



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

**Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 164/2013
Cooperación Canadiense 82/2003
“Determinación de Costos de Transporte de Energía Reactiva en el
Sistema Interconectado Nacional – SIN”**

**Informe Final
Recopilación de la Normatividad de Energía Reactiva en Otros Países
e Identificación de Alternativas Regulatorias
Documento 5112326237-03
Revisión 1**



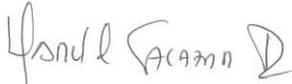
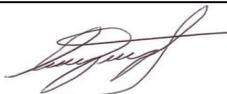
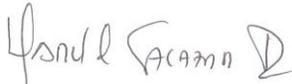
**Universidad
Tecnológica
de Pereira**

**Universidad Tecnológica de Pereira
Pereira – Colombia
Julio 04 de 2014**

ÍNDICE DE MODIFICACIONES

Índice de revisión	Sección modificada	Fecha	Observaciones
0	---	Junio 10 de 2014	Versión original
1	Sección 4.6 Sección 5	Julio 04 de 2014	Se responde a los comentarios CREG

REVISIÓN Y APROBACIÓN

Número de revisión		1
Responsable por elaboración	Nombre	Harold Salazar
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Carlos J. Zapata
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Alejandro Garcés
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Geovanny Marulanda
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Carlos S. Saldarriaga
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Juan G. Valenzuela
	Firma	
Responsable por revisión	Nombre	Harold Salazar
Coordinador del Proyecto	Firma	
Responsable por revisión	Nombre	Carlos J. Zapata
Director del Proyecto	Firma	
	Fecha	Julio 04 de 2014

GRUPO DE INVESTIGACIÓN PLANEAMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS



Grupo de Investigación
Planeamiento de Sistemas
Eléctricos

Fundado en el año 1999 por el Ingeniero Ramón Alfonso Gallego Rendón, tiene como misión desarrollar, mejorar y aplicar conocimiento en el área de sistemas eléctricos de potencia para transferirlo a la comunidad académica y a las empresas del sector eléctrico.

Sus principales áreas de trabajo son:

- Planeamiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica
- Planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica
- Confiabilidad de sistemas eléctricos
- Calidad de la potencia
- Investigación de operaciones y optimización matemática
- Mercados de electricidad y gas natural
- Energías alternativas
- Redes inteligentes



ABREVIATURAS UTILIZADAS EN ESTE DOCUMENTO

CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
fp	Factor de potencia
GP	Grupo de investigación Planeamiento en Sistemas Eléctricos
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OR	Operador de Red
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
UTP	Universidad Tecnológica de Pereira

RESUMEN EJECUTIVO

Este informe muestra la revisión de la normatividad internacional relacionada con la gestión de energía reactiva en 10 países diferentes a Colombia. Este informe también analiza diferentes elementos regulatorios que deberían ser considerados por el regulador con el fin de corregir el exceso de energía reactiva que fueron detectados en las simulaciones computacionales reportadas en el informe 2.

TABLA DE CONTENIDO

	Página
1. INTRODUCCIÓN.....	2
2. RECOPIACIÓN DE LA NORMATIVIDAD INTERNACIONAL DE GESTIÓN DE ENERGÍA REACTIVA.....	4
2.1. Introducción.....	4
2.2. Países consultados	4
2.3. Elementos a considerar en la revisión regulatoria	5
3. DOCUMENTOS CONSULTADOS	7
4. COMPARACIÓN DE LOS PRINCIPALES ASPECTOS REGULATORIOS	8
4.1. Aspecto 1: Requisitos de conexión a la red relacionados con el factor de potencia entre transportador-distribuidor y entre transportador-transportador	9
4.2. Aspecto 2: Requisitos de conexión a la red relacionados con el factor de potencia entre distribuidor-usuario	9
4.3. Aspecto 3: Requisitos de conexión a la red por punto de conexión o por sistema.....	10
4.4. Aspecto 4: Metodología cálculo del factor de potencia.....	10
4.5. Aspecto 5: Requisitos relacionados con factores de potencia capacitivos.....	10
4.6. Aspecto 6: Sanciones por incumplimiento	11
5. IDENTIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS REGULATORIAS	12
6. BIBLIOGRAFIA.....	14

1. INTRODUCCIÓN

El día 06 de noviembre del 2013 la OLADE y la UTP firmaron el contrato de prestación de servicios de consultoría CPSC 164/2013 cuyo objeto es analizar la asignación de responsabilidades en la gestión del transporte de la energía reactiva en el STN y en los STR y efectuar las recomendaciones que se consideren pertinentes con el fin de mantener o mejorar la señal de eficiencia de la red a través del control del transporte de energía reactiva. El estudio se inició de manera formal el día 19 de febrero del 2014 con la firma del acta de inicio.

El alcance de este estudio incluye, sin limitarse a ello, al desarrollo de los siguientes objetivos:

1. Revisión de las responsabilidades para los transmisores y operadores de red

La UTP debe documentar y analizar las responsabilidades asignadas en el marco regulatorio actual para los transmisores nacionales y los OR frente a la gestión de la potencia reactiva en las redes que operan.

2. Análisis técnico del flujo de potencia reactiva en el STN y STR

Con base en la información disponible del STN y de los STR, la UTP debe analizar mediante el uso de programas computacionales de modelamiento de redes el comportamiento de los flujos de energía reactiva en estas redes en aplicación de la regulación actual, efectuando análisis de sensibilidad respecto de las modificaciones o cambios de condiciones del sistema (cambio de taps, apertura o cierre de interruptores, etc.)

Las simulaciones deben considerar como mínimo la operación del sistema en condiciones de demanda máxima, mínima y media, así como la información de despacho real de cinco horas en los que se presentó la máxima transferencia de potencia reactiva y cinco horas en los que se presentó la mínima transferencia de potencia reactiva durante el año 2012. Para la determinación de las simulaciones en condiciones de demanda media se podrá tomar la fecha representativa que se considere apropiada.

En las simulaciones que se realicen, la UTP debe identificar los puntos de condiciones operativas en el STN y los STR que ocasionan pagos por el transporte en exceso de energía reactiva de acuerdo con la regulación vigente.

Los análisis adelantados deben incluir los requerimientos de compensaciones o suministro de energía reactiva en los sistemas, resultantes de la simulación de un escenario de un factor de potencia igual a 0,95 para la demanda. En cada caso se debe cuantificar las pérdidas de energía y evaluar la conveniencia de exigir de un factor de potencia superior al vigente.

3 Recopilación de la normatividad de energía reactiva en otros países

Se debe efectuar una compilación de la reglamentación sobre el tratamiento del transporte de energía reactiva en 10 países distintos a Colombia, realizar comparaciones de los principales aspectos y documentar las diferencias respecto de la reglamentación nacional.

4 Identificación de alternativas regulatorias.

Acorde con los aspectos técnicos encontrados como resultado de las simulaciones de que trata el numeral 1 y con base en la información recopilada, según lo solicitado en el numeral 3, proponer un esquema alternativo para desincentivar el transporte de energía reactiva en Colombia y la asignación de responsabilidades frente a su gestión.

Para el cumplimiento de los objetivos anteriormente expuestos, la UTP deberá efectuar las siguientes actividades además de otras que considere necesarias para lograr los alcances asociados al desarrollo del proyecto:

1. Documentar y analizar las responsabilidades asignadas en el marco regulatorio actual para los transmisores nacionales y los OR frente a la gestión de la potencia reactiva de las redes que operan.
2. Analizar mediante el uso de programas computacionales de modelamiento de redes el comportamiento de los flujos de potencia reactiva en estas redes en aplicación de la regulación actual efectuando análisis de sensibilidad respecto de modificaciones o cambios de condiciones del sistema (Cambio de taps, apertura o cierre de interruptores, etc.)
3. En base a los resultados obtenidos del numeral anterior, la UTP debe identificar los puntos y condiciones operativas en el STN y en los STR que ocasionan pagos por el transporte en exceso de energía reactiva de acuerdo con la regulación vigente.
4. Identificar los requerimientos de compensaciones o suministro de energía reactiva en los sistemas resultantes de la simulación de un escenario de un factor de potencia igual a 0,95 para la demanda. En cada caso se debe cuantificar las pérdidas de energía y evaluar la conveniencia de exigir un factor de potencia superior al vigente
5. Efectuar una compilación de la reglamentación sobre el tratamiento del transporte de energía reactiva en 10 países distintos a Colombia, realizar comparaciones de los principales aspectos y documentar las diferencias respecto de la reglamentación nacional.
6. Proponer un esquema alternativo para desincentivar el transporte de energía reactiva en Colombia y la asignación de responsabilidades frente a su gestión.
7. Planificación, coordinación y realización del taller técnico de difusión de resultados en Colombia, con la participación de técnicos y autoridades de Colombia y OLADE.

Este informe constituye la primera revisión del tercer producto del contrato y comprende el desarrollo de las actividades 5 y 6.

2. RECOPIACIÓN DE LA NORMATIVIDAD INTERNACIONAL DE GESTIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

2.1. Introducción

Este capítulo realiza una compilación sobre la normatividad vigente relacionada con la reglamentación del transporte de energía reactiva en 10 países diferentes a nuestro país, haciendo especial énfasis en las diferencias respecto a la normatividad colombiana. La normatividad está detallada en el primer informe de este convenio.

2.2. Países consultados

La tabla 1 (siguiente página) muestra los países a los cuales se les consultaron la normatividad relacionada con el manejo de reactivos. Los criterios de selección de estos países fueron los siguientes:

1. Tener sectores eléctricos que estén orientados hacia la competencia. Este criterio excluye países cuyos sectores eléctricos están caracterizados por una integración vertical pues esta estructura presenta, en términos teóricos, elementos organizacionales (por ejemplo subsidios cruzados) que no permiten una comparación con el caso Colombiano.
2. Ser miembros, se encuentren en proceso de adhesión, o que tengan colaboración con la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). Este criterio excluye economías de muy bajo desarrollo y se concentra en aquellas economías que puedan aportar, desde el punto de vista regulatorio, elementos útiles para la regulación colombiana.
3. Estar geográficamente ubicados en diferentes regiones. Este criterio permite conocer diferentes prácticas regulatorias ajustadas a diferentes contextos. Esto permite tener un panorama más global.
4. Tener como idioma oficial para su regulación el español, portugués o inglés.
5. Tener acceso a las fuentes primarias de la regulación para cada país.

Por último, igualmente se realizó una consulta a la CREG con el fin de conocer la existencia de un país sobre el cual la comisión quisiera conocer la regulación relacionada con el manejo de reactivos. Con los criterios anteriores y la consulta a la CREG se establecieron los países indicados en la tabla 1.

De acuerdo a la tabla 1, en el caso de Suramérica se consultaron las regulaciones de Argentina¹, Chile y Brasil. Para el caso de Norteamérica se consultaron la regulación de Canadá (provincia de Ontario) y de los EEUU. Sin embargo, por la complejidad regulatoria de los EEUU², la revisión se centró en dos transportadores que tiene activos en dos mercados eléctricos, a saber, PJM y ERCOT. PJM es actualmente el mayor mercado de electricidad del mundo (en términos de capacidad y demanda atendida) por lo cual presenta grandes retos regulatorios que vale la pena observar. Asimismo, ERCOT presenta algunas similitudes con el mercado colombiano por lo cual igualmente se incluyó en la revisión. Tres países fueron

¹ Aunque Argentina no pertenece a la OCDE, se incluye en la revisión puesto que presenta un aspecto regulatorio relacionado con el manejo de reactivos que este consultor considera vale la pena ser mostrado. Es la única excepción frente a las condiciones de selección de país indicadas en esta sección.

² La regulación en los Estados Unidos es de tipo federal y estatal. La federa está a cargo de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) y la estatal a cargo de las *Public Utilities Commissions* (PUC), *Utility Regulatory Commission* (URC), o *Public Service Commission* (PSC).

seleccionados para el caso de Europa: Irlanda, España y Reino Unido. Finalmente, se incluyeron Australia y Sudáfrica como países de los continentes australiano y africano respectivamente.

Tabla 1 - Países Consultados

	País	Región
1	Argentina	Sur América
2	Brasil	
3	Chile	
4	EEUU (PJM y ERCOT) Transportador AEP	Norte América
	EEUU (PJM) Transportador FisrtEnergy	
5	Canadá (Provincia de Ontario)	
6	Irlanda	Europa
7	España	
8	Reino Unido	
9	Australia	Oceanía
10	Sudáfrica	África

2.3. Elementos a considerar en la revisión regulatoria

La gestión de potencia reactiva en los distintos países se puede clasificar, para los propósitos de este informe, en dos categorías, a saber:

- Categoría 1: Compuesta por aquellos aspectos asociados a las condiciones de conexión y operación exigidas a los transportadores, operadores de red y en general a los usuarios del sistema para mantener el factor de potencia dentro de ciertos valores establecidos por el regulador.
- Categoría 2: Compuesta por aquellos aspectos asociados a la gestión de potencia reactiva como un servicio complementario el cual básicamente determina las obligaciones y remuneraciones (en caso de existir) de los generadores del sistema para inyectar o consumir potencia reactiva.

La revisión regulatoria se centró en buscar aspectos exclusivamente asociados a la primera categoría toda vez que es el interés de la comisión en este estudio. Es decir, esta revisión no incluye ningún elemento de la segunda categoría.

La comparación regulatoria busca entonces determinar los siguientes elementos que se consideran relevantes puesto que han sido manifestados por diferentes estudios presentados a la CREG en asuntos relacionados con el manejo de reactivos:

1. Establecer los requisitos de conexión a la red relacionados con el factor de potencia entre transportador-distribuidor³ o entre transportador-transportador.
2. Establecer los requisitos de conexión a la red relacionados con el factor de potencia entre el distribuidor-usuario⁴ (*end-users*).
3. Determinar si los requisitos de conexión a la red son exigidos por punto de conexión o por sistema.
4. Determinar la metodología de cálculo del factor de potencia.
5. Establecer los aspectos relacionados con el manejo de factores de potencia capacitivos.
6. Determinar la existencia de sanciones por incumplimiento relacionados con los requisitos de conexión o con las consideraciones de factor de potencia capacitivo.

El primero de estos elementos pretende establecer cuáles son las condiciones de factor potencia que un transportador exige a un distribuidor u otro transportador cuando estos se conectan a su sistema. Igualmente se busca establecer si las exigencias del factor potencia son constantes en el tiempo (no cambia con las condiciones de demanda) y si estas exigencias son independientes del nivel de tensión en donde se produce la conexión.

El segundo elemento busca establecer si las condiciones que se le exigen a un distribuidor son iguales o diferentes a las que este aplica a sus usuarios.

Por otro lado, el tercer elemento busca establecer si las regulaciones consideran los requerimientos de factor de potencia por punto de conexión o por sistema. Este elemento se considera toda vez que ha sido expuesto en diferentes estudios realizados por operadores de red en el país, estudios conocidos por la CREG y por este consultor.

El cuarto elemento es determinar cómo las regulaciones de diferentes países, considerando la tecnología existente en cada uno de ellos, calculan el factor de potencia. Este aspecto no es exclusivamente un problema de medición toda vez que se desea establecer cuáles son los criterios para determinar cuando el factor de potencia se considera que está correctamente medido.

El quinto elemento es un aspecto crítico toda vez que los efectos de factores de potencia capacitivos para ciertas condiciones operativas del sistema son perjudiciales. Se desea analizar en detalle como las regulaciones consideran la posibilidad de inyectar reactivos en el sistema en los puntos de conexión o si por el contrario omiten este aspecto.

Por último, ante la posibilidad de incumplimiento de las condiciones establecidas por la regulación, se desea analizar las acciones punitivas frente a la posibilidad de incumplimiento.

³ Entiéndase distribuidor como operador de red para el caso colombiano.

⁴ Entiéndase usuario como usuarios regulados y no regulados para el caso colombiano.

3. DOCUMENTOS CONSULTADOS

Los documentos consultados por país y que responden a los elementos señalados en la sección 2.3 están indicados en la tabla 2. Vale la pena indicar que la revisión se realizó en *fuentes primarias* y no se recurrió a fuentes secundarias (artículos, reportes, ensayos, etc). Asimismo, el corchete que sigue el nombre del documento indica la referencia bibliográfica (sección bibliografía) en donde se detalla más información del documento y del sitio web de donde puede ser descargado.

Tabla 2 - Fuentes Primarias Consultadas

	País	Documento (Fuente Primaria)
1	Argentina	Control de Tensión y Despacho de Potencia Reactiva Resolución SE 0106/2002 [1]
2	Brasil	Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica [2] Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica [3]
3	Chile	Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio [4]
4	EEUU (PJM y ERCOT) Transportador AEP	Standard FAC-001-1 — Facility Connection Requirements [5] Requirements for Connection of New Facilities or Changes to Existing Facilities Connected to the AEP Transmission System [6]
	EEUU (PJM) Transportador FisrtEnergy	Standard FAC-001-1 — Facility Connection Requirements [5] Requirements for Transmission Connected Facilities [7]
5	Canadá (Provincia de Ontario)	Market Rules, Chapter 4, Grid Connection Requirements [8]
6	Irlanda	EirGrid Grid Code Version 5 [9]
7	España	RESOLUCIÓN de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O. - 7.4) “Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte” [10]
8	Reino Unido	Distribution Connection and Use of System Agreement [11]
9	Australia	Chapter 5, National Electricity Rules Version 61 [12]
		Chapter 7, National Electricity Rules Version 61 [13]
10	Sudáfrica	The South African Grid Code – Network Code [14]

4. COMPARACIÓN DE LOS PRINCIPALES ASPECTOS REGULATORIOS

Los detalles comparativos de los aspectos regulatorios de la sección 2.3 están en el documento CuadroComparativoNormatividad.xls que se anexa de manera digital en este informe. La tabla comparativa contenida en ese archivo no se muestra en este documento debido a su tamaño, sin embargo, la tabla presenta la siguiente estructura.

Tabla 3 - Estructura de comparación regulatoria – Detalles en el archivo CuadroComparativoNormatividad.xls

	País	Aspecto 1	Aspecto 2	Aspecto 3	Aspecto 4	Aspecto 5	Aspecto 6
0	Colombia						
1	Argentina						
2	Brasil						
3	Chile						
4	EEUU (PJM y ERCOT) Transportador AEP						
	EEUU (PJM) Transportador FisrtEnergy						
5	Canadá (Provincia de Ontario)						
6	Irlanda						
7	España						
8	Reino Unido						
9	Australia						
10	Sudáfrica						

Aspecto 1: Requisitos de conexión a la red relacionados con el factor de potencia entre transportador-distribuidor y entre transportador-transportador

Aspecto 2: Requisitos de conexión a la red relacionados con el factor de potencia entre distribuidor-usuario

Aspecto 3: Requisitos de conexión a la red por punto de conexión o por sistema

Aspecto 4: Metodología de cálculo del factor de potencia

Aspecto 5: Requisitos relacionados con factores de potencia capacitivos

Aspecto 6: Sanciones por incumplimiento

En cada celda de la tabla 3 se describen los elementos regulatorios encontrados en la fuente primaria que corresponden a ese aspecto; por ejemplo, la celda “Aspecto 1” de Argentina contiene la información de los requisitos de conexión a la red relacionados con el factor de potencia entre transportador-distribuidor y entre transportador-transportador que se encontraron en el documento indicado en la tabla 2 para Argentina. Asimismo, se cita el artículo de la regulación en donde se puede encontrar la información descrita para cada celda. En algunos casos, se ha transcrito el texto de forma textual con el fin de dar mayor claridad en el contenido.

Por otro lado, la tabla igualmente incluye la regulación colombiana (indicada como país 0) con el fin de facilitar la comparación con el resto de países.

A continuación se detallan las principales conclusiones de los diferentes aspectos encontrados en la revisión regulatoria.

4.1. Aspecto 1: Requisitos de conexión a la red relacionados con el factor de potencia entre transportador-distribuidor y entre transportador-transportador

Para iniciar el análisis de este aspecto vale la pena recordar que la regulación colombiana exige un factor de potencia de por lo menos 0.9 o mayor en los puntos de conexión entre transportador-distribuidor (OR) y entre transportadores, más detalles en el informe 1 de esta consultoría. Se destacan los siguientes elementos:

- Colombia es el país que exige el menor factor de potencia en sus puntos de conexión, junto con la provincia de Ontario (Canadá), Irlanda y Sudáfrica.
- En las regulaciones de Brasil, Chile y Australia los factores de potencia exigidos en los puntos de conexión dependen del nivel de tensión en donde se realice la conexión, esto es, estas regulaciones establecen rangos de factores de potencia dependientes del nivel de tensión. Aquí existe una gran diferencia frente al caso colombiano en donde el factor de potencia no está asociado al voltaje del punto de conexión. Por ejemplo, para el caso Chileno, la normatividad establece los siguientes rangos permisibles en donde V_n indica voltaje nominal en el punto de conexión y fp factor de potencia:
 - Para conexiones a $V_n \geq 200$ kV, el requerimiento de fp está entre 0.98 inductivo $\leq fp \leq 1.0$
 - Para conexiones entre $100\text{kV} \leq V_n < 200$ kV, el requerimiento de fp está entre 0.98 inductivo $\leq fp \leq 0.995$ capacitivo
 - Para conexiones entre $30\text{kV} \leq V_n < 100$ kV, el requerimiento de fp está entre 0.96 inductivo $\leq fp \leq 0.98$ capacitivo
 - Para conexiones a $V_n < 30\text{kV}$, el requerimiento de fp está entre 0.93 inductivo $\leq fp \leq 0.96$ capacitivo.

Se observa cómo los requerimientos de factor de potencia, a mayor nivel de tensión, son más exigentes.

- La mayoría de regulaciones exigen factores de potencia cercanos a la unidad en sus redes de alta tensión (exceptuando Ontario, Irlanda y Sudáfrica). Por ejemplo, uno de los transportadores revisados en EEUU (AEP), siguiendo las recomendaciones de la NERC, exige un factor de potencia entre 0.99 inductivo y 1 en todos sus puntos de conexión. Este elemento también constituye una diferencia frente al caso colombiano en donde las condiciones de conexión al STN son bajas, de 0.9.
- En solo dos regulaciones (Argentina y España) las condiciones del factor de potencia cambian con la cargabilidad del sistema. Por ejemplo, en el caso de España, se definen tres franjas horarias (punta, valle y llano) con diferentes requerimientos de factor de potencia. Vale la pena resaltar que ocho normatividades, de 10 consultadas, no establecen requerimientos de factor de potencia dependientes de la cargabilidad (o franjas horarias) del sistema. Este es otro aspecto cuyo enfoque difiere de la actual normatividad colombiana en donde el requerimiento de factor de potencia no depende de la cargabilidad del sistema.

4.2. Aspecto 2: Requisitos de conexión a la red relacionados con el factor de potencia entre distribuidor-usuario

Tal como se indicó en la sección 2.2, la idea de este aspecto es analizar la posible existencia de requisitos de conexión que un distribuidor (operador de red en Colombia) le exige a un usuario y que sean diferentes a los que un transportador le exige al distribuidor. En *ningún* caso, de acuerdo a la revisión realizada, los distribuidores exigen condiciones diferentes a las que a él le son exigidas. Esto es, los distribuidores exigen los mismos requerimientos de factor de potencia a sus usuarios que él tiene que cumplir cuando se conecta a un transportador.

4.3. Aspecto 3: Requisitos de conexión a la red por punto de conexión o por sistema

Este aspecto se incluyó con el propósito de evaluar si las normatividades consultadas contemplan la posibilidad de establecer requisitos de factor de potencia por sistema y no por punto de conexión. Esto a raíz de algunos comentarios encontrados por estudios realizados por consultores del país relacionados con a gestión de energía reactiva. Nueve regulaciones revisadas indican que los requisitos de factores de potencia *son exigidos por punto de conexión*. La única excepción es el caso Chileno en donde se indica, de manera textual, que *“en el caso de existir más de un Punto de Conexión de un mismo Cliente en la misma instalación del Sistema de Transmisión, el cálculo del Factor de Potencia se realizará sumando las mediciones de cada Instalación de Conexión del Cliente.”* Esto se puede interpretar como *un solo requerimiento de factor de potencia* aplicado a un cliente con varios puntos de conexión a un sistema.

4.4. Aspecto 4: Metodología cálculo del factor de potencia

En este aspecto vale la pena resaltar los siguientes elementos:

- Los factores de potencia se calculan en intervalos de tiempo diferente. Para el caso colombiano, la medida es horaria y concuerda con las regulaciones de Chile, FirtsEnergy (PJM- EEUU) y España. Sin embargo, en Irlanda y Australia estas medidas deben ser cada media hora e incluso AEP (PJM – EEUU) exige medidas cada 15 minutos. En otros países estos requerimientos de medición no están explícitamente contemplados en la regulación de reactivos, por el contrario, en muchos casos son redirreccionados a lo que indique el código de medida. Con la información encontrada se puede establecer que no existe un criterio unificado con relación al intervalo de tiempo que se debe considerar para el cálculo de factor de potencia. Lo que si se puede inferir es que entre más pequeño sea el intervalo de tiempo se impone una mayor exigencia sobre el factor de potencia, no es igual, una medida horaria (o promedio horario) de factor de potencia que una medida (o promedio) cada quince minutos.
- Las regulaciones Chilena y Española establecen un criterio adicional sobre las medidas para establecer si se está cumpliendo los requerimientos de factor de potencia. Por ejemplo, en Chile, se exige que el factor de potencia medido deberá cumplirse *“en al menos 98% del tiempo estadístico de cada mes”*, mientras que en España se estipula que *“el servicio se considerará prestado correctamente cuando el valor del factor de potencia resultante de los valores muestreados verifique los requisitos mínimos obligatorios y, en su caso, asignados en, al menos, el 75 por 100 de los valores muestreados en cada hora.”* Este criterio estadístico excluye posible errores de medición que se puedan presentar en el cálculo del factor de potencia.

4.5. Aspecto 5: Requisitos relacionados con factores de potencia capacitivos

El factor de potencia en adelanto no es conveniente para determinadas condiciones de baja cargabilidad. En Colombia, este aspecto no está claro toda vez que la regulación establece condiciones sobre un factor de potencia de 0.9 inductivo. La normatividad revisada muestra que en la mayoría de los casos se hace explícita la prohibición de factores de potencia en adelanto para sistemas de alta tensión. Por ejemplo, en Australia y Chile no están permitidos para niveles de tensión mayores a 220kV y 500kV respectivamente. En EEUU, siguiendo recomendaciones de la NERC, no deberían ser permitidos, aunque FirstEnergy permite factores de potencia máximo de 0.99 capacitivos.

La revisión normativa muestra que la prohibición de factores de potencia en adelanto se hace explícita en alta tensión aunque si es permitido para bajos de niveles de tensión. Es el caso de Brasil y Chile que permiten inyección de reactivos (factores de potencia en adelanto) para niveles de tensión inferiores a 69kV y 200kV respectivamente.

Para el caso colombiano, sería interesante analizar, en primera instancia, la posibilidad de eliminar factores de potencia capacitivos en el STN y posteriormente extender esta limitante a los STRs.

4.6. Aspecto 6: Sanciones por incumplimiento

La mayoría de normatividades consultadas contemplan sanciones por incumplimiento. En el caso de Argentina, Brasil y España las sanciones son explícitas y corresponden a:

- Argentina: La regulación en Argentina contempla dos niveles de sanciones llamados “cargos por reactivos” y “penalización” (sección 3 de [1]). Los cargos por reactivos son aquellos incumplimientos que se puedan prever, sean informados y no se deban a una indisponibilidad transitoria de un equipamiento. Por otro lado, la penalización se origina por incumplimientos no informados. Ambas sanciones son establecidas según la duración del incumplimiento, *su costo es definido por un precio regulado y establecido por el regulador* y se acreditan a quienes hayan suplido los reactivos necesarios. Las sanciones que no tengan acreedor, se incorporan a la “Cuenta de Apartamientos de Potencia Reactiva” que se utiliza para financiar proyectos para control de tensión en el sistema de alta tensión.
- Brasil: La regulación en Brasil contempla una sanción por el consumo en exceso de energía reactiva (o cantidad desviada), sanción que se adiciona a la facturación regular del usuario infractor (artículo 95 de la Resolução Normativa No 414/2010 - ANEEL[2]). Esta sanción depende de la magnitud del exceso de reactivos, el nivel de tensión al que está conectada el usuario (clasificada en grupo A y B) y un *valor de referencia*. No es claro en la resolución cómo se establece este valor de referencia quien es finalmente el que determina el valor monetario (en R\$/MWh) de la penalización. Por otro lado, la magnitud del exceso de reactivos se calcula tal como se indica en los artículos 96 y 97 de la Resolução Normativa No 414/2010 - ANEEL[2] y depende de un factor de potencia de referencia y un factor de potencia medido.
- España: La regulación en España contempla sanciones por incumplimiento y se hacen explícitas como penalidades en el cálculo de la "retribución del servicio" (anexo 5 de [10]). La penalidad es calculada a partir de la cantidad de energía reactiva suministrada o absorbida en cada periodo y *un precio regulado* de energía reactiva generada o absorbida. Es preciso indicar que en España se permite ofertar recursos para la gestión de reactivos que son remunerados a través de la "retribución del servicio", con lo cual la retribución de hecho contempla varios aspectos, entre ellos la penalización por incumplimiento.

Por otro lado, en otras normatividades las sanciones no están de forma explícita y se limita a listar el procedimiento que se debe seguir en caso de un incumplimiento (caso concreto de Chile). Sin embargo, se puede establecer con total claridad, basado en la revisión, que todas las normatividades indican que se deben tomar las acciones correctivas en el menor tiempo posible ante incumplimientos de requerimientos de factor de potencia, existan o no sanciones asociadas a ese incumplimiento.

5. IDENTIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS REGULATORIAS

Los resultados numéricos reportados en el segundo informe de este estudio indican que el flujo de energía reactiva es crítico en algunas regiones del país. Estos flujos se presentan básicamente por pobres factores de potencia en algunas demandas y por energías en tránsito dentro del sistema. La regulación, por lo tanto, debe proporcionar las señales regulatorias para evitar esas situaciones.

A continuación se listan algunos aspectos que este consultor considera deber ser tenidos en cuenta para disminuir los flujos de reactivos en el país. Estos aspectos se han dividido en tres categorías: recomendaciones asociadas a las demandas, a los ORs y una recomendación general.

Recomendaciones asociadas a las demandas

1. Exigir un mayor factor de potencia inductivo en los puntos de conexión de las demandas conectadas al sistema de un OR independiente de su forma de alimentación (radial o en anillo). Como se evidencia en las simulaciones computacionales, hoy en día existen factores de potencia muy por debajo de 0.9 inductivo e incluso con inyección de reactivos por parte de algunas demandas. Este consultor considera que el requerimiento de 0.9 es muy bajo, solo exigido en pocos países.
2. Es recomendable que los factores de potencia permisibles en las demandas sean diferenciados por nivel de tensión. Una diferenciación de esa naturaleza implícitamente reconoce que un factor de potencia (por ejemplo de 0.95 inductivo) impacta de manera diferente a un sistema de 33kV que a un sistema de 115kV. La regulación debería entonces establecer un rango permisible por nivel de tensión que proporcione unas buenas condiciones operativas (perfiles de tensión, cargabilidad de los elementos, etc.) para los ORs y el STN. De hecho, esta tendencia se observa en varios países consultados en la revisión regulatoria.
3. La exigencia de factores de potencia diferenciados por niveles de tensión igual debería ir acompañada de un criterio estadístico en el cual se reconozcan las incertidumbres propias de cualquier medición. El criterio estadístico debe indicar bajo cuales circunstancias las medidas de factor de potencia se consideran dentro de los límites permisibles.
4. Las penalizaciones por incumplimiento de factores de potencia en los puntos de conexión de la demanda no se deben constituir en un mecanismo para eximir a la demanda de su función de mejorar su factor de potencia. Esto es, si el pago por incumpliendo no va acompañado de medidas que obliguen a la demanda a instalar elementos de compensación reactivos entonces se puede presentar el fenómeno de *multa por tarifa*, es decir, la demanda puede adoptar finalmente la penalización (multa) como una tarifa sin necesidad de tomar acciones remediales. Esta situación se podría estar presentando hoy en día en el país ya que es evidente que existen bajos factores de potencia a través del tiempo sin ninguna medida correctiva. Para corregir esta situación, se puede plantear el siguiente esquema regulatorio:
 - Una penalización por energía reactiva desviada (o por debajo de un factor de potencia) para aquellas demandas que se desvían de *forma temporal* de un rango de factor de potencia. Este tipo de penalización reconoce que la desviación es una circunstancia temporal y no reiterativa y no sería muy diferente al esquema actual.
 - Una penalización que tenga una componente por energía reactiva desviada y una componente por reincidencia para aquellas demandas que se desvían de *forma reiterativa* de un rango de factor de potencia. Este tipo de penalización reconoce que la desviación no es una circunstancia temporal. La componente por reincidencia debe proporcionar una señal regulatoria para que la demanda instale los elementos de compensación reactiva para mejorar su factor de potencia, para esto, el monto de esta

componente debería incrementarse a través del tiempo con el propósito que la relación beneficio/costo obligue a la demanda a tomar acciones remediales. Asimismo, este tipo de penalización evitaría el fenómeno “multa por tarifa”.

El esquema anterior debe especificar claramente cuando una demanda pasa de un esquema de penalización temporal a uno reiterativo, para esto, se debe especificar claramente cuantas temporalidades ya se consideran una reincidencia.

Recomendaciones asociadas a los ORs

5. Este consultor reconoce que las energías reactivas en tránsito no son responsabilidad de los ORs, por lo cual las medidas de factores de potencia en medidores fronteras OR-OR y OR-STN no reflejan plenamente la responsabilidad de los OR en la gestión de sus reactivos. Sin embargo, las energías en tránsito requieren acciones remediales *entre varios ORs* con el fin de disminuirlas. Por lo tanto, la regulación debe señalar tácitamente cuales deben ser las acciones remediales (operativas y de planeamiento) que deben seguir varios ORs para corregir esas energías.
6. Se deben extender las exigencias y penalizaciones de factores de potencia, descritos en recomendaciones asociadas a las demandas, a los puntos de conexión entre OR-OR. Esta recomendación sigue la tendencia regulatoria observada en varios países consultados en la revisión regulatoria, en donde al OR se le exigen las mismas condiciones que él exige a sus demandas. Sin embargo, se debe excluir del cálculo de los factores potencia la energía en tránsito que fluye por el sistema de un OR pues esta energía no es de su responsabilidad. Vale la pena indicar que en algunos casos es difícil cuantificar la energía en tránsito (tal podría ser el caso de conexiones a nivel de tensión 4), solo en esos casos es recomendable prescindir de las penalizaciones. En todo caso, la eliminación se debe constituir en casos excepcionales plenamente justificados por la dificultad de calcular las energías en tránsito.
7. Se debe prohibir la inyección de energía reactiva al STN por parte de los ORs que tengan conexión con ese sistema. Las simulaciones computacionales indican que existen líneas de transmisión en el STN con inyección considerable de reactivos, situación que se agrava si en los puntos de conexión OR-STN igual se inyectan reactivos. La regulación debería entonces evitar esta situación. De hecho, la revisión regulatoria muestra cómo para niveles de tensión por encima de 220kV no es permitido factores de potencia en adelanto y con un margen muy pequeño para factores de potencia inductivos.

Recomendación general

8. Este consultor recomienda que la regulación especifique claramente cuál es el modelo de optimización operativo relacionado con la gestión de energía reactiva del país. Es preocupante que en la revisión bibliográfica no se encontró una formulación explícita en ese sentido. La necesidad de conocer ese modelo obedece a que algunas áreas operativas podrían estar gestionando sus reactivos en detrimento de otras áreas. Por tal razón, se recomienda que la regulación haga explícito el modelo bajo el cual se gestionan los elementos de control de reactivos (control de tomas de transformadores, reactores y capacitores) en nuestro país.

6. BIBLIOGRAFIA

Nota: Todas las referencias bibliográficas fueron descargadas de la red y consultadas en Abril del 2014.

- [1] Argentina - Resolución SE 0106/2002 (Control de Tension y Despacho de Potencia Reactiva) / Ente Nacional Regulador de la Electricidad, disponible en:
[http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/\(\\$IDWeb\)/57ABD18E0397241403256BBB0044B849](http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/($IDWeb)/57ABD18E0397241403256BBB0044B849)
- [2] Brasil - Resolução Normativa 414/2010: atualizada até a REN. 499/2012 / Agência Nacional de Energia Elétrica, disponible en:
http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/REN_414_2010_atual_REN_499_2012.pdf
- [3] Brasil - Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica / Operador Nacional do Sistema Elétrico, disponible en:
http://www.ons.com.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_3/Submodulo%203.6_Rev_1.0.pdf
- [4] Chile – Norma Técnica de Seguridad y Calidad De Servicio / Comisión Nacional de Energía, disponible en:
<http://www.cne.cl/normativas/energias/electricidad/528-norma-tecnica>
- [5] EEUU - Standard FAC-001-1 — Facility Connection Requirements / NERC, disponible en:
<http://www.nerc.com/files/FAC-001-1.pdf>
- [6] EEUU - Requirements for Connection of New Facilities or Changes to Existing Facilities Connected to the AEP Transmission System / American Electric Power, disponible en:
http://www.aep.com/about/codeofconduct/OASIS/TransmissionStudies/Requirements/AEP_Interconnection_Requirements_Rev1.pdf
- [7] EEUU - Requirements for Transmission Connected Facilities / FirstEnergy, disponible en:
<https://www.firstenergycorp.com/content/dam/feconnect/files/Requirements-for-Transmission-Connected-Facilities.pdf>
- [8] Canada – Market Rules, Chapter 4, Grid Connection Requirements / IESO, disponible en:
http://www.ieso.ca/documents/marketRules/mr_chapter4appx.pdf
- [9] Irlanda – EirGrid Grid Code Version 5 / EIRGRID, disponible en:
<http://www.eirgrid.com/media/GridCodeVersion5.pdf>
- [10] España - Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte / RESOLUCIÓN de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, disponible en:
<http://www.boe.es/boe/dias/2000/03/18/pdfs/A11330-11346.pdf>
- [11] UK - Distribution Connection And Use Of System Agreement / DSCU, disponible en:
<http://www.dcusa.co.uk/Public/ViewDocument.aspx?id=8984>
- [12] Australia – Chapter 5 Network Connection, Planning and Expansion. National Electricity Rules, Version 61 / The Australian Energy Market Commission, disponible en:
<http://www.aemc.gov.au/getattachment/8ffb95ae-bfa8-42b3-a2f4-1370b2535f44/National-Electricity-Rule-Version-61.aspx>
- [13] Australia – Chapter 7 Metering / The Australian Energy Market Commission, disponible en:
<http://www.aemc.gov.au/getattachment/a399990f-61a1-4b82-b24a-722a2d79455d/National-Electricity-Rule-Version-61.aspx>

[14] South Africa - The South African Grid Code, The Network Code, disponible en:

http://www.nersa.org.za/Admin/Document/Editor/file/Electricity/Compliance%20Monitoring/SAGC%20Network%20Version%207_March%202008.pdf