 2004 se aprobó el Real Decreto 436/2004 denominado “Real Decreto por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial” el cual derogó tanto el Real Decreto 2818/1998 como el Real Decreto 841/2002, este Real Decreto fue posteriormente también derogado por el Real Decreto 661/2007 aprobado el 25 de mayo de 2007, denominado “Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”, que es el que, aun cuando ha tenido algunos cambios posteriores, sigue rigiendo actualmente la regulación de la generación renovable en España junto con otros Reales Decretos y Reales Decretos Ley que lo han complementado posteriormente.

Si bien el inicio de la regulación renovable en España se remonta al año 1981, en el caso de Perú, la normativa que regula los mecanismos de incentivos a este tipo de generación

es más reciente, data de mayo del 2008 con la Promulgación de Decreto Legislativo N° 1002 “Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de energías renovables” y su actual Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 012-2011-EM el cual está vigente desde el 24 de marzo del 2011 luego de haberse derogado un primer reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 050-2008-EM el cual estuvo vigente desde el 03 de octubre del 2008.

En el caso de Chile, aun cuando no existe un esquema regulatorio que fomente la generación renovable no convencional similar a los existentes en Perú y España a través de una tarifa o de una prima para promover su presencia, el inicio de una normativa para fomentar este tipo de tecnologías nos traslada a marzo del 2004 con la promulgación de la Ley N° 19940 o Ley corta I mediante la cual se estableció una excepción total o parcial del pago de peajes de estas instalaciones por el uso que hacen de los sistemas de transmisión troncal, asimismo también es importante destacar la Ley N° 20257 “Ley que Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energía Renovables no Convencionales” de abril 2008 que estableció como obligación de las empresas de generación que efectúen retiros en el mercado de corto plazo para comercializarla con distribuidoras o usuarios finales, la necesidad de tener que respaldar un porcentaje de dichos retiros mediante generación renovable no convencional. A lo dicho se suma los distintos esquemas de subsidios e instrumentos de fomento a la investigación y desarrollo de las tecnologías renovables no convencionales que se ha impulsado.

6.3. Regulación de estructura

6.3.1. Cuota de participación de la generación renovable

En España, si bien la cuota de participación objetivo de cada tipo de tecnología renovable no convencional inicialmente no fue vinculante sino solo indicativa o referencial y establecida en el Plan de Energías Renovables siendo la participación de los proyectos renovables decididos libremente por el inversionista según la tarifa o prima establecida por la regulación, posteriormente surgió la necesidad de implementar un mecanismo para regular su participación en la matriz energética con la finalidad de ser consecuentes con los requerimientos de potencia de estos tipos de tecnología, ante el rápido incremento que experimentaron por encima de la meta establecida, con el consecuente efecto económico que involucró; dicho mecanismo se aplicó primero a las instalaciones solares fotovoltaicas y posteriormente a las demás tecnologías, el cual consistió en la necesidad que tener que ser inscritos previamente en un Registro de Pre Asignación de Retribución los proyectos renovables que quisieran concretarse, siempre que su requerimiento sea establecido previamente por la autoridad competente mediante una convocatoria de

inscripción en dicho registro, con la finalidad de determinar a los beneficiarios que estarán afectos al otorgamiento del derecho a una retribución.

En Chile, no obstante el objetivo del actual gobierno chileno es que su parque generador esté conformado en el año 2020 por un 20% de generación basada en recursos renovables no convencionales, también es su objetivo que este incremento se lleve a cabo de manera que represente el menor costo social posible, por lo que su posición actual está orientada a que esta presencia renovable pueda conseguirse con medidas que hagan más competitiva la operación de estas tecnologías en el mercado eléctrico chileno en vez de tener que imponer una cuota de participación a través de una Ley, cuando todavía el costo medio de la generación convencional es inferior que el de las tecnologías renovables no convencionales, específicamente de la generación solar y eólica, al respecto, en la Tabla N° 6.1 y Tabla N° 6.2 se muestran los costos medios de desarrollo de las distintas tecnologías renovables para los dos principales sistemas eléctricos chilenos.

Tabla N° 6.1 Costo medio de desarrollo para alternativas tecnológicas en el SIC

Tecnología SIC	Costo de capital US\$/MWh	Factor de planta	Costo variable US\$/MWh	Costo medio US\$/MWh	Costo medio Generación Convencional al US\$/MWh	Costo incremental US\$/MWh
Hydro < 20 MW	3.000.000	0,55	2	89,8	84,3	5,5
Eólico	2.600.000	0,28	2	134,1	84,3	49,8
Solar PV	3.500.000	0,18	2	357,7	84,3	273,4
Solar PVC	4.200.000	0,27	2	274,1	84,3	189,8
Solar PCB	6.000.000	0,38	3	290,3	84,3	206,0
Solar Termal (1)	4.000.000	0,3	3	186,6	84,3	102,3
Geotermia	3.900.000	0,9	7	101,3	84,3	17,0
Biomasa	3.000.000	0,9	1,5	106,8	84,3	22,5

(1) Sobre 50 MW

Tabla N° 6.2 Costo medio de desarrollo para alternativas tecnológicas en el SING

Tecnología SING	Costo de capital US\$/MWh	Factor de planta	Costo variable US\$/MWh	Costo medio US\$/MWh	Costo medio Generación Convencional al US\$/MWh	Costo Incremental US\$/MWh
Eólico	2.600.000	0,22		170,2	84,3	85,9
Solar PV	3.500.000	0,18	2	357,7	84,3	273,4
Solar PVC	4.200.000	0,27	2	274,1	84,3	189,8
Solar PCB	6.000.000	0,38	3	290,3	84,3	206,0
Solar Termal (1)	4.000.000	0,3	3	186,6	84,3	102,3
Geotermia	3.900.000	0,9	7	101,3	84,3	17,0

(1) Sobre 50 MW

Actualmente la generación renovable en Chile viene impuesta por la necesidad que tiene todo generador eléctrico de respaldar un porcentaje de sus ventas de energía con

generación renovable, no obstante esta obligación, la decisión de inversión en generación renovables es libremente decidida por el inversionista según su evaluación de las condiciones establecidas por el marco regulatorio.

En Perú, si bien la normativa establece que el Ministerio de Energía y Minas fijará cada cinco años el porcentaje que será aplicado al consumo nacional de electricidad para determinar la energía anual que como máximo deberá producirse con fuentes renovables no convencionales (no se toma en cuenta la generación renovable hidráulica que para el caso peruano corresponde a instalaciones hidráulicas cuyas potencias no exceden los 20 MW) y que debe ser considerada para los requerimientos de las subastas renovables, dicho porcentaje no es estrictamente vinculante sino que corresponde a un porcentaje tope objetivo. En tal sentido, la participación de la generación renovable en la matriz energética, estará supeditada tanto por los requerimientos de potencia y/o energía como por los precios tope que se fijen en las subastas, es decir a través de este esquema es posible que el Ministerio de Energía y Minas pueda determinar la cuota de generación renovable que desea esté constituido el parque de generación eléctrica.

Por ejemplo, si se deseara adjudicar una cantidad importante de ofertas renovables, se podrían establecer precios tope altos a fin de que todas las ofertas, hasta alcanzar la cantidad requerida, puedan ser adjudicadas, por otro lado si se deseara no adjudicar demasiados proyectos o solo los correspondientes a determinados tipos de tecnología renovable, podría establecerse precios tope bajos a fin de que los precios ofertados superen el precio máximo, no concretándose adjudicaciones. Dado que la participación de la generación renovable significa un costo para el usuario a través del cargo por prima que asume y que se refleja en la tarifa de la energía que consume, el regulador y el ministerio tienen la posibilidad de poder controlar este efecto al tener la capacidad de determinar cuánto de energía renovable se podría adjudicar y a qué precios como máximo.

6.4. Regulación institucional

6.4.1. Regímenes económicos

En el caso de España, la decisión de promover la generación de electricidad con fuentes renovables, además de deberse a razones medioambientales ha estado condicionada fuertemente por las características de su situación energética, como es la dependencia de la importación de electricidad mediante líneas de interconexión, principalmente con Francia y Portugal (España posee enlaces de interconexión eléctrica con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra) y la conformación de un parque generador de electricidad compuesto mayormente por generación basada en recursos fósiles como carbón, gas natural y petróleo en menor medida, así como energía nuclear; gran parte del gas natural

utilizado proviene de la importación de este hidrocarburo de países africanos.

Esta situación motivó que España fuese una de las pioneras en emprender un esquema regulatorio que promovieran el desarrollo de este tipo de tecnologías, el cual tuvo su inicio en el año 1981 a través del Real Decreto 1217/1981 y ha ido evolucionando hasta el Real Decreto 661/2007, que aunque con modificaciones, rige actualmente la generación de electricidad con fuentes renovables, complementada con Reales Decretos y Reales Decretos Ley que han sido aprobados posteriormente.

Al respecto, el actual marco regulatorio de la generación de electricidad con fuentes renovables en España, establece dos modalidades de retribución económica, una a través del cobro de una tarifa regulada la cual es fija en todo instante y otra correspondiente al cobro de una prima, la cual para ciertos tipos de instalaciones es variable y su valor depende de si la suma entre el precio de mercado de referencia y una denominada prima de referencia se encuentra por debajo o por encima de un límite inferior o superior, siendo tanto la prima de referencia como los límites establecidos por la regulación distintos según las características de cada tipo de tecnología, y su finalidad la de proteger al generador renovable cuando los ingresos derivados del precio del mercado son demasiados bajos o de eliminar la prima cuando el precio de mercado es suficientemente elevado como para cubrir sus costos.

Asimismo también es posible que el generador renovable pueda suministrar su producción a un determinado cliente mediante líneas de transmisión independientes a precios y/o condiciones libremente pactadas entre las partes.

En cuanto al ingreso por potencia, en el caso de España este únicamente lo pueden percibir aquellas tecnologías renovables que optan por recibir una prima, dicho ingreso no lo perciben aquellas que optan por la tarifa regulada renovable, que es la otra modalidad que establece la regulación española para remunerar la producción de la energía renovable; es decir únicamente se reconoce un ingreso por potencia a aquellas tecnologías que están dispuestas a asumir cierto riesgo en el mercado en vez de asegurarse un ingreso mediante una tarifa, aun cuando no sean capaces de garantizar capacidad al 100% como podría el caso de una instalación de tecnología no gestionable eólica que opte por percibir una Prima.

En el caso de Perú el marco regulatorio para promover la generación de electricidad con recursos renovables estableció un esquema basado en subastas, a través del cual el Ministerio de Energía y Minas determina el requerimiento de cada tecnología renovable y Osinergmin garantiza una tarifa de adjudicación por un periodo de 20 años a los titulares de las instalaciones renovables cuyas ofertas resultan adjudicadas, obteniendo los ingresos que debe percibir de valorizar la energía producida (teniendo como tope la

adjudicada) a la tarifa de adjudicación, por medio de dos vías, uno correspondiente a los ingresos obtenidos en el mercado de corto plazo y el otro correspondiente al monto (monto por prima) que le es transferido por los generadores convencionales que son quienes realizan la recaudación a sus clientes libres y/o regulados a través de la aplicación de un denominado cargo por prima, que corresponde al cargo con el cual los usuarios (demanda) contribuyen a la promoción de este tipo de tecnologías.

De forma parecida a España en que es posible que un generador renovable transe su producción mediante un acuerdo de partes con un tercero (cuando suministra energía a través de una línea de transmisión independiente), en el caso de Perú la energía correspondiente a un acuerdo comercial entre un productor renovable y un tercero está regida también por las condiciones económicas que se establezca en dicho acuerdo, siendo aplicable los incentivos económicos del marco regulatorio únicamente a los excedente que pudieran ser entregados al mercado de corto plazo (producción menos compromisos con terceros), aun cuando en el caso peruano no es necesario que se suministre la energía al tercero a través de una línea de transmisión independiente. En cuanto a los ingreso por potencia, para que las tecnologías renovables perciban ingresos por potencia en el mercado eléctrico peruano, deben ser capaces de garantizar capacidad al no estar expuestos a ningún riesgo en el mercado de corto plazo pues tienen asegurada una tarifa de adjudicación, en tal sentido las tecnologías no gestionables como las solares, eólicas, mareomotrices; etc no perciben ingresos por potencia y son consideradas por la normativa con potencia firme cero.

En el caso de Chile, aun cuando actualmente se encuentra en discusión e incluso ya ha sido aprobado por la cámara del senado chileno en enero del 2012 y actualmente se encuentra en discusión en la comisión de minería y energía de la cámara de diputados un Proyecto de Ley denominado Proyecto de Ley 20/20 debido a que su objetivo es alcanzar en el año 2020 un 20% de participación de la generación renovable no convencional, que modificaría el marco regulatorio vigente, podemos decir que no existe un esquema económico de remuneración que promueva la generación de electricidad con recursos renovables no convencionales parecido al esquema español o al que actualmente se desarrolla en Perú.

Las medidas regulatorias de promoción de la generación de electricidad con fuentes renovables en Chile ha girado en torno a tres aspectos: 1) la excepción total o parcial del pago de peajes por el uso que estas instalaciones hacen del sistema troncal de transmisión, 2) la necesidad de cualquier generador de tener que acreditar con generación de electricidad basada en recursos renovables no convencionales un determinado porcentaje de sus retiros (compras) de energía en el mercado de corto plazo

para la venta a sus clientes y 3) la utilización de instrumentos de fomento tales como el uso de fondos económicos destinados a la investigación y el desarrollo de este tipo de tecnologías, así como el financiamiento de estudios de factibilidad preliminar y de estudios de potencial de fuentes renovables.

En ese sentido, la presencia de la generación renovable no convencional en Chile se ha venido dando más por una decisión de inversión de los agentes considerando los reducidos incentivos existentes y el nivel de precios de la energía en el mercado chileno los cuales son relativamente superiores a los del mercado peruano.

Si bien el Proyecto de Ley que se viene impulsando renovaría el marco regulatorio de la generación renovable no convencional, promoviendo un esquema de licitaciones con adjudicaciones a los proyectos que oferten menores precios de venta de energía, y aun cuando el gobierno chileno tiene como uno de sus principales objetivos incrementar la presencia de dicha generación, el ministro de Energía ha manifestado cierto reparo en la implementación de esta iniciativa legislativa tal como ha sido planteada, dado el costo económico que esta medida ocasionaría en los consumidores. El Ministro de Energía de Chile Ranieri manifestó: “Como gobierno tenemos una aspiración de lograr el 20%, pero no vamos a imponer una obligación, ése es un elemento fundamental que hay que tener muy claro, porque, en la medida que las cosas se transforman en obligaciones, los costos que pueden tener las distintas políticas quedan escondidos y finalmente lo terminan pagando todos los chilenos”. Asimismo según informe económico de Libertad y Desarrollo, resultados preliminares de un estudio realizado por Galetovic y Muñoz señala: “que la nueva obligación propuesta en el proyecto de ley acarrearía una pérdida social adicional en el SIC de entre US\$ 1.900 y US\$ 3.000 millones en valor presente, y un incremento de precios de la energía que en algunos años podría incluso superar el 30% (con lo que la tarifa residencial podría subir más de 5% en forma permanente)”

Además del tema económico, el reparo del gobierno a esta modificación del marco regulatorio lo fundamenta en que desde el punto de vista medioambiental el sistema eléctrico chileno no es tan contaminante, dado que la producción hidráulica total, incluyendo las hidráulicas consideradas como renovables no convencionales (con potencias menores o iguales a 20 MW) representa un porcentaje importante, la cual en el año 2010 representó el 37% de la producción total en comparación a un 2% de eólicas y biomasa.

En lo que respecta a los ingresos por potencia, la generación renovable no convencional no dispone de un tratamiento especial, se aplican las mismas consideraciones que se toman en cuenta para la generación convencional, a cada unidad generadora se le asigna una potencia definitiva en función de la incertidumbre asociada a la

disponibilidad del Insumo Principal de generación que se utiliza y la indisponibilidad fortuita de la unidad generadora y de las instalaciones que la conectan al sistema de transmisión o distribución, caracterizadas por una Potencia Inicial y una Potencia de Suficiencia preliminar, respectivamente.

La Potencia Inicial es determinada en función del tipo de insumo que utilizan, empleándose la información estadística informada por cada propietario, la cual es procesada considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal.

6.4.2. Operación de la generación renovable en el mercado eléctrico

En el caso de España las instalaciones renovables que eligen percibir por su generación una tarifa regulada, realizan la venta de su energía mediante el sistema de ofertas que administra el operador del mercado, percibiendo por dicha energía el monto correspondiente de valorizar su producción al precio de equilibrio de dicho mercado producto de las ofertas de los agentes, teniendo el operador del mercado también como función la valorización de los desvíos de energía originados por las instalaciones renovables, los cuales deberán ser asumidos por las instalaciones que las generen. Estas instalaciones realizan las ofertas de venta de su energía a precio cero en el mercado diario. La CNE por medio de las liquidaciones que efectúa, se encarga de determinar el monto que complementa los ingresos obtenidos del mercado de producción para la obtención del ingreso que debe corresponder por aplicación de la tarifa regulada.

Las instalaciones que eligen percibir por su generación renovable el precio del mercado organizado o el precio libremente negociado, más una prima, pueden vender su energía tanto en el mercado de ofertas, como a través de contratos bilaterales o mediante negociación a plazos, percibiendo de la CNE el monto correspondiente a la Prima y los complementos que les corresponda.

Las instalaciones que eligen percibir el precio del mercado organizado o el negociado libremente más una prima, z de frecuencia (la regulación primaria de frecuencia es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido de forma explícita), así como el de control de tensión de la red de transmisión, siendo el valor mínimo de potencia para participar en estos servicios 10 MW de forma individual o como oferta agregada, pudiendo participar todas las instalaciones del régimen especial con excepción de las no gestionables comprendidas por las solares, eólicas, geotérmicas, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la océano-térmica y la de corrientes marinas. En los casos en que la producción de generación de una instalación renovable varía con respecto a lo programado como consecuencia de algún servicio de ajuste del sistema, esta instalación percibe los ingresos y/o efectúa los pagos que se generan,

obteniendo la prima y los complementos correspondientes a la energía generada.

En el caso de Perú las instalaciones renovables también tienen prioridad en el despacho por lo que son consideradas con costo variable cero en la determinación la programación del despacho de la operación del mercado de corto plazo. Estas instalaciones renovables reciben por su energía producida el costo marginal, sin embargo únicamente percibe el Monto por Prima, que complementa los ingresos obtenidos en el mercado de corto plazo (ingresos de la energía valorizada a costo marginal, ingresos por potencia, compensaciones y servicios complementarios como regulación de frecuencia y regulación de tensión) la energía renovable que no está destinada a respaldar la venta de energía a algún cliente con el que el titular de la instalación renovable pudiera tener una relación contractual, siempre que dicha energía producida corresponda a la de una instalación adjudicada en las subastas renovables. Las instalaciones renovables que están autorizadas a percibir ingresos por potencia en el mercado de corto plazo corresponden únicamente a las minihidráulicas, biomasa y geotérmicas, las otras tecnologías como las solares y eólicas no perciben ingresos por potencia, se les considera con potencia firme (potencia que puede garantizarse con alta probabilidad) igual a cero. Los generadores renovables se encuentran sujetos a las disposiciones que establece el COES como operador del sistema eléctrico y del mercado de corto plazo, así como a las disposiciones y/o decisiones del organismo regulador OSINERGMIN.

En el caso de Chile dado que no existe un mecanismo parecido al de Perú o España, la operación de las instalaciones de generación renovable están regidas por las mismas condiciones aplicables al resto de instalaciones salvo algunas ligeras diferencias, como por ejemplo la excepción parcial o total del pago del peaje por el uso de las instalaciones del sistema troncal de transmisión.

El generador renovable puede vender su energía y potencia a otras empresas en el mercado de corto plazo a través del CDEC, la energía a costo marginal y la potencia a precio regulado (similar a como es en Perú para el caso de la generación convencional).

En el caso de instalaciones renovables con potencias inferiores a 9 MW es posible que puedan vender su energía y potencia a otras empresas generadoras a precio regulado.

También es posible que el generador renovable pueda vender su energía a una empresa distribuidora a través de un proceso de licitación, correspondiendo el precio de la potencia a un precio regulado (similar a Perú pero con la generación convencional).

Asimismo un generador renovable puede vender también su energía a otro generador o a un cliente libre a través de contrato de largo plazo, siendo establecidas las condiciones por acuerdo de partes.

Sin que tenga que ser necesaria la participación de un generador renovable en el

mercado de corto plazo o en un mercado de contratos, es posible que dicho generador participe de una negociación directa con una empresa distribuidora. El marco normativo permite la participación de generación menor a 9 MW en redes de media tensión de distribución.

6.4.3. Sistemas de Información y Registro de instalaciones renovables

Tanto en España, Perú como en Chile, se dispone de sistema de información mediante el cual se lleva a cabo un registro estadístico de la capacidad instalada y de la producción de la generación renovable.

En el caso de Perú OSINERGMIN publica en su página web toda la información de los procesos de subastas renovables que se llevan a cabo, la capacidad instalada y la producción de energía renovable por tipos de tecnologías, asimismo se dispone de un sistema de registro en el que para participar de un proceso de subasta renovable, los postores necesariamente deben inscribirse previamente.

Por su parte el COES lleva un registro de los ingresos de la generación renovable en el Mercado de Corto Plazo así como de su Inyección Neta de Energía (diferencia entre la energía total inyectada por el generador renovable al Sistema menos sus retiros por contratos con terceros) valorizada a Tarifa de Adjudicación que son informados a OSINERGMIN para que el regulador fije el cargo por prima que es recaudado de los usuarios a través del peaje de transmisión.

En el caso de España la Comisión Nacional de Energía CNE cuenta también en su página web con un sistema de información mediante el cual se puede determinar en cada momento y para cada tipo de tecnología la potencia total con inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, así como del grado de cumplimiento de los objetivos de potencia, su evolución mensual y el plazo estimado para el cumplimiento de dichos objetivos.

En el caso de Chile existe un registro de energías renovables el cual es gestionado por cada centro de despacho, es de libre acceso y está publicado en sus respectivas páginas web, está constituido por un catastro de medios de generación y balances mensuales y anuales para cada año de verificación del cumplimiento de la obligación que tienen los generadores de acreditar un porcentaje de sus ventas en el mercado de corto plazo mediante generación renovable.

6.4.4. Consideraciones técnicas para la operación segura del sistema.

Dadas las características y efectos que en la Red eléctrica pueden ocasionar las tecnologías renovables no convencionales, especialmente las que se valen de recursos energéticos no gestionables, como son principalmente la generación solar fotovoltaica y la eólica, en todos los países donde se han promovido el desarrollo de estas tecnologías

se han tenido adecuar las exigencias técnicas que deben poseer estas instalaciones a fin de que su conexión al sistema eléctrico no ponga en riesgo la seguridad del mismo, en tal sentido, tanto en España que emprendió hace algunos años una política de promoción de la tecnología renovable no convencional bastante agresiva que originó un incremento rápido de este tipo de tecnología, como en Chile en donde todavía no se ha desarrollado de manera importante la generación renovables no convencional y en Perú donde recién en los próximos dos años se conectarán al Sistema instalaciones eólicas y fotovoltaicas, en unos casos se ha implementado y en otros se están implementado, procedimientos técnicos con las exigencias necesarias para una operación segura del sistema eléctrico con presencia de generación renovable no convencional, siendo el seguimiento y la verificación del cumplimiento de dichos procedimientos técnicos por lo general efectuado por el operador del sistema eléctrico.

La respuesta de las centrales eólicas frente a los huecos de tensión, su comportamiento frente a la rigidez o debilidad de los puntos de conexión a la red, los requerimientos de compensación reactiva para una adecuada regulación de la tensión, el requerimiento de contar con una importante presencia de reserva rotante basada en generación convencional ante salidas de servicio de generación renovable, así como de una adecuada regulación de frecuencia capaz de responder adecuadamente ante variaciones de la velocidad de los vientos, son algunas de las consideraciones que deben tomarse en cuenta. Asimismo es importante también la necesidad del operador del sistema de contar con un adecuado centro de control que le permita gestionar adecuadamente este tipo de tecnología.

Por ejemplo en España la normativa establece que los titulares de las instalaciones eólicas o solares fotovoltaicas con potencias superiores a 2 MW, deben adoptar todas las medidas necesarias para que sus instalaciones se mantengan conectadas al sistema eléctrico sin sufrir desconexiones ante huecos de tensión producidos por cortocircuitos presentados en el sistema. Se dispuso que todas las instalaciones eólicas que antes del año 2008 contaban con inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones en régimen especial, percibirán hasta fines del 2013 un complemento económico de 3.8 €/MWh siempre que dispongan del equipamiento técnico necesario que les permita mantener la continuidad del suministro ante huecos de tensión; las instalaciones que han obtenido su inscripción a partir del 2008 están obligados a responder adecuadamente ante huecos de tensión. Asimismo también es importante destacar que el operador del sistema emplea modelos de previsión de la producción eólica a fin de minimizar el costo de los desvíos que por lo general suelen estar alrededor del 25% del precio de mercado, al respecto existe un modelo Apolo que mejora la previsión de corto plazo con una

anticipación de 05 horas el cual actúa con datos adquiridos de la operación real del sistema, asimismo existe un modelo físico en base a predicciones meteorológicas que permite efectuar predicciones con 72 horas de anticipación.

En el caso de Perú, el operador del sistema COES ha adecuado sus procedimientos para establecer los criterios técnicos exigidos para la conexión y el ingreso en operación comercial de las instalaciones renovables no convencionales pertenecientes al SEIN. Además de haber encargado la ejecución de un estudio que ha permitido evaluar y determinar los límites máximos de potencia eólica que deberían ser inyectados en determinados puntos del SEIN con la finalidad de no afectar su seguridad.

En el caso de Chile, la calidad del servicio y la seguridad del sistema eléctrico chileno se encuentra regulada por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, esta norma establece adicionalmente a las exigencias de las diversas instalaciones del sistema, las consideraciones que las instalaciones eólicas deben tener en cuenta, al respecto se establece un rango de tensiones bajo el cual estas unidades deberían mantenerse en servicio ante fallas (huecos de tensión), así mismo precisa también las consideraciones para que estas instalaciones aporten y/o absorban los reactivos requeridos, el requerimiento de respuesta de sus reguladores de velocidad frente a sub frecuencias y sobre frecuencias y las exigencias con relación a la energía de mala calidad (armónicas, flickers, fluctuaciones de tensión y corriente; etc). Además se establece las consideraciones técnicas que deben cumplir dichas instalaciones eólicas para operar en el sistema.

6.5. Regulación de conducta

6.5.1. Condiciones de acceso y conexión de las energías renovables.

Tanto en España, Chile como en Perú el acceso y la conexión a las redes de distribución y transmisión se encuentran regulados, teniendo la generación renovable prioridad de acceso y conexión en Perú y España. Existe una diferencia con relación a quienes deben efectuar las inversiones necesarias de ser el caso, en el caso de España al igual que en Chile las inversiones para la conexión de las instalaciones renovables a las redes de los distribuidores como de los transmisores deben ser llevadas a cabo por los generadores renovables, mientras que en Perú las inversiones para la conexión a las redes de distribución son llevadas a cabo por los distribuidores y por los generadores renovables las inversiones requeridas para la conexión a la redes de transmisión. También se presenta una diferencia en el pago que efectúan los generadores renovables por la conexión y uso de las redes de transporte y distribución, en el caso de España si bien la generación renovable y la generación ordinaria no efectuaban pagos por la conexión y uso de las redes de transporte y de distribución, asumidos por la demanda dentro de la

denominada tarifa de acceso, que entre otros conceptos regulados considera el pago de la red de transmisión y distribución, a partir de la publicación del Real Decreto Ley 14/2010 de fecha 23 de diciembre del 2010, todos los generadores vienen pagando un peaje de acceso de 0.5 €/MWh con la finalidad de reducir el déficit tarifario que actualmente viene experimentando el mercado eléctrico español.

En el caso de Chile todos los generadores efectúan un pago por el uso de las instalaciones del sistema troncal de transmisión y de subtransmisión, con la salvedad de la generación renovable que tiene un tratamiento particular, al estar exceptuadas en forma total del uso del sistema troncal aquellas instalaciones con una potencia inferior a 9 MW y en forma parcial las instalaciones que no superan los 20 MW. En el caso de Perú los generadores renovables únicamente efectúan un pago incremental de la inversión para la conexión y por el uso de las redes de distribución, no efectuando pagos por el uso de las redes de transmisión.

En el caso de España para la evaluación de la capacidad de acceso y la necesidad de posibles refuerzos se consideran criterios de seguridad, funcionamiento y de planificación de la red. Cuando no se dispone de capacidad suficiente para cumplir las condiciones de funcionamiento y seguridad de la red, el operador del sistema y el transmisor o distribuidor pueden denegar la solicitud de acceso planteando propuestas alternativas de acceso en otros puntos de conexión o la ejecución de refuerzos. En el caso de conexión a la red de distribución, si el titular de generación renovable no acepta la propuesta alternativa realizada por la empresa distribuidora ante la solicitud de un punto de acceso y conexión, dicho titular puede solicitar al órgano competente la resolución de la discrepancia. En los casos en que existen limitaciones físicas o técnicas para la conexión en un determinado punto del sistema, ante la concurrencia de diversos generadores para celebrar el Contrato Técnico de Acceso (tras la resolución favorable de los procedimientos de acceso y de conexión, el agente peticionario debe suscribir con el transportista propietario del punto de conexión un contrato de acceso a la red.), los generadores renovables tienen prioridad de conexión ante los demás tipos de instalaciones, siendo los gastos de las instalaciones necesarias para la conexión asumidos por los titulares de las instalaciones renovables. Antes de la sincronización de las instalaciones de generación renovable y de su conexión a la red, se requiere un informe de verificación de las condiciones técnicas de conexión del operador del sistema o del gestor de la red de distribución que acredite el cumplimiento de los requisitos para la puesta en servicio de la instalación según la normativa vigente.

En el caso de Chile, con el objetivo de facilitar la conexión al sistema troncal de transmisión de las fuentes renovables no convencionales, se ha creado una especie de

subsidio para viabilizar los proyectos de líneas de transmisión, a través de una compensación por los cobros no recibidos por transporte de potencia, el cual está vigente desde el febrero del 2010.

Con relación a la conexión de las redes de distribución, los concesionarios de estas redes deben permitir la conexión de las instalaciones renovables con potencias instaladas menores a 9 MW, las que a su vez están exceptuadas del pago total de peaje por el uso de los sistemas de transmisión troncal, sin embargo dichos concesionarios no están obligados a permitir la conexión de las instalaciones con potencias mayores o iguales a 9 MW y menores a 20 MW aun cuando estas instalaciones de generación disponen de una exceptuación parcial del pago del peaje de los sistemas de transmisión troncal.

Las obras adicionales que son necesarias para permitir la inyección de potencia a la red de distribución son ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución y los costos asumidos por los propietarios de los medios de generación razón por la cual el valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora. En cuanto a la conexión a un sistema de transmisión, la normativa no contempla costos de conexión a estos sistemas, los costos se encuentran considerados en los pagos de peajes que se realizan por el uso de estos sistema de transmisión, no obstante las instalaciones de transmisión utilizadas para la conexión del generador renovable al sistema son de responsabilidad y costo de los propietarios de los proyectos de generación. Los CDEC establecen un conjunto de requerimientos técnicos necesarios para la conexión de nuevas fuentes de generación, renovables, lo que puede traducirse en ampliaciones de los sistemas de transmisión, que son asumidos por todos los usuarios a través del esquema de peajes en caso correspondan a obras necesarias de expansión de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de sub transmisión. En el caso de los sistemas de transmisión adicional, sus ampliaciones son objeto de negociación entre el propietario y el usuario, las líneas de transmisión adicional surgen de requerimientos específicos y nacen por decisión autónoma de un generador ó como resultado de libre negociación con un prestador de servicios de transmisión.

En cuanto al acceso, la normativa establece que las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios.

En el caso de Perú, la normativa establece que si existe capacidad suficiente en los sistemas de transmisión y distribución, los generadores renovables tienen prioridad para conectarse, pagando por el uso de las redes de distribución un costo incremental fijado a

través de un acuerdo entre partes el cual de no ser posible puede ser fijado por el regulador, asimismo es posible que el generador renovable lleve a cabo la inversión necesaria que le permita conectarse, debiendo el distribuidor posteriormente efectuar el reembolso correspondiente al titular de generación. En el caso de que una instalación renovable se conecte al sistema eléctrico a través de una red de transmisión, el transmisor está obligado también a permitir la utilización de su sistema, debiendo el generador renovable asumir los costos de la ampliación en caso sea necesario así como el pago de compensaciones por el uso de su red.

6.5.2. Planificación de la generación renovable

En el caso de Perú en el mes de mayo del 2008 el Decreto Legislativo N° 1002 estableció que el Ministerio de Energía y Minas elaboraría en el plazo de un año, un Plan Nacional de Energías Renovables, enmarcado dentro del plan nacional de energía, si bien se han llevado a cabo dos subastas renovables y han pasado cuatro años de la promulgación de dicho Decreto Legislativo, todavía no se cuenta con un Plan Nacional de Energías Renovables.

Sin embargo en mes de abril del 2012, el Ministerio de Energía y Minas ha publicado un informe denominado “Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación”, que se entiende deberá servir como base para dicho Plan, mediante este informe se presenta los resultados de un estudio estratégico de energía para el Perú, con un horizonte de 30 años, dicho Estudio ha sido solicitado por el Ministerio de Energía y Minas con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo y del Ministerio de Economía y Finanzas. Al respecto, dicho informe así como presenta desafíos para distintos sectores lo hace también para la generación de electricidad con recursos renovables, asimismo plantea una proyección de su evolución para dicho periodo de estudio y se establece planes y programas con acciones a efectuar para lograrlos, planteándose entre otros objetivos el hecho de que la matriz energética deba contar con un 20% de generación de electricidad con fuentes renovables no convencionales en el año 2040.

En España la meta de generación eléctrica procedente de fuentes renovables para el año 2020 ha sido fijado en 20% (incluida la generación hidráulica convencional y no convencional), dicha meta está regida por el objetivo que se le ha establecido como país miembro de la unión europea. Sin embargo debido al holgado margen que se dispone actualmente para llegar a la meta del 2020, provisionalmente se ha suspendido los mecanismos de promoción de nueva generación renovable con la finalidad de disminuir el actual déficit tarifario.

En el caso de Chile, si bien actualmente se ha planteado en la agenda política el objetivo

de que en el año 2020, el 20% de la producción de generación de electricidad provenga de fuentes renovables no convencionales, y que incluso el Congreso chileno viene discutiendo un proyecto de Ley con este objetivo, planteando además de un cambio del régimen actual el hecho de que los planes de expansión deban considerar este tipo de proyectos, en la actualidad no existe un plan de expansión de la generación renovable no convencional, únicamente existe una obligación de que los generadores tengan que respaldar un porcentaje de sus retiros con energía renovable no convencional.

6.5.3. Instrumentos de fomento de investigación y desarrollo

Tanto en España, Chile como en Perú la regulación de la generación de energía con fuentes renovables esta acompañada de mecanismos que contribuyen al fomento de la investigación y desarrollo de dicha tecnologías, aunque en unos países con mayor alcance y desempeño que en otros.

En el caso de Perú recién se están emprendiendo algunas medidas a través del CONCYTEC que es el organismo encargado por Ley para llevar a cabo estas actividades, mientras que en España estas actividades han alcanzado un mayor desarrollo, producto de los años que ya se viene promoviendo este tipo de tecnologías, muestra de ello son los programas emprendidos por instituciones como el CIEMAT, PROFIT, IDAE y el CENER que es un centro tecnológico de prestigio internacional, especializado en la investigación aplicada y el desarrollo y fomento de las energías renovables.

En el caso de Chile, dada la necesidad que han tenido de avanzar en la investigación de los proyectos renovables con la finalidad de hacerlos cada vez mas competitivos, debido a que en este caso, no cuentan con un esquema que promueva la generación renovable con incentivos económicos, como es en Perú a través de una tarifa de adjudicación garantizada o en España a través de una tarifa regulada renovable o una prima, la investigación y desarrollo en Chile también ha tenido un relativo impulso, muestra de ello es el desarrollo alcanzado por el FONDEF “Fondo de fomento para el desarrollo científico y tecnológico”, dependiente de la Comisión Nacional de Ciencia y Tecnología (CONICYT), así como los convenios bilaterales suscritos por la Comisión Nacional de Energía CNE con el gobierno Alemán y la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), entre otras demás acciones destinadas también a la investigación.

CAPITULO VII

ANÁLISIS COMPARADO DEL MARCO REGULATORIO PERUANO

7.1. La importancia de regular en cantidad y no solo en precio

Si bien el hecho de que en un inicio no se regulara por cantidad sino solo por precio la penetración de la generación de electricidad con recursos renovables en España, debido a que los objetivos de potencia renovable consistieron únicamente en objetivos referenciales de planificación, propició que España se convirtiera en uno de los países con una presencia y desarrollo importante de generación renovable, especialmente la solar fotovoltaica y eólica, excediendo las metas propuestas. Tal es así que en agosto del 2007 se había superado el 85% del objetivo de potencia instalada fotovoltaica trazada para el 2010 correspondiente a 371 MW y en marzo del 2009 ya se disponía el 82% de la meta propuesta para la generación eólica correspondiente a 20,155 MW.

Fue necesario tomar acciones de emergencia que permitieran controlar su crecimiento, situación que se hizo más evidente debido a la crisis económica que viene experimentando Europa en especial España, dado que los sobrecostos originados para pagar la operación de la generación renovable es asumida por los usuarios a través de la denominada tarifa de acceso.

En tal sentido, dada la experiencia del caso español y el riesgo que podría significar, el hecho de que en el caso peruano no solo se regule por precio sino también por cantidad la participación de la generación renovable, constituye un aspecto positivo. La generación renovable en Perú está regulada también por cantidad debido a que en cada una de las Subastas renovables se establece la cuota de generación renovable requerida por tecnología, la cual debe ser concordante con la norma marco que establece un porcentaje objetivo (tope máximo, no necesariamente vinculante) de presencia renovable que debería tener el sistema peruano cada año; al respecto el artículo numeral 2.2 del artículo 2° del Decreto Legislativo N° 1002 establece: “el Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (05) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el 5% en cada uno de los años del primer quinquenio”

7.2. La generación renovable hidráulica convencional y no convencional

Considerando que se viene discutiendo en el congreso chileno la aprobación de una Ley que establecería de manera vinculante que al 01 de enero del año 2020 el 20% de las inyecciones de cada uno de los sistemas eléctricos chilenos debería provenir de medios de generación renovables no convencionales y que es objetivo del gobierno chileno incrementar la cuota de generación renovable pero sin tener que hacerlo impositivamente a través de una Ley sino a través de medidas que hagan más competitivo este tipo de generación dada la también importante cuota de generación hidráulica que dispone, la cual en el año 2010 ha representado el 37% de la producción. Al ser el Perú también un país con una importante participación de generación hidráulica la cual en el 2011 fue de 20,404 GWh (57.9 %) y un reconocido potencial hidráulico, es importante tener en cuenta, que si bien la generación renovable no convencional tiene aspectos positivos medioambientales, al todavía no poseer costos de desarrollo que le permitan competir en igualdad de condiciones con el resto de tecnologías, obviando la valoración de las externalidades positivas medioambientales, sería más eficiente promover un mayor desarrollo de generación hidráulica convencional dejando la generación renovable no convencional para más adelante cuando esta tecnología pueda ser más competitiva sin tener que otorgarles incentivos con costos que tengan que ser asumidos por los usuarios en el pago de la energía, esto dado los avances tecnológicos que se irán presentando y que originará se sigan reduciendo los costos de su desarrollo a futuro.

7.3. Precios fijados por Resolución vs. precios fijados por subasta

Comparando la regulación de España, la cual establece un precio fijado por Resolución, según las características de cada tipo de tecnología renovable, sea en la modalidad de tarifa renovable regulada o en la modalidad de Prima o Prima con topes (Prima Cap & Floor) con la regulación de Perú, el esquema regulatorio implementado en Perú favorece en mayor medida la competencia, al estar establecido que los precios que se reconocen a la generación renovable corresponden a los menores precios adjudicados en procesos de subasta que permiten cubrir los requerimientos de cada tipo de tecnología renovable, en vez de considerar un precio ya establecido según los requerimientos de capacidad de cada tecnología, asignada según la anticipación con la cual son inscritas en un Registro de Pre Asignación de Retribución ante una convocatoria tal como es en España actualmente.

7.4. Transferencia adecuada de sobrecostos

En esquemas regulatorios en los que existe un incentivo económico para promover inversiones y donde parte de dicho incentivo proviene del aporte de los usuarios el cual es importante para el buen funcionamiento del mercado, es necesario destacar la importancia que tiene poder transferir con criterios eminentemente técnicos los costos

que deben ser asumidos por los usuarios.

En el caso de España, donde una parte de la generación de energía renovable no convencional debe ser asumido por los usuarios en la tarifa de acceso que conforma el precio final que pagan los usuarios por la energía, el hecho de que la tarifa que han venido pagando los usuarios no reflejase todos los costos que debían ser considerados en dicha tarifa de acceso, entre estos, los costos de las primas renovables, ha originado que se produzca un importante déficit tarifario que en los últimos años se ha incrementado considerablemente, y que ha motivado una serie de cambios regulatorios, como es la limitación del ingreso de generación renovable, la decisión de que a partir del 2013 la tarifa que pague el usuario no considere la existencia de déficits, la decisión de finales de enero del 2012 de suspender temporalmente la aplicación de la regulación vigente para promover nuevas instalaciones de régimen especial entre ellas las renovables. Dicho déficit está siendo asumido por los generadores al no poder recaudar todo el monto que corresponde mediante la tarifa de acceso, que es determinada por la CNE, dicho déficit se ha constituido en compromisos de pagos futuros a los agentes generadores.

En el caso de Perú el monto que asumen los usuarios por las primas renovables (monto que complementa los montos que percibe el generador renovables en el mercado de corto plazo para obtener el monto garantizado a través de la tarifa adjudicada en el proceso de subasta) vienen siendo transferidos adecuadamente a la demanda, es decir se trasladan en la misma medida que se generan o dicho de otra manera la tarifa del usuario final recoge todo el sobrecosto que origina la operación de la generación renovable, lo cual se ve reforzado además por el hecho de que la regulación establece que trimestralmente debe llevarse a cabo una actualización del monto por prima que perciben los generadores renovables a fin de proceder a actualizar las estimaciones de los cargos que son asumidos por la demanda, ello con la finalidad de que no se generen desbalances grandes entre lo estimado y lo real que pudieran dar lugar a tener que incrementar considerablemente la tarifa de los usuarios si estas actualizaciones fuesen solo una sola vez al año. Entiéndase por sobrecosto el monto que complementa los ingresos que percibe un generador renovable en el mercado de corto plazo para obtener el monto garantizado con la tarifa adjudicada en las subastas, el cual es asumido por la demanda a través del denominado cargo por prima.

A lo indicado se suma el hecho de que el Ministerio de Energía y Minas y Osinergin podrían controlar el efecto de la generación renovable en las tarifas del usuario indirectamente si este fuera excesivo, limitando la presencia de renovables y el efecto de su precio, dado que la normativa establece que la cuota de participación y el precio de las

renovables se obtiene mediante procesos de subastas, las cuales son llevadas a cabo por Osinergmin bajo los requerimientos del Ministerio de Energía y Minas.

7.5. La cuota de participación de la generación renovable

El marco regulatorio peruano establece que la cuota de presencia de generación renovable no convencional debe corresponder a un porcentaje del consumo nacional de energía, el cual es establecido por el Ministerio de Energía y Minas cada cinco años, adjudicándose los proyectos mediante procesos de subasta; en el caso de España el objetivo de la participación de este tipo de generación está establecido en el Plan de Energías Renovables y su penetración en la matriz energética viene determinado mediante la asignación del derecho de cobro de las primas, efectuado mediante un proceso de asignación según la anticipación con la cual se inscriben en el Registro de Pre Asignación de Retribución cuando esta es convocada.

Como puede apreciarse, tanto en Perú como en España la incursión de los agentes en la generación renovable depende de la decisión de inversión de los agentes, con las reglas, incentivos y condiciones de promoción que establecen sus respectivos marcos regulatorios, caso distinto a Chile donde es una obligación que un porcentaje de la energía contratada por los generadores tiene que ser respaldada con producción renovable no convencional. En tal sentido es más ventajoso el esquema de fomento de la generación renovable en Perú que en España al disponer Perú de un esquema más competitivo por medio de subastas a través de las cuales se adjudica precio y cantidad, en comparación al caso español en donde actualmente solo es posible la competencia en cantidad la cual se da según la anticipación con la cual se inscriben los proyectos en el mencionado registro de preasignación, aún cuando en España al igual que Perú tampoco es obligatorio respaldar los contratos de energía de los generadores con generación renovable tal como es en Chile.

Aplicar en Perú un esquema similar al de Chile, referido a la obligación de los generadores de tener que respaldar un porcentaje de su energía contratada con producción renovable, si bien es una forma para propiciar la presencia de generación renovable, sería positivo si su costo de desarrollo pudiera ser competitivo, situación que todavía no se alcanza aun cuando los costos se han reducido, caso contrario los sobre costos incurridos terminarían transfiriéndose de alguna manera al usuario, a través de los precios que se ofertan en las licitaciones por el cual los generadores venden energía a las distribuidoras o en los precios contractuales que se determinen bilateralmente entre un suministrador y su cliente. Igualmente será importante las medidas que se establezcan para condicionar el cumplimiento de esta obligatoriedad, caso contrario pueda que se prefiera pagar las penalidades que cumplir con este requerimiento, dado el elevado costo

de inversión que significa todavía incursionar en estas tecnologías.

En el extremo, podría incrementarse más la generación renovable hidráulica (<20 MW) que otras tecnologías, dado que aunque todavía tienen costos de desarrollo altos, son menores a las demás tecnologías. En tal sentido conviene evaluar la aplicación de esta obligación del esquema chileno al caso peruano, pero más adelante, cuando las tecnologías renovables puedan ser competitivas con el resto de tecnologías en el entorno de las consideraciones y precios del mercado eléctrico peruano, aun cuando hay quienes manifiestan que el esquema de garantizar un porcentaje de la energía contratada con cuotas de generación renovable como es en Chile, favorece la competencia entre tecnologías renovables al tenerse que buscar respaldar dicha garantía con tecnologías renovables de menores costos.

En España el objetivo de la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía para el año 2020 ha sido fijado en 20%, para el logro de dicho objetivo se considera como generación renovable toda la generación hidráulica, es decir se toma en cuenta tanto la generación hidráulica de régimen especial que es la que percibe el incentivo regulatorio de primas como la generación hidráulica de régimen ordinario, al respecto la meta establecida en el Plan de Energías Renovables de España 2011-2020 aprobado en Noviembre del 2011 considera que para el año 2020 la potencia hidráulica alcanzaría 13,861 MW (sin incluir la potencia instalada en bombeos puros) que representa un incremento de 635 MW al 2020. Como se aprecia en el caso de España la evolución de la generación hidráulica renovable está regida por el objetivo que se le ha establecido como país miembro de la unión europea. El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros del 11 de noviembre de 2011, estableciendo objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009.

Debido a que en el caso de Perú la meta objetivo de generación renovable no considera la generación de las mini centrales hidráulicas, que son aquellas que también cuentan con el incentivo del cobro de primas, sería importante que el marco legal peruano estableciera también una meta objetivo para estas centrales, cuya presencia y precio se determinan en los procesos de subastas renovables, debido a que la prima que estas instalaciones cobran para recibir el precio garantizado por las subastas, es aportado por los usuarios y al no existir topes para estas, se corre el riesgo de que la magnitud de potencia de esta tecnología pueda escapar de control y exceder lo planificado o inclusive ser promovida sin límites según la motivación del gobierno de turno o del regulador inclusive. La importancia de este tope es más que todo por el esquema regulatorio de incentivo que se tiene en el Perú para esta tecnología, distinto al caso de Chile en que no

existe un incentivo económico para este tipo de generación que tenga que ser asumido por los usuarios y en donde en razón de ello cada agente es quien decide a través de que tecnología renovable cumple el requerimiento de garantizar su energía contratada conforme lo establece su regulación.

7.6. El acceso y conexión de la generación renovable

En Perú, España y Chile el tratamiento del derecho de acceso y conexión de la generación renovable a las redes de distribución y transmisión es similar, en el sentido de que las instalaciones renovables tienen prioridad sobre el resto de instalaciones.

Aun cuando existen diferencias en cuanto a quienes realizan el pago por el uso de las instalaciones de distribución y transmisión, estas tienen que ver con la forma como el marco regulatorio establece la ejecución de las inversiones y el reconocimiento de las mismas.

En España las renovables no pagan por el uso de las instalaciones adicionales de distribución requeridas por la presencia de la generación renovable, debido a que estas inversiones son asumidas por el propio titular del proyecto (el uso de de las instalaciones de distribución que no son consecuencia del proyecto renovable lo paga la demanda).

En Perú el uso de las instalaciones adicionales de distribución requeridas por la presencia de la generación renovable lo paga el generador renovable, debido a que las inversiones en estas instalaciones las realiza el propio distribuidor con capital propio o a través de contribuciones reembolsables.

Tanto en Perú como en España el uso de las instalaciones adicionales de transmisión requeridas por la presencia de la generación renovable, no son pagadas por el generador renovable debido a que en ambos países las inversiones de estas instalaciones son efectuadas por los propios titulares de los proyectos renovables.

Al ser el esquema remunerativo de las renovables distinto en Perú y Chile, en Perú mediante el cobro de un monto por prima adicional a los ingresos percibidos en el mercado de corto plazo y en Chile únicamente mediante los ingresos percibidos en el mercado de corto plazo, se justifica de que en Chile con la finalidad de incentivar este tipo de generación se las exceptuó de forma total o parcial del pago por el uso de las instalaciones troncales de transmisión.

Esta medida no es necesaria en Perú, dado que el pago por el uso de las instalaciones de transmisión equivalente al sistema troncal chileno lo efectúa la demanda y las inversiones de transmisión necesarias para la generación renovable son efectuadas por el propio titular del proyecto siendo los costos igualmente transferidos a los usuarios a través del monto por prima que paga la demanda.

7.7. La importancia de las consideraciones técnicas

Las consideraciones técnicas para una operación segura del sistema eléctrico peruano es un tema bastante importante y que muy bien podría ser tomado en cuenta de los países que ya tienen experiencia en esta clase de tecnologías como es España, especialmente de instalaciones renovables no gestionables, es decir de aquellas cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable. Es necesario que el marco regulatorio renovable a la vez de establecer incentivos para la penetración de la generación renovable establezca también un accionar destinado a no comprometer la seguridad de suministro del sistema eléctrico.

Es importante mencionar la necesidad de contar con una adecuada capacidad de generación convencional de reserva que permita afrontar grandes variaciones inusitadas de generación renovable no gestionable. Por ejemplo en España se emplean modelos de previsión de la producción eólica a fin de minimizar el costo de los desvíos que por lo general está alrededor del 25% del precio de mercado. Existe un modelo Apolo que mejora la previsión de corto plazo con una anticipación de 05 horas el cual actúa con datos adquiridos de la operación real del sistema, asimismo existe un modelo físico en base a predicciones meteorológicas, de velocidad y dirección del viento; etc, que permite efectuar predicciones con 72 horas de anticipación.

Asimismo es imprescindible que las instalaciones renovables cuenten con el equipamiento necesario que les permita compensar adecuadamente los requerimientos de energía reactiva así como permanecer conectadas al sistema ante huecos de tensión en la red producto de fallas en el sistema.

En cuanto a las condiciones de seguridad para la conexión de las instalaciones renovables al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano (SEIN) el Operador del Sistema COES de cara a la conexión próxima de las primeras instalaciones eólicas que se sincronizaran al SEIN en este año 2012 y en el año 2014 adjudicadas en los procesos de subasta llevados a cabo hasta el momento ya ha emprendido algunas medidas, al respecto ha coordinado la ejecución de un estudio para la determinación de la máxima inyección eólica en barras del SEIN así como la implementación de las consideraciones técnicas que deberán tener en cuenta los titulares de las instalaciones eólicas para que el COES autorice su conexión al SEIN y por ende su ingreso en operación comercial, consideraciones que forman parte del procedimiento COES N° 21 "Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES SINAC" .

También es importante la adaptación que deberá tener el centro de Control del COES de forma de poder contar con los modelos adecuados que le permitan predecir con cierta precisión el recurso energético renovable en especial de las tecnologías no gestionables.

7.8. La planificación de la generación renovable

En el cuanto a la planificación de la generación de electricidad con fuentes renovables, si bien hasta la fecha se han llevado a cabo 02 subastas renovables mediante las cuales se adjudicaron 642 MW de potencia instalada tanto entre mini hidráulicas como renovables no convencionales (correspondiendo de los 642 MW, 283 MW a Mini hidráulicas y 359 MW a renovables no convencionales, de las cuales 96 MW han sido solares fotovoltaicas, 31 MW Biomasa y 232 MW Eólica) y en noviembre del 2010 se ha publicado la Política Energética peruana para el periodo 2010-2040 mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, estableciéndose 09 objetivos de política, de los cuales entre los lineamientos del primer objetivos de política consistente en “Contar con una matriz energética diversificada con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética”, se establece promover el uso intensivo y eficiente de las fuentes de energía renovables convencionales y no convencionales, luego de cuatro años de vigencia del Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables no se ha elaborado un Plan Nacional de Energías Renovables aun cuando el referido Decreto Legislativo estableció que el Ministerio de Energía y Minas en el plazo máximo de 01 año a partir de su vigencia debía elaborar dicho plan.

Es importante que el Perú pueda contar con un plan de energías de renovables, concordante con la política energética que se tenga trazada para el país a fin de seguir una hoja de ruta que permita el desarrollo de este tipo de tecnología según lo planificado y a su vez sirva de apoyo para determinar las acciones de fomento que deban implementarse a fin de permitir gestionar adecuadamente su grado de penetración, mas aun cuando parte de los costos de de estas tecnologías es asumido por los usuarios.

Por ejemplo en el caso de España se cuenta con un Plan de Energías Renovables (PER) y un Plan Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020 elaborados conforme a lo establecido por la Directiva de la Unión Europea, mediante la cual se establece objetivos para cada uno de los Estados miembros en el año 2020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año, que en el caso de España el objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020.

Asimismo en el caso de Chile, si bien actualmente no dispone de un plan nacional de energías renovables, aun cuando el gobierno ha manifestado su intención de que en el año 2020 el 20% de la energía eléctrica producida provenga de fuentes de energías renovables no convencionales, dentro de las que se incluye a las instalaciones hidráulicas menores a 20 MW, y a su vez el poder legislativo viene promoviendo la aprobación de una ley que además de modificar el marco normativo vigente de la generación renovable no convencional propone fijar de manera vinculante el objetivo del

20% indicado.

7.9. La investigación y desarrollo en generación renovable

El fomento a la investigación y desarrollo de la generación de energía con fuente renovables es otro punto que puede ser enriquecido con la experiencia internacional, tanto de España donde la presencia de la generación renovables ha tenido un destacado desarrollo y son varios los años de experiencia promoviéndose este tipo de tecnologías, como de Chile en donde se ha buscado que la generación renovable participe del mercado eléctrico con las mismas reglas económicas que se establece para las energías convencionales, salvo la excepción que disponen del pago total o parcial por el uso de las instalaciones del sistema troncal de transmisión, lo cual ha motivado que se promueva la investigación y desarrollo en estas tecnologías con la finalidad de conseguir una reducción de los costos de desarrollo que les permita ser más competitivos e incursionar en el mercado de generación eléctrica con dichas reglas.

En los países en que se han iniciado esquemas económicos para el desarrollo de las tecnologías renovables también se ha emprendido apoyo a la investigación y desarrollo con el fin de abaratar costos, por ejemplo en el caso de España existe el CIEMAT, PROFIT, IDAE y CENER, mientras que en Chile por ejemplo se ha buscado fomentar los proyectos renovables a través del Fondo de Fomento al Desarrollo Científico y Tecnológico (FONDEF) dependiente de la Comisión Nacional de Ciencia y Tecnología (CONICYT), convenios bilaterales como el suscrito entre la Comisión Nacional de Energía CNE y el gobierno Alemán a través de la Cooperación Técnica Alemana (GTZ), así como con la Corporación de Fomento de la producción (CORFO).

Aun cuando el regulador peruano Osinergmin y el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) de España han firmado en enero del 2012 un convenio de cooperación para fomentar el desarrollo de las energías renovables y permitir la realización de eventos, intercambios y estudios conjuntos que promuevan el uso eficiente de la energía y un desarrollo energético sostenible, sería muy positivo de cara al futuro que el Perú pudiera contar en el mediano plazo también con un centro de investigación similar al que tiene hoy España, dado que si bien actualmente el costo de desarrollo de las tecnologías renovables no es competitivo todavía con los precios de energía de las tecnologías convencionales es importante fomentar la competencia de los proyectos con energías renovables e incentivar la investigación científica e innovación tecnológica que permitan hacer competitivas a estas tecnologías mitigando el impacto sobre los usuarios de la electricidad.

Si bien el Decreto Legislativo N° 1002 establece que el Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC) en coordinación con el Ministerio de

Energía y Minas y los Gobiernos Regionales deberá implementar mecanismos y acciones destinadas al desarrollo de proyectos de investigación sobre energías renovables, promoviendo la participación de instituciones educativas y organizaciones especializadas, el cumplimiento de dicho encargo por parte del CONCYTEC debería tener mayor protagonismo, aun cuando en el mes de febrero del 2012 se ha conocido que el CONCYTEC ha formalizado la suscripción de un convenio con la Universidad Nacional de Ingeniería para el inicio de una Maestría en Ciencias con mención en Energías Renovables, así como un proyecto de investigación denominado “Optimización de la eficiencia energética empleando energías renovables para viviendas rurales”.

Al igual que Chile, al ser Perú un país en vías de desarrollo es posible que proyectos de generación renovable puedan estar sujetos al beneficio de percibir ingresos adicionales producto de la comercialización de los certificados de reducciones de emisiones que podrían obtener de ser calificados como afectos a la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio, dichos certificados son requeridos por los países desarrollados para cumplir sus metas de reducción de emisiones que les corresponde en el Marco del Protocolo de Kyoto. Al respecto en las bases (numeral 14.4) del segundo proceso de subasta renovable (aprobado por la Resolución Vice Ministerial N° 036-2011-MEM/VME del 27 de abril del 2011) se manifestó lo siguiente: “La Sociedad Concesionaria, de considerarlo necesario, podrá aplicar el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para generar beneficios a través de la comercialización de los Certificados de las Reducciones de Emisiones (CERs). Es responsabilidad de la Sociedad Concesionaria verificar todos los reglamentos del MDL y estimar los beneficios resultantes”.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Si bien la generación de electricidad con recursos renovables no convencionales tiene diversos aspectos positivos desde el punto de vista medioambiental y a su vez utiliza fuentes primarias que son un sustituto ideal de otras fuentes de energía contaminantes o escasas como el petróleo, el desarrollo de estas tecnologías en cada país debería estar supeditado también al potencial hidráulico con el que cuentan.
2. En el caso de Perú donde el potencial hidráulico, en mini hidráulicas e hidráulicas de mayor tamaño es ciertamente importante, no debería ser una prioridad que su matriz energética esté compuesta por una importante cuota de participación de generación renovables no convencional distinta de la hidráulica, como son las solares, biomasa, eólicas, geotérmicas, mareomotrices, salvo excepciones donde no es posible contar con energía del Sistema Interconectado Nacional, que en dichos casos ha llevado a desarrollar proyectos solares fotovoltaicos aunque en pequeña escala.
3. Debido a que conforme al marco regulatorio vigente las centrales mini hidráulicas adjudicadas en los procesos de subastas son consideradas como generación renovable no convencionales y que por tanto gozan del incentivo de tener asegurado un ingreso del cual la parte que complementa los ingresos obtenidos en el mercado de corto plazo son asumidos por los usuarios en la tarifa eléctrica a través del cargo por prima y que a su vez no son tomadas en cuenta para la determinación de la cuota de participación de la generación renovable, con la finalidad de evitar una posible presencia excesiva de generación mini hidráulica con el correspondiente costo que ello involucra para los consumidores, es recomendable que la regulación establezca también un tope para la cuota de presencia de este tipo de generación o en todo caso se le tome en cuenta también en el tope que actualmente considera la regulación para la presencia de las otras tecnologías y que es considerado por el Ministerio de Energía y Minas y el Regulador para el requerimiento de generación renovable en los procesos de subastas.
4. Si bien el marco regulatorio vigente establece que la generación renovable, excluyendo las mini hidráulicas, debe tener una cuota de presencia equivalente a un porcentaje del consumo nacional de electricidad, el cual deberá ser fijado por el ministerio cada 05 años, siendo 5% el porcentaje vigente hasta abril del 2013, que corresponde a los 05 primeros años de la vigencia del Decreto Legislativo N° 1002. Dado el potencial

hidráulico que dispone el país, al menos hasta que las tecnologías renovables no convencionales tengan un costo de desarrollo que les permita ser competitivas con el resto de tecnologías sin tener que darles un incentivo adicional como el que actualmente les otorga el marco regulatorio vigente, es recomendable que el porcentaje de 5% no se incremente, promoviéndose en todo caso la generación hidráulica convencional que también tiene los mismos beneficios medioambientales que las otras tecnologías renovables.

5. El esquema aplicado en Chile de que todos los generadores deben garantizar un porcentaje de su energía contratada con producción renovable propia o contratada con terceros, que irá incrementándose gradualmente hasta alcanzar el 10% en el año 2024, podría favorecer el hecho de que los titulares de generación con activos correspondientes a otros tipos de tecnología opten también por incursionar en proyectos renovables en vez de contratar con terceros, sin embargo esta medida sería adecuada recién cuando la tecnología renovables alcance costos de desarrollo más competitivos, caso contrario sería difícil de cumplir.

6. Dado que los costos de desarrollo de las energías renovables todavía no han alcanzado valores competitivos, en ausencia de la valoración de la externalidad positiva medioambiental que poseen, es necesario remarcar la importancia de que la generación renovable tenga que además de ser regulada por precio serlo también por cantidad, ello en aquellos sistemas donde parte del incentivo económico que promueve la presencia de renovables es asumido por el usuario quien lo ve reflejado en el pago de la tarifa de la electricidad.

7. Si bien España es uno de los países pioneros en generación de electricidad con Recursos Renovables, el hecho de que en un inicio solo se regulara en precio, a través del establecimiento de una tarifa regulada renovable o del cobro de una prima que complementa sus ingresos en el mercado de producción, y no se regulara en cantidad, ocasionó rápidamente un incremento importante de la presencia de generación renovable especialmente de la solar fotovoltaica y de la eólica, situación que originó la necesidad de incrementar la denominada tarifa de acceso, que corresponde al pago que realizan los consumidores por una serie de cargos regulados, entre ellos el pago de las primas renovables, lo cual se agudizó cuando estos costos no fueron trasladados íntegramente a los usuarios, ocasionando un déficit tarifario importante que ha tenido que ser asumido por los generadores eléctricos y que se ha constituido en compromisos de pagos futuros que con el tiempo deberán ir saldándose. Esta situación ha originado que tenga que efectuarse una serie de cambios regulatorios tratando de limitar su crecimiento, estableciéndose como por ejemplo en el caso de las solares fotovoltaicas horas de

funcionamiento de referencia por sobre las cuales ya no se les reconocía el incentivo de la tarifa regulada o de la prima, así como cuotas topes obligatorias de generación que debían cumplirse en el tiempo, necesidad de inscripción en un registro de preasignación de retribución para según los requerimientos tener la posibilidad de percibir los incentivos económicos establecidos por la regulación, hasta tener inclusive que suspenderse temporalmente la posibilidad de contar con nuevas instalaciones renovables bajo el esquema del pago de primas que considera la regulación.

En el caso de Perú, una situación similar al caso español no debería suceder debido que desde que se estableció el marco normativo de la generación renovable, con el Decreto Legislativo N° 1002 de mayo del 2008, la regulación renovable se ha dado tanto en cantidad como en precio, en cantidad al quedar establecidos los requerimientos de potencia y/o energía en cada convocatoria de las subastas y en precio al ser estos fijados producto del resultado de los procesos de adjudicación de las subastas, ambos a través de un esquema de competencia. Es importante mencionar que Osinergmin contó con la presencia de especialistas españoles durante el proceso de elaboración de marco regulatorio renovable vigente en el Perú que sirvió para considerar de alguna forma la experiencia del caso español.

8. Dado que el marco regulatorio peruano establece como incentivo para la generación renovable que es adjudicada en los procesos de subastas una tarifa de adjudicación garantizada por 20 años con la cual rentabilizan su inversión y que además por la característica de estos proyectos (energía limpia) pueden calificar como beneficiarios del mecanismo de desarrollo limpio (MDL) mediante el cual dichos proyectos pueden generar ingresos adicionales producto de la venta a países desarrollados de los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) que pueden obtener, dichos certificados son requeridos por los países desarrollados para cumplir con sus metas de reducciones de emisiones en el marco del protocolo de Kyoto. Al respecto sería conveniente que una parte de los ingresos que pudiera obtener un proyecto renovables por el mecanismo de desarrollo limpio pueda ser considerado como descuento en los ingresos que percibe por la tarifa de adjudicación a fin de disminuir los aportes económicos de los usuarios, no podría ser de 100% debido a que en dicho caso los inversionistas de dichos proyectos renovables no tendrían incentivos para realizar la gestión de dicho reconocimiento, al tener que trasladar todo el beneficio que pudieran obtener, salvo sea imperativo pero con el reconocimiento de los costos que dicha gestión origine.

9. Debido a que los esquemas que se emplean tanto en Perú como en Chile para promover la generación de electricidad con fuentes renovables son distintos, en el caso peruano no correspondería aplicarse el beneficio de la exoneración parcial o total del

pago por el uso de las instalaciones del sistema troncal de transmisión, equivalente en el Perú al Sistema Principal de Transmisión o al Sistema Garantizado de Transmisión, que establece la regulación chilena, debido a que en Perú el pago por el uso del sistema principal o sistema garantizado lo paga íntegramente la demanda, aun si el esquema fuera otro, de forma que el generador lo tuviera que efectuar, lo más probable es que dichos costos igualmente se traslade a los usuarios a través del precio que se oferte en las subastas renovables. En el caso de Chile los generadores pagan por el uso de las instalaciones del sistema troncal, por lo que la exoneración total o parcial de dicho pago se constituye en un beneficio, además de que estas instalaciones entran a operar al sistema eléctrico chileno con las mismas reglas que cualquier generador, a excepción del pago del peaje referido.

10. Si bien el marco regulatorio peruano ha establecido que el Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica CONCYTEC es el encargado de implementar los mecanismos para el desarrollo de proyectos investigación sobre energías renovables en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas y gobiernos regionales, promoviendo la participación de universidades, instituciones técnicas y entidades especializadas, al respecto dicho organismo debería tener un papel más activo en esta materia, dado que en los casi cuatro años que está vigente la normativa que establece este encargo, el Decreto Legislativo N° 1002, no se han apreciado avances significativos en proyectos de investigación sobre esta materia, tal vez sea importante agenciarse de investigadores a nivel internacional que permitan sentar las bases para la conformación de un equipo especializado en investigación y desarrollo de energías renovables, con apoyo del sector privado de ser necesario.

11. Es imprescindible destacar que así como se establecen medidas para la incentivar la generación renovable también es necesario implementar acciones destinadas para que la operación de este tipo de tecnologías no comprometa la seguridad de suministro del sistema eléctrico, en especial de aquellas instalaciones renovables no gestionables como son principalmente las instalaciones eólicas; que en el caso de España por haber llegado este tipo de tecnología a un importante desarrollo, se constituye en un importante referente para tomar en cuenta dichas medidas.

Al respecto el operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) COES ha vendido tomando las acciones del caso para que la conexión al SEIN de los primeros parques eólicos que ingresen en operación en el año 2012 con 142 MW y en el año 2014 con 90 MW no originen problemas de operación en el Sistema; al respecto el COES ha modificado su Procedimiento N° 21 "Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión" a fin de establecer los criterios técnicos que se deberán

cumplir para la autorización de la conexión e ingreso en operación comercial de las instalaciones eólicas al SEIN, las cuales son de cumplimiento obligatorio, como son la respuesta ante huecos de tensión, el requerimiento de la potencia de cortocircuito en la barra de conexión de la instalación eólica, dispositivos adecuados para la compensación de energía reactiva y control de energía activa ante variaciones de la velocidad de los vientos, entre otras.

Asimismo el COES también ha llevado a cabo el encargo de la ejecución de un Estudio para determinar la Máxima Capacidad de Generación Eólica que puede ser inyectada y operada en aquellas barras de SEIN ubicadas en regiones donde se tiene conocimiento de un importante potencial eólico con la finalidad de preservar la calidad del servicio y la seguridad de la operación del Sistema, los resultados de dicho Estudio han sido tomados en cuenta por el Regulador, para la conformación de las bases del segundo proceso de subastas renovables, llevado a cabo en el año 2011, con la finalidad de determinar los requerimientos máximos de generación eólica en cada una de las barras en donde se requirió la inyección de energía basada en esta tecnología. No obstante lo indicado, el COES deberá también tomar en cuenta poder disponer de las condiciones técnicas que necesitará para poder desarrollar con eficiencia la coordinación y la operación del sistema con presencia de generación renovables especialmente la no gestionable, debiendo contar con los modelos adecuados que le permitan predecir con cierta precisión dicho recurso energético.

12. Una alternativa para reducir los costos que por la generación renovable asumen los usuarios eléctricos podría ser la implementación de alguna medida similar a la que actualmente viene evaluando el gobierno español con la finalidad de reducir el déficit tarifario elevado que les aqueja, dicha medida se ha denominado “el céntimo verde” y consiste en que el costo en primas de la operación de las renovables no solamente la asuman los usuarios eléctricos, sino también los usuarios de los combustibles líquidos mediante una tasa que se añada a su precio, la finalidad de esta medida sería imponer un mecanismo de reparto entre todos los consumidores energéticos de una parte importante del sobre costo de las renovables. En el caso español, dicha medida además de buscar reducir el déficit tarifario estaría también destinada a mitigar el impacto en los generadores eléctricos que son quienes de alguna manera asumen estos saldos mientras no se compensan dichos déficits, objetivo que no sería aplicable al caso peruano dado que los sobre costos de la operación de las renovables son trasladados a los usuarios, asimismo aun cuando significaría una redistribución de la forma como se asumen los sobre costos de la operación de las renovables no significaría una reducción de los mismos.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Energía eólica, Jaime Moragues y Alfredo Rapallini, Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"
- [2] Acondicionamiento de Fuentes de Energía Renovables, Ing° Rodolfo Moreno Universidad Nacional de Ingeniería.
- [3] Guía para la utilización de la energía eólica para la generación de energía eléctrica. Unidad de planeamiento minero energético UPME Bogotá Colombia.
- [4] Introducción a las Energías Renovables no Convencionales, Wilfredo Jara Tirapegui.
- [5] Decreto Supremo 064-2010-EM del 24.10.2010 que aprueba Política Energética Nacional.
- [6] Resolución Osinergmin N° 001-2010-OS/CD de fecha 14 de enero de 2010.
- [7] Decreto Supremo N° 012-2011-EM, Nuevo Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables publicado el 23 de marzo de 2011.
- [8] Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España 2010.
- [9] Las Energías Renovables no Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno, Cooperación Republica de Chile – Republica Federal de Alemania.
- [10] Energías Renovables para Generación de Electricidad en América Latina: mercado, tecnologías y perspectivas.
- [11] Texto refundido de la Resolución Exenta N° 1278-2009, que establece normas para adecuar la implementación de la Ley N° 20257 que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos de Chile.
- [12] Energía Renovable no Convencional: Políticas de promoción en Chile y el Mundo, Informe Económico Setiembre 2011, Susana Jiménez S. - Centro de Estudios e Investigación Privado Libertad y Desarrollo
- [13] Exposición "Implicancias de integrar generación con recursos energéticos renovables en el SEIN", Ing Roberto Ramírez, COES SINAC, Agosto 2011.
- [14] Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN para el periodo 2012-2015, preparado por el COES para aprobación de su Directorio y propuesta a Minem, marzo-2012.
- [15] Informe de Operación Anuales del COES SINAC 2010, 2011.
- [16] Informes Mensuales de Operación del COES SINAC, enero, febrero, marzo 2012.

- [17] Informe de la Programación de Mediano Plazo del COES SINAC, abril 2012.
- [18] Informe “Energía Renovable no Convencional: Políticas de Promoción en Chile y el Mundo”, Susana Jimenez, Centro de Estudios e Investigación Privado Libertad y Desarrollo.
- [19] Información estadística publicada en la página web de la Comisión Nacional de Energía de España.
- [20] Directiva 2009/28/CE del parlamento europeo y del consejo del 23 de abril del 2009
- [21] Informes Anuales de la Secretaría de Estado de energía del Ministerio de Industria, Turismos y Comercio de España “La Energía en España”.
- [22] Informe “Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación”, elaborado para el Ministerio de Energía y Minas de Perú, con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo, publicado en abril 2012.
- [23] Publicación “La Regulación Clave para el Desarrollo de las Energías Renovables”, Gonzalo Sáenz de Miera.