

La generación de emergencia

Paul Sumar Gilt*

El presente estudio desarrolla el concepto de generación de emergencia y las causas que conllevan a la aprobación de un régimen excepcional de generación. Asimismo, se aborda el marco normativo que regula la misma en el Perú y se exponen las situaciones de restricción que han dado lugar a la contratación de generación de emergencia a la fecha en nuestro país. Si bien la generación de emergencia permite superar restricciones de abastecimiento eléctrico, un marco normativo excepcional como éste debe advertir, más bien, los sectores que requieren de mayor inversión. Finalmente, se realiza una breve revisión de las medidas empleadas en otros países en situaciones similares de desabastecimiento eléctrico.

¿Qué se entiende por Generación de Emergencia?

Para comprender el objeto que aborda el presente estudio, es necesario definir qué se entiende por Generación de Emergencia. Para efectos prácticos, diremos que es el servicio prestado por una instalación estacionaria de generación a combustión, localizada estratégicamente de modo tal que sirva exclusivamente como una fuente secundaria de generación eléctrica¹. Su actuación se hará presente cuando la fuente primaria se interrumpa o paralice, por causas tales como las siguientes:

- i) Meteorología: En este caso, la generación producida a partir de un recurso hídrico se ve interrumpida o considerablemente disminuida por ausencia o restricción de los caudales mínimos esperados. Así, dependiendo de la región, se pueden vivir situaciones de sequía extrema producidas por fenómenos naturales, como lo es por ejemplo en nuestra región, el

* Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú. MBA por la Universidad Pacífico. Socio del Estudio Santiváñez Abogados.

Con la colaboración del Bachiller en Derecho por la Pontificia Universidad Católica del Perú, Lucio Sánchez Povich.

1 Puede revisarse al respecto el siguiente enlace web: <http://des.nh.gov/organization/divisions/air/pehb/apps/emergency_generator.htm>

fenómeno de “El Niño”. O bien, el desprendimiento de lodo y piedras de las terrazas o cerros en los Andes que afectan la operatividad de las centrales hidroeléctricas (fue el caso, por ejemplo, del huayco que en 1998 descendió por el río Aobamba, embalsando el río Vilcanota a tal punto que sacó del servicio a la CH Machupicchu por varios años).

- ii) Deficiente inversión en infraestructura de generación: Las redes que enlazan los centros de consumo o cargas libres con las redes troncales y los centros de producción, terminan congestionadas debido a una falta de planificación oportuna o un incremento relativamente intempestivo de la demanda de clientes libres.
- iii) Ampliaciones o mantenimientos mayores de centrales que exigen la interrupción de la producción, la cual no puede ser suplida por otras fuentes primarias.

Las situaciones antes descritas suponen todas un desbalance entre la oferta y la demanda. El generador de emergencia está diseñado para suplir el déficit de generación mientras dure la emergencia. En ese sentido, los marcos legales de los países tienden a restringir la operación de estos generadores a la duración de la emergencia, y siempre que así lo declare el organismo regulador u otra instancia gubernamental.

Es de notar que la generación de emergencia, en el sentido que a este artículo interesa, no tiene relación con el suministro que proveen los equipos de respaldo localizados al interior de los clientes (industrias, hospitales, colegios u otros consumidores, cuyas necesidades los obligan a mantener equipos propios para situaciones de emergencia, pero que no inyectan su producción a las redes públicas).

Régimen legal de la Generación Adicional en el Perú

En el Perú el fenómeno de la generación adicional ha recibido el nombre de “Generación de Emergencia” y las primeras reglas fueron introducidas por el Decreto de Urgencia N° 037-2008, con el objeto de asegurar en el corto plazo el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Este régimen se originó en la necesidad de superar los desajustes coyunturales existentes entre la oferta y la demanda de generación y transmisión en ciertas áreas del SEIN, provocados por el crecimiento sostenido que mantuvo la economía nacional, la cual se tradujo en un incremento incluso mayor de la demanda de energía eléctrica. A dichos desajustes se les sumó un intenso periodo de estiaje durante el año 2008, que redujo la disponibilidad de agua para generación hidroeléctrica².

De acuerdo al Decreto de Urgencia N° 037-2008, para que se pueda contratar generación de energía adicional se requiere que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) declare primero las situaciones de restricción temporal de generación que afectarían el abastecimiento oportuno de energía en el SEIN; luego de lo cual, el MEM deberá calcular la magnitud de la capacidad adicional de generación necesaria para asegurar el abastecimiento oportuno del suministro de energía eléctrica en el SEIN.

Dicha norma dispone además, que el MEM requerirá a las empresas del sector energía en las que tenga participación mayoritaria³, que efectúen, dentro de estas situaciones de restricción temporal de generación, las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios⁴. De este modo, el régimen de generación adicional peruano se apoya en la existencia de empresas estatales del sector energía con la finalidad de trasladar a ellas la labor de contratar la generación adicional para el SEIN. Serán por tanto las empresas estatales las que se encarguen de contratar al generador adicional, previo desarrollo de los procesos de contratación a los que se encuentran sometidos en el marco del Decreto Legislativo N° 1017, Ley de Contrataciones del Estado.

Las rigideces propias del régimen de contrataciones del Estado podrían ocasionar que la contratación de generación adicional se materialice con significativo retraso. En esa razón, el Decreto de Urgencia N° 037-2008 ha establecido que la declaración de situación de restricción temporal de generación que efectúe el MEM, se considerará como situación de emergencia para efectos

2 Cfr. Considerandos del Decreto de Urgencia N° 037-2008.

3 Vale decir las empresas de propiedad del Estado que se encuentran bajo el ámbito de FONAFE.

4 Cfr. Artículo 2 del Decreto de Urgencia N° 037-2008.

de las normas de contrataciones del Estado⁵, lo cual supone un régimen de contrataciones exonerado de los procesos de selección⁶.

Dado que fue promulgado en un contexto de crisis energética, el Decreto de Urgencia N° 037-2008 tuvo una vigencia inicial que debió culminar el 21 de agosto de 2011, suponiendo que para esa fecha ya habrían ingresado los proyectos de reserva fría de generación y las grandes líneas de transmisión del centro hacia el sur y norte del país⁷. Sin embargo, dado que dichos proyectos no ingresaron a operación y que nuevos desajustes de oferta y de demanda surgieron en otras áreas del SEIN, la vigencia del Decreto de Urgencia N° 037-2008 fue ampliada hasta el 31 de diciembre de 2013 por el Decreto de Urgencia N° 049-2011⁸.

En resumen, la denominada Generación Adicional es un régimen jurídico excepcional, que permite al Estado ordenar a las empresas estatales que se procuren de las instalaciones o los servicios de generación y transmisión necesarios para evitar el racionamiento en determinadas áreas del SEIN.

La empresa a la que se le encarga la contratación, deberá incurrir en costos no deben ser absorbidos por ella sino por el sistema en su conjunto. En tal sentido, la normativa ha previsto que los costos totales sean cubiertos mediante un cargo adicional que se incluirá en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión⁹. OSINERGMIN determinará el cargo adicional antes señalado¹⁰ sobre la base de los costos que le sean informados por la empresa estatal mediante un informe que tendrá carácter de declaración jurada y cuyos valores no estarán sujetos a modificación por parte del regulador. El cargo adicional se deberá aprobar hasta que todos los costos en que incurrió la empresa sean cubiertos y de modo tal que la recuperación de los costos no exceda los veinticuatro meses de presentado el Informe¹¹.

5 Cfr. Literal b) del artículo 20° del Decreto Legislativo N° 1017.

6 Cfr. 23 del Decreto Legislativo N° 1017 y artículo 128° de su Reglamento.

7 Cfr. Considerandos del Decreto de Urgencia N° 049-2011.

8 Cfr. Artículo 1° del Decreto de Urgencia N° 049-2011.

9 Cfr. Artículo 5 del Decreto de Urgencia N° 037-2008. Para el caso de los Sistemas Aislados, tendrán como alternativa adicional las licitaciones de suministro de electricidad en el marco del Decreto de Urgencia N° 032-2010.

10 Para tales efectos, OSINERGMIN aprobó inicialmente el Procedimiento "Compensación por Generación Adicional" mediante Resolución de Consejo Directivo N° 002-2009-OS-CD, el cual ha sido derogado por la Resolución de Consejo Directivo N° 228-2012-OS/CD, vigente desde el 18 de octubre de 2012.

11 Cfr. Artículo 2 del Decreto Supremo N° 031-2011-EM. También se da la opción de que la em-

Situaciones de restricción temporal de generación declaradas por el MEM hasta la fecha

A la fecha, se han presentado ya un total de 5 casos en los cuales el MEM ha declarado la situación de restricción temporal de generación, ordenando la contratación de generación adicional.

En tales casos, el MEM justificó la situación de restricción temporal de generación en la congestión de las líneas de transmisión¹²; la indisponibilidad de centrales hidroeléctricas inundadas por la ocurrencia de huaycos¹³; la falta de capacidad de generación por periodos de estiaje¹⁴; y, el racionamiento en general de energía en el SEIN y Sistemas Aislados¹⁵ (las resoluciones que declararon la situación de restricción pueden verse en el Anexo I). El siguiente cuadro resume los casos antes señalados:

Empresa Requerida y Sustento de la necesidad	Objeto del Contrato y obligaciones del Contratista
ELECTROPERÚ. La Resolución Ministerial únicamente señaló la existencia de situación de restricción temporal y calculó la magnitud de capacidad adicional en 300 MW.	Se contrató generación adicional de 125 MW y por un plazo de operación comercial de 565 días. EDEGEL S.A.A. debía convertir sus equipos de generación termoeléctrica a gas natural al sistema de generación dual.
	Se contrató generación adicional de 60 MW por 565 días (ampliados en 186 y 136 días posteriormente), para la que sería la Central Térmica de Emergencia Trujillo. Se contrató a APR Energy.
	Se contrató generación adicional de 60 MW y por 245 días para la Central Térmica de Emergencia Mollendo. Se contrató a APR Energy.
CH SAN GABÁN. La situación de restricción se debió a un huayco que inundó la SE de la CH San Gabán II, indisponiendo hasta 110 MW.	Se contrató el retiro de rocas, lodo y escombros con D Y M Maquinaria y Minería S.A.C.; así como la rehabilitación de celdas del grupo 1 y grupo 2 a Ingenieros Electromecánicos S.A. Rehabilitación de las celdas de la línea I-1010, I-1013 a VCN Contratistas S.A.C.

presa constituya un fideicomiso especial que permita manejar en forma separada los ingresos y los costos en que incurra para cumplir con el requerimiento efectuado por el MEM.

12 Cfr. Resolución Ministerial N° 198-2011-MEM/DM.

13 Cfr. Resolución Ministerial N° 177-2011-MEM/DM y 070-2012-MEM/DM.

14 Esto también justificó la emisión de la Resolución Ministerial N° 070-2012-MEM/DM.

15 Cfr. Resolución Ministerial N° 412-2008-MEM/DM y 447-2011-MEM/DM.

ELECTROPERÚ. El COES informó riesgo de racionamiento en la zona norte del SEIN, por congestión de línea y falta de generación local.	Se contrató 80 MW por 487 días y dio origen a la Central Térmica de Emergencia Piura. Se contrató a Consorcio Ferrenergy SAC "Ferreyros SAA" Energy International INC.
ELECTRO ORIENTE. El Sistema Aislado Iquitos sufrió restricción al ser la demanda mayor a la oferta disponible.	Se contrató generación adicional por 10 MW y por 731 días para la Central Térmica de Emergencia Iquitos. Se contrató a FERRENERGY SAC.
HIDRANDINA. La situación de restricción se debió a una demanda mayor a la oferta disponible y a la congestión de líneas en el Callejón de Huaylas. A ello se sumó un huayco que inundó la CH Santa Cruz.	Se estimó la generación adicional en 13 MW.

Un examen cuidadoso de las resoluciones que declararon la situación de restricción demuestra la existencia de un común denominador en varias de ellas: la insuficiencia o limitación de las líneas eléctricas existentes para transportar hacia zonas transitoria o crónicamente deficitarias, energía producida en zonas superavitarias. En síntesis, las limitaciones existentes en las líneas de transmisión del SEIN, así como la inexistencia o insuficiencia de generación local, son las justificaciones mayormente utilizadas en las declaraciones de "restricciones temporales de generación", al amparo del Decreto de Urgencia N° 037-2008. (Ver Anexo I para mayor detalle).

Procedimiento para la contratación de generación adicional

A continuación se describe brevemente el procedimiento que demandaría la contratación de generación adicional.

- i) Es necesario que el MEM declare previamente, mediante Resolución Ministerial, la situación de restricción temporal de generación y ordene la contratación de generación adicional a una empresa estatal del sector energía. Dicha Resolución deberá señalar la magnitud de la capacidad adicional de generación necesaria.

Consideramos, incluso, que la iniciativa puede surgir de una misma empresa estatal, en cuyas zonas de operación se manifiesten restricciones

de energía, para lo cual podría solicitar al MEM que se evalúe la necesidad de declarar dicha situación, adjuntando, para tales efectos, un estudio que caracterice la generación adicional requerida. Aunque esto no fluye de la norma sino de nuestra experiencia, es recomendable que la empresa estatal encargada efectúe rápidamente un estudio que contenga lo siguiente:

- a. Magnitud de la Generación Adicional.- ¿Cuánta generación y cuánta compensación reactiva es necesario instalar de tal manera que el área de demanda pueda importar del SEIN la mayor cantidad de potencia y energía posible, sin ocasionar ni racionamiento ni problemas de estabilidad u otros?
- b. Tiempo del servicio.- ¿Cuándo debería ingresar y por cuánto tiempo debería mantenerse esta Generación Adicional?
- c. Criterios para elegir tecnología y localización.- Identificar y elegir los criterios técnicos y económicos que deben ser considerados para definir los lugares en los que debería emplazarse los equipos de generación, así como el tamaño (capacidad) y tecnología que deberían tener tales equipos.

Entre estos criterios, podrían considerarse los siguientes:

- Disponibilidad suficiente en cantidad y oportunidad de los combustibles a ser utilizados como energéticos. Localización de los puntos de almacenamiento y venta.
- Ubicación de las subestaciones (o bien de las líneas a ser seccionadas), para inyectar la producción de los equipos de generación adicional.
- Altitud de los posibles sitios, considerando el efecto de la altura sobre la eficiencia de los equipos, de ser el caso.
- Disponibilidad en el mercado de los equipos, considerando la proximidad de la fecha requerida para el ingreso operativo de los equipos.
- Zonificación municipal y otras restricciones municipales, ambientales o arqueológicas que podrían afectar los sitios probables.

- d. Definición de tecnología y localización.- Una vez identificados y validados los criterios antes referidos, aplicarlos al caso y recomendar la mejor decisión en términos técnicos y económicos, respecto al tamaño, tecnología y localización de los equipos.
 - e. Estimación de costos y tiempos.- Efectuar las cotizaciones e indagaciones de mercado que resulten convenientes, a fin de identificar probables proveedores y el tiempo de implementación del proyecto, así como los costos fijos y variables que demandaría la generación adicional.
 - f. Medio Ambiente.- Identificar los impactos ambientales negativos así como la forma de prevenirlos, corregirlos o compensarlos.
 - h. Plan de Implementación.- Diseñar un plan de implementación, que incluya en detalle las actividades y los responsables, así como los tiempos y recursos requeridos para cada actividad, y que identifique contingencias y la manera de mitigarlas o eliminarlas.
- ii) Una vez se declare por Resolución Ministerial la situación de restricción temporal de generación, la empresa tendrá que seguir las reglas de contrataciones del Estado bajo la causal de situación de emergencia. Conforme a ello, la contratación de generación adicional estará exonerada de los procesos de selección que regula la Ley de Contrataciones del Estado. Ello, toda vez que se busca concretar la celebración de un contrato en un tiempo corto, sin los procedimientos y recursos que se le exigirían a la entidad contratante bajo las reglas de un proceso común de contrataciones.

El hecho de que una contratación esté exonerada de las reglas de procesos de selección, no implica que esté exonerada de la Ley de Contrataciones del Estado. En ese sentido, este proceso exonerado deberá cumplir las normas de transparencia, por lo que la empresa estatal deberá colgar en el SEACE las bases y los términos del contrato a celebrarse, conforme al procedimiento previsto para las causales de exoneración. Del mismo modo, la empresa deberá haber efectuado los estudios de mercado, estimaciones de los pagos por el servicio a contratar, cálculo del valor referencial, etc.; elaboración de bases para la presentación de propuestas (ya sea que se

convoque públicamente o se realice con un contratista específico); la elaboración de los Términos de Referencia y la Proforma de Contrato.

- iii) Finalmente, debe tenerse en cuenta también que, a partir de la publicación de la respectiva Resolución Ministerial que declara la situación de restricción, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) coordinará directamente con la empresa estatal correspondiente toda la información que sea necesaria para efectos de implementar el requerimiento efectuado. Tal información estará relacionada a, entre otras cosas, la distribución zonal de la capacidad adicional, las variaciones en la magnitud de dicha capacidad adicional, los períodos durante los cuales es necesaria la capacidad adicional, así como cualquier otra información que sea necesaria para implementar oportunamente el requerimiento efectuado y asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN¹⁶.

Posibles contingencias en el proceso de contratación o implementación de la generación adicional

Pese a ser un régimen de especial importancia en situaciones de restricción eléctrica, el marco normativo de la generación adicional en nuestro país no evita que se presenten algunas contingencias, tales como las siguientes:

- i) Contingencias ambientales

El Decreto de Urgencia N° 037-2008 ha introducido un régimen especial en materia ambiental para los proyectos de generación adicional. De acuerdo a ello, el titular de la actividad de electricidad presentará un Plan de Manejo Ambiental (PMA) a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del MEM, antes de iniciar cualquier actividad destinada a implementar las acciones necesarias a fin de superar la restricción temporal presentada¹⁷. El PMA deberá cumplir con lo especificado por dicho Decreto de Urgencia (Ver Anexo II).

16 Cfr. Artículo 1 de la Resolución Directoral N° 077-2011-EM-DGE.

17 Cfr. Artículo 8, numeral 8.2 del Decreto de Urgencia N° 037-2008.

Asimismo, el PMA deberá ser presentado a la Dirección Regional de Energía y Minas del Gobierno Regional correspondiente, a la Municipalidad Provincial y Distrital del lugar y Comunidades del Área de Influencia Directa donde se ejecutarán la actividad destinada a superar la restricción temporal.

Como se aprecia, el Decreto de Urgencia elimina la necesidad de seguir un largo proceso de aprobación de EIA detallado o semi-detallado. En su lugar, la norma pide un PMA con un contenido predefinido, lo cual es congruente con la emergencia típica de toda generación adicional.

Más aun, la casuística de generación adicional muestra que la elaboración y aprobación del PMA ha sido obligación de los generadores contratados y no de las empresas estatales contratantes.

Sin embargo, es posible que el generador adicional enfrente problemas, surgidos de la siempre difícil relación con las municipalidades provinciales y distritales o las comunidades del área de influencia directa. ¿Cómo mitigar esta posibilidad?

Los estudios básicos para definir la generación adicional requerida, sugerirán las localizaciones de la o las centrales. Por lo tanto, es posible que la empresa estatal a cargo de la contratación disponga un estudio breve que aporte elementos a ser considerados por el futuro generador, tales como: la línea base ambiental y las características y expectativas de las personas, comunidades y municipios que rodean los probables emplazamientos de las centrales. Es decir, si bien el futuro generador hará suya la obligación de elaborar y aprobar un PMA, la empresa estatal podría ganar tiempo y estudiar el entorno de los probables emplazamientos, sobre todo el entorno social.

ii) Disponibilidad de terrenos

Ningún postor compraría un terreno antes de saberse elegido proveedor de la generación adicional. Pero, al mismo tiempo, el hecho de no tener certidumbre acerca de la disponibilidad de terrenos o el precio de los mismos, puede provocar que la incertidumbre sea reflejada en la oferta económica, o bien puede obligar a que la empresa estatal haga suya la obligación de adquirir los terrenos. Esto último ocasionaría la aplicabilidad de sistemas administrativos que pueden entorpecer la finalidad de la norma, como es el caso del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP).

En ese marco, la solución sería que en paralelo al proceso de selección del proveedor de generación adicional, la empresa estatal efectúe un breve estudio de títulos y posesiones de las locaciones alternativas, y celebre pre-contratos o contratos preparatorios, que posteriormente serían cedidos al generador adicional, quien sería finalmente quien asuma el costo de los terrenos. De esta forma, la incertidumbre sobre la disponibilidad y precio de los terrenos, quedará convenientemente despejada, sin que sea aplicable el SNIP¹⁸.

iii) Disponibilidad de combustibles

Se podría hacer respecto de los combustibles, las mismas observaciones y sugerencias hechas respecto a los terrenos. En efecto, es posible que la empresa estatal adopte contratos preparatorios que aseguren la disponibilidad y precio de los combustibles que serán utilizados como energéticos por el generador adicional. Otra opción, sería que la remuneración al generador adicional por la energía inyectada, sea una función del precio del combustible, sea cual fuera éste último.

Costos Incurridos asociados a la operación de la Generación Adicional

El régimen de generación adicional o de emergencia permite salvar una situación de restricción energética mediante la contratación de generación térmica de emergencia. Los costos que ello supone, si bien se encargan en un inicio a una empresa estatal, finalmente son trasladados al SEIN en general.

Para ello, el COES se encarga de determinar los Costos Netos Incurridos asociados a la operación de la Generación Adicional.

18 Debe precisarse que el SNIP sí resulta aplicable a la contratación de generación adicional, pero bajo un procedimiento simplificado para la formulación y evaluación de los proyectos de inversión pública en contextos de restricción. Cfr. Resolución Directoral N° 003-2011-EF-63.01, que aprobó disposiciones especiales del SNIP a los proyectos de inversión pública en contextos de restricción de servicios a cargo del Estado en el marco del Decreto de Urgencia N° 049-2011.

A continuación se muestra un cuadro resumen con los costos netos incurridos por las empresas estatales desde el 2009 por concepto de Generación Adicional¹⁹:

Año	Costos Netos Incurridos por Generación Adicional
2009	S/. 22 484 001,18
2010	S/. 38 357 165,21
2011	S/. 86 710 013,02
2012	S/. 466 831,95*
TOTAL	S/. 148'018,011.36**

* Información al mes de abril.

** La información se encuentra disponible en el portal web del COES www.coes.org.pe

La Generación de Emergencia en la experiencia comparada

La normativa peruana sobre generación adicional no ha sido un caso aislado en América Latina, sino parte de otras experiencias similares que fueron implementadas en distintos países para sobrellevar periodos de restricción energética. Así por ejemplo:

i) Brasil²⁰:

En Brasil, se advirtió desde fines de la década del 90 posibles desabastecimientos de energía para la primera parte de la década de 2000. En virtud a ello, el Gobierno brasilero emprendió una serie de reformas que incluyó en 1995, la reglamentación de la Ley N° 9074, Ley de Concesiones, que fuera aprobada en 1988, para impulsar proyectos de generación del sector privado y poner en marcha un ambicioso programa de privatización.

19 Los Costos Netos Incurridos por generación adicional resultan de la diferencia entre los Costos Totales Incurridos en generación adicional (compuesto por la suma de Costos de Adquisición y Puesta en Servicio y los Costos Netos Incurridos asociados a la Operación de la Generación Adicional) menos los Ingresos Netos Totales mensuales de la generación adicional compuestos por: Ingreso Garantizado por Potencia Firme, Ingresos Adicionales por Potencia Generada, ingresos por mínima carga, regulación de tensión, regulación primaria y secundaria de frecuencia y otros debidamente reconocidos por el COES.

20 Esta sección se basa principalmente en lo desarrollado por DAMMERT, Alfredo, Raúl GARCÍA y Fiorella MOLINELLI. *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima: Fondo Editorial PUCP. 2008. pp. 258-263. También al respecto, puede consultarse los siguientes sitios web: <http://www.bnamericas.com/news/energiaelectrica/Gbno,_cancela_sobreprecio_de_energia_de_emergencia>; <<http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/ariztia.pdf>>.

Así, se delegó en el Banco Nacional de Desarrollo el proceso de privatización, comenzando con las empresas de distribución. Hacia 1998, ya se habían privatizado cerca del 60% de las empresas de dicho sector. Sin embargo, en el año 2001 se generó una crisis de abastecimiento que tomó por sorpresa al Gobierno. Esta crisis se debió a un bajo nivel de lluvias y del agua almacenada en los embalses. El Gobierno conformó una Cámara de Gestión de la Crisis para adoptar las medidas que fueran necesarias para superar dicha situación, disponiéndose la generación de energía de emergencia.

La generación de emergencia estuvo a cargo de centrales termoeléctricas que abastecieron de suficiente energía para satisfacer la demanda descuidada producto del déficit de energía. Se estima que fueron alrededor de 65 plantas termoeléctricas con capacidad combinada de 1.829 MW las destinadas a garantizar un suministro eléctrico extra en casos de déficit de generación hidroeléctrica, alimentando directamente las subestaciones cercanas a los mercados de consumidores.

Estas costosas plantas a gas, combustible residual o diesel, fueron administradas por una firma estatal denominada Empresa Brasileña de Comercialización de Energía de Emergencia (CBEE, por sus siglas en portugués)²¹ y, por su parte, el Operador Nacional del Sistema Interconectado (ONS)²² las conectaba cuando se necesitaba garantizar el suministro. El costo de instalar la generación de emergencia fue trasladada a la cuenta de los consumidores al crearse el llamado Impuesto de Seguro Contra Corte Eléctrico²³.

ii) Honduras²⁴:

El sector de energía eléctrica en Honduras fue manejado por las municipalidades hasta 1957, cuando se creó la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que se encargó totalmente de la generación y distribución del fluido eléctrico en el

21 Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

22 Agente privado responsable de la operación integrada del sistema eléctrico.

23 El referido impuesto inició al precio de 0,0049 reales/kWh consumidos. El Gobierno estaba facultado de ir recalculando el mismo por periodos de 3 meses. Las distribuidoras cobraban el impuesto y lo transferían a los ingresos del Gobierno Federal.

24 La información referida a la situación energética en Honduras fue tomada principalmente de la Memoria de la Reunión regional sobre generación de electricidad a partir de biomasa, llevada a cabo en Montevideo, Uruguay, del 23 al 27 de octubre de 1995. Disponible en el siguiente enlace web: <<http://www.fao.org/docrep/T2363s/t2363s0x.htm#TopOfPage>>

país. Posteriormente, con la inauguración del proyecto hidroeléctrico El Cajón en 1985, Honduras resolvió aparentemente su déficit de energía, disminuyendo su dependencia de la generación térmica basada en combustibles líquidos, que por entonces superaba el 50%. Con la conclusión de este proyecto, Honduras pasó a exportar energía a sus países vecinos.

Debido a un crecimiento anual de la demanda de electricidad de 8%, las necesidades energéticas de Honduras rápidamente agotaron la oferta energética disponible. A partir de 1992, tras un prolongado período de sequías en la región centroamericana, un mal manejo de las reservas de agua de la represa, además de fallas técnicas de construcción de la represa, provocaron que la central hidroeléctrica de El Cajón perdiera gran parte de su reserva de agua.

A partir de 1994, el Gobierno de turno afrontó niveles muy bajos de reserva de agua, y fue obligada a empezar de inmediato con un fuerte programa de racionamiento de energía. Este año se caracterizó por una marcada crisis de abastecimiento con un déficit energético de 120 MW y un agudo problema financiero de ENEE.

En el marco de esta crisis de abastecimiento eléctrico, el Gobierno retomó muy costosamente la operación de antiguas plantas térmicas existentes, que por falta de mantenimiento se encontraban en completo abandono o ya habían sido vendidas parcialmente.

Por otra parte, el Gobierno, bajo decreto presidencial, solicitó a la empresa privada la realización de inversión de urgencia para instalar plantas térmicas a fin de solventar la crisis energética, encargando a ENEE la contratación de generadores adicionales. Desde luego, esta no fue la única medida normativa adoptada por el Gobierno: así también se emitió una ley marco para el subsector eléctrico que básicamente abrió las oportunidades de generación, transmisión y distribución de energía al sector privado, desmonopolizando el sector, y definiendo prioridades a mediano y largo plazo para las fuentes renovables de energía.

Entre la energía de emergencia contratada se pueden mencionar otros dos proyectos privados térmicos con capacidad aproximada de 100 MW en conjunto. Estos proyectos basados en combustibles fósiles fueron aprobados para dar solución inmediata a la crisis energética que vivía el país. Además, el gobierno restauró otras tres plantas térmicas existentes, con un total de 35

MW, y consiguió en carácter de préstamo del gobierno Mexicano, otras tres de 15 MW cada una.

Ahora último, el 2011, al haber atravesado por una experiencia similar de escasez, el Gobierno de Honduras encargó a la empresa ENEE la contratación del denominado “Arrendamiento de potencia y su energía asociada para generación distribuida”, a través de una licitación pública internacional destinada a contratar instalaciones a operar con combustibles fósiles.

iii) Venezuela:

Entre los años 2009 y 2011, Venezuela sufrió una larga sequía que redujo significativamente el volumen de agua de los embalses de las centrales hidroeléctricas. Para el 2009, el 73% de la energía eléctrica consumida por los venezolanos dependía de estas centrales²⁵. Adicionalmente, el consumo de electricidad del país se estuvo incrementando en un 6% anual, porcentaje que superó el ritmo de crecimiento de la oferta eléctrica.

La principal central del sistema hidroeléctrico Venezolano es la Central Hidroeléctrica Simón Bolívar, con capacidad de generación de 10.000 MW, pero que producto de la sequía pudo generar solo 5.000 MW. Para inicios de febrero de 2010, el nivel del embalse había descendido nueve metros debajo de su nivel óptimo²⁶.

El Gobierno empezó a ejecutar una serie de medidas que buscaban reducir la demanda eléctrica y minimizar la dependencia venezolana de las centrales hidroeléctricas. Para finales de marzo de 2010, esta fecha se había postergado a junio de 2010²⁷. La Corporación Eléctrica Nacional, organismo público que administra todas las empresas generadoras de electricidad en Venezuela, reconoció en 2008 que el 79% de las centrales termoeléctricas tenían más de 20 años de antigüedad y que el 30% registraban indisponibilidad por problemas técnicos. Además, de las centrales que estaban funcionando, muchas no lo hacían a su máxima capacidad, generándose 3.800 MW cuando la capacidad instalada era de 9.051 MW.

25 Revisar el siguiente enlace web: <<http://online.wsj.com/article/SB126291736012720909.html>>

26 Revisar el siguiente enlace web: <http://www.eluniversal.com/2010/03/19/en_eco_esp_operating-guri-dam-b_19A3613933.shtml>

27 Revisar el siguiente enlace web: <http://www.eluniversal.com/2010/03/22/eco_art_cota-del-guri-en-240_1805168.shtml>

Antes de la sequía de esos años, ya existía una disparidad entre el incremento de la oferta y la demanda de energía eléctrica en Venezuela. Esta última se había venido incrementando a un ritmo de 7% anual desde el 2005, y no se había previsto suficiente generación que cubriera la demanda potencial que quedaría insatisfecha.

Entre las medidas que se adoptaron, estuvo presente la generación adicional por medio de instalaciones termoeléctricas. El Gobierno venezolano estableció como meta instalar en el 2010 una capacidad de generación de 6.000 MW (que luego fue disminuida a 5.000 MW) a través de plantas termoeléctricas. El costo estimado de este plan fue superior a los 5.000 millones de dólares. Se encargó a Corporación Eléctrica Nacional la compra de energía mediante las modalidades previstas en la Ley de Contrataciones Públicas de Venezuela.

El 24 de abril, el Gobierno anunció que en el primer trimestre se habían instalado 600 MW y planeaban instalar 1100 MW adicionales en el segundo trimestre de 2010. Rebajó además la meta de incorporación de generación en el 2010 de 6000 MW a 5.000 MW y, en octubre del mismo año, bajaron la meta anual a 1450 MW.

iv) Ecuador:

La experiencia ecuatoriana en generación de emergencia, del mismo modo que los casos antes descritos, se origina en desabastecimientos producidos por sequías y reducción de volumen disponible de recursos hídricos para la generación de energía.

Así, a fines de 2009, el Gobierno ecuatoriano, mediante Decreto de Emergencia N° 214²⁸, declaró el Estado de excepción eléctrica en todo el territorio nacional, por sesenta días, con el objeto de garantizar la continuidad y suministro del servicio de fuerza eléctrica. El Ejecutivo consideró en aquella ocasión que una indisponibilidad de generación de energía eléctrica por razones climáticas significaría una afectación importante a la producción, productividad, transporte, seguridad ciudadana y, en general, en la calidad de vida, lo que provocaría una grave conmoción interna.

28 Puede revisarse al respecto: <<http://exwebserv.telesurtv.net/secciones/noticias/61273/cookie-firma-decreto-de-emergencia-electrica-nacional-en-ecuador/>>

El Gobierno encargó al Ministerio de Finanzas de Ecuador disponer las medidas pertinentes a fin de garantizar que las importaciones de combustible que sea necesario realizar para la normal operación de todas las centrales termoeléctricas y autoprodutores del país hasta superar la crisis, sean efectuadas en la forma más oportuna y eficaz, a través de Petroecuador; pudiendo, para el efecto, utilizar fondos públicos destinados a otros fines, excepto los correspondientes a salud y educación.

Con dicha medida, las entidades que contaban con generación propia (lo que el Decreto denomina “autoprodutores”), debían utilizar sus equipos de manera obligatoria para cubrir sus necesidades y debían entregar los excedentes al mercado, de ser el caso. Petroecuador debía proveerles de combustibles de manera forzosa y sin exigir requisitos previos.

Por otro lado, adicionalmente a la medida antes descrita, el Gobierno ecuatoriano autorizó al Ministro de Electricidad y Energía Renovable, a los gerentes de las empresas eléctricas del país, a Petroecuador, a su filial Petrocomercial y al Ministerio de Finanzas, a contratar directamente las obras, bienes y servicios que fueran necesarios para superar la emergencia indicada, sin necesidad de cumplir los procedimientos precontractuales establecidos en la ley del Sistema Nacional de Contratación Pública. En tal sentido, se permitió la contratación de equipos de generación de energía adicional sin la necesidad de cumplir los formalismos y procedimientos del régimen de contrataciones con el Estado.

Conclusiones

La generación adicional o generación de emergencia ha sido un mecanismo utilizado en distintos ordenamientos con la finalidad de superar situaciones de crisis energética.

En el caso peruano, la crisis energética ha estado ligada al crecimiento desmedido de la demanda eléctrica sin la correlativa inversión adicional en capacidad de generación y en sistemas de transmisión. Ello indujo al Estado a implementar modelos similares a los que fueron utilizados en otros países de la región en años pasados, encomendando a empresas estatales la contratación de generación adicional.

Aunque las situaciones de restricción declaradas como tales por el MEM han sido pocas, éstas reflejan la necesidad de parte del Estado de fomentar la inversión en grandes proyectos de transmisión eléctrica y de generación, con la finalidad de que el crecimiento de nuestra economía sea secundado por la expansión de los servicios eléctricos.

El costo de atender la crisis por la vía de generación de emergencia, ha sido en el Perú, muchísimo menor que el incurrido en otros países de la región. Sin embargo, esta desigualdad podría tender a desaparecer en los próximos años, cuando se empiece a cargar a los consumidores, el costo de la reserva fría. En efecto, en el fondo, la reserva fría peruana no es más que generación de emergencia prevista con suficiente antelación.