

Las contribuciones reembolsables como mecanismo de financiamiento en el sector eléctrico

Virginia Núñez Ciallella*
Fredy Bautista Guevara**

El presente artículo es una revisión del esquema de las contribuciones reembolsables como mecanismo de financiamiento y su utilización dentro de la actividad de distribución eléctrica, en referencia a cómo dicha figura se fue transformado en una fuente permanente de perjuicios económicos para las empresas concesionarias de distribución. La obligación de ampliar la infraestructura eléctrica e incrementar el índice de cobertura conllevaron al uso de las contribuciones reembolsables como fuente de financiamiento; sin embargo, la regulación entorno a la figura y las características del mercado eléctrico peruano permitieron la generación de montos exorbitantes e impagables, que hoy revela la precariedad de este segmento en la prestación del servicio público de electricidad. El punto de partida se ubica en el cambio estructural del sector eléctrico que fue introducido por el Decreto Ley N° 28544, Ley de Concesiones Eléctricas y la naturaleza reembolsable de las contribuciones entregadas por los usuarios. Este artículo pretende referirse a aquellos aspectos que impidieron que las contribuciones reembolsables constituyan una fuente adecuada de financiamiento y que hoy representa una de las cargas más pesadas para las empresas de distribución eléctrica, sobre todo las de propiedad estatal.

I. Introducción

El concepto de contribuciones reembolsables fue introducido por la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, la LCE). Dicho mecanismo supuso un cambio de paradigma, que en buena cuenta encontraba coherencia con el modelo privado que se proponía para el sector. Si bien la contribución como

* Abogada por la Universidad de Lima (1998), Especialista en Regulación Eléctrica, Asociada Senior de Santiváñez Abogados.

** Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (2012), miembro del Área de Regulación en Infraestructura de Redes de Santiváñez Abogados.

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

figura fue utilizada frecuentemente, por primera vez se pretendía el carácter reembolsable de las mismas. Bajo el esquema estatal anterior a la LCE, las contribuciones efectuadas por los usuarios fueron gratuitas, sin que se supusiera un perjuicio para ellos, sino que en compensación, así se entendía, se prestaba el servicio básico de electricidad.

El carácter liberal de la regulación de los años noventa, alentados por la Constitución de 1993, consagró el respeto de las libertades personales de los miembros de la sociedad. El Estado se colocó como garante de los servicios públicos, tanto en acceso como prestación continua. Ese escenario eliminó la idea de que las personas debían contribuir gratuitamente a la ampliación de infraestructura eléctrica. Con mucha más razón ahora que las empresas de distribución eléctrica tendrían un carácter lucrativo dentro del sector.

De esa forma, las distribuidoras de electricidad debían prestar el servicio de electricidad en las zonas de su concesión a los usuarios que los solicitaran o aquellos que se conectaran con sus propias líneas, siempre que se mantuviera el carácter de Servicio Público de Electricidad. Las concesionarias deberían atender a los nuevos usuarios en un plazo no mayor a un año.

Dado el carácter reembolsable, la LCE permitió que las concesionarias de distribución solicitaran a los usuarios contribuciones que permitieran la prestación efectiva del servicio. Así se había creado un mecanismo de financiamiento para las concesionarias de distribución que permitiera cumplir con la obligación de prestar el Servicio Público de Electricidad. Dado que las empresas debían retribuir los aportes, los usuarios no sufrían el desmedro de sus patrimonios, por el contrario se beneficiaban al recibir de manera adicional el servicio de electricidad.

Sin embargo, las contribuciones reembolsables se han convertido en una de las cargas más pesadas de las concesionarias de distribución y que en algunos casos, sólo por los montos que se adeudan, suponen la precariedad de sus finanzas y la imposibilidad de cumplir con los pagos. Las contribuciones reembolsables no sólo representan la debilidad económica y societaria de varias empresas de distribución eléctrica, sino que revela un estado de emergencia en el sector eléctrico, a la vez que se advierten defectos en la forma como se ha mejorado y ampliado la infraestructura eléctrica en el Perú, que hoy en día se representa en deudas impagables e increíblemente onerosas.

El presente artículo es un análisis de los factores que contribuyeron al trastocamiento de las contribuciones reembolsables como mecanismo de financiamiento.

II. Fallas esenciales en la construcción del concepto de contribuciones reembolsables

Esta parte incluye un análisis de aquellos conceptos y momentos que terminaron por desvirtuar el concepto de contribuciones reembolsables y que hoy plantea la necesidad de repensar dicha figura y reestructurarla como fuente de financiamiento.

A. La organización empresarial de las empresas de distribución eléctrica y el mercado eléctrico

Uno de los temas principales de la reforma legislativa del sector se ubica en las formas de participación de la administración pública en la economía. El principio de subsidiaridad de la actividad económica del Estado nos coloca en uno de los escenarios más especiales de la actividad estatal: la actividad empresarial.

Si bien la experiencia previa nos ha hecho reticentes a la intervención estatal en la economía, los servicios esenciales o básicos han representado grandes retos en temas de cobertura y acceso, lo que no solo niega la posibilidad de un modelo enteramente liberal, sino que supone además un reto para el Estado en su participación como agente económico.

Actualmente, es muy difícil rebatir la participación Estatal en las actividades económicas, por lo que la discusión se ha centrado en las formas y momentos de intervención, ya sea como regulador o como agente económico. En este último punto se ubica la actividad empresarial del Estado.

La actividad empresarial del Estado en el caso peruano supuso romper los esquemas tradicionales de administración pública que habían generado empresas sobre cargadas, desfasadas e ineficientes, que malgastaron fondos públicos e impidieron el acceso a servicios de calidad. De esa forma, se vio por conveniente que el Estado como empresa se organizara bajo las formas societarias existentes, de modo que se intentaran recrear las eficiencias

organizativas de las empresas privadas sobre todo bajo las formas de sociedades anónimas.

El problema del esquema descrito líneas arriba, es que las empresas estatales de régimen privado dependen más de decisiones políticas que económicas, lo que no permite trasladar propuestas de gestión. A esta situación coadyuva la estructuración del mercado eléctrico y el carácter de servicio público.

Es así que en el año 2008 se emite el Decreto Legislativo N° 1031 – Decreto Legislativo que promueve la Eficiencia de la Actividad Empresarial del Estado, como un esfuerzo para fortalecer la eficiencia en las empresas del Estado, e introducir nuevas herramientas de gestión y estructuras legales que prioricen los principios de transparencia en la toma de decisiones, que restrinjan la injerencia política en la gestión de las empresas del Estado. Dicho dispositivo fue reglamentado mediante Decreto Supremo N° 176-2010-EF del 19 de agosto de 2010, encontrándose a la fecha en trámite de implementación los diversos mecanismos para alcanzar los objetivos de dicha normativa.

En otras palabras, hay dos frentes en la organización empresarial de las empresas de distribución eléctrica que han dado lugar a la transformación del régimen de las contribuciones reembolsables. El primero es la forma como se toman las decisiones dentro de las empresas de distribución eléctrica y el segundo son las características particulares del mercado eléctrico.

1. La gestión de las empresas de distribución

La actividad empresarial del Estado se encuentra normada y dirigida por el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE, creado y regulado por la Ley N° 27170 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 072-200-EF, encargado de aprobar las normas de gestión de las empresas en las que el Estado tiene participación accionaria mayoritaria, así como de ejercer la titularidad de las acciones representativas del capital social de todas las empresas, creadas o por crearse, en las que participa el Estado y administrar los recursos derivados de dicha titularidad.

Dentro de las materias que se encarga de regular FONAFE de manera especial para la actividad empresarial del Estado, podemos advertir algunas que son de especial relevancia para la gestión eficiente: (i) procesos de adquisiciones y contrataciones; (ii) autorizaciones para endeudamiento; (iii) aprobación

de gastos de capital; (iv) política de dividendos; (v) sistema de auditoría gubernamental.

Todas estas facultades deben ejercerse dentro de esquemas y parámetros legales¹. En el caso del acceso a fuentes de financiamiento como los mercados de capitales, se deben que pasar por procesos de autorización². Además se encuentra el control gubernamental, que como se viene ejerciendo, representa una variable muy influyente en la toma de decisiones, lo que en la práctica se ha traducido en la pérdida de oportunidades. La toma de decisiones, en consecuencia, se limita a aquellas de riesgo muy moderado y se dejan de pasar oportunidades económicamente más provechosas.

La gestión de las empresas de distribución eléctrica del Estado se encuentra seriamente limitada, aunque la forma organizativa sea la de una empresa. Las empresas son reticentes al riesgo y actúan de manera moderada en la administración, lo que permite liberarse de responsabilidades frente al control gubernamental pero no se traduce en una gestión eficiente. Además la toma de decisiones centralizadas en el holding y visiblemente influenciado por el espectro político, impiden una evaluación correcta de los riesgos para agentes externos (inversionistas) que podrían mejorar la situación financiera de las empresas de distribución.

En consecuencia, las empresas de distribución eléctrica bajo el ámbito de FONAFE se someten a limitaciones legales que impiden una gestión eficiente y provechosa como si podría hacerlo una empresa privada. Esas limitaciones, para el tema que nos concierne, se ha traducido en una capacidad reducida en la generación de utilidades, desaprovechándose oportunidades de negocio económicamente más rentables. Dichas empresas no tienen una buena proyección de crecimiento, sin embargo legalmente están obligadas a expandir y mejorar el servicio a pesar de sus condiciones financieras y económicas reducidas.

1 Ley de Contrataciones y Adquisiciones, Decreto Legislativo N° 1017 y Ley N° 27170, Ley de creación de FONAFE y su Reglamento.

2 Decreto Supremo N° 034-2012-EF - TUO de la Ley General del Sistema Nacional de Endeudamiento.

2. El mercado eléctrico y el carácter de Servicio Público

Un aspecto adicional a la capacidad reducida para generar utilidades se ubica en las características del mercado eléctrico condicionado por la calificación de la electricidad como Servicio Público.

A diferencia de cualquier otro mercado, los servicios públicos incluyen intereses sociales sobre la prestación efectiva y universal. La calificación de Servicio Público obedece a su carácter esencial, necesario para lograr un determinado estándar de calidad de vida. Se entiende que con la prestación de ciertos servicios se asegura una vida digna y permite el desarrollo individual y social.

El hecho de que existan estos intereses dentro del mercado de electricidad implica la participación del Estado como garante del acceso universal y la prestación continua. La actividad de distribución al ser entregada por concesiones, supone la carga inherente de cumplir con los deberes estatales de acceso y prestación continua.

Aquí se revela uno de los problemas más recurrentes en la actividad de distribución: la equivalencia de la tarifa con los costos que asume el sistema para la prestación efectiva del servicio de electricidad. Tratándose de un servicio esencial y cuya incidencia en la vida cotidiana es primordial, se ha generado un escenario propicio para las eventualidades políticas, donde el encarecimiento del servicio representa un costo social y político muy grande. De ese modo, el Estado se ha mostrado reacio a aceptar los verdaderos costos del sistema, al menos aquellos que hagan rentable la actividad. Y si a ello sumamos que la prestación del servicio eléctrico representa costos muy altos de inversión en infraestructura, nos encontramos frente a serias limitaciones, que directa o indirectamente repercuten en la ampliación de la cobertura.

La distribución eléctrica supone un mercado altamente regulado, con costos de inversión elevados y con retribuciones (tarifas) muy conservadoras, que si bien pueden cubrir los costos del sistema, no son suficientes para cumplir con la exigencia de ampliar la cobertura y llegar a zonas alejadas y de poca concentración poblacional, lo que sin duda limita el acceso universal al servicio.

La situación del mercado eléctrico en referencia a las zonas periféricas y rurales, es una muestra clara de las dificultades que afronta el Estado y en especial las

empresas de distribución, ya que las condiciones rurales y marginales de nuestro país determinan las utilidades económicas de la distribución como actividad empresarial. Además se hace evidente cómo el modelo privado encuentra inconvenientes en mercados que sólo reportan beneficios sociales pero no económicos. El Estado, sin ser ajeno a esa situación, ha intervenido, pero no para mejorar las condiciones económicas, sino como *inversionista*, cargando luego el costo de esa inversión a la empresas de distribución eléctrica estatales.

La mencionada intervención estatal se logró gracias a la distorsión de figuras conceptuales. Un ejemplo muy claro de esta situación se ubica en dos normas: (i) el Decreto Legislativo N° 1001 - Decreto Legislativo que regula la Inversión en Sistemas Eléctricos Rurales - SER ubicados en zona de concesión y; (ii) el Decreto Urgencia N° 116-2009 - Decreto de urgencia que promueve el suministro del servicio público de electricidad en zonas urbano marginales del país.

El Decreto Legislativo N° 1001 fue emitido al amparo de las facultades delegadas otorgadas al Ejecutivo sobre diversas materias relacionadas con la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su Protocolo de Enmienda, y el apoyo a la competitividad económica para su aprovechamiento; entre la que se encuentra la promoción de la inversión privada, independientemente de la posición que se pueda tener respecto a si se encuadraba la materia legislada por el Ejecutivo a la autorización otorgada por el Congreso, el hecho es que se consideró necesario que el Estado ingrese a las zonas de concesión de las empresas de distribución eléctrica a fin de ejecutar obras y con ello atender la necesidad de proveer de servicio eléctrico a las poblaciones.

Conforme establecía el artículo 1° se dispuso que esa intervención sería excepcional y que dentro de la zona de concesión se ejecutarían obras de electrificación rural en forma directa o indirecta a través de las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal. La excepcionalidad de la intervención estatal se entendía porque el Estado sólo podía actuar en los casos de solicitudes no satisfechas en el plazo de un año.

Asimismo, en el artículo citado, se estableció que el Ministerio de Energía y Minas calificaría las obras a ejecutarse como Sistemas Eléctricos Rurales (SER), a fin de aplicarle el régimen de la concesión eléctrica rural y demás disposiciones de la Ley N° 28749 - Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento. Se precisó adicionalmente que dichos Sistemas Eléctricos Rurales

(SER) serían transferidos a las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal conforme lo prevé el artículo 18° de dicha Ley. Finalmente se financiaría dicha intervención con cargo a recursos del Osinergmin por el monto de S/. 100 000 000.00.

Como podemos apreciar, es aquí donde consideramos que se produce un trastocamiento de las instituciones, si el objetivo era apoyar a las empresas para ejecuten obras dentro de sus zonas de concesión, debió apoyárseles con el financiamiento respectivo para que éstas presenten proyectos y los ejecuten, sin embargo, se optó por importar una institución de la Ley General de Electrificación Rural, como es el caso del Sistema Eléctrico Rural (SER), señalándose que las obras que ejecute el Ministerio dentro de las zonas de concesión se calificarán como SERs a fin de aplicarle todo el esquema aplicable a la electrificación rural.

Finalmente, se agrega una disposición complementaria que dispone que a los Sistemas Eléctricos que califiquen como Sistemas Eléctricos Rurales - SER les será de aplicación la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento; y a los sistemas que no califiquen como SER les será de aplicación el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Esta precisión se realizó porque se analizó que las obras que se ejecutarían dentro de las zonas de concesión no iban a calificar como Sistemas Eléctricos Rural (SER), por eso no se les podía aplicar el régimen previsto en la Ley General de Electrificación Rural, y se tuvo que aceptar que no se podían mezclar regímenes distintos y que por tanto a las obras dentro de zona de concesión como corresponde se les debía aplicar las disposiciones de la LCE y su Reglamento.

Por su parte, **el Decreto Urgencia N° 116-2009** - Decreto de urgencia que promueve el suministro del servicio público de electricidad en zonas urbano marginales del país, tenía como fin atender una situación real configurada por *“alrededor de trescientas mil viviendas no conectadas a la red dentro de las zonas de concesión de las empresas de distribución de electricidad, debido, entre otros, a la falta de recursos de las poblaciones menos favorecidas, cuya situación se ve agravada por las consecuencias de la extraordinaria crisis internacional y a las dificultades presentadas en la tramitación de los procedimientos administrativos de saneamiento físico legal en las zonas de*

*ejecución de proyectos de electrificación, resultando necesario la suspensión del artículo 85° de la Ley de Concesiones Eléctricas y el establecimiento de condiciones especiales de tecnología, equipamiento, medición y mecanismos comerciales que permitan expandir la prestación del servicio.*³

La justificación anterior dio lugar a que se suspendiera la aplicación del artículo 85° de la LCE⁴ hasta el 31 de diciembre del 2012.

En cuanto al financiamiento de los proyectos dentro de la zona de concesión, se estableció que el Ministerio quedaba autorizado a asumir el costo de la conexión, la que sería de propiedad del usuario, y a financiar proyectos de electrificación dentro de las zonas de concesión de empresas de distribución eléctrica, con cargo a los recursos transferidos por OSINERGMIN.⁵

3 Considerandos del Decreto Urgencia N° 116-2009.

4 Artículo 85°.- En el caso de solicitantes pertenecientes a zonas habitadas que cuentan con habilitación urbana y que tengan un índice de ocupación predial -habitabilidad - mayor a cuarenta por ciento (40%), corresponde al concesionario efectuar, a su costo, todas las obras de electrificación definitiva de dicha zona, incluyendo las redes secundarias de servicio particular y alumbrado público.

En el caso de zonas habitadas que tengan habilitación urbana aprobada, pero cuyo porcentaje de habitabilidad sea menor al señalado en el primer párrafo, corresponde a los interesados ejecutar las redes primarias y secundarias e instalaciones de alumbrado público conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria. En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83° de la presente Ley, correspondiendo efectuar la devolución de las contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor a cuarenta por ciento (40%). En el caso de zonas habitadas que no cuentan con la habilitación urbana correspondiente, los solicitantes podrán requerir al concesionario la instalación de suministros provisionales de venta en bloque en baja tensión, de conformidad con el procedimiento establecido en el Reglamento de la presente Ley.

En el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas, promovidas por el Estado o por inversionistas privados, ubicadas dentro de la zona de Concesión, le corresponde a los interesados ejecutar las instalaciones eléctricas referentes a la red secundaria y Alumbrado Público, conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria que atiende el área. En este caso, las instalaciones serán recibidas por el concesionario fijándose en dicha oportunidad su Valor Nuevo de Reemplazo para los efectos de reembolsar al interesado, de acuerdo a lo establecido en el artículo 84.

5 En el artículo 5° OSINERGMIN destinó la suma de hasta S/. 100,000,000.00 con cargo a los saldos acumulados de los ejercicios presupuestales anteriores al año 2009, a transferirse al Ministerio de Energía y Minas para la ejecución de este tipo de proyectos.

La devolución de dichos aportes al Ministerio de Energía y Minas se efectuaría en un plazo máximo de diez (10) años, contado desde la fecha en que el aporte es realizado y a la tasa de interés vigente en dicha fecha.

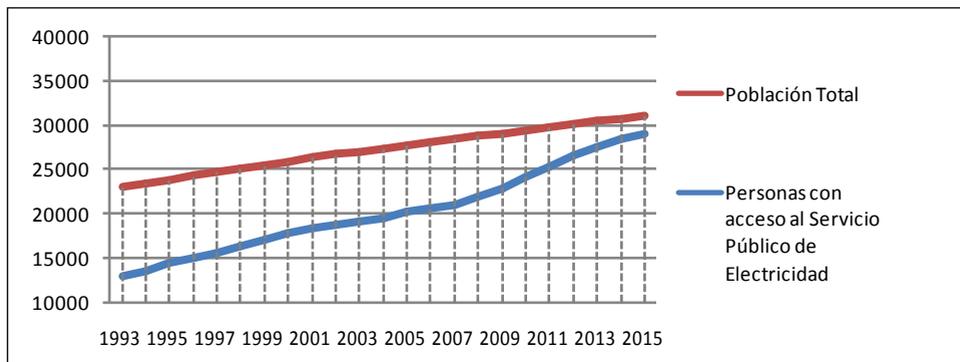
Como podemos apreciar en el caso del Decreto de Urgencia N° 116-2009, el Estado ya no utilizó las herramientas de la Ley General de Electrificación Rural para aplicarlas a la ejecución de obras dentro de zonas de concesión, sino más bien se sirvió del mecanismo de las contribuciones reembolsables regulado en la propia LCE, y terminó este financiando la ejecución de instalaciones y suscribiendo convenios tanto con empresas de distribución eléctrica públicas como privadas para la ejecución de dichas obras dentro de la zona de concesión.

Ahora bien, una primera aproximación nos lleva a pensar que el régimen de las contribuciones reembolsables regulado en la LCE, no se adaptó a la realidad existente y el Estado mediante normas transitorias (decretos legislativos y decretos de urgencia) tuvo que regular un nuevo régimen por el cual intervino en las zonas de concesión de las empresas, ante el hecho real conforme se cita en los Considerandos de dichas normas, que existía un número considerable de viviendas no conectadas a las redes dentro de las zonas de concesión debido a la falta de recursos de las poblaciones menos favorecidas; lo que hace concluir que el mecanismo de las contribuciones reembolsables regulado en la LCE estaba pensado para concesiones ubicadas en zonas propiamente urbanas y más bien se ha pretendido utilizarlo para zonas urbano – rurales, desnaturalizando su origen.

Se puede ver que tanto a nivel nacional como rural el índice de electrificación ha avanzado considerablemente, sin que ello se haya traducido en una mejora de la situación empresarial de las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal, que hoy por hoy siguen envueltas en condiciones económicas precarias y que generan poca expectativa en el sector para las inversiones. Es decir, las empresas de distribución crecen pero su situación económica sigue siendo muy débil.

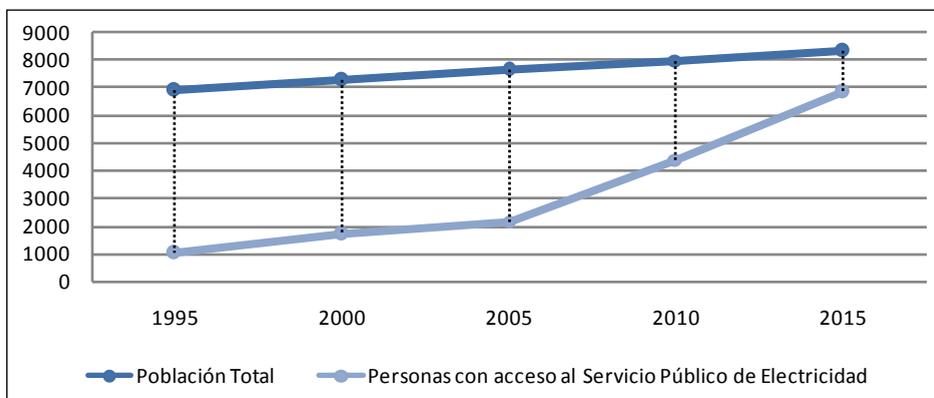
En los gráficos Nros 01 y 02 podemos apreciar la evolución de los coeficientes de electrificación rural y nacional.

Gráfico N° 1
Coefficiente de Electrificación Nacional
(por miles de personas)



Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995-2010 - MEM
http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Evoluciones%20MercEl%C3%83%C2%A9ctrico_1995%20-%202010.pdf

Gráfico N° 2
Coefficiente de Electrificación por quinqueño
(por miles de personas)



Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995-2010 - MEM
http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Evoluciones%20MercEl%C3%83%C2%A9ctrico_1995%20-%202010.pdf

Hoy existen problemas de falta de financiamiento para la rehabilitación, remodelación o reforzamiento de las redes principales financiados en

aplicación de las normas transitorias antes indicadas, lo cual consideramos merece el destino de recursos adicionales para dicho fin, pero a través de mecanismos concertados que no atenten contra la regulación existente.

Por estas razones, el mercado eléctrico no representa uno de los mercados más rentables, sino que se encuentra relegado y condicionado por normas de interés social y decisiones de índole política. Eso demuestra la debilidad económica de las empresas de distribución para afrontar las cargas del servicio público de electricidad ya que por el constante crecimiento poblacional deben seguir ampliando su infraestructura (seguir invirtiendo), a la vez que mantienen y operan la ya existente.

B. Los conceptos de Valor Nuevo de Reemplazo y Recuperación Real

El artículo 84° de la LCE estableció que los usuarios que hicieran contribuciones reembolsables tenían el derecho a la recuperación real de su aporte. El artículo 83° de la misma Ley establece que el costo de la obras deberán ser fijadas a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

El problema con estos dos conceptos es que no se tomó en cuenta el tipo de rentabilidad que podía provenir de las contribuciones reembolsables y si en el mediano o largo plazo el monto pagado por ellas podía recuperarse, pero sobre todo si esta nueva infraestructura generaba rentas para la empresa.

Es decir, la consigna de recuperación real y la aplicación del VNR sólo representaron un ejercicio de reconstrucción de costos, de ingeniería, pero no supusieron, ni suponen, una evaluación económica de las obras que se estaban recibiendo como contribuciones reembolsables. De esta forma, no se pudo discriminar entre obras económicamente rentables y aquellas ineficientes. Como las empresas de distribución se encontraban obligadas a prestar el servicio y lograr el acceso de los usuarios regulados que solicitaran el servicio, se vió en la necesidad de aplicar las contribuciones reembolsables como fuente de financiamiento. Sin embargo, la falta de una revisión económica y de pertenencia, hizo que se asuman deudas que no sirvieron para mejorar las situación económica de la empresa, sino que por el contrario, acarreó una serie de pérdidas.

Este punto se puede visualizar como una mala inversión, es decir, un negocio en que se coloca dinero pero no se obtiene ningún beneficio. Sin embargo, el caso de las contribuciones reembolsables configuró un escenario más

perjudicial, ya que no sólo se perdió la inversión sino que se asumió un activo que generó y en algunos casos aún genera pérdidas constantes. Podemos decir que la deuda por contribuciones reembolsables no sirvió para generar utilidades y peor aún supuso una fuente periódica de pérdidas.

Para poder entender las diferencias entre conceptos de ingeniería y conceptos económicos nos situaremos en el campo de la utilidad que proviene de un bien. La primera diferencia es que la reconstrucción del costo de un bien considera un valor constante, equiparable con el valor de los materiales y la mano de obra necesaria para hacerlo. Por el contrario, el valor económico de un bien depende de la utilidad que proviene del mismo en un momento determinado. Aquí es muy usual utilizar el ejemplo de un hombre que se pierde en el desierto. Para él, el agua será el bien que le reporte mayor utilidad y, por tanto, tendrá un valor mayor a cualquier otro. El mismo sentido se puede aplicar para cualquier situación, ya sea individual o social. Los precios de todos los bienes fluctúan no necesariamente por un tema costos en la producción, sino por una apreciación utilitaria.

La apreciación utilitaria de los bienes de manera contextual, como se puede advertir, depende de la valoración que hacen los consumidores sobre los mismos, conforme a sus necesidades coyunturales. Naturalmente no se está haciendo un afirmación *sui generis* ya que así funciona el mercado.

En otras palabras, los consumidores establecen un rango de valor para ciertos bienes dependiendo de la utilidad que ese bien tiene en un momento determinado. Por ello, el valor de los bienes no es único, sino que varía, se aprecia y se deprecia conforme a las eventualidades históricas de las sociedades. En un momento determinado, un bien puede valer igual que su costo de producción, más o menos que éste, todo depende de la utilidad que se pueda obtener del mismo. Por esta razón, el valor de un bien no lo define netamente las cualidades intrínsecas del producto, sino la apreciación de los consumidores conforme a ciertas pautas contextuales (carácter extrínseco).

Por todo lo expuesto, los conceptos de ingeniería y los conceptos económicos tienen diferentes usos y aplicaciones. Desde ya se advierte que este trabajo no discute que las obras por contribuciones reembolsables tengan un valor intrínseco (materiales, mano de obra), sino que en situaciones normales, bajo apreciaciones económicas, las empresas de distribución no habrían aceptado deudas de ese tipo, no habrían invertido en infraestructura eléctrica para grupos marginales de la población. Una persona racional que se pone entre

elegir hacer la obra y no hacerla, simplemente habría elegido no realizarla, evitando los perjuicios que provinieran de ella, sin embargo, la empresas de distribución no tenían opción en ese sentido y fueron asumiendo deudas que no podía pagarse por sí mismas.

Para poder entender el valor negativo de las obras por contribuciones reembolsables haremos el siguiente ejercicio sobre una obra: la obra se recibe en 1999; el capital es igual a S/. 245 669.16 nuevos soles; para el año 2012, el interés capitalizable reclamado (aplicando un promedio de la TAMN y la TIPMN) es igual a S/. 1 877 970.94 nuevos soles.

Para entender el verdadero valor económico de dicha obra por los ingresos que se obtiene por ella aplicaremos la metodología de flujos descontados. Para ello necesitamos un Margen Operativo promedio, que evaluando la situación de algunas empresas y para efectos del presente caso será igual a 9.71% proveniente de los ingresos por venta de energía.

Ahora la tasa de descuento, dada la metodología utilizada, será igual a la tasa de actualización tarifaria establecida por el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas⁶. Dicho artículo establece que las tarifas que establezca el órgano regulador, en este caso el Osinergmin, deben permitir que las empresas que desarrollan las actividades eléctricas obtengan una rentabilidad de 12%.

Por último, habiéndose determinado la tasa de descuento aplicable, corresponde determinar el Valor Presente al 2012 de los flujos generados por el usufructo de las instalaciones eléctricas, considerando el flujo constituido por el Margen Operativo obtenido en cada año así como el Flujo de Inversiones constituido por el monto por concepto de capital e intereses, a fin de determinar si dichas instalaciones generaron alguna utilidad.

Los resultados de la aplicación de la metodología al presente ejemplo se encuentran representados en el gráfico N° 3, separado por años.

6 **Artículo 79°.-** La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. En cualquier caso, la nueva tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

Los resultados del gráfico anterior son saltantes. Primero, el valor presente de la obra es negativo. La obra para cual se había invertido S/. 245 669 nuevos soles ahora tiene un valor presente negativo de S/. 1 980 695.66. Tratándose de una obra antigua que necesita reponerse también obtendríamos un valor negativo sobre la base de Valor Presente del Margen Operativo, aquello que la empresa recibe por operar y mantener la infraestructura. Es decir, la empresa para poder reponer la obra deberá invertir más de lo que recibe como utilidad por la misma, generándose así un círculo vicioso muy perjudicial.

Por tanto, los conceptos utilizados para evaluar el costo de las obras por contribuciones reembolsables sólo permitían saber el gasto asumido por los contribuyentes, pero no habilitan a entender el verdadero valor económico de las obras, ya que no se trata de bienes que ingresan llanamente al patrimonio, sino que deben operarse y mantenerse; es decir, se debe gastar para que represente alguna utilidad.

En aplicación de los conceptos de VNR y recuperación real, las empresas de distribución eléctrica asumieron deudas que no podían pagarse con la sola actividad de vender energía a usuarios regulados.

C. Los usuarios de las contribuciones reembolsables

Un tercer punto que contribuyó al trastocamiento de los objetivos de la contribución reembolsable se relaciona con el punto anterior y se adscribe a la pregunta de por qué la mayoría de obras ejecutadas por contribuciones reembolsables no fueron rentables. La respuesta se encuentra en la ubicación geográfica y las características poblacionales de los usuarios que fueron requeridos para efectuar las mismas.

Como se había dicho antes, los conceptos de VNR y de Recuperación Real no reflejaron una evaluación económica de las obras, lo que habría implicado la evaluación de dónde y a quienes se iba a brindar el servicio de electricidad. Dada esta evaluación, era muy probable que las empresas de distribución rechazaran los proyectos por su clara ineficiencia económica.

Como se debe recordar, las empresas de distribución eléctrica deben atender sus zonas de concesión y aquellos usuarios regulados que se hallen en zonas periféricas cuando puedan conectarse a la red de distribución. No resulta difícil ver que los nuevos usuarios se pueden ubicar dentro de las zonas de

concesión y fuera de ellas, lo que resulta importante, es que la mayoría de nuevos usuarios pertenezcan a las zonas periféricas o limítrofes de las zonas de concesión.

En el caso peruano no hay un plan integral de desarrollo urbano, y las zonas periféricas de las ciudades y el campo crecen de manera desordenada. Esa situación ha conllevado que las ciudades se extiendan horizontalmente y en casi todos los casos de manera atomizada. Además la falta de viviendas económicas empuja a los pobladores a las zonas marginales. La expansión de las poblaciones rurales y aisladas es igualmente desordenada, situación esperada para poblaciones sumidas en la pobreza y donde el Estado ha mostrado muy poca presencia.

La gestión geopolítica peruana ha sido muy poco frecuente, lo que conlleva un riesgo muy elevado al momento de ejercer la presencia del Estado, ya que no sólo se desconoce las características de las poblaciones rurales y aisladas, sino que igualmente se hace innegable la aplicación de modelos que no tienen un correlato práctico con la realidad. La dispersión geográfica es una de ellas. Según los datos del INEI, la densidad poblacional en el Perú es igual a 23.3 hab/km². La Superficie Territorial de Lima Metropolitana es de 2811,65 Km², ocupa solamente el 0,2% del territorio nacional y se constituye en una de las áreas de mayor densidad en el país. En otros departamentos como aquellos que se ubican en la sierra tienen solo una densidad poblacional promedio de 23.43 hab/km² contra los 6545.1 del Callao o los 252.1 de Lima.

Gráfico N° 4
Densidad Poblacional del Perú por departamentos

DEPARTAMENTOS	1961	1981	1993	2010	2015
PERU	8.0	13.8	17.6	23.3	24.8
COSTA					
Callao	2915.2	30910	4405.8	6545.1	7159.4
Ica	12	21	27.1	35.1	37.2
La Libertad	25.7	39.6	50.3	66.9	71.3
Lambayeque	20.9	49.8	66.8	91.5	98.4
Lima	66.6	143.5	186.2	252.1	269.1
Moquegua	3.2	6.6	8.3	10.9	11.6
Piura	20.5	32.2	39.3	48.2	50.4
Tacna	4.5	9.2	13.9	22.2	24.6
Tumbes	11.9	23.1	34	52.7	58.3
SIERRA					
Ancash	16.4	24.1	27.5	32.5	33.5
Apurímac	14.4	16.4	19	22.5	23.6
Arequipa	6.3	11.7	14.8	19.8	21.2
Ayacucho	9.5	12	11.7	12.3	12.5
Cajamarca	21.8	32	39	47.5	49.7
Cusco	8.3	12.2	14.8	18	18.9
Huancavelica	14.7	16.3	18.1	21.3	22.4
Huanuco	9.9	13.5	18.4	25.1	27.1
Junín	12.4	20.2	24.6	29.9	31.2
Pasco	6.8	9.1	9.4	10.3	10.6
Puno	9.9	12.6	15.3	18.6	19.5
SELVA					
Amazonas	3.1	6.8	9	12.3	13.2
Loreto	0.8	1.4	2	2.9	3.2
Madre de Dios	0.3	0.4	0.8	1.3	1.5
San Martín	3.1	6.5	11.2	19.7	22.3
Ucayali	1	1.7	3.2	5.6	6.4

No es raro encontrar viviendas muy alejadas de la ciudad en números reducidos, además del poco consumo de electricidad dada las actividades de sus habitantes así como de la cantidad de bienes que consumen electricidad. La organización poblacional altamente dispersa y de poca concentración supone que las empresas de distribución atiendan (inviertan) en infraestructura a fin de brindar el servicio, pero la energía vendida no cubre los costos de inversión así como los costos de operación y mantenimiento.

Por lo que estas variables deben ser tomadas en cuenta cuando se plantean modelos de expansión de la frontera eléctrica o de inversión en las zonas de

concesión de las empresas de distribución eléctrica por parte del Estado, lo que más bien implica que se trabaje en forma transversal con otros sectores a fin de afrontar las características propias de la geografía peruana con esquemas integrales de provisión de servicios públicos.

D. Las contribuciones reembolsables financiadas por FONAVI

La situación especial de las contribuciones financiadas por FONAVI puede ayudarnos a entender la situación de los usuarios que hicieron aportes mediante este esquema de inversión.

Dada la situación económica de los pobladores asentados en las periferias de las ciudades, se generó un escenario donde las empresas de distribución no tenían los recursos y tampoco podían exigir las contribuciones reembolsables para ampliar la cobertura y brindar el servicio. A través de FONAVI se financiaron obras de infraestructura que permitían satisfacer las necesidades de pueblos jóvenes y asentamientos humanos.

Posteriormente, el Estado mediante la Ley N° 26969 - Ley de Extinción de Deudas de Electrificación y de Sustitución de la Contribución al FONAVI por el Impuesto Extraordinario de Solidaridad decidió dar por extinguido los saldos deudores de las personas naturales beneficiarias de préstamos otorgados con recursos del Fondo Nacional de Vivienda -FONAVI- para obras de electrificación, con excepción de las que correspondan a conexiones domiciliarias. Para tal fin, dispuso que la Unidad Técnica Especializada del Fondo Nacional de Vivienda -UTE FONAVI- procediera a la cancelación contable de las acreencias.

En virtud de dicha norma se transfirió a favor del Estado el derecho de las personas naturales beneficiarias de préstamos de FONAVI para obras de electrificación, sobre las instalaciones de distribución eléctrica financiadas con recursos de FONAVI y se facultó al Ministerio de Economía y Finanzas a ejercer, en representación del Estado, todos los derechos y acciones que correspondan a dichas personas ante las empresas concesionarias de distribución de electricidad, para el cobro de las contribuciones reembolsables a que se refiere el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

El Estado se convirtió, en consecuencia, en titular de las acreencias por contribuciones reembolsables.

Sin embargo, el Reglamento de dicha norma, aprobado por Decreto Supremo N° 041-99-EF, introdujo una distorsión al régimen de las contribuciones reembolsables estableciendo en su artículo 15° que la UTE-FONAVI en desactivación determinaría el valor de las instalaciones eléctricas ejecutadas con recursos del FONAVI sobre la base de la inversión llevada a cabo, deduciendo de ésta el costo de las conexiones domiciliarias.

Esta valorización contrasta con lo establecido en la LCE, que señala en su artículo 85^{o7} que en el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas, promovidas por el Estado o por privados ubicadas dentro de zonas de concesión, le corresponde a los interesados ejecutar las instalaciones eléctricas. Precisando que las instalaciones serán recibidas por el concesionario fijándose en dicha oportunidad el Valor Nuevo de Reemplazo - VNR a reembolsar al interesado.

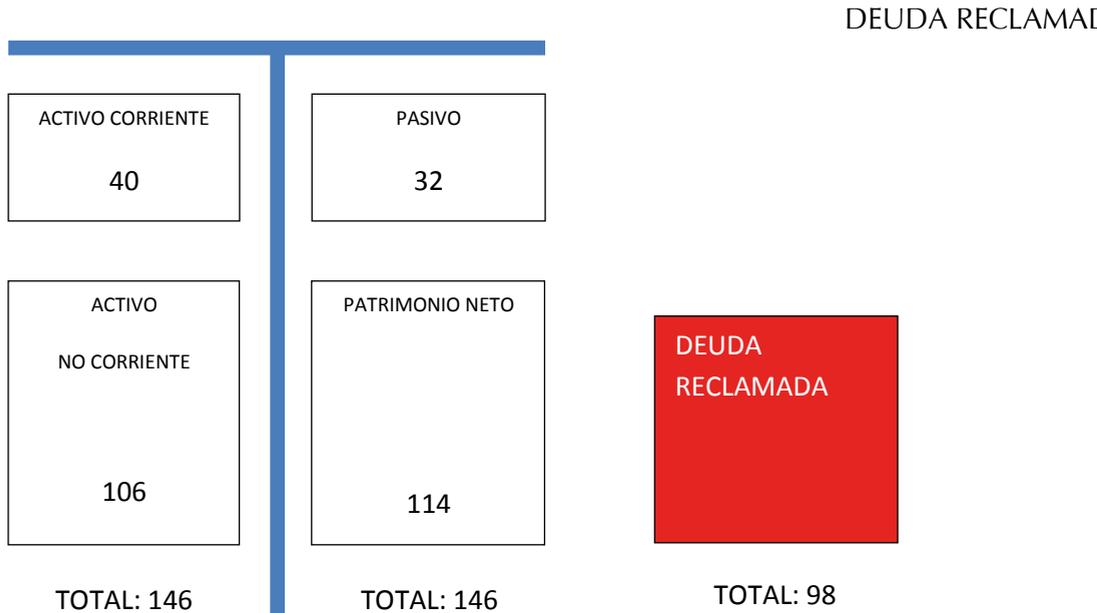
Conforme a la LCE se define al Valor Nuevo de Reemplazo -VNR como el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, y es ese valor el que se reconoce como el monto que deben devolver las concesionarias por concepto de contribuciones reembolsables, conforme al régimen regulado en el referido dispositivo y no el valor de la inversión.

Actualmente, después de varios años de ejecutadas estas obras, el Estado viene reclamando a las concesionarias de distribución el pago de las deudas por dicho concepto calculadas a valor de la inversión y pretendiendo cobrar intereses compensatorios y moratorios capitalizables, lo que ha dado lugar a que las sumas objeto del reclamo sean exorbitantes, y a que en varios casos, impliquen que las empresas se encuentren en causal de disolución conforme a la Ley General de Sociedades.

7 Cabe precisar que el artículo 85° de la LCE establece que en el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas, promovidas por el Estado o por inversionistas privados, ubicadas dentro de la zona de Concesión, le corresponde a los interesados ejecutar las instalaciones eléctricas referentes a la red secundaria y Alumbrado Público, conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria que atiende el área. En este caso, las instalaciones serán recibidas por el concesionario fijándose en dicha oportunidad su Valor Nuevo de Reemplazo para los efectos de reembolsar al interesado, de acuerdo a lo establecido en el artículo 84°.

Un ejemplo lo vemos, en el caso de una empresa tipo, en la cual el reconocer la deuda reclamada implicaría prácticamente la desaparición del patrimonio neto de la empresa.

Gráfico N° 5.
Comparación entre el Balance Auditado de una empresa distribuidora con deuda pendiente de pago, con la deuda reclamada por el Estado (capital + intereses) (todos los números indican millones de US\$)



E. La evolución de las tasas de intereses

Uno de los temas más resaltantes obedece a la evolución normativa entorno a los intereses aplicables a deudas por contribuciones reembolsables.

El artículo 84° de la LCE establece que las contribuciones reembolsables deben pagarse en modalidades que garanticen su recuperación real bajo las condiciones que fije el reglamento. El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE) en su art. 167° sostiene que las contribuciones no reembolsadas en la fecha pactada deberán abonar intereses compensatorios y un recargo por mora según lo establecido en el art. 176°. El artículo 176° del RLCE se refiere a los intereses que pueden aplicar los concesionarios a sus acreencias por temas de facturación. Dicho artículo ha sido modificado en dos ocasiones. La

primera modificación ocurrió el 17 de febrero de 1998 y la segunda el 22 de marzo de 2003.

El artículo original 176° del RLCE, vigente desde el 22 de noviembre de 1993 hasta el 17 de febrero de 1998, establecía que el interés compensatorio era capitalizable e igual al TAMN al momento de su aplicación. Se le agregaba un recargo por mora igual al 30% del interés compensatorio.

La primera modificación del artículo comentado obedeció a las constantes quejas que se hicieron sobre la capitalización de intereses, tal como se puede ver en la Resolución Defensorial N° 3-98-DP, del 28 de enero de 1998. Dicha resolución recomendaba la derogación del mencionado artículo en el sentido de que la capitalización de intereses establecida por el Reglamento era una contravención a las disposiciones del Código Civil que prohibía la capitalización. En efecto, la capitalización de intereses es una figura reconocida en el Código Civil en los artículos 1249° y 1250° bajo el nombre de anatocismo, cuyo pacto originario está expresamente prohibido. En ese sentido, si la LCE no autorizaba la creación de un sistema especial de cobro de intereses, el reglamento no podía hacerlo, inobservando la jerarquía de las normas.

El 17 de febrero de 1998, a menos de un mes de la publicación de la Resolución Defensorial, el art. 176° se modificó dejándose de lado la capitalización de intereses y estableciendo que el interés compensatorio sería igual al que fijara el Banco Central de Reserva (BCR). En este punto también se eliminó la palabra "recargo". De esa forma, además de aceptarse la eliminación de la capitalización de intereses, la modificación también acogió la Resolución Defensorial N° 3-98-DP en el sentido de que a falta de pacto no deberían cobrarse intereses compensatorios y moratorios al mismo tiempo, sino que uno debía retribuir el periodo de uso desde que se recibe el bien hasta el momento en el que debe devolverse; y el segundo, debía cubrir la demora o mora en la devolución del bien. Solo por pacto pueden devengarse ambos al mismo tiempo.

Ahora, tal como establece la primera modificatoria, los montos de ambos intereses serían iguales a los que fije el BCR. A la fecha estaba vigente la publicación del 6 de julio de 1991 que establecía como interés compensatorio a 360 días uno igual a la TAMN, entre 361 y 719 días uno igual a la TAMN+1 y de 720 días en adelante una tasa igual a la TAMN+2. El interés moratorio sería igual al 15% de la TAMN.

La segunda modificatoria del 21 de marzo de 2003 estableció que la tasa máxima de interés compensatorio sería el promedio aritmético de la TAMN y la TIPMN y el moratorio sería equivalente al 15% de esa tasa.

La explicación del Decreto Supremo N° 011-2003-EM que hizo la segunda modificatoria sostuvo que se trataba de garantizar una recuperación adecuada de las acreencias. La inclusión del promedio aritmético de la TAMN y la TIPMN es mucho más coherente y realista, pues permite equilibrar el monto por concepto de intereses; además de entender el mercado de créditos. No tenía sentido que se aplicara una tasa muy alta como la TAMN (aquello que las empresas financieras cobran por otorgar créditos) y que se dejara de lado la TIPMN (aquello que las empresas financieras pagan por el uso del ahorro público).

Para el año 2008, se modificaron los artículos 84° y 92° de la LCE. La modificación del art. 84° introduce la redacción de que se garantice la recuperación real de las contribuciones reembolsables por la aplicación de los factores de reajuste establecidos en el RLCE. El único artículo que estable factores de reajuste en el reglamento es el art. 154 y considera entre otros el índice de precios al por mayor y promedio general de sueldos y salarios. Por su parte la modificación del art. 92 de la LCE estableció categóricamente que los intereses generados por la prestación del servicio público de electricidad, en cualquier aspecto, serán siempre nominales y simples, no procediendo capitalización alguna.

Por todo lo expuesto se puede observar que el concepto de intereses ha evolucionado de un sistema excesivamente oneroso e ilegal, como era la capitalización de intereses, a uno más realista y acorde con el mercado de créditos, como es la aplicación de un interés promedio entre la TAMN y la TIPMN no capitalizable. Las modificaciones a la LCE del año 2008 no incluyeron modificaciones en el reglamento, situación que dificulta entender el cambio hecho en la LCE. En principio se puede entender que hay deudas sometidas a reajuste y otras no, lo que nos coloca frente a dos sistemas diferentes.

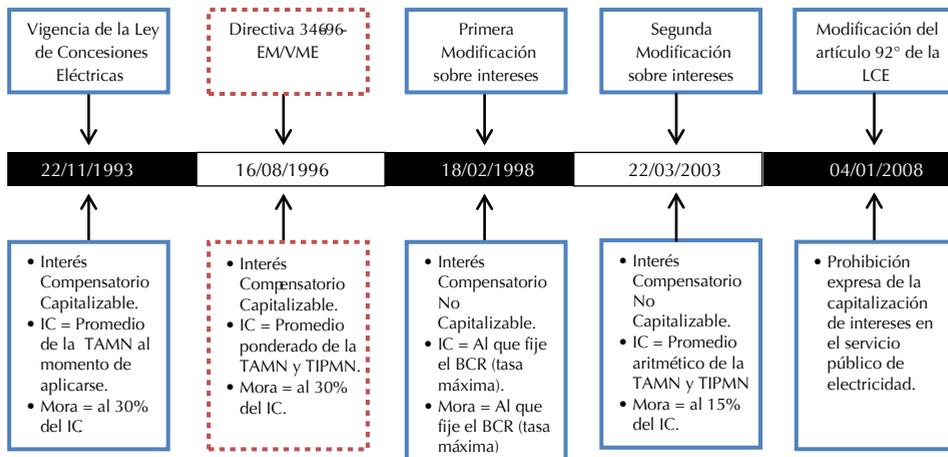
En resumen se debe sostener primero, al margen de cualquier discrepancia, que la capitalización de intereses está prohibida y que no se ha emitido una norma con rango legal o superior que apruebe un sistema especial de intereses y que por lo tanto el Código Civil es perfectamente aplicable como restricción del anatocismo a mercados especializados, como uno financiero o mercantilista.

Segundo, la primera modificación del art. 176 del reglamento tuvo como fundamento, según se encuentra en el Informe Defensorial citado, la eliminación de la capitalización de intereses y la mejor aplicación de los conceptos de intereses.

Tercero, la evolución normativa revela que se ha tratado de adecuar el sistema de intereses en los casos de contribuciones reembolsables para que sea uno realista y congruente con el mercado de créditos, razón por la cual, actualmente, se aplica un promedio aritmético en la TAMN y la TIPMN no capitalizable.

Una mención especial merece la Directiva sobre contribuciones reembolsables y su devolución a usuarios aprobada por Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME del 13 de agosto de 1996, que si bien resultaba ilegal al haberse irrogado facultades reglamentarias⁸, ya había intentado fijar un promedio aritmético entre la TAMN y la TIPMN, tratando de reflejar un mejor criterio indemnizatorio.

Gráfico N° 6.
Línea de tiempo de la evolución normativa sobre intereses



8 La Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME se basó en la décima Disposición Transitoria del RLCE, que por jerarquía normativa no podía otorgar facultades reglamentarias. La LCE había otorgado facultad reglamentaria solo para la emisión del Reglamento, que debía probarse por Decreto Supremo. La facultad reglamentaria para reglamentos ejecutivos es indelegable y solo puede ser otorgada por la Constitución o por normas con rango de Ley. Una inobservancia de este impedimento acarrea la nulidad de todos los actos reglamentarios no facultados.

Sobre este punto resultan interesantes **los criterios resolutivos adoptados por la JARU respecto a la actualización de la contribución reembolsable y el reconocimiento de intereses.**

La JARU ha señalado que, toda vez que el reembolso debe considerar el valor del dinero en el tiempo, debe aplicársele el interés compensatorio equivalente al promedio de los promedios ponderados de las tasas activas y pasivas vigentes en el sistema financiero al momento de su aplicación, publicada por la Superintendencia de Banca y Seguros, además de los intereses compensatorios y moratorios establecidos por el artículo 176° del Reglamento de la LCE, según corresponda, debiendo ser las tasas diarias acumuladas por su multiplicación. Se considerará incorrecta por la JARU la utilización de cualquier otro indicador para la actualización de reembolsos.

En tal sentido, la JARU aprobó el “Lineamiento IV” según el cual:

“Se declarará fundado el reclamo referido a la actualización de la contribución reembolsable si la concesionaria no ha aplicado un interés compensatorio equivalente al promedio de los promedios ponderados de las tasas activas y pasivas vigentes en el sistema financiero al momento de su aplicación, además de los intereses compensatorios y moratorios establecidos por el artículo 176° del Reglamento de la LCE, según corresponda, utilizando las tasas diarias acumuladas por su multiplicación”.

Por su parte, en cuanto al reconocimiento de intereses a la contribución reembolsable, la JARU señaló en sus Lineamientos que desde la determinación de la contribución reembolsable hasta la fecha de la que disponía la concesionaria para efectuar la devolución, debía corresponder la aplicación de los intereses compensatorios que aludía el numeral 1.4 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE, en ese entonces vigente.

Asimismo, la JARU también agregó que, de no efectuarse la entrega del reembolso dentro del plazo que se hubiere pactado, la concesionaria debía aplicar, a partir de dicha fecha, los intereses compensatorios y moratorios establecidos en el artículo 176° del Reglamento de la LCE.

Por último, la JARU entendió que, en cuanto al plazo del que disponía la concesionaria para efectuar la devolución de la contribución reembolsable, debía estar a lo que disponía el numeral 3.3.2 de la Directiva N° 001-96-

EM/DGE. En ese sentido, los plazos máximos debían contarse a partir de la oportunidad de determinación de la contribución reembolsable. Así, la JARU consideró que en caso la contribución reembolsable por usuario (persona o personas que acrediten haber efectuado el aporte para la construcción o financiamiento de la obra) hubiese sido inferior a una Unidad Impositiva Tributaria (UIT), ésta debía ser devuelta en el plazo máximo de un año; si hubiera fluctuado entre una y tres UIT, en el plazo máximo de dos años; y si fuera mayor a tres UIT, en el plazo máximo de cinco años.

De acuerdo a lo expuesto, la JARU aprobó el “Lineamiento V” según el cual:

“Se declarará fundado el reclamo referido a la devolución de los intereses de una contribución reembolsable, cuando la concesionaria no haya considerado los intereses compensatorios señalados por el numeral 1.4 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE, desde la fecha de determinación de la contribución hasta la fecha de la que disponía para efectuar la devolución.

Asimismo, si la concesionaria no hubiera devuelto la contribución reembolsable dentro del plazo pactado o, en su defecto, dentro de los plazos máximos señalados por el numeral 3.3.2 de la mencionada Directiva, deberá aplicar, a partir de dicha fecha y hasta la fecha de devolución de la contribución, los intereses compensatorios y moratorios previstos por el artículo 176° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”.

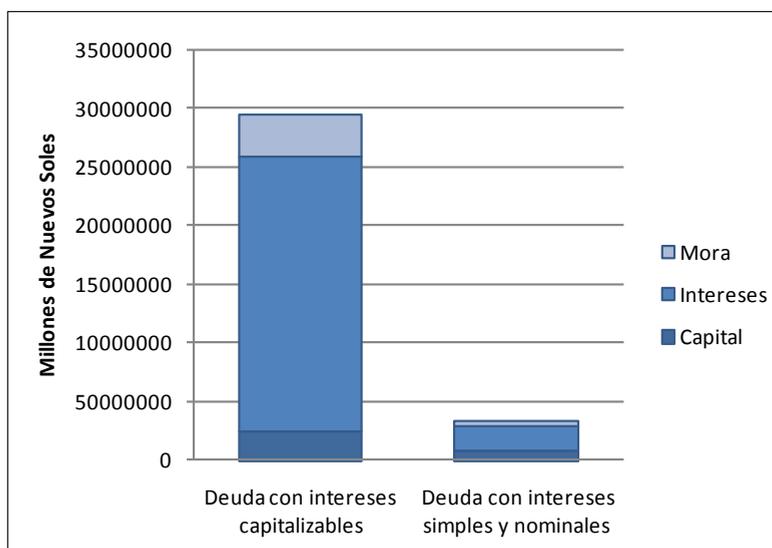
Al respecto, si bien los Lineamientos cumplen con la finalidad de ordenar las directrices generales por las cuales transcurrirán las decisiones de la JARU, los Lineamientos antes referidos omiten un asunto de gran relevancia que hubiera sido importante abordar. Este asunto es el referido a los intereses compensatorios capitalizables a los que alude el numeral 4.1 de la Directiva. Es notorio que la JARU haya omitido en su Lineamiento lo dispuesto en dicho numeral, y haya preferido hacer mención a que los intereses que se devengarán serán tan solo compensatorios y moratorios, deslindándose de lo dispuesto en dicha norma.

Sin embargo, dicha posición, aunque no se manifiesta expresamente, debe sustentarse en la ilegalidad que la JARU habría advertido en el numeral 4.1 de la Directiva, la cual es totalmente contraria a lo dispuesto en los artículos 1249° y 1250° del Código Civil. De haber sido este el motivo, la decisión de la JARU es correcta, toda vez que la capitalización de intereses únicamente está sujeta a decisión de las partes y sobre la base de lo dispuesto en el artículo 1250°

del Código Civil, siendo que una norma infralegal (como lo es la Directiva) no puede señalar lo contrario.

La aplicación práctica de los intereses con tasas capitalizables se puede ver en el gráfico N° 7. A la par se ha colocado una barra que muestra la proporción de la misma deuda aplicando intereses simples y nominales. Además, en la primera columna, se ha colocado como capital una valoración en base a la inversión llevada a cabo⁹; en la segunda columna se ha considerado el capital en aplicación del concepto de VNR. La diferencia es notoria. No obstante, incluso con la aplicación de tasas simples y nominales, las deudas por contribuciones reembolsables resultan aún perjudiciales, dado el análisis sobre los perjuicios que reportan las obras (ver gráfico N° 3).

Gráfico N° 7
Aplicación de Intereses



F. Como se ha realizado la supervisión en materia de contribuciones reembolsables y la posición del TASTEM.

OSINERGMIN no sólo se ha pronunciado respecto al tema de contribuciones reembolsables mediante la JARU, en casos referidos a reclamos de usuarios, sino

⁹ Concepto introducido por el artículo 15° del Reglamento de la Ley N° 26969, Decreto Supremo N° 041-99-EF.

que también ha aprobado normativa para desempeñar su función supervisora en esta materia. Sin embargo, durante los 20 años de vigencia de la LCE, la supervisión no inició como algo sencillo.

Así pues, como se señalara al inicio de este desarrollo normativo, la anterior Ley N° 23406, Ley General de Electricidad, no preveía aporte alguno en calidad de contribución reembolsable. Más bien, las obras de redes de distribución secundaria eran ejecutadas por los usuarios y recibidas por las empresas de distribución a título gratuito.

Recién con la dación de la LCE se reconoció el derecho de reembolso a los usuarios por las contribuciones que aportaran para las obras de extensión de las instalaciones y/o ampliación de la capacidad de distribución. Al entrar en vigencia la LCE, la función fiscalizadora correspondía al MEM, pero esta entidad enfocó el ejercicio de la misma a temas comerciales principalmente, como fue el caso de la supervisión de la facturación, medidores, cobranza y atención a los usuarios.

El 13 de agosto de 1996, mediante Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME se aprobó la Directiva N° 001-96-EM/DGE, sobre contribuciones reembolsables, que dispuso modalidades, plazos e intereses para la devolución a los usuarios de energía eléctrica.

En este contexto, y luego de su creación el 30 de diciembre de 1996, OSINERGMIN inició las actividades de supervisión y fiscalización a partir del año 1998. El proceso de supervisión regular en el rubro de contribuciones reembolsables, desarrollado durante el periodo 1998-2003, consistió, en primer lugar, en la notificación por parte de OSINERGMIN de las deficiencias detectadas durante la supervisión a la empresa concesionaria. Luego de que se les notificaba ello, las empresas concesionarias se limitaban a tan solo subsanar aquellas deficiencias detectadas (y sólo ellas). Bajo este esquema, por tanto, la mejora en la calidad y eficiencia del servicio eléctrico dependía mucho del avance y alcance de la supervisión realizada por OSINERGMIN¹⁰.

10 Cfr. Gerencia de Fiscalización Eléctrica. *Supervisión del cumplimiento de la normatividad sobre contribuciones reembolsables en el servicio público de electricidad*. Lima: OSINERGMIN. Documento de Trabajo N° 21-GFE. 2008. pp. 7-8.

Como resultado del Plan Estratégico del periodo 2004-2008 y con las facultades que otorgara al regulador la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del OSINERGMIN, para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a las funciones de supervisión, fiscalización y sanción, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica elaboró el “Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento de la Normatividad sobre Contribuciones Reembolsables en el Servicio Público de Electricidad”, el que fue aprobado mediante Resolución N° 182-2007-OS/CD.

Este fue el primer procedimiento que OSINERGMIN aprobó con la finalidad de supervisar el cumplimiento de las obligaciones alrededor de lo dispuesto por los artículos 83°, 84° y 85° de la LCE y la Directiva N° 001-96-EM/DGE “Sobre contribuciones reembolsables y su devolución a los Usuarios de Energía Eléctrica”, aprobada por Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME.

El procedimiento aprobado estableció la obligación de la empresa distribuidora de electricidad de proporcionar periódicamente y de manera sistemática, la información que permitiera al OSINERGMIN supervisar el cumplimiento de la normativa de contribuciones reembolsables sobre la base de un dato estadístico y también mediante la inspección en las instalaciones de la empresa.

Este procedimiento a la fecha ha sido derogado por la Resolución N° 182-2007-OS/CD, por lo que, en un primer momento se expondrán los criterios que introdujo el primero de ellos y, seguidamente, se describirán los cambios, aunque menores, que han sido introducidos mediante el procedimiento de supervisión vigente.

Debe considerarse que, en ambos procedimientos, la supervisión se lleva a cabo mediante indicadores de gestión, que analizan los resultados de los procesos comerciales de atención a nuevos suministros o modificación de los existentes, en los que las concesionarias hayan requerido a los solicitantes aportes de carácter reembolsable verificando los procedimientos de reconocimiento y evolución de estos. Estos indicadores de gestión son cinco (05), los cuales se proceden a resumir a continuación:

1. Cumplimiento del reconocimiento de las contribuciones reembolsables realizadas por los usuarios o interesados – Indicador DCR

Con este indicador se determina el grado de incumplimiento de la concesionaria, en relación al reconocimiento de las contribuciones reembolsables realizadas

por los usuarios o interesados para financiar o construir instalaciones eléctricas en vías públicas. Por esto último se entendía, según la Resolución N° 182-2007-OS/CD, el reforzamiento o ampliación de redes de distribución, electrificación de zonas urbanas o agrupamiento de viviendas, con excepción de los costos regulados que correspondieran a las conexiones eléctricas, siendo que la desviación de este indicador se evaluaba conforme a la siguiente fórmula:

$$DCRi = INR \times (NIN / NCM)$$

Donde:

INR = Sumatoria de los importes, expresados en UIT, de las contribuciones reembolsables no reconocidas.

NIN = Número de casos de contribuciones reembolsables no reconocidas pertenecientes a la muestra.

NCM = Número total de casos de la muestra. y;

i = 1 Casos de aportes por reforzamiento de redes o extensiones de red de distribución secundaria para la atención de nuevas conexiones o solicitudes de ampliación de potencia contratada, no reconocidos como reembolsables.

i = 2 Casos de financiamiento o construcción de obras de extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega en media o alta tensión, no reconocidas como contribuciones reembolsables.

i = 3 Casos de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de zonas urbanas o de agrupaciones de viviendas ubicadas dentro de la zona de responsabilidad de la concesionaria, no reconocidas como contribuciones reembolsables.

i = 4 Otros casos en los que el usuario o interesado ha financiado o participado en la construcción de redes y/o ampliaciones para el suministro.

Con la vigencia del nuevo procedimiento aprobado por la Resolución N° 283-2010-OS/CD, se entiende por instalaciones eléctricas en vías públicas un concepto más amplio que involucra nuevos suministros, reforzamiento o extensión de redes de distribución, electrificación de zonas habitadas, electrificación de nuevas habilitaciones urbanas o electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas, promovidos por el Estado o por inversionistas privados, entre otros. Para este procedimiento vigente, la desviación se calcula mediante una fórmula distinta a la anterior:

$$DCR i = (NIN i \times N i / NCM i)$$

Donde:

NIN = Número de casos de Contribuciones Reembolsables no reconocidas en cada muestra del Anexo N° 2 y 5 del procedimiento aprobado por la Resolución N° 283-2010-OS/CD.

N= Tamaño de las poblaciones del Anexo N° 2 y 5 del procedimiento aprobado por la Resolución N° 283-2010-OS/CD.

NCM = Número de casos de cada muestra del Anexo N° 2 y 5 del procedimiento aprobado por la Resolución N° 283-2010-OS/CD.

2. **Cumplimiento respecto a la obligación de ofrecer, a elección de los usuarios o interesados, las alternativas de las modalidades de devolución de la contribución reembolsable - Indicador DCE**

De acuerdo al procedimiento derogado que fuera aprobado por la Resolución 182-2007-OS/CD, este indicador representaba el grado de desviación del cumplimiento de la concesionaria respecto a la obligación de ofrecer a elección de los usuarios o interesados las alternativas de las modalidades de contribuciones reembolsables, de acuerdo con el artículo 83° de la LCE, con la debida información sobre financiar o construir. Este procedimiento no hacía mención a la modalidad de aporte por kW.

Este indicador determinaba el grado de desviación del cumplimiento de la concesionaria respecto a la obligación de ofrecer a elección de los usuarios o interesados, las modalidades de reembolso de la contribución de acuerdo con lo establecido por la Directiva de Contribuciones Reembolsables, apoyándose en la siguiente fórmula:

$$DCEi = (NCI / NCM) \times 100$$

Donde:

NCI = Número de casos de la muestra seleccionada en los que, la concesionaria no ofreció a elección del usuario o interesado las alternativas de las modalidades de la contribución y/o las modalidades del reembolso.

NCM = Número total de la muestra seleccionada.

y;

i = 1 Propuesta de la concesionaria a elección del usuario o interesado sobre las modalidades de contribución reembolsable, entre financiar (presupuesto) o construir. Los casos de incumplimiento de ofrecer las alternativas de modalidades de contribución se determinarán de la evaluación de la documentación obligatoria; de la cual resulten omisiones de ofrecimiento para el financiamiento (entrega de presupuesto con la respectiva constancia de entrega al usuario o interesado) o la construcción (comunicación para la construcción de obras bajo una contribución reembolsable con el respectivo cargo de entrega al usuario o interesado).

i = 2 Propuesta de la concesionaria a elección del usuario o interesado sobre las modalidades de reembolso de la contribución según la Directiva.

Los casos de incumplimiento de ofrecer las alternativas de modalidades de reembolso se determinarán de la evaluación de la documentación obligatoria detallada para la elección la modalidad de devolución de la contribución reembolsable de acuerdo con la Directiva.

Con la aprobación del nuevo procedimiento mediante Resolución N° 283-010-OS/CD, se precisó que en caso de requerirse extensiones de la red secundaria para la obtención de nuevos suministros y/o ampliaciones de potencia contratada, el usuario efectuará el aporte por kW previamente fijado por la concesionaria (literal a) del artículo 83° de la LCE). Para ello, adecuó la fórmula para el cálculo de la desviación de la siguiente forma:

$$DCE\ i = (NCI\ i / NCM\ i) \times 100$$

Donde:

NCI= Número de casos de la muestra seleccionada, en los que la concesionaria no ofreció a elección del usuario o interesado las alternativas de las modalidades de aporte (i=1) y las formas de reembolso de la Contribución (i=2).

NCM= Número de casos de la muestra seleccionada, en los que corresponde evaluar si la concesionaria ofreció las alternativas de las

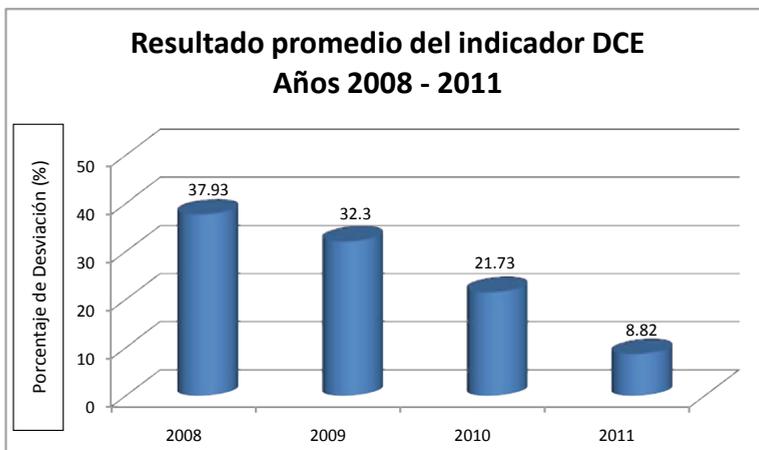
modalidades de aporte ($i=1$) y la forma de reembolso de la Contribución ($i=2$).

y;

$i = 1$ Propuesta de la concesionaria a elección del usuario o interesado sobre las modalidades de Contribución, entre construir o financiar (artículo secundaria para la atención de nuevos 83 de la LCE (literales b) y c)). En caso de requerirse extensiones de la red suministros y/o ampliaciones de potencia contratada, la concesionaria deberá ofrecer el aporte por kW (literal a) del artículo 83 de la LCE y numeral 1.2 de la Directiva de CR). Los casos de incumplimiento de ofrecer las alternativas de modalidades de Contribución, se determinarán de la evaluación de la documentación de los expedientes puestos a disposición del supervisor.

$i = 2$ Propuesta de la concesionaria a elección del usuario o interesado sobre las formas de reembolso de la Contribución según la Directiva de CR. Los casos de incumplimiento de ofrecer las alternativas de formas de reembolso se determinarán de la evaluación de la documentación de los expedientes puestos a disposición del supervisor.

Al año 2011, las estadísticas señalan que la desviación en el cumplimiento de este indicador se ha reducido, conforme al siguiente gráfico:



Fuente: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/6%20Informe%20Cont.%20Reembol.pdf>

Esto demostraría, sin duda, un logro importante en la supervisión del cumplimiento de dicho indicador y del reconocimiento, por parte de las

concesionarias, de la obligación que tienen a su cargo respecto a mantener informado al usuario sobre las modalidades de reembolso de contribuciones con las que cuenta y permitirle la libre elección de una de ellas.

3. Cumplimiento de la correcta valorización de las obras financiadas o construidas por los usuarios o interesados, respecto al presupuesto o valorización calculado por OSINERGMIN - Indicador DPO

Este indicador, de acuerdo al Procedimiento anterior aprobado por Resolución N° 182-2007-OS/CD, expresaba el grado de desviación de los presupuestos o valorizaciones de las obras financiadas o construidas por los usuarios o interesados determinado por la concesionaria, respecto al presupuesto o valorización calculado por OSINERGMIN en función al “Costo Estándar de Instalaciones de Distribución Eléctrica”¹¹. Para ello, se utilizaba la siguiente fórmula:

$$DPO_i = [(\sum IDC / \sum IDO) - 1] \times 100$$

Donde:

IDC = Importe determinado por la concesionaria (S/.).

IDO = Importe calculado por OSINERGMIN (S/.).

y;

i = 1 Presupuestos de acuerdo a la modalidad de aportes por kW (literal a) del artículo 83 de la LCE).

i = 2 Valorización de las obras en la modalidad de construcción de extensiones de redes por el usuario o interesado, cuyo importe fue determinado en función al VNR.

i = 3 Presupuestos calculados en la modalidad de financiamiento por el solicitante, cuyo importe fue determinado en función al VNR.

i = 4 Valorización de las obras en los casos de habilitación de zonas urbanas o de agrupamiento de viviendas, cuyo importe fue determinado en función al VNR.

11 Información base para la determinación de presupuestos o valorización de obras en función del VNR establecido por OSINERGMIN.

Con la aprobación del nuevo procedimiento mediante Resolución N° 283-2010-OS/CD, la descripción del indicador se hizo más amplia, al señalarse que se evalúan todos los montos a reembolsar por las obras para atender nuevos suministros, ampliación de potencia, reforzamiento y/o extensión de redes, electrificación de zonas habitadas, electrificación de nuevas habilitaciones urbanas o electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas promovidas por el Estado o por inversionistas privados, etc., comparándolos con los valores determinados por OSINERGMIN. Para ello, la fórmula a utilizar varió un poco tal como se muestra a continuación:

$$DPO = [(\Sigma IDC / \Sigma IDO) - 1] \times 100$$

Donde:

IDC= Importe determinado por la concesionaria (S/).

IDO= Importe determinado por OSINERGMIN (S/).

Los casos a evaluar corresponderán a las Contribuciones Reembolsables efectuadas bajo las modalidades:

i. Aportes por kW (literal a) del artículo 83 de la LCE y numeral 1.2 de la Directiva de CR).

En este caso se utilizará el costo unitario por kW fijado anticipadamente por la concesionaria, y publicado conjuntamente con los pliegos tarifarios, según lo establecido por la Directiva de CR.

ii. Modalidad de construcción por usuario o interesado.

Para determinar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se consideran los criterios establecidos en la LCE, en el RLCE y en la Guía de Elaboración del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica.

Dichos importes deberán ser actualizados de acuerdo a la normativa establecida para el caso.

iii. Modalidad de financiamiento por el usuario o interesado.

En este caso, se evaluará el valor acordado entre el usuario o interesado y la concesionaria para el financiamiento de la obra.

Al año 2011, el promedio del porcentaje de desviación de este indicador ha incrementado. Ello demuestra que muchas empresas concesionarias vienen incumpliendo con observar este extremo de la normatividad de contribuciones

reembolsables, motivo por el cual el celo en el ejercicio de las funciones de supervisión en este aspecto se debe incrementar:



Fuente: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/6%20Informe%20Cont.%20Reembol.pdf>

Principalmente, en el caso de aportes bajo la modalidad de construcción por el usuario, OSINERGMIN debe preocuparse porque las concesionarias observen obligatoriamente la guía del cálculo del VNR, siendo el caso de que muchas consideran a esta guía aplicable únicamente a nivel tarifario (como es el cálculo del VAD), y la descuidan en temas relevantes como el cálculo del reembolso de las contribuciones por obras construidas por los usuarios.

Pero no sólo ello. De parte de OSINERGMIN también es ideal que el cálculo del VNR trate de estar en lo posible lo más cercano al verdadero valor que significa para las empresas de distribución recibir y operar dichas obras de electrificación. Es el caso pues, de muchas obras que, pese al valor que tienen, suministran a escasos usuarios energía eléctrica, limitando el retorno económico de la concesionaria, lo que perjudica obviamente el reembolso de la contribución.

4. Cumplimiento de los plazos de atención sobre aportes y devolución de las contribuciones reembolsables - Indicador DPA

Ambos procedimientos, tanto el derogado como el actualmente vigente, establecen este indicador para determinar el grado de desviación superior de la atención sobre aportes y devolución de las contribuciones reembolsables

realizada por la concesionaria respecto a los plazos máximos establecidos por la normatividad de contribuciones reembolsables y su devolución a los usuarios o interesados.

Este indicador se evalúa en ambos procedimientos conforme a la siguiente fórmula, aunque con algunas precisiones adicionales que introdujo la Resolución N° 283-2010-OS/CD y a las cuales se hace también mención a continuación:

$$\text{DPAi} = (\text{NCE} / \text{NCM}) \times 100$$

Donde:

NCE = Número de casos de la muestra con exceso, respecto al plazo máximo establecido en la DCR.

NCM = Número total de casos de la muestra.

y;

i = 1 Plazo para la determinación de la contribución reembolsable.

(Para el procedimiento aprobado por Resolución N° 283-2010-OS/CD, se considera determinada la contribución para el caso de financiamiento, la fecha de pago total o parcial del aporte, se considera determinada la contribución para el caso de construcción, la fecha de puesta en servicio –fecha de realización de las pruebas eléctricas– o fecha de recepción de obra).

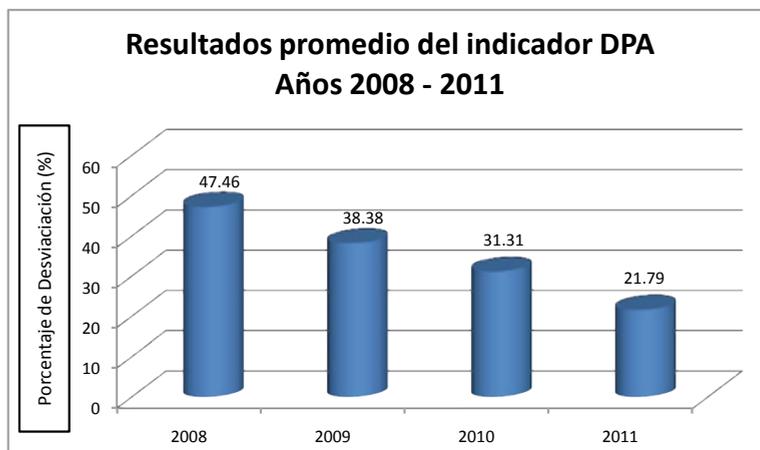
i = 2 Plazo para concretar la modalidad y fecha de entrega del reembolso.

(Para el procedimiento aprobado por Resolución N° 283-2010-OS/CD, el plazo máximo establecido por el artículo 167° del RLCE contados a partir de los 30 días calendario siguientes a la determinación de la correspondiente contribución reembolsable).

i = 3 Plazo para la entrega del reembolso.

(Para el procedimiento aprobado por Resolución N° 283-2010-OS/CD, el plazo máximo se contabiliza a partir de la fecha de determinación de la contribución reembolsable o a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial supera el 40% (artículo 85° de la LCE)).

Con el siguiente gráfico, se describe un resumen de los resultados promedio del presente indicador al año 2011:



Fuente: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/6%20Informe%20Cont.%20Reembol.pdf>

La finalidad de la supervisión de un indicador como el presente es de gran importancia, puesto que en muchas ocasiones se omite, por mero descuido, el plazo para la determinación del valor de la contribución, el plazo para concretar la modalidad del reembolso y el plazo para efectuar el reembolso mismo.

Sin embargo, en el caso particular del retraso en el reembolso de la contribución, si la Directiva de Contribuciones Reembolsables ya considera el devengo de intereses compensatorios y moratorios por el retraso en el reembolso a un usuario en particular, ¿es también necesario que se sancione en abstracto el incumplimiento de dicho plazo bajo indicadores matemáticos? Sin embargo, el presente indicador cumple a la fecha con un destacado avance como se aprecia en el cuadro anterior.

III. Conclusiones

1. Las contribuciones reembolsables se utilizaron como fuente de financiamiento desde la introducción del concepto en 1993. A pesar de que la contribución era una figura utilizada frecuentemente incluso antes

de la LCE, el carácter reembolsable configuró un cambio de paradigma importante, que en el papel fue pertinente dada la reestructuración de índole privada prevista para el sector; sin embargo, nunca se consideraron las condiciones del mercado eléctrico y sus características particulares para el caso peruano.

2. La configuración del mercado eléctrico estableció los parámetros legales y económicos del sistema de contribuciones reembolsables. Mediante los primeros, el distribuidor eléctrico se encontraba obligado a abastecer de electricidad a los usuarios que lo solicitaran o a los que podían conectarse a la red de distribución, y para ello podía exigir contribuciones reembolsables. Por el lado económico, los costos que demandaba ampliar la infraestructura para zonas poco rentables, más el carácter financiero (aplicación de intereses), configuraron una fuente periódica de pérdidas, que no permitió recuperar el costo de inversión y del financiamiento, sino que por el contrario impidió generar algún tipo de utilidad.
3. El problema más saltante resultó la capitalización de intereses, que ayudó a generar deudas increíblemente onerosas, que por su solo monto configuraron la precariedad económica y societaria de las empresas de distribución de propiedad estatal, incurriendo en causales de disolución según la Ley General de Sociedades.
4. Sin embargo, el problema de la capitalización de intereses no es el centro del problema, sino la misma estructuración empresarial de las empresas de distribución principalmente las de propiedad estatal, limitadas en su capacidad de gestión, en sus posibilidades de financiamiento y condicionadas por un control gubernamental estricto. A eso se suma un mercado poco rentable por la calificación de la distribución eléctrica como servicio público.
5. La configuración poblacional del país constituye un factor muy serio para que el concepto de contribuciones reembolsables se haya trastocado a lo largo de estos años, no en vano la mayoría de las distribuidoras siguen siendo estatales, ante la renuencia de los agentes privados de invertir en mercados ineficientes. La dispersión geográfica y la situación económica de los pobladores ha hecho que las empresas incurran en costos altos de inversión y de operación y mantenimiento, sin que dichos costos se puedan recuperar por la actividad de vender energía a usuarios regulados.

6. La emisión de normas específicas por parte del Estado, llevó a la aceptación del hecho real que las concesionarias de distribución eléctrica, especialmente las de propiedad del Estado no estaban invirtiendo dentro de su zona de concesión, conforme a la exigencia establecida en la normativa eléctrica, en vez de verificar las razones de dicha falta de inversión y corregirlas, el Estado optó por intervenir dentro de dichas zonas creando regímenes temporales distintos al previsto en la normativa eléctrica, que han creado distorsiones legales.
7. Durante los 20 años de vigencia de la LCE, la supervisión del cumplimiento de la normativa sobre contribuciones reembolsables, así como la resolución de reclamos de usuarios sobre dicha materia, ha tenido una evolución favorable. Así pues, si bien a inicios de la década de los 90's, con la incipiente implementación de dicha figura bajo la Ley de Concesiones Eléctricas, la supervisión y fiscalización de esta materia se ejerció limitadamente por el Ministerio de Energía y Minas, con la creación del OSINERGMIN y la implementación de normativa especial para la supervisión de las contribuciones reembolsables, se ha podido apreciar un gran desarrollo, sin embargo consideramos, que ciertos temas podrían ser revisados por el Osinergmin atendiendo a la situación real de las empresas distribuidoras y a las distorsiones que ha sufrido el mecanismo de las contribuciones reembolsables.