

La problemática de los retiros sin contrato para la atención de la demanda regulada nacional: ¿una oportunidad para incentivar mayor generación de electricidad en el Perú bien aprovechada?

Augusto Vargas Rodríguez*

“En el desorden, encuentra simplicidad; en la discordia, encuentra armonía; en medio de la dificultad yace la oportunidad”. (Albert Einstein)

El presente documento tiene por objeto, de un lado, describir en qué consistió la problemática de los retiros sin contrato para la atención de la demanda regulada verificada en el Perú a partir del año 2004 en adelante, así como las medidas que el Estado peruano adoptó para enfrentar ésta; y de otro lado, evidenciar cómo la puesta en práctica de dichas medidas, además de haber enfrentado la problemática antes aludida, resultó ser una oportunidad bien aprovechada por el Estado peruano para incentivar mayor inversión en generación de energía eléctrica en el país, en beneficio de todos los peruanos.

I. La problemática de los retiros sin contrato para la atención de la demanda regulada

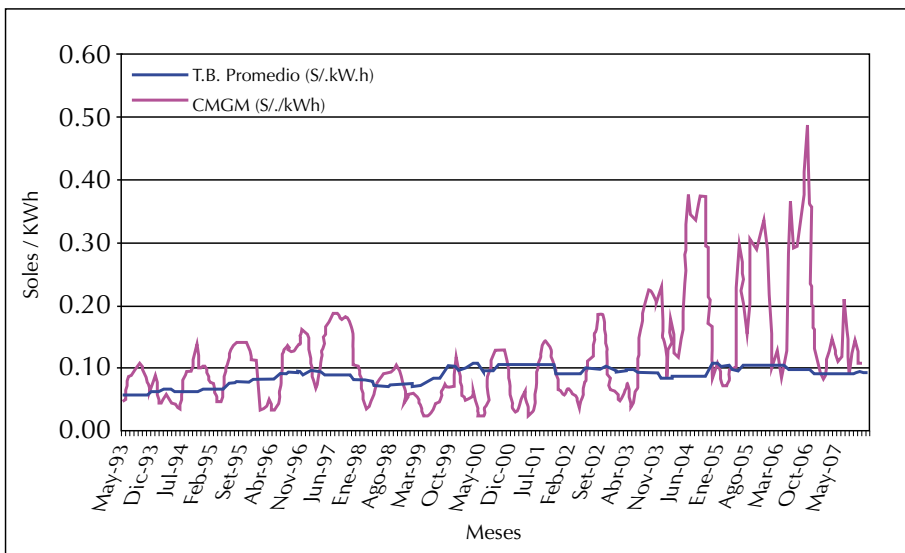
Durante la vigencia y aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, la LCE), y su Reglamento (en adelante, el RLCE), específicamente, a partir de inicios del año 2004, algunas empresas de distribución se vieron imposibilitadas de mantener contratos de suministro vigentes con las empresas de generación que formaban parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

* Abogado por la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, con especialización en regulación de servicios públicos. Candidato al MBA por la Universidad del Pacífico. Asociado Senior del Estudio Santiváñez Abogados.

(en adelante, el SEIN), de forma tal que pudiesen cubrir sin contingencia mayor alguna la totalidad de los requerimientos de potencia y energía para la atención de sus usuarios del servicio público de electricidad o usuarios sujetos a regulación de precios (es decir, actualmente, usuarios con consumos de hasta 0.2 MW, obligatoriamente, y de hasta 2.5 MW facultativamente)¹.

Dicha situación se produjo, de manera inmediata, debido al desincentivo por parte de las empresas de generación para contratar con las referidas empresas de distribución, a la tarifa regulada o tarifa en barra que para el efecto fija el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, el OSINERGMIN), máxime si ésta se encontraba muy por debajo de los costos marginales de corto plazo para la generación de energía eléctrica (en una relación de 4 a 1).

Tarifa en Barra Promedio Mensual y Costo Marginal Mensual (1993-2007)



Fuente: OSINERGMIN

1 Para ese entonces: (i) el inciso b) del artículo 34° de la LCE disponía que las empresas distribuidoras estaban obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía, por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo; y (ii) el inciso g) del artículo 36° de la LCE disponía que la concesión definitiva caduca cuando el concesionario de distribución no acredite garantía de suministro por el plazo previsto en el inciso b) antes referido.

Sin embargo, cabe anotar que la marcada diferencia entre los referidos costos marginales de corto plazo para la generación de energía eléctrica y la tarifa en barra que fijase OSINERGMIN en el año 2004, tuvo su origen en factores exógenos sobrevinientes a la fijación tarifaria, tales como la verificación de fuertes sequías y el significativo incremento de los precios de los combustibles. Por ello, es que se señala también que estos últimos sucesos fueron en estricto las causas mediatas de la situación antes mencionada².

En todo caso, como consecuencia de lo anteriormente señalado, y debido a que la topología del SEIN por lo general no permite que las empresas de generación efectúen el corte físico del suministro a las empresas de distribución que no cuentan con contratos de suministro vigentes para la atención de su demanda regulada (al coincidir más de un contrato de suministro en la misma barra física); a lo largo del año 2004, las empresas de distribución continuaron: (i) efectuando retiros de potencia y energía del SEIN; y (ii) proveyendo a partir de ello a sus usuarios regulados con electricidad, así como facturando y cobrando a éstos en base a la tarifa en barra fijada por el OSINERGMIN. De hecho, durante el año 2004 se retiró energía del SEIN sin contratos de suministro vigentes asociada a una potencia de hasta aproximadamente 700 MW.

Todo ello, según entendemos, sin que la mayoría de las empresas de generación estuviesen de acuerdo con que la potencia y energía que había sido retirada del SEIN para la atención de la demanda regulada hasta ese momento debía ser atribuida a ellas por el Comité de Operación Económica del SEIN – COES (en adelante, el COES), ya que para las mismas la referida entidad no contaba con competencia normativa para tomar tal decisión.

Ante la situación antes descrita, resultó evidente la consolidación de un problema contractual, económico y financiero en el mercado eléctrico peruano que ocasionó la ruptura del curso normal de la cadena de pagos en éste, y que inclusive, para algunas personas, puso en riesgo la estabilidad económica del SEIN y/o la continuidad del servicio público de electricidad en el país.

2 Sin perjuicio de ello, cabe comentar que determinadas empresas generadoras señalaron que su decisión de no contratar se debió a un incorrecto cálculo de la tarifa en barra por parte del OSINERGMIN, máxime si dicha entidad calculó dicha tarifa considerando la entrada del gas natural y de otras inversiones consideradas en el “plan de obras” que sufrieron retrasos o que no llegaron a realizarse y por tanto a incorporarse al SEIN.

Por ello, desde el año 2004 en adelante, el Estado peruano adoptó una serie de medidas, a través de distintas instancias, precisamente con el objeto de intentar, tanto en el corto así como en el largo plazo, dar solución a la problemática antes referida.

II. Las medidas adoptadas

II.1. El Decreto de Urgencia N° 007-2004

En vista de lo anteriormente señalado, el Estado peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas (en adelante, el MEM), en primer término, convenció a las empresas de generación privadas para que éstas asumiesen, a la tarifa en barra fijada por el OSINERGMIN, los retiros de potencia y energía del SEIN efectuados por las empresas de distribución sin contratos de suministro vigentes, durante el periodo comprendido entre enero y junio del año 2004.

Y en segundo término, logró propiciar la expedición del Decreto de Urgencia N° 007-2004³, mediante el cual, entre otros aspectos, se estableció que el COES atribuyese a todas las empresas de generación cuyas acciones fueran de propiedad y/o administradas por el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE, a la tarifa en barra fijada por el OSINERGMIN, los retiros de potencia y energía destinados a atender el servicio público de electricidad que fueron efectuados sin contratos de suministro vigentes por las empresas de distribución, durante el periodo comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2004.

Sin embargo, si bien las acciones antes aludidas adoptadas por las empresas de generación privadas y por el Estado peruano en relación a las empresas de generación estatales, resolvieron la contingencia presentada en el mercado eléctrico peruano durante el año 2004, éstas no concluyeron en la suscripción de contratos de suministro de largo plazo entre las empresas de generación y empresas de distribución.

3 Decreto de Urgencia que resuelve contingencia en el Mercado Eléctrico originada por la existencia de Empresas Concesionarias de Distribución sin Contratos de Suministro de Electricidad, publicado en el diario oficial “El Peruano” con fecha 20 de julio de 2004.

En virtud de ello, resultaba previsible que la situación de crisis presentada durante el año 2004 se repetiría a partir de enero del año 2005, inclusive en mayor magnitud, debido al crecimiento vegetativo de la demanda del mercado regulado así como al vencimiento de otros contratos de suministro durante los años 2005 y 2006, respectivamente.

En ese sentido, resultaba pues indispensable encontrar una solución que implicase el establecimiento de un mecanismo que brindase mayor estabilidad y predictibilidad en los precios de la potencia y energía a ser considerados en la relación comercial entre las empresas de generación y empresas de distribución, a través de la generación de incentivos para la suscripción de contratos de suministro de largo plazo entre las mismas, así como la atracción de nueva inversión en generación necesaria para atender el crecimiento de la demanda eléctrica en el país.

II.2. La Ley N° 28447

Dentro del contexto antes descrito, en noviembre de 2004, la Comisión Especial PROINVERSIÓN del Congreso de la República (en adelante, la Comisión Especial) abordó la problemática del mercado eléctrico peruano antes comentada, con la participación del MEM, el OSINERGMIN y las empresas de generación y distribución involucradas, llegándose a un consenso entre los partícipes para coadyuvar a solucionar la crisis aludida y sus futuras implicancias.

De hecho, en virtud de las reuniones sostenidas en la citada Comisión Especial fue expedida la Ley N° 28447⁴, mediante la cual, se realizaron algunas modificaciones a la LCE, principalmente, de un lado, en relación al procedimiento de fijación de la tarifa en barra a ser seguido por el OSINERGMIN⁵,

4 Ley que modifica el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, publicada en el diario oficial "El Peruano" con fecha 30 de diciembre de 2004.

5 En relación a ello, puntualmente, se estableció que: (i) el COES proyectaría la oferta y la demanda para un lapso de tiempo menor (es decir, para un lapso de tiempo de 24 meses, y no de 48 meses como hasta ese momento había sido), considerando como constantes tanto la oferta así como la demanda extranjera sobre la base de transacciones históricas del último año; y (ii) el proceso para la fijación de la tarifa en barra se efectuaría una vez al año, con antelación al 30 de abril, y que en el cálculo de la tarifa de energía se considerarían tanto los costos marginales proyectados para los próximos 24 meses así como los costos marginales de los 12 meses anteriores, considerando la oferta y la demanda verificada en dicho lapso de tiempo (debiéndose actualizar dichas proyecciones al 31 de marzo del año respectivo).

y de otro lado, a la suspensión de los efectos del inciso f) del artículo 36° de dicha norma hasta el 31 de diciembre de 2007. Esto último, en tanto que, como se ha referido antes, la mencionada disposición establecía la declaración de la caducidad de las concesiones de distribución que no mantuviesen contratos de suministro de potencia y energía vigentes en magnitud suficiente para cubrir su requerimiento total de potencia y energía por los próximos veinticuatro (24) meses.

Asimismo, mediante la Ley N° 28447 antes aludida, se creó una Comisión conformada por el MEM y el OSINERGMIN (en adelante, la Comisión MEM-OSINERGMIN), con el objetivo de que ésta desarrollase y presentase un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación de energía eléctrica en el Perú, mediante el planteamiento de un esquema estructurado, integral, definitivo y sostenible que incentivase la suscripción de contratos de suministro de potencia y energía de largo plazo entre las empresas de generación y distribución, y atraiese nueva inversión en generación.

En el marco del trabajo a ser realizado por la Comisión MEM-OSINERGMIN, quedó claramente establecido que durante el desarrollo e implementación del nuevo esquema normativo y regulatorio requerido, era necesario promover algunas medidas transitorias que propugnaran de manera inmediata mayor estabilidad en el sistema eléctrico nacional.

En efecto, no obstante el objetivo de desarrollar una solución estructurada, integral, definitiva y sostenible a la problemática señalada, era necesario resolver la situación y consecuencias de la falta de contratos de suministro vigentes en el mercado eléctrico peruano, que se preveía se seguiría verificando durante los años 2005 y 2006, hasta que el nuevo esquema entrara en plena operatividad.

Así, según lo procurado y propuesto por el MEM en el seno de la Comisión Especial, las empresas de generación (incluida ELECTROPERU S.A., empresa de generación estatal), firmaron un acta de compromiso, en virtud de la cual, éstas se obligaron a suscribir los respectivos contratos de suministro con las empresas de distribución que no tuviesen vigentes contratos de esa naturaleza para la atención de la demanda regulada, por un plazo de tres (3) años, hasta el 31 de diciembre de 2007, así como a renovar hasta dicha fecha, aquellos contratos de suministro también para la atención del mercado regulado que estuviesen vigentes al 1° de enero de 2005.

De acuerdo a lo anterior, es decir, en mérito del compromiso asumido y sobre la base del esperado cabal y responsable cumplimiento de éste por parte de los representantes de las empresas de generación (privadas y estatales), se pensó que se estaba asegurando la inexistencia de retiros de potencia y energía del SEIN sin respaldo contractual cuando menos hasta el 31 de diciembre de 2007, mientras se realizaban los ajustes necesarios en la legislación y regulación aplicable, de manera tal que se evitara una nueva situación de crisis en el mercado eléctrico peruano.

Con posterioridad a la suscripción del acta antes referida, todas las empresas de generación, a excepción de ELECTROPERU S.A., cumplieron con celebrar y/o renovar los contratos de suministro respectivos. Puntualmente, ELECTROPERU S.A. no cumplió con renovar el contrato de suministro que había suscrito con antelación con las empresas de distribución del grupo DISTRILUZ, empresas también estatales, y que representaban en ese entonces el abastecimiento de electricidad de aproximadamente el 30% de la totalidad de los usuarios regulados del país.

Dicho incumplimiento por parte de ELECTROPERU S.A. originó la reiterada existencia de retiros de potencia y energía del SEIN por parte de las empresas de distribución que no tenían contratos de suministro vigentes, lo que podía generar, de no tomarse las medidas correctivas necesarias, una situación más grave aún que aquélla que fuese solucionada mediante la expedición del Decreto de Urgencia N° 007-2004, y demás medidas adoptadas durante el año 2004.

Ello, máxime si, la magnitud de los retiros de potencia y energía del SEIN por parte de las empresas de distribución sin contratos vigentes y que comenzó a verificarse en el mercado eléctrico peruano en ese momento, era equivalente al doble de la registrada en el año 2004. Cabe señalar que, durante el año 2005, los retiros de energía del SEIN por parte de las empresas de distribución que no contaban con contratos de suministro vigentes fueron en promedio equivalente a la energía asociada a la potencia aproximada de 28 MW, llegando a su pico en diciembre de 2005 (energía asociada a potencia aproximada de 57 MW).

Retiros sin contrato para la demanda regulada (año 2005)

Distribuidora	Año 2005			
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (S/.)	Energía (S/.)
Edelnor	12.25	6.74	400,000.00	700,000.00
Electrocentro	21.79	8.70	680,000.00	850,000.00
Electronorte	0.00	0.00	0.00	0.00
Electropuno	53.18	18.06	1,690,000.00	1,740,000.00
Electrosur	0.00	0.00	0.00	0.00
Electrosureste	62.72	26.35	1,930,000.00	2,410,000.00
Electrosurmedio	20.63	12.33	670,000.00	1,240,000.00
Enosa	3.83	2.05	130,000.00	200,000.00
Hidrandina	19.17	9.03	610,000.00	900,000.00
Luz del Sur	113.25	56.82	3,680,000.00	5,880,000.00
Seal	0.06	0.02	0.00	0.00
TOTAL	306.89	140.10	9,790,000.00	13,920,000.00

Fuente: COES

Adicionalmente a ello, se previó que ELECTRO SUR S.A. (otra empresa de distribución estatal) efectuaría retiros de potencia y energía del SEIN sin contrato, a fin de mantener la continuidad del servicio público de electricidad dentro de su zona de concesión, con lo cual, se agravaría la situación de crisis en el mercado eléctrico nacional

Ello, dado que, desde el 7 de febrero de 2006, debido a causas propias de la naturaleza, la Central Hidroeléctrica Aricota 1 de titularidad de la empresa de generación estatal EGESUR S.A. (con 23.8 MW de potencia instalada) quedó totalmente fuera de servicio (y tendría tal condición hasta por lo menos marzo del año 2007, según el cronograma de reparaciones correspondiente) y consecuentemente con ello se verificó la resolución del respectivo contrato de suministro de potencia y energía que dicha empresa de generación había mantenido con ELECTRO SUR S.A.

En ese contexto, y ante la aparición de nuevas cargas eléctricas sin respaldo contractual a ser atendidas como producto del exceso en el consumo de electricidad y del crecimiento vegetativo de la demanda durante el año 2005, y bajo el entendido que resultaba necesaria una regulación transitoria que

incentivase la suscripción de contratos de suministro de potencia y energía de largo plazo entre las empresas de generación y distribución, y atrajese nueva inversión en generación); el MEM procuró la promulgación del Decreto de Urgencia N° 007-2006.

II.3. El Decreto de Urgencia N° 007-2006

Mediante el Decreto de Urgencia N° 007-2006⁶ se declaró de interés público la adopción de medidas excepcionales para resolver la crisis verificada en el sistema eléctrico nacional, a la luz de: (i) la verificación de retiros potencia y energía del SEIN por parte de las empresas de distribución sin respaldo contractual durante el año 2005 y (ii) el pronóstico de que en el año 2006 en adelante se seguiría repitiendo la misma situación.

Así, con la promulgación del Decreto de Urgencia N° 007-2006 se procuró establecer un marco normativo transitorio que tenía como objetivo enfrentar los efectos de la crisis verificada y de las posibles futuras situaciones que hicieran a ésta aún mayor, mediante una solución de mercado.

Específicamente, el Decreto de Urgencia N° 007-2006 reguló un sistema de licitaciones públicas en mérito del cual, en el contexto de la inexistencia de ciertos importantes contratos de suministro entre empresas de generación y distribución que respalden los correspondientes retiros del SEIN verificados durante el año 2005 y los retiros a ser verificados durante el año 2006 en adelante, tales empresas pudiesen negociar y suscribir libremente, dentro de ciertos parámetros dados⁷, los correspondientes contratos de largo plazo de suministro de potencia y energía.

6 Decreto de Urgencia que resuelve contingencia en el mercado eléctrico originada por la existencia de empresas concesionarias de distribución sin contratos de suministro de electricidad, publicado en el diario oficial "El Peruano" con fecha 10 de mayo de 2006. Cabe señalar que su respectiva Fe de Erratas fue publicada en el diario oficial "El Peruano" con fecha 17 de mayo de 2006.

7 Estos parámetros implicaban que los contratos de suministro de potencia y energía a ser celebrados en mérito de las licitaciones públicas que posibilitó el Decreto de Urgencia N° 007-2006, debían, necesariamente: (i) tener plazos de vigencia de por lo menos 5 años; (ii) respetar un precio tope a ser establecido por el OSINERGMIN tomando en consideración la tarifa en barra más una fórmula de reajuste a ser elaborada por dicho organismo; (iii) significar el traslado del precio firme al usuario final; (iv) contemplar un mecanismo de compensación entre usuarios regulados a efecto de homogeneizar el precio regulado en todo el SEIN; y (v) realizarse en base la conducción de las propias empresas de distribución pero bajo la supervisión del OSINERGMIN quien se encargaría de aprobar las respectivas bases.

Ello, con prescindencia de la consideración de la tarifa en barra fijada por el OSINERGMIN, salvo para el periodo comprendido entre la fecha de inicio de los nuevos contratos y la fecha de suscripción de éstos, en cuyo caso, los precios de transacción serían los correspondientes a la tarifa en barra antes aludida.

En estricto, durante el proceso de la elaboración del Decreto de Urgencia N° 007-2006, no sólo se tomó en consideración la situación de los retiros de potencia y energía del SEIN por parte de las empresas de distribución sin contratos de respaldo vigentes verificados hasta ese momento, sino también los posibles futuros retiros que se verificarían en el corto plazo durante los años 2006 y 2007 (según lo pronosticado), y evidentemente los montos dinerarios involucrados. Ello, en tanto que se contaba con información en relación a la pérdida de vigencia de ciertos contratos de suministro durante el año 2006, y a la posibilidad de la aparición de cargas adicionales como producto del crecimiento de la demanda vegetativa, específicamente, de cargo de las empresas de distribución LUZ DEL SUR S.A. y del grupo DISTRILUZ.

De hecho, antes de la promulgación del Decreto de Urgencia N° 007-2006, el MEM conocía que: (i) durante el año 2005, la retirada del SEIN sin contratos de suministro de respaldo vigentes fue en promedio equivalente a la energía asociada a la potencia aproximada de 28 MW, llegando a su pico en diciembre de 2005 (energía asociada a potencia aproximada de 57 MW); (ii) durante el año 2006, se preveía que los retiros del SEIN sin contratos de respaldo llegarían a significar alrededor de 630 MW (es decir, el equivalente al 20% de la demanda total del SEIN y el 35% del mercado regulado), lo que implicaría en total durante el año 2006 US\$ 85 millones de transacciones eléctricas sin posibilidad de pago, valorizadas según la tarifa en barra fijada por el OSINERGMIN⁸; y (iii) durante el año 2007, se preveía que los retiros del

- 8 Posteriormente, en los hechos, se verificaron, durante el año 2006, aproximadamente, los siguientes retiros del SEIN sin contratos para atender la demanda regulada: (i) potencia de 413.75 MW; y (ii) energía de 1,032 GWh.

Retiros sin contrato para la demanda regulada (año 2006)

Distribuidora	Año 2006			
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (S/.)	Energía (S/.)
Edelnor	8.77	4.83	260,000.00	480,000.00
Electrocentro	5.39	8.53	600,000.00	790,000.00

SEIN sin contratos de respaldo vigentes llegarían a implicar US\$ 200 millones en nuevas transacciones eléctricas sin posibilidad de pago, valorizadas según la tarifas en barra fijada por el OSINERGMIN.

En ese sentido, para la promulgación del Decreto de Urgencia N° 007-2006, no sólo se tomaron en consideración los retiros de potencia y energía del SEIN sin contratos de suministro de respaldo verificados durante el año 2005 (incluidos los ocasionados como producto de consumos en exceso como es el caso de ELECTROPUNO, y del crecimiento vegetativo de la demanda como es el caso de LUZ DEL SUR S.A.), así como los retiros de potencia y energía que corresponderían al contrato de suministro de potencia y energía entre ELECTROPERÚ S.A. y las empresas del grupo DISTRILUZ (por 212 MW) con vigencia hasta el 15 de febrero de 2006 (máxime si ELECTROPERÚ S.A. jamás honró el compromiso que asumió consistente en renovar dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2007); sino también los retiros de potencia y energía correspondientes al contrato de suministro entre ELECTRO PERÚ S.A. y LUZ DEL SUR S.A. (por 420 MW) con vigencia hasta el 31 de octubre de 2006 (máxime si ELECTROPERÚ S.A. tampoco honró el compromiso que asumió consistente en suscribir la correspondiente opción de renovación contractual con LUZ DEL SUR S.A.).

Ello, además de considerar los posibles retiros de potencia y energía del SEIN correspondientes a cualquier otro u otros contratos de suministro celebrados entre empresas de generación y distribución que pudiesen resolverse durante el año 2006, y aquellos que tuviesen que suscribirse en base al crecimiento vegetativo de la demanda durante el año 2006 en adelante.

Electronorte	64.12	198.30	12,190,000.00	19,270,000.00
Electropuno	11.49	23.40	2,000,000.00	2,190,000.00
Electrosur	38.50	76.02	4,460,000.00	7,290,000.00
Electrosureste	14.86	35.46	2,440,000.00	3,140,000.00
Electrosurmedio	1.87	5.17	280,000.00	500,000.00
Enosa	69.67	204.04	11,610,000.00	19,830,000.00
Hidrandina	100.02	259.32	17,590,000.00	25,040,000.00
Luz del Sur	98.98	217.09	12,160,000.00	21,400,000.00
Seal	0.09	0.13	10,000.00	10,000.00
TOTAL	413.75	1,032.29	63,620,000.00	99,950,000.00

En concordancia con lo anteriormente señalado, en términos generales, con el Decreto de Urgencia N° 007-2006 antes aludido se pretendió que las empresas de distribución ELECTRO SUR S.A. y a aquéllas que conforman el grupo DISTRILUZ, efectuasen licitaciones públicas para conseguir ofertas de suministro de potencia y energía por parte de las empresas de generación, de acuerdo a las condiciones establecidas en la misma norma. Ello, una vez que se hubiese verificado el vencimiento del plazo de vigencia originalmente pactado o la resolución contractual por causal de fuerza mayor (debidamente calificada por el MEM) en sus respectivos contratos de suministro originales.

Asimismo, con el Decreto de Urgencia N° 007-2006 referido, también se pretendió que cualquier otra empresa de distribución cuyos contratos de suministro de potencia y energía pudiesen perder vigencia durante el año 2006, efectuase licitaciones públicas como la antes referida, en los mismos términos a los establecidos para las empresas de distribución ELECTRO SUR S.A. y aquéllas que conforman el grupo DISTRILUZ.

No obstante lo anterior, lo regulado por el aludido Decreto de Urgencia N° 007-2006 sólo se quedó en una pretensión no implementada, por la razón que se explica más adelante.

II.4. La Ley N° 28832

Tal como hemos señalado con antelación, mediante la promulgación de la Ley N° 28447 se creó la Comisión MEM-OSINERGMIN a efecto de que ésta desarrollase y presentase un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación de energía eléctrica en el Perú, mediante el planteamiento de un esquema estructurado, integral, definitivo y sostenible que incentivase la suscripción de contratos de suministro de potencia y energía de largo plazo entre las empresas de generación y distribución conformantes del SEIN, así como nueva inversión en generación.

En esa línea, mediante la Ley N° 28832⁹, entre otros aspectos, se estableció

9 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, publicada en el diario oficial "El Peruano" con fecha 23 de julio de 2006. Las disposiciones acerca de las licitaciones de largo plazo establecidas mediante la Ley N° 28832 fueron precisadas mediante el Decreto Supremo N° 052-2007-EM que aprobó el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, publicado en el diario oficial "El Peruano" con fecha 14 de octubre de 2007.

un sistema de licitaciones públicas a ser realizadas por iniciativa de las empresas distribuidoras, con una antelación de tres (3) años a la verificación del vencimiento de sus respectivos contratos de suministro de potencia y energía para la atención de sus usuarios regulados, con el objeto de que éstas suscribiesen con las empresas generadoras participantes contratos de suministro de potencia y energía de mediano y largo plazo.

De hecho, el mecanismo de licitaciones públicas creado mediante la Ley N° 28832, según el cual los precios resultantes de las respectivas licitaciones públicas permanecerían constantes en términos reales a lo largo de los contratos a ser suscritos, tenía como objetivo asegurar un precio estable y predecible por un plazo relativamente largo, procurando la eliminación de la incertidumbre sobre las tarifas fijadas administrativamente por el OSINERGMIN, incentivando la instalación de nuevas plantas de generación eficientes e incrementando la competencia por el mercado.

Todo ello, bajo la idea de que la suscripción de dichos contratos se traduciría en menores precios para las empresas distribuidoras y por ende para los usuarios del servicio público de electricidad (es decir, para la demanda regulada).

Cabe precisar que, desde nuestra perspectiva, si bien la Ley N° 28832, de forma similar al Decreto de Urgencia N° 007-2006, contuvo, entre otros aspectos, regulación con incidencia en la problemática de los retiros de potencia y energía del SEIN sin contratos de suministro de respaldo (y propuso también un sistema de licitaciones públicas para abordar ésta, procurando incentivar así también mayor inversión en generación), y en ese sentido, se relacionó de alguna manera con la materia regulada por el referido Decreto de Urgencia N° 007-2006; dichas normas encontraron diferencias.

De un lado, con el Decreto de Urgencia N° 007-2006 se pretendió resolver la problemática que hasta el momento de su expedición atravesaba el mercado eléctrico peruano, posibilitando licitaciones públicas para la contratación de: (i) retiros de energía y potencia del SEIN, ocurridos durante el 2005 y a ser verificados durante el año 2006 en adelante, como consecuencia del término de la vigencia o la resolución de ciertos contratos durante el 2006 o con antelación a dicha fecha, y (ii) consumos en exceso y crecimiento de la demanda vegetativa verificados durante el año 2005 y a ser verificados en el año 2006 en adelante.

Y de otro lado, con la Ley N° 28832, con un ánimo más previsorio y de largo plazo, se pretendió posibilitar licitaciones públicas, a ser realizadas por iniciativa de las empresas de distribución, con una antelación de tres (3) años a la verificación del vencimiento de los respectivos contratos de suministro de potencia y energía para la atención de usuarios regulados. Es decir, se pretendió incentivar la realización de licitaciones públicas por parte de empresas de distribución y la suscripción de los correspondientes contratos de suministro de potencia y energía de mediano y largo plazo, pero en un contexto que supondría aún la vigencia de los contratos de suministro de potencia y energía, respectivos. Adicionalmente, las condiciones de las licitaciones que regularon tanto la Ley N° 28832 así como el Decreto de Urgencia N° 007-2006 tuvieron características distintas.

Así, en la medida que regulado por el Decreto de Urgencia N° 007-2006 y por la Ley N° 28832 tuvieron, en estricto, presupuestos de partida específicos diferentes, y las licitaciones que presuponían que podían ser realizadas en mérito de cada una de dichas normas tenían características distintas; desde nuestra perspectiva, no encontramos que existió incompatibilidad ni contradicción entre dichas normas.

En esa línea de razonamiento, se puede concluir que la Ley N° 28832 no derogó el Decreto de Urgencia N° 007-2006, sino tan sólo lo complementó. De hecho, en este caso en particular, consideramos que no existió ni derogación expresa ni tampoco derogación tácita. Ello, no obstante los diferentes rangos y fechas de promulgación y publicación de dichas normas.

Al respecto, es pertinente recordar que:

- (i) Desde un punto de vista jurídico-doctrinario la derogación (es decir, la sustitución de una norma por otra, lo que necesariamente importa la supresión previa de la norma original) es una forma de cesación extrínseca de la vigencia de una norma;
- (ii) La derogación puede ser expresa o tácita;
- (iii) La derogación es expresa cuando una nueva norma declara expresa, explícita, concreta, pormenorizada, exhaustiva, clara y de forma indubitable la pérdida de vigencia de una anterior, mientras que la tácita no importa

una manifestación explícita de las normas que quedan derogadas, sino una de carácter implícito;

- (iv) En la medida que la derogación tácita se funda en la manifestación sucesiva de dos voluntades legislativas distintas, contradictorias e incompatibles sobre una misma materia, y en la idea que ante ello debe prevalecer la aplicación de la última; para que se pueda hablar de una derogación tácita es necesario observar la existencia de dos (2) normas contradictorias e incompatibles sobre una misma materia emitidas en el tiempo.
- (v) Por ello, no se puede hablar de la verificación de una derogación tácita de una norma por otra, si no se verifica contradicción e incompatibilidad entre éstas. Ilustrados académicos y juristas de reputación internacional y de reconocida trayectoria como Pescio, Barbero, Albaladejo, Coviello, Cárdenas, Ducci Claro, entre otros, opinan de tal manera¹⁰;

10 Para corroborar ello, puede atenderse a lo señalado por los siguientes autores en relación a la oportunidad en la que se verifica una derogación tácita:

(1) PESCIO V., Víctor. Manual de Derecho Civil. Título Preliminar. Tomo I. Editorial Nascimento, Santiago de Chile, 1948, p. 259:

"(...) la derogación tácita se funda en la regla de razón que estatuye que cuando el legislador ha manifestado sucesivamente dos voluntades diferentes sobre una misma materia, debe prevalecer la última (...)".

(2) BARBERO, Doménico. Sistema de Derecho Privado. Tomo I. Traducción de Santiago Sentís Melendo. Ediciones jurídicas Europa-América-Buenos Aires, 1967, p. 136:

"(...) en cuanto la disposición de una ley precedente es incompatible (contradictoria) con una ley posterior hecho en el cual es implícita la abrogación de la primera, aun en defecto de referencia alguna a ella (...)".

(3) COVIELLO, Nicolás. Doctrina General del Derecho Civil, Cuarta edición italiana revisada por el Prof. Leonardo Coviello. Traducción por Felipe J. Tena. Concordancias de Derecho Mexicano por Raúl Berrón Mucl. Unión Tipográfica Editorial Hispano-Americana, México, p. 104:

"(...) tiene lugar cuando un ley posterior contiene normas jurídicas incompatibles en todo o en parte con las contenidas en una ley anterior; esto es, cuando la aplicación contemporánea de las normas establecidas por las dos leyes es imposible por la contradicción que de allí se seguiría (...)".

(4) CÁRDENAS Q., Carlos. Modificación y derogación de las normas legales. Primera Edición. ARA Editores, Septiembre de 1999, Lima, Perú, p. 46:

"(...) es más propio considerar que la derogación tácita sólo resulta de la existencia de una incompatibilidad absoluta entre la norma nueva y la antigua, que determina la supresión de ésta, sin mediar un pronunciamiento explícito en torno a la derogación de la misma (...)".

(5) DUCCI CLARO, Carlos. Derecho Civil. Parte General. Tercera edición. Editorial Jurídica de Chile. Santiago de Chile, 1988, p. 55:

"la derogación tácita deja vigente en las leyes anteriores, aunque versen sobre la misma materia, todo aquello que no pugna con las disposiciones de la nueva ley (...)" debe existir

No obstante lo anterior, tanto el MEM como el OSINERGMIN entendieron ello de manera distinta, y por tanto, consideraron que la Ley N° 28832 sí derogó tácitamente el Decreto de Urgencia N° 007-2006. Por tal razón, con posterioridad a la emisión de la Ley N° 28832, sólo se reglamentaron las licitaciones asociadas a dicha norma, y por tanto, no se realizó licitación alguna al amparo del Decreto de Urgencia N° 007-2006.

II.5. La Ley N° 29178

Con posterioridad se promulgó la Ley N° 29178¹¹, y con ella, entre otros aspectos de importancia para el sector¹², se reactivó la causal de caducidad de la concesión de distribución por la no acreditación de garantía de suministro que suspendiera la Ley N° 28447, salvo para el caso de las empresas de distribución que demostrasen haber participado en las licitaciones a las que se refiere la Ley N° 28832 y no haber obtenido ofertas para cubrir el total de sus requerimientos.

incompatibilidad entre preceptos cuyos presupuestos coinciden, es decir, es necesario determinar si existe contradicción entre ello y no una simple discrepancia”

(6) CÁRDENAS Q., Carlos. Modificación y derogación de las normas legales. Primera Edición. ARA Editores, Septiembre de 1999, Lima, Perú, p. 46:

“Ello explica que en ciertos casos se exija que la derogación o modificación de una norma se produzca necesariamente en forma expresa, excluyendo la posibilidad de derogación o modificación total o parcial, de una norma jurídica por efecto de la simple incompatibilidad con una posterior”

11 Ley que modifica diversos artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, publicada en el diario oficial “El Peruano” con fecha 03 de enero de 2008.

12 Adicionalmente a la señalada, las otras medidas de importancia para el sector adoptadas por la Ley N° 29178, fueron las siguientes: (i) estableció la posibilidad de otorgar autorizaciones con plazo indefinido, al igual que las concesiones; (ii) acotó la posibilidad de prórroga del plazo de las concesiones temporales, sujetando ésta únicamente a eventos de fuerza mayor o caso fortuito, con el objeto de enfrentar a los especuladores; (iii) estableció el requisito de la presentación de un informe favorable de una clasificadora de riesgos calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante; (iv) sujetó la preferencia del solicitante con concesión temporal a seguir el trámite con exclusividad para la obtención de una concesión definitiva, ante la concurrencia de solicitudes de concesión definitiva, a la verificación del cumplimiento previo y estricto de su cronograma de estudios; (v) acortó de 90 a 60 días el plazo para resolver solicitudes de concesiones; (vi) fijó las mismas obligaciones tanto para los titulares de concesiones como de autorizaciones; (vii) extendió la limitación de la obligación de los titulares de redes para permitir a terceros el uso de éstas que prestan servicios públicos en su zona de concesión, a terceros que prestan los mismos servicios fuera de dicha zona; (viii) eliminó la razón económica-financiera como excepción a la causal de caducidad de la concesión; y (ix) agregó el financiamiento directo por parte del solicitante de suministro para la ejecución de las obras necesarias por parte del prestador del servicio público, como una modalidad de contribución reembolsable.

II.6. La Ley N° 29179

Después de ello, mediante la Ley N° 29179¹³, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2008, se estableció que las demandas de potencia y energía destinadas al servicio público de electricidad que no hubiesen sido contratadas mediante el mecanismo de licitación regulado por la Ley N° 28832, serían asumidas por todos los generadores del SEIN (estatales y privados, sin distinción), conforme al procedimiento que para el efecto estableciese el OSINERGMIN.

Adicionalmente, con dicha norma se precisó que el monto faltante para cerrar las transferencias de energía en el COES, debido a los retiros de potencia y energía sin contrato, valorizados a tarifa en barra, se asignarían a cada generador en proporción a su energía firme eficiente anual, menos su correspondiente energía por contrato.

En otras palabras, mediante la Ley N° 29179, el Estado peruano, a través de su Poder Legislativo, no sólo ordenó a las empresas estatales de generación contratar con las empresas de distribución a tarifa en barra, respecto de los retiros de potencia y energía del SEIN realizados por éstas que no hubiesen podido estar respaldados por contratos (no obstante haber participado en la licitaciones previstas por la Ley N° 28832); sino que también obligó a hacer ello a las empresas de generación privadas.

II.7. Decreto de Urgencia N° 049-2008 y Decreto de Urgencia N° 079-2010

Mediante Decreto de Urgencia N° 049-2008¹⁴, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2011, entre otros aspectos, se replicó lo señalado por la Ley N° 29179, en tanto que se dispuso que los retiros físicos que efectuasen las empresas distribuidoras de electricidad, para atender la demanda de sus usuarios regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad, valorizados a tarifa en barra, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos sus ventas de energía por contratos.

13 Ley que establece el mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado, publicada en el diario oficial "El Peruano" con fecha 03 de enero de 2008.

14 Decreto de urgencia que asegura continuidad en la prestación del servicio eléctrico, publicado en el diario oficial "El Peruano" con fecha 18 de diciembre de 2008.

Posteriormente, mediante Decreto de Urgencia N° 079-2010¹⁵, se prorrogó hasta el 31 de diciembre lo regulado por el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Por ello, es claro también que con las referidas normas, al igual que con la Ley N° 29179, se ordenó tanto a empresas generadoras estatales como privadas a asumir los retiros sin contrato de las empresas distribuidoras, como si hubiesen contratado los mismos.

III. Encrucijada jurídica generada con la emisión de la Ley N° 29179, el Decreto de Urgencia N° 049-2008 y el Decreto de Urgencia N° 079-2010

Si bien es cierto que a la luz de todas las medidas adoptadas antes referidas, no existe duda alguna acerca de la buena voluntad de las empresas de generación y distribución privadas y estatales y del Estado peruano para solucionar la problemática de los retiros de potencia y energía sin contrato del SEIN, e incentivar y/o procurar mayor inversión en generación; lo regulado por la Ley N° 29179, el Decreto de Urgencia N° 049-2008 y el Decreto de Urgencia N° 079-2010 nos invita a reflexionar específicamente acerca de la corrección constitucional de estas últimas normas.

Ello, máxime si, se toma en consideración que: (i) como se ha señalado antes, en estricto, las referidas normas establecieron de manera indirecta la obligación de las empresas de generación de contratar suministro con empresas distribuidoras; y (ii) toda empresa (incluyendo las de generación) tiene el derecho constitucional a contratar libremente¹⁶ (y por tanto, también a negarse a contratar libremente).

De hecho, sobre la libertad de contratar antes referida, es pertinente recordar que ésta comprende la libertad de cada persona de elegir: (i) a su contraparte; (ii) la oportunidad de la contratación; (iii) la materia sobre la qué desea

15 Decreto de urgencia que extiende vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, publicado en el diario oficial "El Peruano" con fecha 16 de diciembre de 2010.

16 El numeral 14. del artículo 2 de la Constitución Política del Perú señala que toda persona tiene derecho a contratar con fines lícitos, siempre que nos se contravengan leyes de orden público.

contratar; y (iv) las condiciones de contratación¹⁷ (salvo el precio en el caso de los contratos de suministro de electricidad entre empresas generadoras y empresas distribuidoras en el que éste está regulado por la LCE y es la tarifa en barra).

Ahora bien, en la medida que la Ley N° 29179, el Decreto de Urgencia N° 049-2008 y el Decreto de Urgencia N° 079-2010 son normas que fueron promulgadas sobre la base de la potestad/deber constitucional del Estado consistente actuar en las áreas de servicios públicos¹⁸, en este caso en particular se advierte la confrontación de dos (2) fines constitucionalmente protegidos: el derecho de los privados a la libertad de contratar y el derecho/potestad del Estado peruano de actuar en las áreas de los servicios públicos y en particular en el área del servicio público de electricidad.

Entonces, la pregunta que surge de inmediato para determinar la corrección de lo dispuesto por la Ley N° 29179 es ¿hasta dónde el Estado puede limitar el derecho a la libertad de contratar de los privados en mérito de su potestad/deber de actuar en las áreas de servicios públicos?

La doctrina nacional e internacional preponderante, y la jurisprudencia constitucional peruana, ya han otorgado la herramienta de análisis para hacer determinaciones de este tipo. Esta herramienta está constituida por el test de proporcionalidad, el mismo que implica analizar a tres (3) niveles la constitucionalidad de una medida a ser adoptada o adoptada¹⁹.

Dichos niveles implican: (i) analizar la idoneidad de la medida; (ii) analizar la necesidad de la medida; y (iii) analizar la proporcionalidad *strictu sensu* de la medida.

17 Ver: (i) KRESALJA, Baldo y OCHOA, César. *Derecho Constitucional Económico*. Lima: PUCP, 2009. p. 280; y (ii) CASTILLO CÓRDOVA, Luis. *Comentarios al Código Procesal Constitucional*. Tomo II. Lima: Palestra, 2006. pp. 664-665.

18 El artículo 58° de la Constitución Política del Perú señala que: "(...) el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente en las áreas de promoción de (...) servicios públicos (...)".

19 Ver: (i) RODRÍGUEZ ATIENZA, Manuel, y GARCÍA AMADO, Juan Antonio. *Un debate sobre la ponderación*. Primera Edición. Themis y Palestra Editores. pp. 14 y 15; y (ii) Sentencias del Tribunal Constitucional recaídas en los Expedientes N° 00034-2004-PI/TC, 0003-2008-PI/TC.

En primer lugar, el análisis de la idoneidad de la medida pasa por evaluar si la injerencia de algún derecho fundamental es apta o capaz para fomentar un objetivo constitucionalmente legítimo, lo que supone la legitimidad constitucional del objetivo y la suficiencia de la medida utilizada.

En segundo lugar, el análisis de la necesidad de la medida supone que no debe existir ningún otro medio alternativo que revista, por lo menos, la misma aptitud para alcanzar el objetivo propuesto, y que sea más benigno con el derecho afectado.

Y en tercer lugar, el análisis de proporcionalidad *strictu sensu* pasa por analizar el grado de realización del objetivo de intervención, el mismo que debe ser por lo menos equivalente o proporcional al grado de afectación del derecho fundamental.

En nuestro caso en particular, entendemos que la medida adoptada mediante la Ley N° 29179 y demás normas subsiguientes, podría o no pasar por el test antes referido, dependiendo de si el objetivo de dichas normas estuvo o no realmente relacionado con garantizar la continuidad del servicio público de electricidad.

Así, en la medida que se entienda que si bien los retiros sin contrato del SEIN afectaban la cadena de pagos en perjuicio de las empresas de generación privadas del SEIN, pero en estricto no afectaban la continuidad del servicio público de electricidad (dado que debido a la topología del SEIN es imposible cortar el suministro de los distribuidores que prestan el servicio público de electricidad); podría fundamentarse válidamente que la Ley N° 29179 y demás normas subsiguientes ni quisiera superan el primer nivel de análisis del test de proporcionalidad, y por tanto, su inconstitucional sería susceptible de ser declarada.

De otro lado, en la medida que se entienda que los retiros sin contrato del SEIN sí afectaban la continuidad del servicio público de electricidad a la luz de la afectación de la cadena de pagos; podría fundamentarse válidamente que la Ley N° 29179 y demás normas subsiguientes superan el test de proporcionalidad en su primer nivel, restando determinar si superan los otros dos niveles de análisis para determinar su constitucionalidad.

Siguiendo esta misma línea argumentativa, y si adicionalmente se tomase como cierto que: (i) no existía otra forma distinta a la prevista por la Ley N° 29179

y demás normas subsiguientes de asignar y propiciar el pago de los referidos retiros; y (ii) sólo con dicha asignación y determinación de pago podía ser posible a los aludidos generadores cobrar por la potencia y energía, ya que de otra forma no hubiesen éstos podido hacer aquello (no obstante la afectación a su derecho a la libertad de contratar); entonces, la norma aludida superaría también los niveles de necesidad y proporcionalidad *strictu sensu*, y por tanto, sería constitucional.

En todo caso, desde un punto de vista conceptual, los derroteros de esta última posición se encontrarían en que: (i) no necesariamente la afectación de la cadena de pagos en perjuicio de las empresas generadoras privadas en el mercado eléctrico peruano significa una afectación al servicio público de electricidad, habida cuenta que, tal como se ha señalado antes, la topología del SEIN no permite que las empresas de generación efectúen el corte físico del suministro a las empresas de distribución que no cuentan con contratos de suministro vigentes para la atención de su demanda regulada (al coincidir más de un contrato de suministro en la misma barra física), y por tanto, sería muy improbable verificar la interrupción de la provisión de electricidad a la demanda regulada por parte de las empresas de distribución; y (ii) la legislación civil peruana contiene disposiciones normativas (como las constituidas por aquellas que regulan la responsabilidad civil extracontractual) que podrían ser utilizadas por las empresas de generación que pudiesen estar pendientes de cobrar retiros de electricidad realizados sin contrato del SEIN por empresas de distribución y que previamente hubiese sido inyectada en el SEIN por dichas empresas de generación, de acuerdo a las directivas de despacho del COES.

IV. Análisis de los efectos de las medidas adoptadas

Desde nuestra perspectiva, las medidas adoptadas ante la problemática de los retiros de potencia y energía del SEIN sin contratos de suministro vigentes para atender la demanda regulada (a las que hemos hecho referencia con antelación), entre las que destaca la Ley N° 28832, han tenido éxito no sólo porque han recompuesto la cadena de pagos en el SEIN, sino también porque han incentivado nueva inversión en generación en el país, con las consiguientes consecuencias positivas que ello comporta para la estabilidad del propio SEIN.

En efecto, al amparo de lo dispuesto por la Ley N° 28832, y desde el año 2009 hasta la fecha, diversas empresas de distribución han organizado una

serie de licitaciones, bajo la conducción del OSINERGMIN, en mérito de la cuales éstas han suscrito contratos de suministro de largo plazo para atender la demanda regulada con las correspondientes empresas de generación, por aproximadamente un total de 4140.67 MW.

A continuación se muestran, en términos generales, los resultados de dichas licitaciones, de las cuales se pueden desprender las nuevas inversiones en generación antes acotadas:

Licitación (Fecha de Convocatoria) / Licitante	Potencia Adjudicada por empresa	Precio Máximo	Plazo contratual
ED01-2009-LP (10/09/2009)	Fecha de adjudicación: 14/04/2010	No fue revelado	2014-2021 (8 años)
1. Edelnor S.A.A.	1. Edegel: 67.60 MW		
2. Luz del Sur S.A.A.	2. Electroperú: 228.00 MW		
3. Edecañete S.A.	3. GDF Suez-Enersur: 350.00 MW		
4. Electro Sur Este S.A.A.	4. Kallpa: 350.05 MW		
5. Sociedad Electrica del Sur Oeste S.A.A	5. Termochilca: 184.30 MW		
6. Electropuno S.A.A.	6. Egasa: 10.00 MW		
7. Electro sur S.A.	7. Chinango: 13.90 MW		
	8. Eepsa: 9.00 MW		
	Total: 1212.85 MW		
ED02-2009-LP (18/10/2009)	Fecha de adjudicación: 14/04/2010	No fue revelado	2014-2023 (10 años)
1. Edelnor S.A.A.	1. Edegel: 135.20 MW		
2. Luz del Sur S.A.A.	2. GDF Suez-Enersur: 200.00 MW		
3. Electro Sur Este S.A.A.	3. Kallpa: 209.95 MW		
4. Sociedad Electrica del Sur Oeste S.A.	4. Egasa: 30.00 MW		
5. Electropuno S.A.A.	5. Chinango: 27.80 MW		
6. Electro sur S.A.	6. Eepsa: 59.30 MW		
	Total: 662.26		
ED03- 2009-LP (19/10/2009)	Fecha de adjudicación: 14/04/2010	No fue revelado	2014-2025 (12 años)
1. Edelnor S.A.A.	1. Edegel: 462.60 MW		
2. Luz del Sur S.A.A.	2. GDF Suez-Enersur: 60.69 MW		
3. Electro Sur Este S.A.A.	3. Egasa: 20.00 MW		
4. Sociedad Electrica del Sur Oeste S.A.	4. Chinango: 93.30 MW		
5. Electropuno S.A.A.	5. Eepsa: 13.70		
6. Electro sur S.A.	Total: 649.89 MW		

Licitación internacional para el Mercado Regulado (09/10/2009) - Distriluz 1era convocatoria	Fecha de adjudicación: 14/04/2010	12.80 (ctm \$./ / kw.h) 2013-2022 (10 años)
1. Hidrandina S.A.	1. Electroperú: 252.00 MW	
2. Electronoreste S.A.	2. GDF Suez-Enersur: 51.11 MW	
3. Electronorte S.A.	3. Duke Energy: 74.00 MW	
4. Electrocentro S.A.	4. Celepsa: 10.00 MW	
5. COELVISAC	5. Termoselva: 45.00 MW	
	6. Egmsa: 20.00 MW	
	7. SDF Energía: 13.00 MW	
	Total: 465.11 MW	
Licitación internacional para el Mercado Regulado (14/05/2010) - Distriluz 2da convocatoria	Fecha de adjudicación: 02/09/2010	No fue revelado 2013-2022 (10 años)
1. Hidrandina S.A.		
2. Electronoreste S.A.		
3. Electronorte S.A.	1. SN Power Perú: 62.00 MW	
4. Electrocentro S.A.	2. Fenix Power Perú: 31.00 MW	
5. COELVISAC	Total: 93.00 MW	
LDS-01-2010 (20/07/2010)	Fecha de adjudicación: 18/09/2010	No fue revelado 2014-2023 (10 años)
1. Luz del Sur S.A.A.	1. Egasa: 100.001 MW	
2. Edelnor S.A.A.	2. Termoselva: 120.003 MW	
3. Edecañete S.A.	3: Egenor: 100.001 MW	
4. Electro Oriente	4. San Gabán: 10.00 MW	
5. Electro Dunas	5. Fenix Power Perú: 317.06 MW	
	6. S. Minera Corona: 4.50 MW	
	7. Egesur: 18.00 MW	
	Total: 669.565 MW	
LDS-01-2011 (03/08/2011) - Primera Convocatoria	Fecha de adjudicación: 15/12/2011	No fue revelado 2018-2027 (10 años)
1. Luz del Sur S.A.A.	1. Cerro del Águila 1: 70.000 MW	
2. Edelnor S.A.A.	2. Cerro del Águila 2: 80.000 MW	
3. Edecañete S.A.	3: Cerro del Águila 3: 52.001 MW	
	4. Celepsa 1: 10.001 MW	
	5. Egesur 1: 18.000 MW	
	6. Celepsa 2: 10.001 MW	
	7. Enersur 1: 30.000 MW	
	8. Egersur 2: 6.000 MW	
	9. Enersur 2: 30.000 MW	
	10. Fenix Power 1: 50.001 MW	
	Total: 356.004 MW	

LDS-01-2011 (27/02/2012) - Segunda Convocatoria	Fecha de adjudicación: 01/06/2012	11.67 (ctm S/. / kW.h)	2018-2027 (10 años)
1. Luz del Sur S.A.A.	1. Enersur 1: 20.000 MW		
2. Edelnor S.A.A.	2. Enersur 2: 10.000 MW		
3. Edecañete S.A.	3. Enersur 3: 2.000 MW		
Total: 32.000 MW			

De hecho, dentro de la nueva inversión en generación referida existen tres (3) proyectos en ejecución de obras y uno (1) que ya se encuentra en operación comercial.

Entre los proyectos de generación en ejecución de obras, se encuentran los siguientes:

Ítem	Firma del Contrato	Central	Adjudicatario	Ubicación	Potencia (MW)	Monto de Inversión (Millones US\$)	Fecha propuesta de puesta en servicio
1	18.11.2010	CT. Chilca – Ciclo Combinado GN (Chilca)	Fénix Power Perú	Lima	597	700	31.12.2012
2	14.04.2010	CT. Santo Domingo Olleros – Ciclo Simple GN (Chilca)	Termochilca	Lima	128.5	128.5	30.09.2013
3	14.04.2010	CH. Quitaracsca (Huallanca)	Enersur	Ancash	250	250	31.10.2014
TOTAL					975.5	1078.5	

Fuente: OSINERGMIN – Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Junio 2012

Y el proyecto de generación que ya se encuentra en operación comercial es el siguiente:

Ítem	Firma del Contrato	Central	Adjudicatario	Ubicación	Potencia (MW)	Monto de Inversión (Millones US\$)	Fecha propuesta de puesta en servicio
1	14.04.2010	CT. Kallpa IV – Ciclo Combinado GN (Chilca)	Kallpa Generación	Lima	293	395	08.08.2012

Fuente: OSINERGMIN – Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Junio 2012

Por ello, consideramos que la problemática de los retiros de potencia y energía sin contratos de suministro de respaldo del SEIN verificada en el mercado peruano a partir del año 2004 en adelante, ha sido una oportunidad muy

bien aprovechada por el Estado peruano para incentivar mayor inversión en generación.

Sin perjuicio de lo anterior, adicionalmente, consideramos pertinente y oportuno hacer brevemente alusión a otros dispositivos legales que, no obstante no haber sido expedidos con el objeto de solucionar la problemática de los retiros de potencia y energía sin contratos de suministro del SEIN para atender la demanda regulada (que es la materia del presente documento), al igual que la Ley N° 28832, han contribuido a incentivar inversión en nuevos proyectos de generación.

Con ello, nos referimos, de un lado, al Decreto Legislativo N° 1002 y al Decreto Supremo N° 012-2011-EM, y de otro lado, al Decreto Ley N° 674, al Decreto Supremo N° 070-92-PCM, la Ley N° 26440, el Decreto de Urgencia N° 032-2010 y el Decreto Supremo N° 001-2011-EM.

- El Decreto Legislativo N° 1002 y el Decreto Supremo N° 012-2011-EM

Mediante el Decreto Legislativo N° 1002 se incentivó la inversión en generación con el uso de fuentes de energía renovables (tales como la biomasa, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz e hidráulica con una capacidad instalada menor a los 20 MW), con el objeto de diversificar la matriz energética, dentro de una política de seguridad energética y protección del medio ambiente propuesta por el Estado peruano.

Entre otros aspectos, dicha norma estableció la obligación del MEM de elaborar un Plan Nacional de Energías Renovables, y de fijar porcentajes de participación de generación en el mercado con los referidos recursos. Asimismo, estableció la obligación del OSINERGMIN de subastar la asignación de primas para cada proyecto de generación con recursos renovables, y del COES de dar la prioridad en el despacho diario de carga a los mismos, considerando un costo variable de producción igual a cero. Posteriormente, mediante el Decreto Supremo N° 012-2011-EM se precisaron las condiciones de las subastas que realizaría el OSINERGMIN para cubrir la energía RER requerida por el MEM.

En conjunto, las normas antes descritas crearon el marco legal necesario para incentivar la producción de electricidad con recursos energéticos renovables, en la medida que las subastas realizadas por el OSINERGMIN concluirían en la asignación de una tarifa de adjudicación: (i) fija; (ii) garantizada a cada

generador adjudicatario mediante una prima fijada por el OSINERGMIN y que remunera las inyecciones netas de energía hasta el límite de la energía adjudicada; y (iii) vigente por un período de veinte (20) años contados a partir de la puesta en operación comercial del proyecto de generación respectivo.

Asimismo, las condiciones de la adjudicación a ser realizadas por el OSINERGMIN serían plasmadas en contratos para el suministro de electricidad renovable que establecerían los compromisos y condiciones relativos a la construcción, operación, suministro de electricidad y régimen tarifario aplicable a la respectiva central de generación con recursos energéticos renovables.

Hasta la fecha el OSINERGMIN ha realizado dos (2) subastas con recursos energéticos renovables en mérito de lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1002 y el Decreto Supremo N° 012-2011-EM.

En relación a la primera de dichas subastas, ya se encuentran en operación comercial las siguientes centrales de generación eléctrica que han permitido el ingreso de 102 MW adicionales al SEIN:

- Central de Cogeneración Paramonga, operada por Agro Industrial Paramonga, con una potencia instalada de 23.00 MW, y en servicio desde el 31 de marzo de 2010.
- Centrales Santa Cruz I y II Huallanca, operadas por Hidroeléctrica Santa Cruz, con potencias instaladas de 6.00 MW y 7.00 MW, y en servicio desde el 29 de mayo de 2009 y el 1 de julio de 2010, respectivamente.
- Central Poechos 2, operada por SINERSA, con una potencia instalada de 10.00 MW, y en servicio desde el 27 de mayo de 2009.
- Centrales el Roncador, unidades 1 y 2, operadas por Maja Energía SAC., ambas con una potencia instalada de 2.00 MW, y en servicio desde el 1 de abril y 1 de diciembre de 2010, respectivamente.
- Central La Joya, operada por Generadora Energía SAC, con una potencia instalada de 10.00 MW, y en servicio desde el 1 de octubre de 2009.
- Central Pumacana, operada por Eléctrica Santa Rosa, con una potencia instalada de 2.00 MW, y en servicio desde el 1 de julio de 2011.
- Central Carhuaquero IV, operada por Duke Energy Egenor, con una potencia instalada de 10.00 MW, y en servicio desde el 22 de mayo de 2008.
- Central Caña Brava, operada por Duke Energy Egenor, con una potencia instalada de 6.00 MW, y en servicio desde el 19 de febrero de 2009.

- Central Huaycoloro, operada por Petramas SAC, con una potencia instalada de 4.00 MW, y en servicio desde el 12 de noviembre de 2011.
- Central Huasahuasi I, operada por Hidroeléctrica Santa Cruz, con una potencia instalada de 8.00 MW, cuyos grupos generadores N° 1 y 2 se encuentran en operación comercial desde el 12 de enero de 2012 y 15 de febrero de 2012, respectivamente.
- Central Nuevo Imperial, operada por Hidrocañete SA., con una potencia instalada de 3.97 MW, y en servicio desde el 20 de abril de 2012.
- Central Huasahuasi II, operada por Hidroeléctrica Santa Cruz, con una potencia instalada de 8.00 MW, y en servicio desde el 25 de abril de 2012.

De otro lado, en relación a la segunda de dichas subastas, se encuentran en ejecución de obras las siguientes centrales de generación eléctrica que permitirán el ingreso de 210 MW adicionales al SEIN:

- Central Moquegua, adjudicada a Solarpark CO. Tecnología, con una potencia instalada de 16.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de diciembre de 2014.
- Central Parque Eólico Tres Hermanas, adjudicada a Consorcio Tres Hermanas, con una potencia instalada de 90.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de diciembre de 2014.
- Central La Gringa V, adjudicada a Consorcio Energía Limpia, con una potencia instalada de 2.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de julio de 2014.
- Central Canchayllo, adjudicada a Aldana Contratistas Generales SAC. –Empresa de Generación Canchayllo SAC., con una potencia instalada de 4.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de diciembre de 2014.
- Central Huatziroki, adjudicada a Empresa Generación Hidráulica Selva S.A., con una potencia instalada de 11.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de diciembre de 2014.
- Central Manta, adjudicada a Peruana de Inversiones en Energía Renovable SA., con una potencia instalada de 20.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 30 de setiembre de 2013.
- Central Renovandes H1, adjudicada a Renovables de los Andes SAC. –Empresa de Generación Santa Ana SRL., con una potencia instalada de 20.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de diciembre de 2014.

- Central 8 de Agosto, adjudicada a Andes Generating Corporation SAC. - ARCORP, con una potencia instalada de 19.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 30 de diciembre de 2014.
 - Central El Carmen, adjudicada a Andes Generating Corporation SAC. - ARCORP, con una potencia instalada de 8.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 30 de diciembre de 2014.
 - Central Runatullo III, adjudicada a Empresa de Generación Eléctrica Junín SAC. - ARCORP, con una potencia instalada de 20.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 15 de diciembre de 2014.
- El Decreto Ley N° 674, el Decreto Supremo N° 070-92-PCM, la Ley N°26440, el Decreto de Urgencia N° 032-2010, y el Decreto Supremo N° 001-2011-EM

Con respecto a estas normas, cuyos detalles, alcances, vigencias y características y oportunidad de aplicación merece una explicación mucho más de detallada y extensa que excedería al propósito del presente documento, sólo cabe comentar que en mérito de éstas la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSION, en coordinación con el MEM, ha promovido otro tipo de licitaciones con el objetivo de incentivar también nueva inversión en generación.

De hecho, son tres (3) licitaciones de ese tipo las que se han llevado a cabo hasta la fecha, y de las cuales existen compromisos actuales para invertir y poner en operación comercial cinco (5) centrales de generación adicionales. Los resultados de las referidas licitaciones se presentan en el siguiente cuadro.

N°	Empresa	Proyecto	Potencia (MW)	Monto de Inversión (Millones de US\$)	Fecha de puesta en servicio
1	Empresa de Generación Eléctrica Cheves-SN POWER	CH. CHEVES (Huaura - Lima)	168	249,5	28.12.2014
2	Luz del Sur	CH. Santa Teresa (Cusco)	91	154,5	23.08.2014
3	Empresa de Generación Huallaga	CH. Chaglla (Huánuco)	406	1.232,6	01.01.2016
4	Empresa de Generación Hidroeléctrica del Cusco	CH. Pucará	150	360	01.01.2016
5	Cerro del Águila	CH. Cerro del Águila (Huancavelica)	402	750	01.01.2016

Fuente: OSINERGMIN – Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Junio 2012