ANEXO B

Análisis de los Comentarios al Proyecto de Norma

Propuesta de Modificación del Manual de Procedimientos, Formatos y Medios para el Cálculo del Factor de Balance de Potencia Coincidente en Hora de Punta (FBP)

Lima, Marzo 2002

Contenido

1. Introducción ____ *1*

2. Antecedentes ____ *1*

3. Conclusiones ____ *1*

4. Análisis de los Comentarios ____ *1*

4.1 Edelnor ____ **2**

4.1.1 Comentario 1 ____ 2
4.1.2 Análisis del Comentario 1 ____ 3
4.1.3 Comentario 2 ____ 4
4.1.4 Análisis del Comentario 2 ____ 4
4.1.5 Comentario 3 ____ 5
4.1.6 Análisis del Comentario 3 ____ 5
4.1.7 Comentario 4 ____ 6
4.1.8 Análisis del Comentario 4 ____ 6
4.1.9 Comentario 5 ____ 7
4.1.10 Análisis del Comentario 5 ____ 7

4.2 Electro Sur Este ____ **7**

4.2.1 Comentario 1 ____ 7
4.2.2 Análisis del Comentario 1 ____ 8
4.2.3 Comentario 2 ____ 8
4.2.4 Análisis del Comentario 2 ____ 8
4.2.5 Comentario 3 ____ 8
4.2.6 Análisis del Comentario 3 ____ 8
4.2.7 Comentario 4 ____ 8
4.2.8 Análisis del Comentario 4 ____ 8

4.3 Luz del Sur ____ **9**

4.3.1 Comentario 1 ____ 9
4.3.2 Análisis del Comentario 1 ____ 9
4.3.3 Comentario 2 ____ 9
4.3.4 Análisis del Comentario 2 ____ 10
4.3.5 Comentario 3 ____ 11
4.3.6 Análisis del Comentario 3 ____ 11
4.3.7 Comentario 4 ____ 11
4.3.8 Análisis del Comentario 4 ____ 11
4.3.9 Comentario 5 ____ 12
4.3.10 Análisis del Comentario 5 ____ 12

4.4 Electrocentro, Electronorte, Electronoroeste e Hidrandina ____ **12**

4.4.1 Comentario 1 ____ 12
4.4.2 Análisis del Comentario 1 ____ 12
4.4.3 Comentario 2 ____ 13
4.4.4 Análisis del Comentario 2 ____ 13
4.4.5 Comentario 3 ____ 14
4.4.6 Análisis del Comentario 3 ____ 14
4.4.7 Comentario 4 ____ 15
4.4.8 Análisis del Comentario 4 ____ 15
4.4.9 Comentario 5 ____ 15
4.4.10 Análisis del Comentario 5 ____ 15

Análisis de los Comentarios al Proyecto de Norma

Propuesta de Modificación del Manual de Procedimientos, Formatos y Medios para el Cálculo del Factor de Balance de Potencia Coincidente en Hora de Punta (FBP)

1. Introducción

Mediante Resolución OSINERG N° 308-2002-OS/CD se prepublicó el proyecto de norma "Propuesta de Modificación del Manual de Procedimientos, Formatos y Medios para el Cálculo del Factor de Balance de Potencia Coincidente en Hora de Punta (FBP)" conjuntamente con su exposición de motivos.

En cumplimiento de los artículos 2° y 3° de la mencionada Resolución, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) recepcionó y analizó los comentarios de los interesados presentados dentro de los quince (15) días calendario contados a partir de la fecha de publicación del proyecto de norma.

La presentación de los análisis de los comentarios y la norma definitiva son materia del presente informe.

2. Antecedentes

- Resolución OSINERG N° 308-2002-OS/CD: Prepublicación del proyecto de norma "Propuesta de Modificación del Manual de Procedimientos, Formatos y Medios para el Cálculo del Factor de Balance de Potencia Coincidente en Hora de Punta (FBP)".

3. Conclusiones

Del análisis de los comentarios se concluye lo siguiente:

- Para aquellas empresas de distribución eléctrica que no cuenten con la información detallada de sus ventas en media tensión y alta tensión de energía y potencia (cada 15 minutos), tanto para los mercados libre y regulado, se seguirá conservando el cálculo de un FBP único.

- Para aquellas empresas que cuenten con información detallada de los consumos de energía y potencia (cada 15 minutos) del 100% de sus clientes conectados a nivel de media y alta tensión, en los mercados libre y regulado, podrán presentar sus cálculos del FBP en los niveles de media y baja tensión.

4. Análisis de los Comentarios

Los comentarios al proyecto de norma de “Propuesta de Modificación del Manual de Procedimientos, Formatos y Medios para el Cálculo del Factor de Balance de Potencia Coincidente en Hora de Punta (FBP)” corresponden a los siguientes interesados:

- Edelnor.
- Electro Sur Este.
- Luz del Sur
- Electrocentro, Electronorte, Electronoroeste e Hidrandina.

Los comentarios se pueden agrupar en los siguientes temas:

Comentarios al Proyecto de Norma
Propuesta de Modificación del Manual de Procedimientos, Formatos y Medios para el Cálculo del FBP

Comentario	Edelnor	Electro Sur Este	Luz del Sur	Electrocentro Electronorte Electronoroeste Hidrandina
Aplicación de la norma			X	
Clientes atendidos por terceros (generador u otro distribuidor)			X	
Factores FCPPMT y FCPPBT		X	X	
FBP para los mercados de media y baja tensión	X			
FBP para empresas de generación		X		X
Máxima demanda eficiente		X		X
Metodología de cálculo del FCVV	X		X	
Modificación de formatos y nuevos formatos	X		X	
Parámetros de cálculo del FBP				X
Pérdidas de potencia	X			X
Periodicidad de la entrega de la información	X			
Plazo de entrega de la información		X		

4.1 Edelnor

La empresa de distribución eléctrica Edelnor remitió sus comentarios y sugerencias al proyecto de norma mediante oficio 045129 del 22/02/2002.

4.1.1 Comentario 1

Edelnor propone desdoblar la fórmula de cálculo del FBP con el fin de que refleje la incidencia de los mercados de media tensión y baja tensión. Señala que un FBP único ocasiona distorsiones relevantes cuando se incluyen las ventas a clientes libres en media tensión (MT), ya que afecta por igual al VADMT y al VADBT. Asimismo, indica que el cálculo de un FBP único presupone 3 puntos básicos: El mercado es único y que no hay segregación en cuanto a los conceptos que se factura, la sobre venta o sub venta de potencia es de por igual en todos los segmentos del mercado y la indeterminación del segmento del mercado donde se produce la sobre venta o sub venta de potencia.

Según señala Edelnor, el cálculo de un FBP único afecta seriamente a empresas como Edelnor, que tienen un componente alto de ventas a clientes libres en media tensión, pues supuestamente el FBP corrige sobre ventas o sub ventas del Valor Agregado de Distribución (VADBT) que en la realidad no se factura a este segmento de clientes.

De acuerdo a lo señalado, Edenor finalmente propone introducir en la Propuesta de Modificación los siguientes cambios:

- Introducir la diferenciación en el cálculo del FBP aplicable al VADMT y del aplicable al VADBT.

- El cálculo del FBP aplicable al VADMT, sería el planteado en la Propuesta de Modificación.
- El cálculo del FBP aplicable al VADBT excluiría en la Potencia Teórica Coincidente (PTC) las ventas a clientes en media tensión, libres y regulados, con las pérdidas respectivas. Asimismo, se excluiría de la máxima demanda (MD), las potencias coincidentes en horas de punta, registradas para los clientes en media tensión, libres y regulados, con las pérdidas respectivas.
- Establecer que para los clientes regulados en media tensión, que no cuenten con medición adecuada que permita determinar la potencia coincidente en horas de punta, la potencia coincidente en horas de punta se determinará en función a la potencia facturada, los factores de coincidencia o contribución aplicables y el FBP resultante aplicable al VADMT.
- Modificar el formato FBP 8 incluyendo la demanda coincidente de los clientes libres MT y regulados MT. Modificar el formato FBP 8.1, incluyendo los clientes regulados en MT.
- Establecer disposición transitoria señalando que el cálculo del FBP aplicable al VADBT, vigente a partir del 01/05/2002, sería el que resulte de considerar solamente el mercado regulado, de acuerdo a lo establecido en el Manual de Procedimientos actualmente vigente.

4.1.2 Análisis del Comentario 1

El FBP es un factor que permite ajustar la sobreventa o subventa de potencia en aquellos sistemas cuya demanda máxima es mayor a 12 MW y se aplica al VADMT y VADBT de acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 2120-2001-OS/CD. El FBP se ha venido aplicando para el mercado regulado desde 1999 y a partir de 2001 en forma transitoria a los usuarios del mercado libre.

La modificación de la norma introduce en su base de cálculo las ventas del mercado libre de media tensión, la misma que introduce una distorsión relevante debido a que las sobreventa o subventa producida en el mercado libre afecta el VADBT aplicado a los clientes del mercado regulado.

El principio tarifario de neutralidad implica que cada cliente debe pagar lo más exactamente posible el costo que ocasiona al sistema eléctrico, por lo que siendo importante la desviación de los valores del FBP en aquellos mercados eléctricos con alta participación de clientes libres, es justo que las fórmulas de cálculo del FBP se desdoblen.

Edelnor, propone que el FBP aplicable al VADBT, se calcule descontando las ventas del mercado regulado de media tensión y sus pérdidas asociadas, propuesta que requiere de un periodo de tiempo para su implementación, debido a que no todas las empresas distribuidoras cuentan con la totalidad de los registros de energía y potencia (cada 15 minutos) de los más de 6 700 usuarios de media tensión del mercado regulado. La información de las ventas detalladas de los clientes en media tensión, es necesaria para calcular la demanda coincidente ingresada a nivel del sistema de baja tensión. Dada la situación actual, estimamos que la implementación de la reposición de los sistemas de medición electromecánicos con máximetro a sistemas de medición electrónicos se hará gradualmente por las empresas de distribución eléctrica.

Con la finalidad de mantener el principio de neutralidad tarifaria y reflejar con mayor exactitud la incidencia por las mayores ventas de potencia que ocasionan los clientes libres y regulados, en aquellas empresas que cuentan con la información de los registros de energía y potencia (cada 15 minutos) en los niveles de MT y AT de cada uno de los clientes de los mercados libre y regulado, el FBP se calculará para cada segmento de mercado

(media y baja tensión). Mientras que, para aquellas empresas que no cuenten con la información señalada, se adoptará un único FBP.

Por lo señalado, se incluirán en el Manual de Procedimiento de Cálculo del FBP los métodos de cálculo y sus fórmulas.

4.1.3 Comentario 2

Edelnor menciona que la Propuesta de Modificación mantiene el concepto de considerar para el cálculo del FBP las pérdidas reconocidas en las tarifas en vez de considerar las pérdidas estándares de los sistemas de distribución, que representan las pérdidas eficientes del sistema y con base en las cuales se ha determinado el VAD en los estudios respectivos.

Edelnor entiende en el contexto general que los factores de simultaneidad que ajustan los valores agregados de distribución resultantes corresponden a una empresa modelo eficiente con pérdidas estándares eficientes tal como lo establecen los artículos 64° de la Ley de Concesiones Eléctricas y 147° de su Reglamento. Por lo tanto, el cálculo del FBP que se señala en el punto 3 de procedimientos y en el formato FBP 12 del Anexo 1, cuyo objetivo es ajustar las ventas de potencia a la demanda, debe ser un factor que considere las pérdidas estándares eficientes.

Asimismo, señala que con el empleo de las pérdidas reconocidas en la tarifa se premia a las empresas menos eficientes (con pérdidas mayores) y se castiga a las empresas más eficientes que han logrado reducir las pérdidas por debajo al reconocimiento de la tarifa.

Finalmente, Edelnor propone introducir en la Propuesta de Modificación en el cálculo de las pérdidas de potencia (PPR) las pérdidas estándar que se aplicarían a partir de noviembre del 2005.

4.1.4 Análisis del Comentario 2

El FBP es un factor que ajusta el VAD por efecto de las sobreventas o subventas de potencia producidas durante las transacciones de venta de potencia a los usuarios finales, es decir, este factor se constituye en una válvula de ajuste tarifario que permite ajustar la potencia vendida a la máxima demanda registrada del sistema de distribución.

La aplicación de las pérdidas reconocidas para el cálculo de la expansión de las potencias equivalentes no hace más que reconocer el valor tarifario de las pérdidas que los usuarios pagan por el uso de las redes de distribución. Referir este factor únicamente a las pérdidas estándar sería desconocer el pago que los usuarios realizan y afectaría el principio de neutralidad que implica que cada cliente debe pagar, lo más exactamente posible, el costo que ocasiona en el sistema eléctrico.

Por lo mencionado, no es exacta la afirmación de la concesionaria cuando menciona que se estaría beneficiando a las empresas menos eficientes y castigando a las eficientes toda vez que el beneficio de las pérdidas reconocidas lo reciben tanto las eficientes como los ineficientes de acuerdo a lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Efectivamente, algunas empresas de distribución en la actualidad tienen pérdidas menores a las reconocidas. Esta eficiencia es reconocida mediante el factor Exceso o Defecto de Potencia (EDP) que en dicho caso se adiciona al valor de la potencia ingresada a nivel de

media tensión para el cálculo de la máxima demanda del sistema de distribución, mientras que en el caso de aquellas empresas que se encuentran por encima de las pérdidas reconocidas, el factor EDP reduce la potencia ingresada.

Por lo mencionado, tanto el parámetro pérdida de potencia reconocida (PPR) y el mecanismo del factor EDP no pueden ser modificados.

4.1.5 Comentario 3

Edelnor indica que la Propuesta de Modificación planteada señala que el ingreso de potencia en media tensión (IPMT) admitirá un factor de crecimiento vegetativo y variación de la demanda (FCVV) que toma en cuenta el crecimiento vegetativo y la variación de la demanda durante el período anual que permite referir la máxima demanda mensual a la máxima demanda anual, y que para el cálculo del factor FCVV debe determinarse si el sistema eléctrico tuvo un crecimiento vegetativo o expansivo. Un sistema eléctrico tiene un crecimiento vegetativo cuando la tasa anual de crecimiento de los clientes no supera la tasa anual de crecimiento de la población, caso contrario se considera que el crecimiento es expansivo.

Por lo tanto, Edelnor señala que los valores del FCVV son directamente influenciados por el crecimiento de los clientes, siendo distintos los valores obtenidos con crecimiento vegetativo o expansivo. Además, indica que el crecimiento y variación de la demanda durante el período anual no es reflejo solamente del crecimiento de clientes, sino también esta influenciado por otros factores como el crecimiento de la economía y factores estacionales climatológicos y de producción. Según Edelnor de acuerdo a sus estadísticas, la máxima demanda normalmente se registra entre los meses de febrero a mayo, mientras que el mayor numero de clientes (mayor crecimiento) se registra en el último mes del año.

Por lo tanto, indica que considerar para efectos del FCVV, el crecimiento de clientes exclusivamente para el cálculo del crecimiento de la demanda, no es correcto y debería corregirse.

Adicionalmente, señala que la Resolución OSINERG N° 2120-2001-OS/CD, que fija los valores del valor agregado de distribución (VAD), también considera factores de economía de escala que anualmente ajustan los valores del VAD y que toman en cuenta el crecimiento de la demanda. Por lo tanto, al considerar en el cálculo del FBP otro factor de ajuste por demanda se estaría duplicando el efecto.

De acuerdo a lo señalado, Edelnor propone introducir en la Propuesta de Modificación los siguientes cambios: Calcular el FCVV con la metodología descrita para los casos de crecimiento vegetativo y eliminar las referencias referidas a crecimiento vegetativo o expansivo.

4.1.6 Análisis del Comentario 3

El FCVV es un factor que ajusta la demanda mensual a la máxima demanda registrada en el sistema de distribución, constituyéndose en un factor que reconoce la variación de la demanda proyectada por la empresa y demanda mensual registrada. El reconocimiento de esta variación se realiza multiplicando la demanda mensual registrada por el FCVV con la finalidad de referirla en forma teórica a la demanda real que se hubiera contratado en forma eficiente.

La metodología, descrita en el Anexo N° 2 de la Propuesta de Modificación del Manual del FBP, contempla la verificación de la tasa de crecimiento mensual en función de la tasa de

crecimiento de los usuarios en razón que se requiere determinar el crecimiento de tipo vegetativo y expansivo del sistema eléctrico. Para dicho efecto se toma como referencia la tasa de crecimiento poblacional de la región donde opera el sistema eléctrico y se compara con la tasa de crecimiento de los usuarios. El crecimiento vegetativo y la tasa de crecimiento poblacional se encuentran relacionadas. Además, esta última es publicada por el INEI.

La evaluación de los periodos de crecimiento vegetativo y expansivo evita trasladar a los clientes los incrementos de demanda resultado de la expansión del sistema por el ingreso de nuevos clientes. De no efectuarse la mencionada verificación, se pueden introducir distorsiones relevantes en el cálculo debido a la incorporación de nuevos sistemas, tal como puede ocurrir cuando se incorporan pequeños sistemas o zonas urbanizadas al sistema eléctrico actual, los que sin lugar a duda incidirán en el valor de la tasa de crecimiento vegetativo que es la tasa que se calcula.

Asimismo, la propuesta efectuada por la empresa de considerar otros factores como el crecimiento de la economía, factores estacionales climatológicos y de producción, son factores que pueden distorsionar severamente la tasa de crecimiento vegetativo, ya que los factores que proponen el concesionario pueden presentar incrementos y decrementos entre un mes y otro. Al contrario, la tasa de crecimiento de lo usuarios presenta variaciones mínimas y por lo general son siempre incrementales. Además, la tasa de crecimiento de los usuarios es la tasa que refleja con mayor exactitud el crecimiento vegetativo o expansivo del sistema de distribución.

El FCVV no puede compararse con el Factor de Economía de Escala (FEE) porque el primero incrementa la demanda mensual por efectos de factor de crecimiento vegetativo, mientras que el FEE disminuye el VAD a un valor por debajo de la unidad por la eficiencia natural del negocio de la distribución.

Por las razones señaladas, las propuestas de modificación sugeridas por la concesionaria no son aceptadas.

4.1.7 Comentario 4

Edelnor señala que la Propuesta de Modificación propone algunos cambios a los formatos vigentes y formatos nuevos, lo que plantea por esta única vez esfuerzos en costos y tiempo para volver a preparar y remitir la información enviada a la GART correspondiente al año 2001.

Además, indica que los cambios planteados y los formatos nuevos no son de importancia vital para el cálculo del FBP de este año, por lo que consideran conveniente que dichos cambios se apliquen para la información referida la año 2002.

De acuerdo a lo señalado, proponen introducir en la Propuesta de Modificación el siguiente cambio: *"Incorporar disposición transitoria, señalando que los nuevos formatos rigen para la información correspondiente al año 2002."*

4.1.8 Análisis del Comentario 4

La modificación efectuada a los formatos y la implementación de formatos nuevos tienen como objetivo contar con la información necesaria y suficiente que le permita a la GART de OSINERG verificar la consistencia y exactitud de la información remitida por la empresa concesionaria.

Esta implementación es el resultado del funcionamiento del sistema de cálculo del FBP, donde se constató deficiencias en la exactitud de la información, lo que motivo la solicitud de información adicional que sirvió como fuente de información para el trabajo de consistencia y depuración de los datos enviados por las concesionarias. Por tal razón, los formatos nuevos no hacen más que recoger la realidad concreta en este punto. Por otro lado, oficializa los formatos que las empresas han venido reportando como información adicional. Además, los cambios en los formatos se hicieron a fin de que éstos queden adecuados para la incorporación del mercado libre de media tensión en la base de cálculo del FBP.

La concesionaria de distribución deberá remitir la información de acuerdo al método de cálculo que elija por lo cual el pedido de transitoriedad no es atendible.

4.1.9 Comentario 5

Edelnor señala que la Propuesta de Modificación plantea que la periodicidad de remisión de la información sea mensual para todos los formatos y que el plazo de entrega de la información ocurra dentro de los treinta (30) días calendario de cierre de cada mes. Al respecto, Edelnor indica que no se percibe conveniente el cambio de periodicidad planteado, toda vez que significa un mayor esfuerzo para las empresas y un mayor riesgo de presentar información que no tenga la consistencia requerida.

De acuerdo a lo señalado, propone introducir en la Propuesta de Modificación el siguiente cambio: *"Mantener la periodicidad establecida en el Manual de Procedimientos actualmente vigente."*

4.1.10 Análisis del Comentario 5

La propuesta de modificación se realiza para evitar la modificación e inconsistencia de los datos presentados por los concesionarios, tanto en los reportes mensuales como trimestrales. Dichas modificaciones e inconsistencias responden a que los formatos trimestrales que sustentan los formatos mensuales son elaborados en los siguientes tres meses y este desfase ha provocado que las fuentes de información iniciales que sirvieron para la elaboración de la información mensual no se encuentren disponibles, o peor aún, el personal que estuvo asignado a la tarea de elaboración ya no se encuentre debido a que existen en éstas áreas una alta rotación del personal que impide cerrar la información sustentatoria con la exactitud, consistencia y calidad que requiere la GART de OSINERG.

Por las razones mencionadas es necesario efectuar un seguimiento mensual de la entrega de la información sustentatoria del cálculo del FBP, por lo que no es factible atender la sugerencia efectuada por la empresa concesionaria.

4.2 Electro Sur Este

La empresa de distribución eléctrica Electro Sur Este remitió sus comentarios y sugerencias al proyecto de norma mediante correo electrónico del 22/02/2002.

4.2.1 Comentario 1

Pag. 7, *"Plazo de entrega de información, según el cronograma de facturación de nuestra empresa, se dispone de datos reprocesados después de 1 mes y 10 días, lo cual imposibilitará cumplir con el plazo propuesto de 30 días, salvo que se calcule con datos facturados (preliminares)."*

4.2.2 Análisis del Comentario 1

La empresa concesionaria Electro Sur Este solicita ampliar en 10 días el plazo de entrega de información que se señala en la Propuesta de Modificación del Manual del FBP.

Al respecto, señalamos que se ha evaluado el plazo y se ha constatado que empresas concesionarias con mayor cantidad de usuarios y puntos de compra no tienen inconvenientes para preparar y remitir la información solicitada en los plazos establecidos.

Por lo señalado, la empresa concesionaria ésta en la posibilidad de adecuar sus procesos y sistemas de información dentro de los estándar de tiempo y forma alcanzados por otras empresas del sector eléctrico, por lo cual la sugerencia efectuada no es aceptada.

4.2.3 Comentario 2

"El cálculo de la máxima demanda eficiente debería estar en función a la máxima demanda leída."

4.2.4 Análisis del Comentario 2

La sugerencia efectuada por la empresa ya se encuentra considerada en el Manual del FBP, debido a que el cálculo de la máxima demanda eficiente se realiza a partir de la máxima demanda leída, conforme se señala en el numeral 3.1.4 del manual, para lo cual se remite la información sustentatoria en los formatos FBP3, FBP3.1, FBP4, FBP5 y FBP5.1.

4.2.5 Comentario 3

En la Pag. 5, se contempla que los factores de contribución presente en punta de media tensión (FCPPMT) y contribución a presente en punta de baja tensión (FCPPBT), dan a entender que las empresas distribuidoras pueden solicitar valores diferentes a los establecidos por la resolución vigente del VAD, y piden se les aclare este punto.

4.2.6 Análisis del Comentario 3

El comentario de la empresa distribuidora en cuanto a que las empresas concesionarias pueden solicitar valores diferentes a los establecidos por la resolución vigente del VAD, es aplicable únicamente para el cálculo de la potencia teórica coincidente de los clientes libres.

La norma "Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres" señala que para efectos de la compensación por distribución de los clientes libres se aplicará los factores FCPPMT y FCPPBT establecidos en la resolución vigente o aquellos aprobados por OSINERG a solicitud de la empresa. Este aspecto se encuentra incluido en la Propuesta de Modificación del Manual del FBP.

4.2.7 Comentario 4

ELSE solicita que el cálculo de FBP coincidente en horas de punta, se aplique también a las empresas generadoras.

4.2.8 Análisis del Comentario 4

El Factor de Balance de Potencia en Hora de Punta (FBP), tal como lo señala la Resolución N° OSINERG 2120-OS/CD, tiene como aplicación concreta el cálculo de las tarifas de distribución eléctrica, es decir, los Valores Agregados de Distribución.

La solicitud efectuada por Electro Sur Este no es factible de ser atendida en el Manual del FBP, ya que sus alcances de aplicación están referidas al cálculo de las tarifas de distribución que remuneran el costo del servicio de distribución y que es de responsabilidad de los concesionarios de distribución eléctrica y no de las empresas generadoras cuyo ámbito de acción es distinto.

4.3 Luz del Sur

La empresa de distribución eléctrica Luz del Sur remitió sus comentarios y sugerencias al proyecto de norma mediante correo electrónico del 22/02/2002.

4.3.1 Comentario 1

Luz del Sur considera que la potencia teórica coincidente (PTC) del mercado libre, deberá ser la correspondiente demanda registrada coincidente con la máxima demanda del sistema eléctrico y que el Proyecto de Norma de la GART propone aplicar un factor teórico denominado FCPPMT. Al respecto, la concesionaria considera que el VAD de media tensión es resultado de la evaluación de un balance de potencia donde la demanda de los clientes libres corresponde a la demanda coincidente con la máxima demanda del sistema**,** tal como se demuestra en el informe final del estudio de VAD. El VAD de media tensión fijado, se sustenta considerando las demandas coincidentes del mercado libre. En esta etapa no se utilizó el factor FCPPMT, por lo que, sostiene la importancia de aplicar factores basados en registros reales y no factores teóricos que distorsionan los resultados del cálculo del FBP y como consecuencia al VAD.

4.3.2 Análisis del Comentario 1

Para efectos de facturación de la potencia a los clientes libres y regulados, las empresas de distribución eléctrica incorporan dentro de las tarifas los factores de coincidencia, contribución, pérdidas y otros establecidos en las resoluciones vigentes.

En el cálculo de la potencia teórica coincidente se consideran los factores mencionados debido a que las fórmulas tarifarias consideran su aplicación. Es decir, que en la facturación de la potencia leída o contratada a través de los cargos tarifarios tiene implícito la aplicación de dichos factores.

Las normas vigentes de “Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres” y “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final” contemplan su aplicación. Inclusive en el caso de los clientes libres se ha contemplado que la empresa distribuidora puede sustentar factores del FCPPMT diferentes a los establecidos por la resolución vigente del VAD.

La PTC representa la potencia supuestamente vendida que debe compararse con las demandas coincidentes registradas para efectos de determinar el factor de ajuste; por dicha razón se toma en cuenta en su cálculo el factor FCPPMT.

4.3.3 Comentario 2

Luz del Sur señala que el Proyecto de la GART propone la definición de crecimiento vegetativo o expansivo, basándose sólo en las tasas anuales de crecimiento de clientes y población.

Propone que adicionalmente a estas variables, deba tomarse en cuenta también otros factores, tales como la tasa de crecimiento de la demanda máxima del sistema distribución, tasa de crecimiento de las redes de distribución (MT y/o BT), tasa de crecimiento de la potencia instalada de subestaciones MT/BT, tasa de crecimiento de las inversiones, entre otros.

Señala que la concesionaria podrá elegir por el indicador más representativo que satisfaga el crecimiento de su sistema eléctrico.

Por otro lado indica, respecto a la tasa anual de crecimiento, que ésta deberá reflejar la comparación entre diciembre de un año contra diciembre del año anterior, con la finalidad de involucrar los doce meses de evaluación. El Proyecto de Modificación del Manual del FBP presenta la comparación de diciembre contra enero del mismo año, resultando once meses de evaluación, omitiendo la tasa de crecimiento del mes inicial (enero).

4.3.4 Análisis del Comentario 2

El FCVV es un factor que ajusta la demanda mensual a la máxima demanda registrada en el sistema de distribución, constituyéndose en un factor que reconoce la variación de la demanda proyectada por la empresa y demanda mensual registrada. El reconocimiento de esta variación se realiza multiplicando la demanda mensual registrada por el FCVV con la finalidad de referirla en forma teórica a la demanda real que se hubiera contratado en forma eficiente.

La metodología, descrita en el Anexo N° 2 de la Propuesta de Modificación del Manual del FBP, contempla la verificación de la tasa de crecimiento mensual en función de la tasa de crecimiento de los usuarios, en razón a que se requiere determinar el crecimiento de tipo vegetativo y expansivo del sistema eléctrico. Para dicho efecto se toma como referencia la tasa de crecimiento poblacional de la región donde opera el sistema eléctrico la que se compara con la tasa de crecimiento de los usuarios. El crecimiento vegetativo y la tasa de crecimiento poblacional se encuentran relacionadas. Además, esta última es publicada por el INEI.

La evaluación de los periodos de crecimiento vegetativo y expansivo evita trasladar a los clientes los incrementos de demanda resultado de la expansión del sistema por el ingreso de nuevos clientes. De no efectuarse la mencionada verificación, se pueden introducir distorsiones relevantes en el cálculo debido a la incorporación de nuevos sistemas, tal como puede ocurrir cuando se incorporan pequeños sistemas o zonas urbanizadas al sistema eléctrico actual, los que sin lugar a duda incidirá en el valor de la tasa de crecimiento vegetativo que es la tasa que se calcula.

Asimismo, la propuesta efectuada por la empresa de considerar otros factores puede distorsionar severamente la tasa de crecimiento vegetativo, ya que los factores que propone el concesionario puede presentar incrementos y decrementos entre un mes y otro. Al contrario, la tasa de crecimiento de lo usuarios presenta variaciones mínimas y por lo general son siempre incrementales. Además, la tasa de crecimiento de los usuarios es la que refleja con mayor exactitud el crecimiento vegetativo o expansivo del sistema de distribución.

Con relación a la segunda sugerencia, señalamos que el periodo de cálculo es de 12 meses en vista que la Norma contempla el cálculo para el año comprendido entre enero y diciembre. Se encuentra implícito que la variación de la demanda correspondiente al mes de enero se calcula tomando en cuenta diciembre del año anterior.

Por las razones señaladas, las propuestas de modificación sugeridas por la concesionaria no son aceptadas.

4.3.5 Comentario 3

Luz del Sur señala que el Proyecto de la GART adiciona un nuevo formato FBP3.1, por la cual solicitan el reporte de los registros de energía y potencia por puntos de compra, en cada 15 minutos. Consideran que dicha información no es relevante para el cálculo del FBP. La misma información se presenta en forma agregada a través del formato vigente FBP4. Asimismo, indica que el formato FBP8.1 resulta redundante dado que la información solicitada está contenida íntegramente en el formato CTE-LE, que se reporta mensualmente.

4.3.6 Análisis del Comentario 3

En razón a que las empresas contratan sus suministros con las generadoras (una o más) en distintas barras de entrega, las que se encuentran en el mismo nivel de tensión y en otros casos en distinto nivel de tensión, se ha comprobado que las concesionarias no siempre reportan la demanda máxima coincidente del conjunto de suministros referido a la misma subestación MAT/AT/MT, sino más bien a la sumatoria de las máximas demandas de cada barra de suministro.

Esta situación trae consigo diferencias importantes en el cálculo de la máxima demanda del sistema, que es la base para el cálculo del numerador del FBP. En consecuencia, la información que se solicita no es redundante ni irrelevante, por el contrario es la base para el cálculo de la máxima demanda coincidente del sistema distribución.

Asimismo, con relación a la información contenida en el formato FBP8.1, se refiere a los registros de energía y potencia del cliente libre, cada 15 minutos, dicho formato contiene información adicional al que se refiere el formato CTE-LE, por lo que no sólo por su contenido sino por ser un formato que forma parte del sistema de información para el cálculo del FBP, debe ser reportado por la empresa concesionaria.

Por lo señalado, no es atendible la sugerencia de la concesionaria.

4.3.7 Comentario 4

Luz del Sur señala que el Proyecto en mención no ha tomado en cuenta el tratamiento de usuarios bajo el régimen de peaje regulado. Estos clientes tienen la característica que usan las instalaciones del sistema distribución, pero son atendidos por terceros (generador u otro distribuidor). Al respecto, sugieren que el formato FBP12 sea modificado, tanto en el nivel de ventas como en ingreso de energía y potencia.

4.3.8 Análisis del Comentario 4

Al respecto, se entiende que el concesionario de distribución factura el cargo correspondiente al peaje de distribución para lo cual cuenta con los datos de medición de los usuarios. Por lo tanto, la información a reportar por la empresa concesionaria debe

contener la información de todos los clientes servidos por la red de distribución y que es factible de ser reportado en los formatos establecidos.

Por lo señalado, la sugerencia está considerada.

4.3.9 Comentario 5

Luz del Sur señala que teniendo en cuenta que este Proyecto modifica el procedimiento vigente, considera conveniente que sea aplicado a partir de la información correspondiente al ejercicio 2002 en adelante. No es posible aplicar retroactivamente este nuevo procedimiento debido a que todas las concesionarias procedieron a remitir, dentro del plazo exigido por la GART, todos los formularios y sustentos del factor FCVV del ejercicio 2001 con el procedimiento vigente."

4.3.10 Análisis del Comentario 5

La concesionaria de distribución deberá remitir la información de acuerdo al método de cálculo que elija por lo cual el pedido de transitoriedad no es atendible.

4.4 Electrocentro, Electronorte, Electronoroeste e Hidrandina

Las empresas de distribución eléctrica Electrocentro, Electronorte, Electronoroeste e Hidrandina remitieron sus comentarios y sugerencias al proyecto de norma mediante correo electrónico del 22/02/2002.

4.4.1 Comentario 1

Del anexo N° 4 del Informe de la Resolución N° OSINERG-0001-2002-OS/CD, se observa que las pérdidas reconocidas que son adicionales al estándar (definidas como exceso de pérdidas), son incluidas en las tarifas a través de la aplicación del Factor de Pérdidas de Expansión (tanto en Media como en Baja Tensión), con el fin de contribuir a la mejora en las redes, permitiendo de esta manera la continuidad en la reducción de las pérdidas hasta llegar a los niveles estándares, de conformidad con lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria del Título XI del Reglamento de la LCE. Sin embargo, se tiene que al aplicar el Factor de Expansión de Pérdidas para reflejar las potencias facturadas de los clientes finales hasta la barra de ingreso de la Potencia Teórica Coincidente en MT (PTC), el FBP siempre es y será menor a la unidad; siendo ello así, se estaría anulando el beneficio que se otorga al reconocer pérdidas adicionales sobre los estándares reconocidos. En este sentido, al calcular la Potencia Teórica Coincidente (PTC) se debe tener en cuenta los Factores de Expansión de Pérdidas Estándares."

4.4.2 Análisis del Comentario 1

El FBP es un factor que ajusta el VAD por efecto de las sobreventas o subventas de potencia producidas durante las transacciones de venta de potencia a los usuarios finales, es decir, este factor se constituye en una válvula de ajuste tarifario que permite ajustar la potencia vendida a la máxima demanda registrada del sistema de distribución.

La aplicación de las pérdidas reconocidas para el cálculo de la expansión de las potencias equivalentes no hace más que reconocer el valor tarifario de las pérdidas que los usuarios pagan por el uso de las redes de distribución. Referir este factor únicamente a las pérdidas estándar sería desconocer el pago que los usuarios realizan y afectaría el principio de

neutralidad que implica que cada cliente debe pagar lo más exactamente posible el costo que ocasiona en el sistema eléctrico.

Por lo mencionado, no es exacta la afirmación de la concesionaria cuando menciona que se estaría quitando el beneficio que el Reglamento de la Ley de Concesiones le otorga toda vez que las tarifas reconocen dichas pérdidas. Por el contrario, de no considerarse, los usuarios estarían contribuyendo doblemente al beneficio que el distribuidor recibe, tal como lo señalamos en el párrafo anterior.

Efectivamente, algunas empresas de distribución en la actualidad tienen pérdidas menores a las reconocidas. Esta eficiencia es reconocida mediante el factor EDP (Exceso o Defecto de Potencia) que en dicho caso se adiciona al valor de la potencia ingresada a nivel de media tensión para el cálculo de la máxima demanda del sistema de distribución, mientras que en el caso de aquellas empresas que se encuentran por encima de las pérdidas reconocidas, el factor EDP reduce la potencia ingresada.

Por lo mencionado, no es atendible la sugerencia de la concesionaria.

4.4.3 Comentario 2

La Máxima Demanda Eficiente debe ser determinada en base a una compra eficiente, criterio que debería estar recogido por las actuales resoluciones, sobre todo por aquellas relacionadas con la modalidad de facturación de la potencia por parte de las generadora a las empresas distribuidoras. En este sentido, se debe tener en cuenta lo señalado en la Resolución N° 015-95 P/CTE, la misma que establece que: “Toda renovación de contratos o nuevos contratos de potencia, deberán efectuarse en el sistema de facturación por potencia contratada”.

Por lo que la empresa concesionaria señala que se debe reemplazar la Máxima Demanda Eficiente (MD) que se toma en cuenta para el cálculo del FBP, por el valor de la Potencia Contratada que tienen fijada las empresas distribuidoras con las generadoras, esto último mientras se siga manteniendo el criterio de Potencia Contratada que recoge la Resolución arriba indicada y/o hasta que la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) emita una nueva resolución que recoja desde sus bases una protección a la libertad de contratación en materia de compra y venta de Potencia, reconociendo como válida la modalidad de Potencia de Máxima Demanda Leída, entre los agentes del mercado.”

4.4.4 Análisis del Comentario 2

Lo señalado por la empresa concesionaria de reemplazar la Máxima Demanda Eficiente (MD) por el valor de la potencia contratada que tiene fijada la empresa distribuidora no es aceptable, debido a que es conocido que los contratos de potencia pactados por la concesionaria y la empresa generadora son ineficientes, habida cuenta que estos contratos contienen valores de potencia contratada superiores a la máxima demanda registrada en el año. Dicha ineficiencias en la compra no pueden ser trasladadas a los usuarios finales a través del factor FBP. Esta pretensión resulta incompatible con el principio de neutralidad que relaciona el justiprecio por el pago del servicio por parte de los usuarios finales.

La concesionaria también señala que el “pass trough” de la compra de energía y potencia al cliente final está siendo afectado por la aplicación del cálculo del Factor Balance de Potencia en Horas de Punta (FBP); esta afirmación de la concesionaria es injustificada toda vez que el FBP de acuerdo a lo señalado por la Resolución N° OSINERG 2120-2001-OS/CD, se aplica únicamente a los Valores Agregados de Distribución.

Para este fin el numeral 2.0 del Artículo Primero de la Resolución mencionada señala la aplicación del FBP como sigue:

VMTFP = VADMTp * FBP

VMTPP = PTPMT * VMTFP

VBTFP = VADBTp * FBP

VBTPP = PTPBT * VBTFP

Con lo que se demuestra, que el FBP es de aplicación única y exclusiva del VAD y no es aplicado al “pass trough” como señala la empresa distribuidora.

Por lo señalado, la sugerencia del concesionario no es factible de ser introducida como un elemento de corrección en Manual de Cálculo del FBP.

4.4.5 Comentario 3

El comportamiento del diagrama de carga de un sistema eléctrico varia con la incursión del mercado libre, y por ende en los cálculos del FBP. Existen aún clientes libres suministrados por las distribuidoras en forma independiente al mercado regulado, es decir él calculo de la potencia suministrada por los generadores es totalmente independiente para cada mercado, por tanto no consideran aún las potencias coincidentes.

Además, para que una empresa distribuidora pueda suministrar en dichos cliente, los generadores facturan a los distribuidores mediante la potencia contratada, y los distribuidores en cambio se ven forzados a la venta mediante la demanda máxima leída con una potencia mínima facturada, y por periodos estacionales.

Consecuentemente, a efectos de uniformizar los criterios en el marco normativo aplicable al Sub Sector Electricidad resulta necesario se retire del cálculo del FBP la modalidad de Máxima Demanda hasta en tanto esta no sea recogida como criterio para la compra y venta de Potencia entre empresas generadoras y empresas distribuidoras.”

4.4.6 Análisis del Comentario 3

Conforme a lo establecido en la Resolución OSINERG N° 2120-2001-OS/CD, las ventas de energía y potencia de los sistemas eléctricos mayores a 12 MW de demanda máxima, deberán ajustarse anualmente de conformidad al balance de potencia coincidente en horas punta con el objetivo de evitar la sobreventa o subventa de potencia de punta de forma tal que exista igualdad entre la potencia ingresada menos las pérdidas eficientes y la potencia de punta efectiva supuestamente vendida.

La potencia ingresada mencionada representa la máxima demanda cuyo procedimiento de cálculo se señala en el numeral 3.1.4 de la propuesta de modificación.

Asimismo, el Proyecto de Modificación de la Norma de Procedimientos de Cálculo del FBP dentro de sus alcances no contempla las condiciones de contratación que las empresas concesionarias realizan con los generadores y clientes libres.

Por lo señalado, no es factible implementar en la Norma el procedimiento de las condiciones de contratación de los concesionarios de distribución-suministradores y distribuidores-clientes libres.

4.4.7 Comentario 4

El concesionario solicita, corregir sobreventas o subventas del generador al distribuidor, debido a que cree conveniente definir un FBP aguas arriba de la distribución, que permita corregir la sobreventas o subventas de las empresas generadoras en relación con las empresas distribuidoras, a efectos de establecer mecanismos que eviten estas imperfecciones al interior.

4.4.8 Análisis del Comentario 4

El Manual de Procedimientos, Formatos y Medios para el Cálculo del Factor de Balance de Potencia en Hora de Punta (FBP), tal como lo señala la Resolución N° OSINERG 2120-OS/CD, tiene como aplicación concreta el cálculo de las tarifas de distribución eléctrica, es decir, los Valores Agregados de Distribución.

La solicitud efectuada no es factible de ser atendida en el Manual del FBP, ya que sus alcances de aplicación están referidas al cálculo de las tarifas de distribución que remuneran el costo del servicio de distribución y que es de responsabilidad de los concesionarios de distribución eléctrica y no de las empresas generadoras cuyo ámbito de acción es distinto.

4.4.9 Comentario 5

El concesionario solicita que el cálculo del FBP sea realizado con Factores y Parámetros Tarifarios propios de cada sistema eléctrico.

4.4.10 Análisis del Comentario 5

Conforme lo establece la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento el VAD se calcula considerando determinados sectores típicos para los cuales se ha establecido sus correspondientes parámetros de cálculo (factores de coincidencia, contribución, pérdidas y otros).

La aplicación de los VAD y parámetros de cálculo determinados a cada sistema de distribución eléctrica se realiza de acuerdo a una clasificación en sectores típicos que fue establecida por la Resolución OSINERG N° 1794-2001-OS/CD, por lo que no es aplicable la sugerencia presentada.