



DEPI Itda
Desarrolladora de Proyectos de Ingeniería

JUAN CARLOS ROSERO GÓMEZ
Finance & Risk Advisory

Incola CESA-Administración financiera Integral
Universidad Militar Nueva Granada-Economía
Universidad de los Andes-Banca

UNIÓN TEMPORAL



COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y EL SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE LA
CALIDAD COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CDP-055-2006

Informe 4 INFORME FINAL Aclaraciones, Modificaciones, Adiciones y Complementos Rev 1

Bogotá D.C.
Julio de 2007

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. DEFINICIÓN DE LOS CRITERIOS, INDICADORES Y METAS, DIAGNÓSTICO, GRADUALIDAD Y SEGUIMIENTO	8
1.1 Definición de los Criterios, Indicadores y Metas	8
1.1.1 Revisión de la Regulación Colombiana	8
1.1.2 Revisión de la Experiencia Internacional	8
1.1.3 Las Prácticas Actuales (Encuesta de las Empresas)	10
1.1.4 Lo que el Cliente Quiere (Encuestas de Clientes)	14
1.1.5 Criterios para medir la Calidad de la Comercialización	16
1.2 Diagnóstico, Gradualidad y Mecanismos de Seguimiento	19
1.2.1 Diagnóstico y Cuantificación de los Indicadores Actuales	19
1.2.2 Recomendaciones sobre indicadores, estándares, metas y programa de Gradualidad	30
1.2.2.1 Indicadores de Calidad del Servicio	30
1.2.2.5 metas para los Indicadores y Estándares de Calidad del Servicio.	41
1.2.3 Seguimiento y Requerimientos para el Registro y Reporte de los Indicadores	43
1.2.4 Recomendaciones Específicas solicitadas por la CREG	45
2 RESPONSABILIDAD POR LA CALIDAD DE OTROS AGENTES DE LA CADENA	46
2.1 Definición de Calidad del Servicio en lo que se Refiere a Calidad del Producto y Servicio Técnico Responsabilidad de Otros Agentes de la Cadena.	46
2.1.1 Actividades que son Responsabilidad de Otros Agentes de la Cadena de Prestación del Servicio	47
2.1.1.1 Conexión del Servicio	48
2.1.1.2 Suspensión y Reconexión del Servicio	49
2.1.1.3 Instalación y Retiro de Equipo de Medida	50
2.1.1.4 Revisión e Instalación de Equipos de Medida	52
2.1.1.5 Detección y Control de Anomalías	52
2.1.1.6 Instalación y Revisión de Fronteras Comerciales de Clientes Regulados	53
2.1.1.7 Asesoría Técnica al Cliente	54
2.1.1.8 Avisos de Suspensiones debidas a Eventos Programados	55
2.1.2 Aspectos de la Calidad de Responsabilidad Directa del OR	56
3 INCENTIVOS A LAS EMPRESAS POR SU DESEMPEÑO EN CALIDAD	58
3.1 Conceptos sobre Incentivos	58
3.2 Opciones de Incentivos / Compensaciones	60
3.3 Compensaciones a los Clientes	61
3.4 Reconocimiento a las Empresas con Mejor Desempeño en Materia de Calidad Comercial	62
4 VALORACIÓN DE INVERSIONES Y GASTOS DE AOM	64
4.1 Diagnóstico General de la Información Reportada en Cumplimiento de la Circular CREG 071 de 2006	64
4.2 Diagnóstico particular de la información de Inversiones y Gastos de AOM reportada	67
4.2.1 Información de Inversiones y Gastos de AOM reportada por indicador	68
4.2.1.1 Calidad de la Lectura	68
4.2.1.2 Oportunidad de la Factura	70
4.2.1.3 Clientes Medidos y Estimados	72

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

4.2.1.4	Restablecimiento del Servicio	73
4.2.1.5	Atención de PQRs	74
4.2.1.6	Cumplimiento de Citas	76
4.2.1.7	Tiempo de Espera	77
4.2.1.8	Nivel de Satisfacción	78
4.2.1.9	Centro de Atención Telefónica	78
4.2.1.10	Oficinas por cada 10,000 Clientes	80
4.2.1.11	Contactos por Oficina	81
4.2.1.12	Oportunidad Avisos de Interrupciones Programadas	81
4.2.1.13	Eficacia del Aviso de Interrupciones Programadas	83
4.2.1.14	Información Global	83
5	RECOMENDACIONES ESPECÍFICAS	86
5.1	Medición del consumo Facturable	87
5.1.1	Consumo facturable de clientes con medición individual	87
5.1.2	Desviaciones Significativas en el Consumo	88
5.1.3	Consumo Facturable a Clientes con Medición en Empresas que Desarrollan Únicamente la Actividad de Comercialización	89
5.1.4	Consumo Facturable de Clientes sin Medición Individual	90
5.1.5	Consumo Facturable de Clientes con Medición Colectiva	90
5.1.6	Consumo Facturable con Medidores Prepago	90
5.1.7	Medición de Consumos Usando Nuevas Tecnologías	93
5.1.8	Opinión de los Clientes sobre la Medición	94
5.1.9	Alternativas para optimizar la Función	95
5.2	FACTURACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE FACTURAS	96
5.2.1	Facturación “In Situ”	97
5.3	ATENCIÓN DIRECTA AL USUARIO	97
5.3.1	Canales de Relación en Empresas Clientecéntricas	98
5.3.2	Canales de Relación en Empresas Tradicionales	101
5.3.3	Canales de Relación en Empresas No Enfocadas	102
5.4	TRÁMITE DE SOLICITUDES OPERATIVAS Y COMERCIALES	103
5.5	ASESORÍAS TÉCNICAS Y COMERCIALES	104
5.6	DISPONIBILIDAD Y ACTUALIZACIÓN DE SISTEMAS DE INFORMACIÓN COMERCIAL AL CLIENTE	104
Complemento I: REGULACIÓN NORTEAMERICANA		108

Gráficas y Tablas

Gráfica 1 Alcances del Estudio	5
Gráfica 2 Metodología de la Encuesta a Clientes Realizada por el Consultor	15

INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG determinó contratar en 2006 un estudio para la definición de los estándares de la calidad comercial del servicio de energía eléctrica. Una vez realizada la selección, resultó ganadora la propuesta presentada por la Unión Temporal conformada por las firmas Desarrolladora de Proyectos de Ingeniería DEPI LTDA y Juan Carlos Rosero Gómez FINANCE & RISK ADVISORY¹.

El objetivo del Consultor era recomendar criterios, indicadores y metas para medir la calidad del servicio de comercialización de las empresas comercializadoras de energía eléctrica de usuarios regulados en el país y el seguimiento y control de los mismos (Numeral 2 Objeto del Contrato del Formato Términos de Referencia AB-P001-R02 de la CREG).

Esta consultoría contemplaba entre otros aspectos, los siguientes:

- Definir los criterios, indicadores y metas para medir la calidad del servicio de comercialización de energía eléctrica en Colombia y realizar el seguimiento de la misma.
- Determinar los procedimientos estándar necesarios para adelantar el seguimiento y control de las mismas
- Recomendar de manera general y abstracta, los requerimientos de inversión, administración, operación y mantenimiento para el cumplimiento de las metas de calidad propuestas, así como la gradualidad de la ejecución de las inversiones, si se encuentra que son necesarias. El consultor debe recomendar así mismo la incorporación de estos costos y un esquema de incentivos al cargo de comercialización, así como la disponibilidad a pagar del usuario final (Numeral 2.2 de los Términos de Referencia-TR en adelante, para abreviar).

¹ Parte de la introducción es común a todos los informes y busca brindar conocimiento básico del proyecto a los lectores que llegan hasta ahora al conocimiento del tema. Los lectores familiarizados pueden continuar a partir de la página 5 sin perder información importante.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Gráfica 1 Alcances del Estudio



Para el desarrollo del estudio, la CREG seleccionó una muestra de empresas en función del número de clientes atendidos. El Consultor realizó una comparación de dicha muestra con otras obtenidas en función de la clase de clientes (urbano o rural) y por sectores de consumo. El resultado de esta comparación es que la muestra inicial seleccionada por la CREG coincide para la mayoría de las empresas.

El enfoque de la propuesta aprobada por la CREG al Consultor se basa en una premisa básica, que corresponde con el pensamiento global sobre el servicio enfocado al cliente: ***la calidad está en la mente del cliente***. Esta corresponde con una tendencia global que tiene en cuenta lo que el Cliente considera de valor en la prestación del servicio; cómo el valor hace que se trascienda del concepto legal y regulatorio de Usuario al de Cliente; las prácticas orientadas hacia la excelencia en el servicio; la expresión de la insatisfacción y su utilización como una herramienta de gestión y los perfiles de la gente que produce el cambio, entre otros.

Por lo anterior, dando cumplimiento a todos los ítems solicitados por la CREG en la convocatoria del estudio, el Consultor determinó, preguntando al cliente del servicio de energía eléctrica mediante una encuesta representativa dentro de la muestra, los factores que considera valiosos en la prestación del servicio. La determinación de criterios, indicadores y metas se complementó con los resultantes del análisis del estado del arte nacional e internacional y las mejores prácticas en las empresas.

La metodología de remuneración de los costos de inversión y AOM necesarios para alcanzar los niveles de servicio deseados en el período regulatorio, tuvo como base la evaluación de los costos que las empresas aportaron dentro del proceso de visitas previsto en el proyecto.

Se estudiaron aquellas opciones que aportarían señales de incentivos y señales positivas para las empresas que profundicen su estrategia en función del cliente superando los niveles de servicio mínimo representados en su promesa de servicio y optimización de los costos, pero negativas para las empresas que no satisfagan los niveles mínimos exigidos.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Los alcances del estudio se debían satisfacer en un plazo de cuatro (4) meses a partir de la firma del Acta de iniciación (08-sep-2006). Los dos primeros meses deberían utilizarse en la definición de los estándares de calidad del servicio de comercialización. En el tercer mes se desarrollarían las demás tareas del trabajo y en el cuarto, los ajustes y adiciones resultantes de los comentarios de la industria y la CREG. No obstante, este cronograma tuvo algunas variaciones, como resultado de la respuesta de la industria a las solicitudes de información.

Finalizado el primer mes, el Consultor entregó el Informe 1 que comprendió la definición de los criterios, indicadores y metas más apropiados para calificar y hacer seguimiento a la calidad del servicio de comercialización ofrecido (Numeral 3.1.1 de los TR). Los resultados de este Informe se pusieron a consideración de la industria y los terceros interesados para comentarios antes del 15-dic-2006 en la página www.creg.gov.co mediante la Circular 068 de 2006. Así mismo, se realizó la presentación a la industria prevista en el Contrato, el lunes 04-Dic-2006 en el Auditorio de la CREG en Bogotá, con la asistencia de cerca de 45 personas representantes de las empresas comercializadoras, los gremios, auditores externos de gestión y resultados, consultores, expertos y asesores de la CREG y otras empresas del sector.

El Informe 2 se refiere al diagnóstico y cuantificación de los indicadores actuales de calidad del servicio prestado, el diseño del programa de gradualidad en el cumplimiento de los indicadores y metas exigibles y las prácticas de seguimiento y requerimientos para el registro y reporte de los indicadores de calidad del servicio (Numeral 3.1.2, 3.1.3 y 3.1.4 de los TR). La presentación del Informe 2 se vio afectada por la no disponibilidad de la información de las empresas sobre los estándares propuestos por el Consultor. Esto hizo necesario reestructurar mediante Otrosí No 1 la fecha de su entrega hasta el 16-Ene-2007, a fin de posibilitar que la CREG solicitara a la industria la información necesaria para el diagnóstico y el período de transición. La información fue requerida mediante la Circular CREG 071 de 2006, para ser reportada hasta el 29-dic-2006.

El Informe 3 se refiere a todas las actividades restantes previstas en el alcance de la consultoría de que tratan los TR, que comprende la definición de la responsabilidad de la calidad en lo que se refiere a la calidad del producto suministrado por otros agentes de la cadena, la propuesta de incentivos a las empresas por su desempeño en calidad y el análisis preliminar de los montos de inversión y gastos AOM asociados al seguimiento y cumplimiento de las metas de calidad propuestas. Este se entregó oportunamente el 11-Dic-2006, en la fecha originalmente prevista.

Con el fin de ganar tiempo en la revisión, se incluyeron también en Informe 3 los aspectos definidos para el Informe 2 que no se vieron afectados por la indisponibilidad de la información de las empresas, como son las prácticas de seguimiento y control; recomendaciones específicas sobre medición del consumo facturable, facturación y distribución de facturas, atención directa al usuario, trámite de solicitudes operativas y comerciales, asesorías técnicas y comerciales y disponibilidad y actualización de sistemas de información al cliente en las empresas. Se incluyeron anexos con el diagnóstico jurídico

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

de los Contratos de Condiciones Uniformes -CCU y los resultados de la encuesta de Clientes realizada por el Consultor.

El Informe Final debe contener las aclaraciones, revisiones, adiciones, ampliaciones y complementos que surjan de la presentación del Informe 3 y los comentarios de la industria al Informe 1. La CREG determinó que éste se presentará a los agentes del sector y terceros interesados en la fecha y lugar que ella determine, dada la reestructuración del plazo de los informes ocasionada por la necesidad de solicitud de información a las empresas.

El presente documento constituye el Informe 4 Final del trabajo. Este informe está organizado para ser, antes que una compilación de los temas contenidos en los informes previos, un documento de conclusiones. Es necesario que el lector lo pueda recorrer teniendo disponibles los tres informes previos del estudio, para profundizar en los temas. Está organizado en los siguientes capítulos:

- El primer capítulo contiene la definición de los criterios, indicadores y metas, diagnóstico, gradualidad y seguimiento
- El segundo capítulo se refiere a la responsabilidad por la calidad de otros agentes de la cadena.
- El tercer capítulo trata el tema de los incentivos al desempeño de la calidad
- En el cuarto capítulo se presenta la valoración de inversiones y gastos AOM de la calidad del servicio
- En el capítulo cinco se realizan las recomendaciones específicas solicitadas por la CREG sobre consumos facturable, medición, distribución de factura, atención directa del usuario, trámite de solicitudes operativas y comerciales y asesorías técnicas y comerciales.

1. DEFINICIÓN DE LOS CRITERIOS, INDICADORES Y METAS, DIAGNÓSTICO, GRADUALIDAD Y SEGUIMIENTO

1.1 DEFINICIÓN DE LOS CRITERIOS, INDICADORES Y METAS

1.1.1 Revisión de la Regulación Colombiana

El marco regulatorio nacional, en especial el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y la Ley 812 de 2003 y sus decretos reglamentarios que establecieron los esquemas diferenciales de prestación del servicio, permiten la segmentación de los mercados y la asignación de tarifas diferenciales por niveles diferentes de calidad.

En Colombia, la calidad de la comercialización de energía está regulada desde el punto de vista procedimental a través de las Condiciones Uniformes del Contrato de Prestación de Servicios -CUCPS. Estos contratos se han ido adecuando conforme se ha ido introduciendo cambios en la normatividad, pero, sin embargo, aún presentan algunos vacíos de tipo legal que no son de conocimiento de los clientes y enfrentan riesgos de orden constitucional. En nuestra opinión, la CREG tiene la oportunidad de aprovechar la expedición del marco regulatorio de la calidad de la comercialización para redefinir los requisitos mínimos que deben cumplir estas condiciones.

De otro lado, los mecanismos de participación han avanzado desde su establecimiento en la Constitución de 1991. Estos van desde la consulta de las normas, hasta la fiscalización de los servicios públicos domiciliarios. En Colombia existen mecanismos de participación operativos, que permitirían apoyar el monitoreo y las auditorias de la información de calidad comercial y el cumplimiento de los estándares establecidos.

1.1.2 Revisión de la Experiencia Internacional

La experiencia regulatoria internacional permite identificar varias prácticas relacionadas con la necesidad del establecimiento de estándares para definir los niveles mínimos de servicio y los mecanismos de incentivos que es posible señalar para el alcance de más altos niveles de calidad comercial.

De la revisión de la regulación internacional se destaca lo siguiente:

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

1. Es posible señalar Estándares de tipo Garantizado o General² para determinados segmentos de mercado y tipos de empresa, dependiendo del grado de desarrollo de los niveles de servicio, el nivel actual de la calidad, la cultura del mercado, la situación socioeconómica y la localización de los clientes. Para Colombia, la recomendación del Consultor está dirigida a una combinación de ambos tipos, toda vez que se hace necesario hacer explícitas algunas garantías de calidad ya otorgadas e inducir un cambio cualitativo en una buena parte de las empresas del país.
 2. La intervención de los clientes en la consulta de sus expectativas, disposición a pagar y los elementos que considera de valor en el servicio ya ha sido tratado en la regulación internacional y se considera un elemento de mucho peso metodológico.
 3. La regulación internacional se basa en la definición de estrategias regulatorias que consultan la perspectiva del cliente, los procesos de la industria, los sistemas de
-

² De la experiencia internacional analizada, se encontró que en el Third Benchmarking Report of Quality Electricity Supply 2005 presentado por el Council of European Energy Regulators –CEER, se definen dos tipos de estándares de calidad comercial: Estándares Garantizados y Estándares Generales cuya definición es la siguiente:

- a) Estándares Garantizados: establecen niveles de servicio mínimo, los cuales deben ser satisfechos para cada caso individual. Si la compañía no cumple estos estándares, se pagan compensaciones a tasas fijas a los Clientes afectados. La definición de Estándares Garantizados involucra los siguientes atributos:
 - i) Definición del Servicio (por ejemplo estimación de cargos);
 - ii) Nivel de Desempeño Requerido (usualmente estipulando un tiempo de respuesta como 5 días hábiles);
 - iii) Pago de penalización/compensación al Cliente (por ejemplo €20) en caso de no cumplimiento del nivel estándar.
- b) Estándares Generales, cubren áreas de servicio donde no sería posible proveer garantías pero donde los clientes son estimulados a esperar niveles predeterminados de servicio. Con los estándares generales la compañía es requerida para conducir sus negocios de tal manera que sea razonablemente esperable despachar el estándar. Los Estándares Generales se definen como sigue:
 - i) Definición del Servicio (por ejemplo, conexión de proyectos de nuevos clientes al sistema de distribución);
 - ii) Nivel Mínimo de Desempeño (usualmente un porcentaje) a ser alcanzado en un período definido (por ejemplo, 90% de los casos deberían ser conectados dentro de 30 días laborales, en un período de un año).
 - iii) Los Estándares Generales no implican pagos de penalización pero son fundamentalmente para monitorear y promover la calidad del servicio.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

estímulos/penalizaciones, los cambios cualitativos (medidos mediante Estándares Generales), entre otras.

4. Los pagos de penalizaciones automáticas por incumplimiento de los Estándares Garantizados parecen ser la señal más aceptada y amigable con el cliente en la regulación internacional. Para que estas penalizaciones tengan un efecto final sobre la calidad del servicio, deben ser suficientemente fuertes para estimular a las empresas a cumplir con los mínimos establecidos y además deben ser conocidas por el cliente para reclamar su pago ante un incumplimiento.
5. Los estándares de la calidad comercial, cuando están referidos a empresas integradas, tienen en cuenta la calidad del servicio, los procesos de conexión de acometidas y medidores y otros procesos asociados al distribuidor como la solicitud de servicio y los estudios de conexión particularmente complejos. Sin embargo, el alcance del presente estudio está referido únicamente a los estándares de la calidad comercial.

A parte de los estándares asociados a la actividad de distribución, los indicadores más usados en la regulación internacional tienen que ver con la Eficiencia Operativa del prestador en sus procesos básicos de comercialización (lectura, facturación, acuerdos de pago, reconexión del servicio, etc.); la respuesta a los clientes (tiempos de respuesta) y los Canales de Relación (estándares de respuesta personal, escrita, telefónica, etc.). Esto corresponde con la tendencia observada en las encuestas de empresas a nivel local realizadas para este estudio.

1.1.3 Las Prácticas Actuales (Encuesta de las Empresas)

El Consultor realizó encuestas a las empresas de una muestra seleccionada por la CREG y al resto de las empresas comercializadoras del país³.

³ Los Términos de Referencia previeron que el paso inicial para identificar los criterios, parámetros e indicadores más apropiados para calificar y hacer seguimiento a la calidad del servicio de comercialización ofrecido supone una recopilación del estado del arte nacional e internacional de las prácticas de las empresas de comercialización. Para el desarrollo de esta actividad se consideró necesario que el Asesor efectuara visitas a las empresas seleccionadas en la muestra y recopilara la información a través de medios diferentes a las empresas restantes (Numeral 3.1.1 de los Términos de Referencia).

Esta actividad se organizó en tres fases. La primera comprendió la programación de las visitas a las 15 empresas seleccionadas en la muestra, y una empresa adicional como inclusión forzosa por recomendación del Consultor (EEPPM). La segunda consistió en la convocatoria a un taller en la CREG en Bogotá el día 04-Oct-2006 a la que respondieron 10 empresas no incluidas en la muestra probabilística y 2 empresas más en calidad de terceros interesados. La tercera fase comprende la participación de la totalidad de las empresas comercializadoras con el reporte de la información necesaria para la medición de los indicadores y la cuantificación de los costos de inversión y gastos de AOM, solicitada mediante la circular 071 de 2006.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Empresas Incluidas en la Muestra CREG

La CREG seleccionó mediante un análisis de “cluster” por número de clientes atendidos, una muestra de empresas representativa del sector. CODENSA es un dato atípico y por lo tanto integra un solo grupo.

El Consultor recomendó a la CREG la inclusión forzosa de EEPPM dentro de la muestra de empresas a visitar, teniendo en cuenta que tiene el mayor Nivel de Satisfacción de los Usuarios -NSU de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD a nivel nacional y también el mayor Índice de Satisfacción General -ISG determinado por la Comisión de Integración Energética Regional -CIER a través de una encuesta aplicada a clientes residenciales de 19 empresas distribuidoras y 22 comercializadoras de América Latina. La CREG compartió el criterio del consultor y EEPPM fue incluida dentro de la muestra de empresas a visitar⁴.

El propósito de la visita a las empresas de la muestra era levantar la información primaria básica para la identificación del estado del arte nacional y de los criterios, parámetros e indicadores. El Consultor entiende que si la medición se realiza sobre indicadores que hoy son monitoreados por las empresas, el proceso de transición se hará más expedito y no incrementará los costos de transacción.

Empresas No Incluidas en la Muestra CREG

Es un hecho que cada empresa presenta particularidades de enfoque, mercado y prácticas que son útiles conocer y referenciar al señalar los criterios, parámetros e indicadores.

Con este fin, la CREG convocó a la totalidad de las empresas no incluidas en la muestra a participar en un taller con los consultores el día 04-Oct-06 en Bogotá. El alcance del taller fue el mismo que se realizó con las empresas visitadas, con excepción de la visita a las oficinas de atención de clientes y las demostraciones de las plataformas tecnológicas disponibles. Se contó con la asistencia de 10 empresas y dos representantes de terceros interesados. Sin embargo, solamente 3 de ellas remitieron el cuestionario diligenciado⁵.

Tipos de Empresas

Como resultado del análisis preliminar de las encuestas de Empresas y Clientes, se pudieron diferenciar tres (3) grandes grupos de empresas:

- **Empresas Cliente-céntricas.** Son empresas que en general tienen una misión y visión plenamente enfocadas a la satisfacción del cliente; tienen bajo control el ciclo

⁴ La lista completa de las Empresas y una mayor descripción de la metodología se pueden encontrar en el Capítulo 2 del Informe 1 Definición de los Criterios, Indicadores y Metas

⁵ Idem

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

comercial y optimizados sus procesos; tienen altos niveles de Eficiencia Operativa, excelencia reconocida en la atención de clientes y en la efectividad de sus Canales de Relación; las plataformas tecnológicas transaccionales, técnicas, operativas y de gestión están integradas y orientadas a la gestión de los clientes en tiempo real; el perfil de sus empleados y el liderazgo están enfocados hacia la Satisfacción del Cliente; tienen un gran poder de segmentación del mercado basado en la información de los clientes; miden sistemáticamente la percepción de satisfacción del cliente y responden a sus requerimientos; tienen y usan el poder de sorprender al cliente e invierten sistemática y regularmente en la educación de su mercado futuro.

- **Empresas Tradicionales.** Son empresas que aunque tienen una misión y visión que enuncian enfoque a la satisfacción del cliente, no disfrutan de su reconocimiento; pueden o no tener bajo control el ciclo comercial y optimizados sus procesos, con alto énfasis en la construcción de redes, gestión de perdidas y reducción de la morosidad; pueden o no tener altos niveles de Eficiencia Operativa, pero no excelencia reconocida en la atención de clientes y en la Efectividad de sus Canales de Relación; las plataformas tecnológicas transaccionales, técnicas, operativas y de gestión no están integradas y orientadas a la gestión de los clientes en tiempo real; el perfil de sus empleados y el liderazgo no están enfocados hacia la Satisfacción del Cliente; la segmentación de sus mercados obedece generalmente a los sectores de consumo o la ubicación geográfica; miden esporádicamente la percepción de satisfacción del cliente con énfasis en los grados de recordación y aceptación de la gestión de la empresa, pero sus decisiones no responden a sus requerimientos; no tienen ni usan el poder de sorprender al cliente; invierten aisladamente en la educación de su mercado futuro.
- **Empresas No Enfocadas.** Son empresas que enfrentan problemas estructurales en su definición de misión y visión empresarial; su misión y visión pueden enunciar enfoque a la satisfacción del cliente, pero no disfrutan de su reconocimiento y enfrentan grandes crisis de incoherencia; no tienen bajo control el ciclo comercial ni optimizados sus procesos; no han alcanzado la Eficiencia Operativa, y la excelencia en la atención de clientes y en la Efectividad de sus Canales de Relación es de una importancia marginal o nula en la gestión gerencial; las plataformas tecnológicas transaccionales, técnicas, operativas y de gestión no están integradas y enfrentan grandes debilidades de confiabilidad y seguridad; el perfil de sus empleados y el liderazgo no están enfocados hacia la satisfacción del cliente; la segmentación de sus mercados obedece generalmente a los sectores de consumo o la ubicación geográfica; no miden la percepción de satisfacción del cliente y sus decisiones no tienen en cuenta sus requerimientos; no tienen ni usan el poder de sorprender al cliente; no invierten en la educación de su mercado futuro.

Uno de los propósitos que deben tener tanto la regulación como las empresas es el que éstas últimas se enfoquen cada día más al cliente y se conviertan en Clientecéntricas, ya que una empresa que no consulta las necesidades de sus clientes y procura su satisfacción, tiende a desaparecer, mientras que alguien que si lo hace, se establece en su mercado.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Segmentos de Mercado

Con base en la información recopilada a través de la Encuesta de Empresas, se identificó que las Empresas utilizan diferentes criterios que permiten la segmentación de los mercados.

El primero de ellos, corresponde a la ubicación geográfica del cliente dentro del municipio o distrito; este criterio hace referencia a si, el cliente está ubicado en la Zona **Urbana** o en la Zona **Rural** del mismo. Como una categoría especial dentro del criterio de ubicación geográfica están las denominadas **Zonas Especiales**, que corresponden a Barrios Subnormales -BS, Áreas Rurales de Menor Desarrollo -ARMD y Zonas de Difícil Gestión -ZDG, cuyas características fueron definidas mediante los decretos 3735 de 2003, 160 de 2004, 850 de 2005 y 3611 de 2005.

Un segundo criterio encontrado es el de clasificar los clientes de acuerdo con el tipo de zona en la que se presta el servicio y corresponde ha: **Residenciales** y **No Residenciales**. Al interior de cada uno de estos dos segmentos existe una clasificación adicional. En el caso del segmento residencial hay seis estratos: Bajo-Bajo, Bajo, Medio-Bajo, Medio, Medio-Alto y Alto, comúnmente denominados estratos 1, 2, 3, 4, 5 y 6. En el Segmento No Residencial se encuentran varios tipos de clientes: Industrial, Comercial, Oficial, Agrícola y Otros.

El tercer criterio encontrado en algunas empresas está relacionado con el nivel de consumo mensual de energía eléctrica del cliente. Cuando éste nivel supera un determinado valor de kWh (establecido de manera particular por cada empresa), pero que sin que llegue a ser lo suficientemente alto para ser considerado como Cliente No Regulado, algunas empresas lo ubican dentro de un segmento especial que denominan **Clientes Destacados** o **Grandes Clientes**.

El cuarto de los criterios tiene que ver con el nivel de liberalización de la actividad de comercialización de energía eléctrica, que se ha concentrado mayoritariamente en los Clientes No Regulados y los Alumbrados Públicos. Este tipo de clientes no forma parte del estudio.

Un quinto criterio que es más sofisticado y que solo es utilizado por parte de algunas Empresa comercializadoras, tiene que ver con la capacidad de pago del cliente o su perfil socioeconómico. Este criterio no es de común aplicación por parte de las empresas.

El propósito de esta segmentación de empresas y clientes era construir una combinación de los tipos de empresa y los tipos de segmentos de mercado, para establecer una matriz de indicadores de calidad que definiése el CUMPLE mínimo en cada uno de ellos. Este enfoque fue posteriormente revisado y ajustado teniendo en cuenta las observaciones de la industria, para corresponder únicamente al de indicadores por segmento de clientes.

1.1.4 Lo que el Cliente Quiere (Encuestas de Clientes)

Revisión de las encuestas existentes

De la experiencia internacional se obtuvo que la consulta al cliente sobre sus expectativas, satisfacción con el servicio recibido y disposición a pagar hace parte de las mejores prácticas regulatorias y empresariales y es recomendada por las organizaciones internacionales de reguladores para llevar a cabo una estrategia regulatoria de calidad comercial.

En Colombia, uno de los instrumentos más robustos desde el punto de vista metodológico es la encuesta Nivel de Satisfacción de los Usuarios –NSU- realizada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. El NSU mide la satisfacción del cliente transversalmente a todos los servicios (energía, gas, telecomunicaciones, acueducto, alcantarillado y aseo), a nivel nacional, territorial, departamental, por servicio, mercado y cliente.

Aunque tiene algunas debilidades como el haber sido diseñado desde la perspectiva de lo que el ente de control considera de valor para el cliente y que no considera el NSU calificado por la varianza de los resultados, es hoy el instrumento más adecuado para realizar la medición comparable del nivel de satisfacción del cliente en Colombia.

Otra de sus fortalezas es que ya hace parte del costo de control y no incorporaría costo adicional para los clientes. El consultor recomienda a la CREG participar con la SSPD en el corto plazo, en el fortalecimiento del NSU como herramienta de medición del criterio de satisfacción del cliente, por ser un instrumento neutro, transparente y robusto.

La satisfacción del cliente se mide en varias de las empresas visitadas, mediante instrumentos metodológicamente enfocados, representativos de todos los segmentos de los mercados atendidos. Sin embargo, se advierte una tendencia a medir aspectos más publicitarios como la recordación de la marca, la aprobación de la gestión de la empresa o de la administración. Estos instrumentos pueden ser utilizados con mayor beneficio en auscultar las expectativas del cliente y su satisfacción con determinados productos focales.

Existe un referente internacional de medición de la satisfacción del cliente que es la Encuesta de Satisfacción de Clientes Residenciales de la Comisión de Integración Energética Regional -CIER en la que participan por Colombia CODENSA y EEPPM. Esta encuesta es un modelo de metodología para el diseño de índices asociados con la satisfacción del cliente con respecto a la calidad, tanto de la distribución como de la comercialización. Sus índices son calculados de tal forma que reflejan no solamente un ordenamiento (ranking) de las empresas a nivel de Latinoamérica, sino también identifican áreas de mejoramiento mediante la tabulación de las mejores calificaciones del público. La encuesta CIER puede aportarle a la CREG varios criterios con los que puede afinar el establecimiento de Estándares Generales asociados a la satisfacción del cliente, mediante la propuesta de incorporación de índices al NSU de la SSPD.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Es necesario redireccionar los instrumentos de medición de la satisfacción del cliente como el NSU y las encuestas de las empresas, teniendo en cuenta la experiencia internacional. De acuerdo con ella, los instrumentos de ordenamiento (ranking) de empresas por el nivel de satisfacción son más aplicables cuando en la economía se tienen señales claras que por sí solas direccionan la gestión de las empresas (como la competencia), se tiene un nivel de servicio más bien homogéneo y las señales publicitarias son más importantes que las señales de gestión. En casos como el colombiano, pareciera que estos instrumentos tienen mayor beneficio si se utilizan para determinar el valor del servicio para el cliente, su disposición a pagar y el nivel de satisfacción con productos o empresas determinadas.

El valor de las Peticiones, Quejas y Reclamos (PQRs para abreviar) como retroalimentación del cliente se empezó a percibir desde el presente año, cuando la SSPD normalizó las causales de las PQRs para el reporte al Sistema Único de Información -SUI. Un análisis de éstas sobre la muestra seleccionada por la CREG evidencia que aunque se pueden determinar cuáles son las más frecuentes por empresas o grupos de empresas de la muestra, estas no corresponden con un patrón que pueda asimilarse al criterio usado por la CREG para determinarla, o a la segmentación resultante de las características de prestación del servicio observadas en las visitas. Lo anterior, podría obedecer a lo reciente de la normatividad del reporte (algunas empresas aún no han reportado sus datos) o a que las empresas se encuentran en distintos puntos de desarrollo en la eficiencia de su operación, enfoque hacia la satisfacción del cliente o registro de las PQRs.

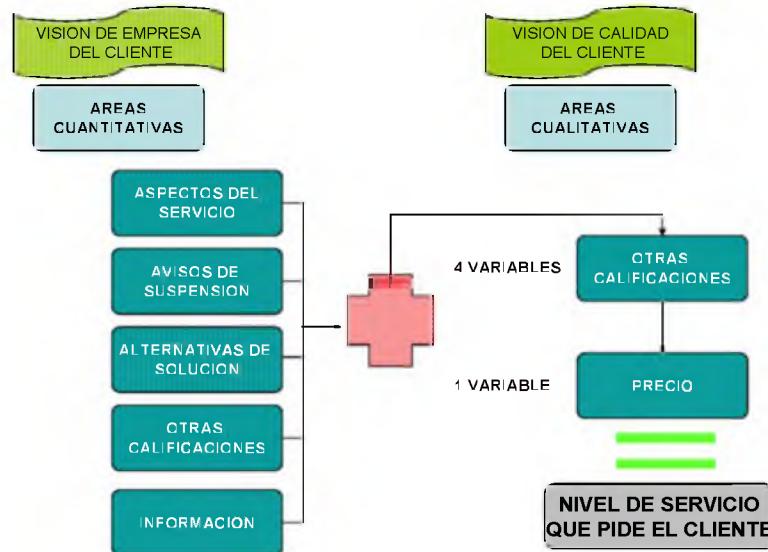
Encuesta de Clientes Realizada por el Consultor

El enfoque del consultor se basa en una premisa básica, que corresponde con el pensamiento global sobre el servicio enfocado al cliente: “la calidad está en la mente del cliente”. Así que, además de dar cumplimiento a todos los ítems solicitados por la CREG en la convocatoria del estudio, el Consultor determinó, preguntando al cliente del servicio de energía eléctrica mediante una encuesta representativa dentro de la muestra, los factores que considera valor en la prestación del servicio⁶.

Gráfica 2 Metodología de la Encuesta a Clientes Realizada por el Consultor

⁶ En el Informe 1 DEFINICION DE LOS CRITERIOS, INDICADORES Y METAS se incluyó el Anexo B con la ficha técnica de la encuesta aplicada por el Consultor y sus resultados finales fueron presentados a la Industria el 04-dic-2006 e incluidos en el Informe 3 entregado el 11-dic-2006.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS



Una vez presentada a la CREG la conveniencia de preguntar al cliente, la entidad solicitó al Consultor evaluar la factibilidad de ampliar el número de empresas para tener una muestra más representativa del universo de las empresas comercializadoras del país. Esta evaluación condujo a que serían necesarios grandes cambios en el número de encuestas, municipios, tamaño de la muestra y requerimientos de logística y costo, que harían inviable su realización dentro de los alcances del contrato previstos en los TR⁷.

Considerado lo anterior, la CREG impartió instrucciones al Contratista para continuar con la encuesta de clientes propuesta inicialmente, que sigue siendo una encuesta representativa dentro de la muestra de empresas seleccionada por la CREG.

1.1.5 Criterios para medir la Calidad de la Comercialización

Con base en la revisión de la experiencia internacional en materia de calidad de la actividad de comercialización y la información preliminar que se obtuvo durante las visitas realizadas a las empresas por la Consultoría, se definieron los criterios a tener en cuenta en la medición de la calidad de la comercialización.

Estos criterios son:

- Eficiencia Operativa

⁷ El número de encuestas pasaría de 331 a 1,241 (un incremento del 380%); el número de municipios a encuestar pasaría de 27 a 175 (incremento de 650%); el error podría elevarse de 1.38% al 7%. Sin embargo, el nivel de confianza de la encuesta se conservaría en el 90%. La duración, inicialmente prevista para dos meses, se aumentaría a tres. Lo anterior implicaría cambios fuertes en los contenidos de los informes 1 y 2 del estudio y la ampliación del contrato en plazo y costo por fuera de las expectativas de la CREG.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

- Satisfacción del Cliente
- Canales de Relación

Eficiencia Operativa

El criterio de Eficiencia⁸ Operativa se escoge por su relación causa-efecto sobre la calidad percibida por el cliente que realiza transacciones con la Empresa Comercializadora. Cuando una empresa tiene bajo control los procesos y procedimientos básicos del ciclo comercial, el resultado es un producto de precisión, calidad y cumplimiento de los estándares.

Esto se hace evidente en la calidad y efectividad de la lectura, el cumplimiento del ciclo comercial, la precisión de los conceptos facturados, la aplicación oportuna de los pagos, la precisión y efectividad de la suspensión del servicio sin dar lugar a suspensiones equivocadas, el cumplimiento de las garantías del debido proceso en la gestión de las PQRs, entre otros. Todos estos resultados son monitoreados en la regulación internacional, en las promesas de servicio de las empresas internacionales, en las mediciones del NSU de la SSPD en Colombia y en las empresas. Además, constituyen las causas más frecuentes de PQRs en las empresas de la muestra.

Los indicadores a definir para la Eficiencia Operativa son tanto de tipo General como Garantizados y definen los niveles de servicio para cada segmento. Ahora bien, esta definición tiene en cuenta que las empresas parten de distintos niveles de eficiencia, por lo cual es posible que en algunos casos, el indicador requiera ser del tipo General, para inducir y monitorear el cambio, como lo han realizado algunos de los países cuya regulación se estudió.

Bajo el criterio de Eficiencia Operativa, se propusieron siete (7) indicadores que percibe el cliente;

- Calidad de la lectura
- Oportunidad de la Entrega de la Factura

⁸ El grado de eficiencia de una actuación está definido por la relación existente entre los bienes y servicios consumidos y los bienes o servicios producidos; o, con mayor amplitud, por los servicios prestados (outputs) en relación con los recursos empleados a tal efecto (inputs). Así, una actuación eficiente se definiría como aquella que con unos recursos determinados obtiene el máximo resultado posible, o la que con unos recursos mínimos mantiene la calidad y cantidad adecuadas de un determinado servicio. Desde esta perspectiva, el análisis de la eficiencia puede abarcar los siguientes aspectos:

- El rendimiento o desempeño del servicio prestado del bien adquirido, o vendido, con relación a su costo.
- La comparación de dicho rendimiento con un referente o estándar (benchmark).
- Un conjunto de recomendaciones orientadas a la crítica y, si procede, la mejora de los resultados obtenidos.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

- Clientes con Medición y Consumo Estimado
- Atención de PQRs
- Restablecimiento del Servicio Despues del Pago
- Puntualidad de Citas de Revisiones Solicitadas, y
- Tiempo de Espera en Oficina

Satisfacción del Cliente

Es posible que una empresa esté en control de su Eficiencia Operativa, pero no necesariamente esté orientada a la Satisfacción del Cliente, por no haberlo consultado. Este criterio se escoge como una forma de inducir un cambio cualitativo en la calidad comercial, mediante un indicador de tipo General asociado a la eficacia⁹ de la política y la búsqueda de la excelencia¹⁰ en la gestión de clientes, medido por la satisfacción de los clientes de la empresa mediante el NSU de la SSPD.

El propósito general es que todas las empresas alcancen determinados niveles de satisfacción medidos por el NSU en sus segmentos de mercado. Es preciso recordar que el NSU mide varios aspectos relacionados con el servicio, la atención al cliente y los procesos asociados a la prestación, para producir una medida cuantitativa del nivel de satisfacción por empresa. Es necesario proponer el afinamiento del NSU para introducir las mediciones que sean necesarias para el objetivo del regulador.

La medición por el NSU tiene una ventaja implícita, porque si bien la calificación de la eficiencia operativa se realizaría con base en la información de las empresas, el NSU mide algunos factores desde el punto de vista del cliente, permitiendo un saludable cruce de información entre la oferta y la demanda.

⁹ La eficacia se mide por el grado de satisfacción de los objetivos fijados tácita o explícitamente en los programas de actuación, comparando los resultados reales con los previstos, independientemente de los medios utilizados. La evaluación de la eficacia de un determinado programa no puede realizarse sin la existencia previa de una planificación en donde los objetivos aparezcan claramente establecidos y cuantificados, así como de una expresión clara de la forma en que éstos se pretenden alcanzar. La eficacia puede ser considerada, tanto desde el punto de vista tradicional como la comparación de los resultados obtenidos con los esperados, sino también –y aún más importante- como una comparación entre los resultados obtenidos y un óptimo factible, de forma tal que este concepto coincida con la propia evaluación de programas.

¹⁰ El término o noción de excelencia se remite a la calidad de los servicios, desde la óptica del cliente. Una empresa puede estar prestando su servicio con eficiencia y/o eficacia, pero la excelencia la debe calificar el cliente.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Canales de Relación

En el Primer Informe presentado por la Consultoría a la CREG y puesto a disposición de los agentes y terceros interesados, se propuso el criterio de Canales de Relación como herramienta para medir el grado de efectividad¹¹ de la inversión realizada por las empresas en el establecimiento de redes de atención al cliente, medios de comunicación telefónica, en persona y por escrito y los niveles de utilización de ellos por los clientes del segmento.

Luego de obtenidos los comentarios de la CREG, los agentes y terceros interesados, se mantiene este criterio pero enfocado a medir principalmente la Eficacia de los Canales de Relación que las empresas ponen a disposición de sus clientes.

La selección de este criterio responde al propósito expresado por la CREG en los Términos de Referencia y las reuniones de coordinación, de hacer explícitos los elementos de la calidad que está siendo reconocida en el cargo de comercialización, la cual se pretende caracterizar por segmento por medio del presente estudio. Lo anterior implica que si se está remunerando un activo y el gasto de AOM asociado a su sostenimiento, éste debe responder a una necesidad efectiva de los clientes.

Bajo el criterio de Canales de Relación inicialmente se propusieron tres (3) indicadores, destinados a obtener información sobre el grado de utilización de los canales por una parte significativa del mercado. Estos son:

- Nivel de Utilización del Centro de Atención Telefónica
- Número de Oficinas por cada 10,000 clientes
- Número de Contactos en Oficinas.

1.2 **DIAGNÓSTICO, GRADUALIDAD Y MECANISMOS DE SEGUIMIENTO**

1.2.1 **Diagnóstico y Cuantificación de los Indicadores Actuales**

Con el objeto de conocer el estado actual de las empresas comercializadoras de energía frente a los indicadores propuestos por la Consultoría, y tener un punto de partida aproximado de lo que será la transición para alcanzar los estándares de calidad en el próximo período regulatorio, la CREG mediante Circular 071 de 2006, solicitó a las

¹¹ La efectividad mide el impacto final de la actuación sobre el total de la población involucrada. Razón por la que a estos indicadores se les denomina también indicadores de impacto. El valor, efectiva o potencialmente creado, no puede medirse con base exclusivamente en los productos (outputs), ya que éstos en general carecen de una significación propia, sino en relación con los resultados e impactos (outcomes) que generan. Los indicadores de efectividad constituyen un valioso complemento de los indicadores de eficiencia, dado que la eficiencia debe entenderse como relación entre costos y valor efectivamente producido (impacto).

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

empresas comercializadoras de energía eléctrica que atienden clientes regulados, reportar la información sobre estos indicadores, la cual se recopiló a través del ANEXO 1 de la misma Circular.

La información que se presenta en los siguientes numerales corresponde a los datos reportados por 29 empresas que atendieron la convocatoria realizada por la CREG mediante la Circular 071 de 2006, de manera que la Consultoría no se hace responsable por los errores que las empresas hayan cometido en el diligenciamiento y reporte de los mismos.

Los datos reportados por las empresas para los diferentes indicadores que incluye el Criterio de Eficiencia Operativa aparecen en el **Cuadro 1**.

Cuadro 1 Datos reportados para los Indicadores de Eficiencia Operativa

EFICIENCIA OPERATIVA								
Empresa	Segmento	Calidad de la Lectura [Porcentaje]	Oportunidad de Entrega de la Factura [Días hábiles]	Clients con Medición y Consumo Estimado [Porcentaje]	Atención PQR [Días hábiles]	Restablecimiento del Servicio Despues del Pago [Horas]	Cumplimiento de Cita para Revisión Solicitada [Minutos]	Tiempo de Espera en Oficina [Minutos]
EMPRESA 1	Urbano	0.06%	5.00	0.34%	9.00	24.00	5.00	5.00
EMPRESA 2	Rural	1.57%	18.46	2.70%	15.00	47.00		
	Urbano	0.83%	15.92	3.54%	14.00	13.00		20.00
EMPRESA 3	Destacado	1.00%	5.00	2.00%	13.50		60.00	10.00
	Rural	0.90%	5.00		12.50	24.00		10.00
	Urbano	0.90%	5.00		13.50	12.00		10.00
EMPRESA 4	Destacado	0.06%	16.00	0.94%	2.60	5.87		
	Rural	1.73%	5.00	3.99%	2.80	32.70		
	Urbano	0.01%	5.00	0.33%	2.60	5.87		22.00
EMPRESA 5	Urbano	0.00%	5.00		9.00	8.00	10.00	5.00
EMPRESA 6	Destacado	0.36%	5.00	0.61%		24.00		
	Especial					24.00		
	Rural	0.04%	7.00	5.28%		34.20		
EMPRESA 7	Urbano	0.03%	5.00	0.51%		24.00		
	Destacado	0.09%	6.00	4.71%	12.00	48.00		25.00
	Rural	0.68%	10.00	2.11%	12.00	48.00	60.00	25.00
EMPRESA 8	Urbano	0.32%	7.00	1.50%	12.00	48.00	15.00	25.00
	Agregado				13.00			
	Rural	0.11%	8.00	21.51%		18.00		
EMPRESA 9	Urbano	0.06%	6.00	10.25%		10.00		
	Destacado	3.35%	5.00	3.74%	3.65	24.00		
	Rural	6.79%	7.00	7.49%	3.65	24.00		
EMPRESA 10	Urbano	3.40%	5.00	3.74%	3.65	24.00		
	Destacados	0.00%	5.00	1.22%	15.00	72.00		
	Rural	0.12%	5.00	17.74%	15.00	72.00		121.00
EMPRESA 11	Urbano	0.16%	5.00	3.15%	14.00	72.00		121.00
	Rural	0.11%	10.00	0.04%	2.40	7.00	360.00	15.00
	Urbano	0.16%	12.00	0.08%	1.50	5.00	240.00	15.00
EMPRESA 12	Destacado	0.02%	8.00	4.67%	10.70	24.00	15.00	
	Especial				15.00	24.00	15.00	
	Rural	0.20%	10.00	3.78%	3.87	48.00	15.00	
EMPRESA 13	Urbano	0.06%	6.00	2.39%	1.20	24.00	15.00	
	Rural	0.13%	16.00	2.36%	14.00	6.00	30.00	10.00
	Urbano	0.54%	18.00	2.38%	14.00	4.00	10.00	10.00

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

EFICIENCIA OPERATIVA								
Empresa	Segmento	Calidad de la Lectura [Porcentaje]	Oportunidad de Entrega de la Factura [Días hábiles]	Clients con Medición y Consumo Estimado [Porcentaje]	Atención PQR [Días hábiles]	Restablecimiento del Servicio Despues del Pago [Horas]	Cumplimiento de Cita para Revisión Solicitada [Minutos]	Tiempo de Espera en Oficina [Minutos]
EMPRESA 14	Destacado	0.83%	6.00	5.83%	0.00			
	Especial		6.00		11.00			
	Rural	0.91%	8.00	5.71%	11.00	57.00		
	Urbano	0.62%	7.00	2.90%	11.00	30.00		
EMPRESA 15	Destacado	0.00%	4.00	0.00%	5.00	12.00	5.00	5.00
	Rural	0.00%	6.00	0.00%	10.00	24.00	30.00	10.00
	Urbano	0.27%	4.00		7.00	24.00	10.00	5.00
EMPRESA 16	Destacado	1.32%	5.00	1.32%	9.00	0.00	15.00	5.00
	Especial		5.00		0.50	24.00	30.00	
	Rural	8.43%	5.00	8.43%	9.00	24.00	10.00	5.00
	Urbano	0.16%	5.00		9.00	8.00	10.00	5.00
EMPRESA 17	Rural	7.99%	5.00	21.04%	13.00	120.00	180.00	25.00
	Urbano	1.59%	5.00	6.58%	13.00	48.00	60.00	25.00
EMPRESA 18	Destacado	0.31%	7.00	1.73%				
	Rural	0.03%	6.00	2.56%	7.20	18.98		5.00
	Urbano	0.01%	6.00	0.78%	7.20	0.23		5.00
EMPRESA 19	Destacado	0.00%	6.00	0.00%	8.00	24.00	30.00	10.00
	Rural	0.32%	6.00	0.00%	8.00	24.00	30.00	10.00
	Urbano	0.00%	6.00	0.00%	8.00	24.00	30.00	10.00
EMPRESA 20	Destacado		5.00					
	Especial		5.00		11.53	58.08		
	Urbano y Rural	0.03%	5.00	12.36%	10.75	25.44		34.00
EMPRESA 21	Destacado		5.00					
	Especial		5.00		9.17	79.68		
	Urbano y Rural	0.03%	5.00	5.42%	8.61	28.08		26.00
EMPRESA 22	Destacado	0.60%	8.00	0.24%	5.00	1.00	15.00	10.00
	Especial		8.00		5.00	1.00	15.00	10.00
	Urbano y Rural	0.60%	8.00	0.24%	5.00	1.00	15.00	10.00
EMPRESA 23	Especial		6.00		1.00	24.00		
EMPRESA 24	Agregado	0.06%	5.00	0.06%	13.13	1.83	2.02	
EMPRESA 26	Agregado	0.11%	5.00	5.60%	2.05	8.00	30.00	21.00
EMPRESA 27	Agregado	0.03%		0.24%	6.63	25.68		31.68
EMPRESA 28	Agregado	0.07%	5.00	0.09%	11.09	2.17	4.14	22.80
EMPRESA 29	Agregado	0.54%	5.00	0.53%	15.00	24.00		10.43

En el **Cuadro 2** se presentan los datos reportados por las empresas para el criterio de Nivel de Satisfacción del Cliente.

Cuadro 2 Datos reportados para el Nivel de Satisfacción del Cliente

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

SATISFACCION DEL CLIENTE			SATISFACCION DEL CLIENTE		
Empresa	Segmento	Nivel de Satisfacción NSU_SSPD [Porcentaje]	Empresa	Segmento	Nivel de Satisfacción NSU_SSPD [Porcentaje]
EMPRESA 1	Urbano			Destacado	61.89%
EMPRESA 2	Rural	49.60%		Especial	
	Urbano	53.90%		Rural	62.97%
EMPRESA 3	Destacado			Urbano	61.01%
	Rural	70.70%	EMPRESA 14	Destacado	
	Urbano	73.90%		Rural	
EMPRESA 4	Destacado	69.66%		Urbano	
	Rural	64.33%	EMPRESA 15	Destacado	
	Urbano	69.66%		Rural	
EMPRESA 5	Urbano			Urbano	
EMPRESA 6	Destacado		EMPRESA 16	Destacado	
	Especial			Especial	
	Rural			Rural	
	Urbano			Urbano	
EMPRESA 7	Destacado		EMPRESA 17	Rural	61.20%
	Rural	60.77%		Urbano	66.60%
	Urbano	65.90%	EMPRESA 18	Destacado	
EMPRESA 8	Agregado	72.50%		Rural	
	Rural			Urbano	70.50%
	Urbano		EMPRESA 19	Destacado	70.90%
EMPRESA 9	Destacado	62.30%		Rural	70.90%
	Rural	57.50%		Urbano	70.90%
	Urbano	64.50%	EMPRESA 20	Destacado	
EMPRESA 10	Destacados	59.50%		Especial	
	Rural	59.50%		Urbano y Rural	
	Urbano	59.50%	EMPRESA 21	Destacado	
EMPRESA 11	Rural	63.70%		Especial	
	Urbano	66.80%		Urbano y Rural	
EMPRESA 12	Destacado		EMPRESA 22	Destacado	100.00%
	Especial			Especial	100.00%
	Rural	59.88%		Urbano y Rural	100.00%
	Urbano	63.24%	EMPRESA 23	Especial	
EMPRESA 13	Rural	94.00%	EMPRESA 24	Agregado	61.70%
	Urbano	94.00%	EMPRESA 26	Agregado	56.24%

El **Cuadro 3** presenta la información reportada para los indicadores que forman parte del criterio de Efectividad de los Canales de Relación.

Cuadro 3 Datos reportados para la Utilización de Canales de Relación

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

CANALES DE RELACIÓN							
Empresa	Segmento	Nivel de utilización del Centro de Atención Telefónica [Porcentaje]	Número de Oficinas por cada 10000 Clientes [Número]	Contactos en Oficinas [Porcentaje]	Oportunidad de Avisos de Suspensión Programada [Horas]	Eficacia del Aviso de Suspensión Programada [Porcentaje]	Atención Solicitudes de Conexión [Días]
EMPRESA 1	Urbano	10.27%	34.25	0.34%	72	97.00%	1
EMPRESA 2	Rural		0.86	0.09%			37
	Urbano		0.75	0.08%			37
EMPRESA 3	Destacado		1.28	50.00%	72	98.00%	3
	Rural	4.80%	1.28	8.60%	72	98.00%	4
	Urbano	4.80%	1.28	8.60%	72	98.00%	3
EMPRESA 4	Destacado	70.90%	24.87	24.87%	72	58.70%	0
	Rural	15.27%	5.19	4.34%	72	58.70%	15
	Urbano	15.27%	0.06	6.54%	72	58.70%	
EMPRESA 5	Urbano	66.67%		33.33%	12		27
EMPRESA 6	Destacado	10.79%		21.28%	48	85.00%	
	Especial				24	50.00%	
	Rural	1.00%	11.15	3.35%	24	50.00%	
	Urbano	4.10%	4.71	5.56%	48	50.00%	
EMPRESA 7	Destacado		3.25				
	Rural		6.43		72		2
	Urbano		3.75	3.88%	72		1
EMPRESA 8	Agregado	0.10%	1.02	8.53%	72	77.00%	3
	Rural						
	Urbano						
EMPRESA 9	Destacado				72		
	Rural				72		
	Urbano				72		
EMPRESA 10	Destacados		60.24	1.20%	48	30.00%	4
	Rural		34.31	3.12%	48	30.00%	4
	Urbano	7.37%	1.01	0.95%	24	30.00%	4
EMPRESA 11	Rural	1.61%	20.19	63.46%	48		3
	Urbano	1.24%	10.31	74.48%	48		2
EMPRESA 12	Destacado	0.44%	35.03	2.32%	72		1
	Especial				72		
	Rural	0.18%	0.51	0.87%	72		16
	Urbano	0.43%	0.23	2.20%	72		16
EMPRESA 13	Rural	0.64%	20.51	0.05%	72	93.00%	2
	Urbano	0.13%	0.19		72	83.00%	3

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

CANALES DE RELACION							
Empresa	Segmento	Nivel de utilización del Centro de Atención Telefónica [Porcentaje]	Número de Oficinas por cada 10000 Clientes [Número]	Contactos en Oficinas [Porcentaje]	Oportunidad de Avisos de Suspensión Programada [Horas]	Eficacia del Aviso de Suspensión Programada [Porcentaje]	Atención Solicitudes de Conexión [Días]
EMPRESA 14	Destacado						
	Especial						
	Rural	0.47					
	Urbano	0.40		144	97.00%		
EMPRESA 15	Destacado	22.39%	149.25	4.48%	72	95.00%	10
	Rural	12.05%	60.24	3.61%	96	95.00%	90
	Urbano	10.08%	1.15	0.69%	96	48.00%	90
EMPRESA 16	Destacado	30.26%	131.58	0.00%	12		27
	Especial	15.79%				0.00%	23
	Rural	20.72%	24.10	0.24%	12		25
	Urbano	16.11%	2.06	0.19%	12		36
EMPRESA 17	Rural	0.46%	0.47	4.48%	24		30
	Urbano	0.46%	0.47	4.48%	12		30
EMPRESA 18	Destacado						
	Rural	0.93%	5.49	0.08%	72	95.00%	3
	Urbano	0.26%	3.30	0.05%	72	99.00%	3
EMPRESA 19	Destacado	66.67%		66.67%	48	100.00%	2
	Rural	24.12%	32.15	64.31%	48	95.00%	2
	Urbano	22.84%	25.38	71.07%	48	94.00%	2
EMPRESA 20	Destacado	61.69%	26.18	14.86%	216		3
	Especial		0.71		216		13
	Urbano y Rural	39.68%	0.35	10.04%	216		12
EMPRESA 21	Destacado	61.69%	41.80	14.86%	216		3
	Especial		1.57		216		14
	Urbano y Rural	12.68%	0.46	11.90%	216		10
EMPRESA 22	Destacado	0.60%	35.93	0.36%	12	100.00%	15
	Especial	0.60%	35.93	0.36%	12	100.00%	30
	Urbano y Rural	0.60%	35.93	0.36%	12	100.00%	15
EMPRESA 23	Especial	0.02%	0.00	8.33%			
EMPRESA 24	Agregado	3.81%	0.43	1.78%	48		8
EMPRESA 26	Agregado	3.85%	0.33	4.55%	72		8
EMPRESA 27	Agregado	14.35%	0.36	1.03%	48		
EMPRESA 28	Agregado	14.42%	1.26	1.26%	72		6
EMPRESA 29	Agregado	1.36%	0.30	99.87%	72		

Cuadro 4 Estadística Descriptiva Indicador Calidad de la Lectura

Calidad de la Lectura

Parámetro	Urbano (1) [Porcentaje]	Rural (2) [Porcentaje]	Destacados (3) [Porcentaje]	Zonas Especiales [Porcentaje]	U y R Agregado (4) [Porcentaje]	Agregado (5) [Porcentaje]	Total Datos (6) [Porcentaje]
N	19	17	13		3	5	57
Media	0.48%	1.77%	0.61%		0.22%	0.16%	0.85%
Mediana	0.16%	0.32%	0.31%		0.03%	0.07%	0.16%
Desviación estándar	0.82%	2.91%	0.93%		0.33%	0.21%	1.79%
Coeficiente de variación	169.57%	164.61%	152.60%		149.74%	130.11%	209.92%
Mínimo	0.000%	0.00%	0.00%		0.028%	0.029%	0.00%
Máximo	3.40%	8.43%	3.35%		0.60%	0.54%	8.43%
Primer cuartil	0.04%	0.11%	0.02%		0.03%	0.06%	0.04%
Tercer cuartil	0.58%	1.57%	0.83%		0.32%	0.11%	0.83%

(1) Incluye los datos reportados para el segmento Urbano

(2) Incluye los datos reportados para el segmento Rural

(3) Incluye los datos reportados para el segmento Destacados

(4) Incluye los datos reportados de manera agregada para los segmentos Urbano y Rural

(5) Incluye los datos reportados sin desagregación por segmento

(6) Incluye todos los datos reportados para el indicador independientemente del segmento

Cuadro 5 Estadística Descriptiva Indicador Oportunidad de Entrega de la Factura

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Oportunidad de Entrega de la Factura

Parámetro	Urbano (1) [Días hábiles]	Rural (2) [Días hábiles]	Destacados (3) [Días hábiles]	Zonas Especiales (4) [Días hábiles]	U y R Agregado (5) [Días hábiles]	Agregado (6) [Días hábiles]	Total Datos (7) [Días hábiles]
N	19	17	15	7	3	4	65
Media	7.00	8.09	6.40	5.86	6.00	5.00	6.85
Mediana	5.00	7.00	5.00	6.00	5.00	5.00	6.00
Desviación estándar	3.91	3.91	2.90	1.07	1.73	0.00	3.31
Coeficiente de variación	55.83%	48.32%	45.29%	18.25%	28.87%	0.00%	48.32%
Mínimo	4.00	5.00	4.00	5.00	5.00	5.00	4.00
Máximo	18.00	18.46	16.00	8.00	8.00	5.00	18.46
Primer cuartil	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Tercer cuartil	6.50	10.00	6.50	6.00	6.50	5.00	7.00

(1) Incluye los datos reportados para el segmento Urbano

(2) Incluye los datos reportados para el segmento Rural

(3) Incluye los datos reportados para el segmento Destacados

(4) Incluye los datos reportados para el segmento Zonas Especiales

(5) Incluye los datos reportados de manera agregada para los segmentos Urbano y Rural

(6) Incluye los datos reportados sin desagregación por segmento

(7) Incluye todos los datos reportados para el indicador independientemente del segmento

Cuadro 6 Estadística Descriptiva Indicador Clientes con Medición y Consumo Estimado Clientes con Medición y Consumo Estimado

Parámetro	Urbano (1) [Porcentaje]	Rural (2) [Porcentaje]	Destacados (3) [Porcentaje]	Zonas Especiales [Porcentaje]	U y R Agregado (5) [Porcentaje]	Agregado (6) [Porcentaje]	Total Datos (7) [Porcentaje]
N	15	16	13		3	5	52
Media	2.57%	6.55%	2.08%		6.01%	1.30%	3.75%
Mediana	2.38%	3.88%	1.32%		5.42%	0.24%	2.37%
Desviación estándar	2.79%	7.19%	1.99%		6.08%	2.41%	4.97%
Coeficiente de variación	108.92%	109.88%	95.74%		101.25%	184.98%	132.59%
Mínimo	0.00%	0.00%	0.00%		0.24%	0.06%	0.00%
Máximo	10.25%	21.51%	5.83%		12.36%	5.60%	21.51%
Primer cuartil	0.43%	2.30%	0.61%		2.83%	0.09%	0.34%
Tercer cuartil	3.35%	7.72%	3.74%		8.89%	0.53%	4.85%

(1) Incluye los datos reportados para el segmento Urbano

(2) Incluye los datos reportados para el segmento Rural

(3) Incluye los datos reportados para el segmento Destacados

(4) Incluye los datos reportados para el segmento Zonas Especiales

(5) Incluye los datos reportados de manera agregada para los segmentos Urbano y Rural

(6) Incluye los datos reportados sin desagregación por segmento

(7) Incluye todos los datos reportados para el indicador independientemente del segmento

Cuadro 7 Estadística Descriptiva Indicador Atención de PQRs

Atencion PQRs

Parámetro	Urbano (1) [Días hábiles]	Rural (2) [Días hábiles]	Destacados (3) [Días hábiles]	Zonas Especiales (4) [Días hábiles]	U y R Agregado (5) [Días hábiles]	Agregado (6) [Días hábiles]	Total Datos (7) [Días hábiles]
N	17	15	10	7	3	5	59
Media	8.80	9.29	8.44	7.60	8.12	10.15	8.68
Mediana	9.00	10.00	8.50	9.17	8.61	12.05	9.00
Desviación estándar	4.46	4.47	4.32	5.55	2.91	4.89	4.53
Coeficiente de variación	50.68%	48.05%	51.11%	73.05%	35.79%	48.15%	52.21%
Mínimo	1.20	2.40	2.60	0.50	5.00	2.05	0.00
Máximo	14.00	15.00	15.00	15.00	10.75	15.00	15.00
Primer cuartil	7.00	5.53	5.00	3.00	6.81	7.75	5.00
Tercer cuartil	13.00	12.75	11.67	11.27	9.68	13.10	12.75

(1) Incluye los datos reportados para el segmento Urbano

(2) Incluye los datos reportados para el segmento Rural

(3) Incluye los datos reportados para el segmento Destacados

(4) Incluye los datos reportados para el segmento Zonas Especiales

(5) Incluye los datos reportados de manera agregada para los segmentos Urbano y Rural

(6) Incluye los datos reportados sin desagregación por segmento

(7) Incluye todos los datos reportados para el indicador independientemente del segmento

Cuadro 8 Estadística Descriptiva Indicador Restablecimiento del Servicio Despues del Pago

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Restablecimiento del Servicio Despues del Pago

Parámetro	Urbano (1) [Horas]	Rural (2) [Horas]	Destacados (3) [Horas]	Zonas Especiales (4) [Horas]	U y R Agregado (5) [Horas]	Agregado (6) [Horas]	Total Datos (7) [Horas]
N	19	16	10	6	3	5	61
Media	21.48	31.81	23.49	25.85	18.17	12.33	26.60
Mediana	24.00	24.00	24.00	24.00	25.44	8.00	24.00
Desviación estándar	18.26	18.17	22.25	18.28	14.93	11.69	23.05
Coefficiente de variación	85.00%	57.14%	94.73%	70.71%	82.16%	94.79%	86.64%
Mínimo	0.23	6.00	0.00	1.00	1.00	1.83	0.00
Máximo	72.00	72.00	72.00	58.08	28.08	25.68	120.00
Primer cuartil	8.00	22.75	7.40	24.00	13.22	2.17	8.00
Tercer cuartil	24.00	47.25	24.00	24.00	26.76	24.00	30.00

(1) Incluye los datos reportados para el segmento Urbano

(2) Incluye los datos reportados para el segmento Rural

(3) Incluye los datos reportados para el segmento Destacados

(4) Incluye los datos reportados para el segmento Zonas Especiales

(5) Incluye los datos reportados de manera agregada para los segmentos Urbano y Rural

(6) Incluye los datos reportados sin desagregación por segmento

(7) Incluye todos los datos reportados para el indicador independientemente del segmento

Cuadro 9 Estadística Descriptiva Indicador Cumplimiento de Citas para Revisiones Solicitadas

Cumplimiento de Citas para Revisiones Solicitadas

Parámetro	Urbano (1) [Minutos]	Rural (2) [Minutos]	Destacados (3) [Minutos]	Zonas Especiales (4) [Minutos]	U y R Agregado (5) [Minutos]	Agregado (6) [Minutos]	Total Datos (7) [Minutos]
N	10	8	6	3	1	3	32
Media	40.50	89.38	23.33	20.00	15.00	12.05	42.85
Mediana	12.50	30.00	15.00	15.00	15.00	4.14	15.00
Desviación estándar	71.94	122.31	19.66	8.66		15.58	76.32
Coefficiente de variación	177.62%	136.85%	84.27%	43.30%		129.25%	178.10%
Mínimo	5.00	10.00	5.00	15.00	15.00	2.02	0.00
Máximo	240.00	360.00	60.00	30.00	15.00	30.00	360.00
Primer cuartil	10.00	26.25	15.00	15.00	15.00	3.08	10.00
Tercer cuartil	26.25	90.00	26.25	22.50	15.00	17.07	30.00

(1) Incluye los datos reportados para el segmento Urbano

(2) Incluye los datos reportados para el segmento Rural

(3) Incluye los datos reportados para el segmento Destacados

(4) Incluye los datos reportados para el segmento Zonas Especiales

(5) Incluye los datos reportados de manera agregada para los segmentos Urbano y Rural

(6) Incluye los datos reportados sin desagregación por segmento

(7) Incluye todos los datos reportados para el indicador independientemente del segmento

Cuadro 10 Estadística Descriptiva Indicador Tiempo de Espera en Oficina
Tiempo de Espera en Oficina

Parámetro	Urbano (1) [Minutos]	Rural (2) [Minutos]	Destacados (3) [Minutos]	Zonas Especiales (4) [Minutos]	U y R Agregado (5) [Minutos]	Agregado (6) [Minutos]	Total Datos (7) [Minutos]
N	13	9	6	1	3	4	38
Media	12.46	12.78	10.83	10.00	23.33	21.48	19.73
Mediana	10.00	10.00	10.00	10.00	26.00	21.90	10.00
Desviación estándar	7.99	7.55	7.36		12.22	8.72	25.61
Coefficiente de variación	64.08%	59.06%	67.94%		52.37%	40.60%	129.79%
Mínimo	5.00	5.00	5.00	10.00	10.00	10.43	5.00
Máximo	25.00	25.00	25.00	10.00	34.00	31.68	121.00
Primer cuartil	5.00	10.00	6.25	10.00	18.00	18.36	10.00
Tercer cuartil	20.00	15.00	10.00	10.00	30.00	25.02	24.45

(1) Incluye los datos reportados para el segmento Urbano

(2) Incluye los datos reportados para el segmento Rural

(3) Incluye los datos reportados para el segmento Destacados

(4) Incluye los datos reportados para el segmento Zonas Especiales

(5) Incluye los datos reportados de manera agregada para los segmentos Urbano y Rural

(6) Incluye los datos reportados sin desagregación por segmento

(7) Incluye todos los datos reportados para el indicador independientemente del segmento

Cuadro 11 Estadística Descriptiva Indicador del Nivel de Satisfacción del Usuario

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

NSU

Parámetro	Urbano (1)		Rural (1)		Destacados (2) OTROS	Agregado (3) OTROS
	SSP	OTROS	SSP	OTROS		
N	8	5	7	4	6	5
Media	65.02%	72.05%	60.73%	69.76%	70.71%	64.95%
Mediana	65.20%	69.66%	60.77%	62.77%	65.98%	64.80%
Desviación estándar	6.10%	13.01%	6.43%	16.29%	15.05%	6.41%
Coeficiente de variación	9.38%	18.06%	10.59%	23.35%	21.29%	9.86%
Mínima	53.90%	59.50%	49.60%	59.50%	59.50%	56.24%
Máximo	73.90%	94.00%	70.70%	94.00%	100.00%	72.50%
Primer cuartil	62.68%	66.60%	58.69%	60.78%	61.99%	61.70%
Tercer cuartil	67.83%	70.50%	63.34%	71.75%	70.59%	69.50%

(1) Incluye los datos reportados por las empresas con datos del NSU de la SSPD y Datos propios

(2) Datos reportados por las empresas con base en su propia metodología.

(3) Corresponde al NSU GLOBAL de la SSPD

Cuadro 12 Estadística Descriptiva Indicador Nivel de Utilización del Centro de Atención Telefónica

Nivel de utilización del Centro de Atención Telefónica

Parámetro	Urbano (1) [Porcentaje]	Rural (2) [Porcentaje]	Destacados (3) [Porcentaje]	Zonas Especiales (4) [Porcentaje]	U y R Agregado (5) [Porcentaje]	Agregado (6) [Porcentaje]	Total Datos (7) [Porcentaje]
N	14	11	9	3	3	6	46
Media	11.43%	7.43%	36.16%	5.47%	17.65%	6.31%	14.66%
Mediana	6.08%	1.61%	30.26%	0.60%	12.68%	3.83%	6.08%
Desviación estándar	17.39%	9.00%	29.26%	8.94%	20.01%	6.42%	20.19%
Coeficiente de variación	152.16%	121.02%	80.93%	163.56%	113.34%	101.61%	137.67%
Mínimo	0.13%	0.18%	0.44%	0.02%	0.60%	0.10%	0.02%
Máximo	66.67%	24.12%	70.90%	15.79%	39.68%	14.42%	70.90%
Primer cuartil	0.65%	0.78%	10.79%	0.31%	6.64%	1.97%	0.61%
Tercer cuartil	14.02%	13.66%	61.69%	8.19%	26.18%	11.72%	16.03%

(1) Incluye los datos reportados para el segmento Urbano

(2) Incluye los datos reportados para el segmento Rural

(3) Incluye los datos reportados para el segmento Destacados

(4) Incluye los datos reportados para el segmento Zonas Especiales

(5) Incluye los datos reportados de manera agregada para los segmentos Urbano y Rural

(6) Incluye los datos reportados sin desagregación por segmento

(7) Incluye todos los datos reportados para el indicador independientemente del segmento

Cuadro 13 Estadística Descriptiva Indicador Número de Oficinas por cada 10000 Clientes

Número de Oficinas por cada 10000 Clientes

Parámetro	Urbano (1) [Número]	Rural (2) [Número]	Destacados (3) [Número]	Zonas Especiales (4) [Número]	U y R Agregado (5) [Número]	Agregado (6) [Número]	Total Datos (7) [Número]
N	16	15	10	4	3	6	54
Media	5.58	14.89	50.94	9.56	12.25	0.62	16.68
Mediana	1.21	6.43	35.48	1.14	0.46	0.39	2.65
Desviación estándar	9.94	17.22	50.39	17.59	20.51	0.42	29.40
Coeficiente de variación	178.09%	115.62%	98.91%	184.13%	167.46%	67.37%	176.28%
Mínimo	0.06	0.47	1.28	0.00	0.35	0.30	0.00
Máximo	34.25	60.24	149.25	35.93	35.93	1.26	149.25
Primer cuartil	0.45	1.07	25.20	0.54	0.41	0.34	0.48
Tercer cuartil	3.99	22.30	55.63	10.16	18.20	0.87	25.25

(1) Incluye los datos reportados para el segmento Urbano

(2) Incluye los datos reportados para el segmento Rural

(3) Incluye los datos reportados para el segmento Destacados

(4) Incluye los datos reportados para el segmento Zonas Especiales

(5) Incluye los datos reportados de manera agregada para los segmentos Urbano y Rural

(6) Incluye los datos reportados sin desagregación por segmento

(7) Incluye todos los datos reportados para el indicador independientemente del segmento

Cuadro 14 Estadística Descriptiva Indicador Número de Contactos en Oficinas

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Número de Contactos en Oficinas

Parámetro	Urbano (1) [Porcentaje]	Rural (2) [Porcentaje]	Destacados (3) [Porcentaje]	Zonas Especiales (4) [Porcentaje]	U y R Agregado (5) [Porcentaje]	Agregado (6) [Porcentaje]	Total Datos (7) [Porcentaje]
N	15	13	11	2	3	6	50
Media	14.16%	12.05%	18.26%	4.34%	7.43%	19.51%	14.36%
Mediana	3.88%	3.35%	14.86%	4.34%	10.04%	3.17%	4.11%
Desviación estándar	25.20%	23.14%	21.94%	5.64%	6.20%	39.47%	24.23%
Coeficiente de variación	177.94%	192.08%	120.16%	129.73%	83.36%	202.37%	168.76%
Mínimo	0.05%	0.05%	0.00%	0.36%	0.36%	1.03%	0.00%
Máximo	74.48%	64.31%	66.67%	8.33%	11.90%	99.87%	99.87%
Primer cuartil	0.52%	0.24%	1.76%	2.35%	5.20%	1.39%	0.73%
Tercer cuartil	7.57%	4.48%	23.07%	6.34%	10.97%	7.54%	11.43%

(1) Incluye los datos reportados para el segmento Urbano

(2) Incluye los datos reportados para el segmento Rural

(3) Incluye los datos reportados para el segmento Destacados

(4) Incluye los datos reportados para el segmento Zonas Especiales

(5) Incluye los datos reportados de manera agregada para los segmentos Urbano y Rural

(6) Incluye los datos reportados sin desagregación por segmento

(7) Incluye todos los datos reportados para el indicador independientemente del segmento

Los datos obtenidos mediante la Circular 071 de 2006 se caracterizan por una gran heterogeneidad al interior de los segmentos. Esto no es necesariamente malo, solamente significa que las empresas tienen resultados significativamente diferentes para cada indicador.

Estos resultados refuerzan la segmentación en Urbanos, Rurales, Grandes Clientes y Zonas Especiales, si se observa que las medias para cada segmento son bien diferenciadas. Un análisis de “cluster” a partir de los indicadores podría producir excelentes resultados para caracterizar aún más cada segmento. Sin embargo, se presentan muchos vacíos de información que podrían obligar a excluir algunas empresas para el análisis multivariado.

Calidad en el Segmento de Clientes Urbanos

Al comparar los resultados cuantitativos por cada uno de los segmentos, es evidente que en promedio, el sector urbano concentrado recibe una mejor calidad del servicio de comercialización medida en términos de los criterios e indicadores propuestos.

Aunque se presentan datos atípicos que pueden obedecer a interpretaciones distintas de las variables que integran cada indicador, en general se observa que los indicadores que se proponen como garantizados (Oportunidad de Entrega de la Factura, Atención de PQR, Tiempo de Restablecimiento del Servicio después del Pago) están bajo el control de las empresas y las condiciones requeridas para alcanzarlos y mantenerlos ya son operativas.

Esto se concluye al observar que, al menos en la información recibida de las empresas, son mínimos los casos que sobrepasan los estándares garantizados por la normatividad. Lo que se requeriría afinar en dichos indicadores sería la forma de hacer trazable el cumplimiento del indicador cliente por cliente.

También se hace notoria la dispersión de los resultados medida en términos de la desviación estándar en un segmento que debería ser homogéneo en el país, por corresponder a población urbana.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Lo anterior puede corresponder de una parte, a distintos grados de cultura ciudadana sobre los servicios públicos, pero de otra a enfoques empresariales con diferentes grados de profundidad en la cultura de servicio al cliente.

En general, en un porcentaje del 3.75% las empresas estiman el consumo de clientes con medición. Sin desestimar las observaciones de las empresas que señalan que deben considerarse algunas exclusiones de orden operacional, los resultados observados muestran un área en la que las empresas deben mejorar y reducir el número de clientes con medidor a los que se les estima el consumo.

El tiempo de reconexión después del pago constituye una oportunidad de restablecer la relación comercial y fortalecerla, después de un conflicto entre el cliente y su prestador ocasionado por la mora. Aún cuando se observa un resultado atípico que puede corresponder a una interpretación diferente de las variables que integran el indicador, los datos de las empresas muestran que están marcando diferencias por debajo del estándar garantizado por la regulación de máximo 3 días.

El nivel de satisfacción promedio del cliente del Segmento Urbano del servicio de energía medido en términos del NSU (67.4%), es bajo si se compara con el NSU de los clientes del Servicio de Gas Natural, cuya primera medición del año 2006 se situó en un valor promedio del 77.5%.

Los comercializadores independientes alcanzan mejores resultados en Eficiencia Operativa, Satisfacción del Cliente y Efectividad de sus Canales de Relación, lo que se explica en parte por el reducido tamaño de sus mercados y los requisitos tecnológicos exigidos a la entrada en el mercado del comercializador establecido. También se comprobarían las observaciones realizadas por algunas empresas en el sentido de que la competencia ha generado mejoras en la calidad comercial que constituyen verdaderas ventajas competitivas, salvo en los indicadores que reflejan actividades de disciplina del mercado.

Calidad en el Segmento de Clientes Rurales

Es evidente el efecto de la dispersión de los mercados en los indicadores de la calidad comercial. La mayoría de las empresas presentan valores diferentes para los indicadores de los segmentos urbano y rural. Para algunos indicadores como son el de Calidad de la Lectura, Clientes con Medición y Consumo Estimado y Tiempo de Restablecimiento del Servicio Despues del Pago, el valor promedio del Segmento Urbano muestra mejores resultados que los del Segmento Rural. Este hecho refuerza la propuesta de establecer indicadores diferenciales entre estos dos segmentos.

Aún cuando son más relajados que los resultados urbanos por las dificultades comprensibles de la dispersión, los resultados de los indicadores rurales como son: Tiempo de Entrega de la Factura, Atención de PQRs y Restablecimiento del Servicio Despues del

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Pago, no superan los límites regulatorios. Esto refuerza la propuesta de establecer indicadores garantizados, cuando menos en aquellos aspectos definidos por la regulación.

Calidad en el Segmento de Clientes Destacados

Los valores medios de los indicadores de calidad comercial de este segmento en general son los más altos del mercado regulado, lo que hace evidente que las empresas conocen que se juegan su caja con los clientes destacados y que efectivamente constituye el segmento disputable entre comercializadores en el mercado regulado, como lo indican Electrocosta y Electricaribe en sus comentarios al Informe 1.

Las observaciones de la industria que recomiendan descartar este segmento por estar confundido en los segmentos Urbanos y Rurales pierden un tanto su fuerza frente a la evidencia del especial cuidado que ellas tienen de su mercado de grandes clientes. Sin embargo, esta Consultoría considera conveniente mantener este segmento para efectos del establecimiento de indicadores de la calidad de la comercialización.

Calidad en el Segmento de Clientes de Zonas Especiales de Prestación del Servicio

Un reducido número de empresas reportó información acerca de las Zonas Especiales de Prestación del Servicio entre ellas la empresa Energía Social de la Costa – ENERGISOCIAL y la empresa Distribuidora del Pacífico –DISPAC, cuyos mercados tienen un componente importante en este segmento.

Es evidente el efecto que tienen las condiciones socioeconómicas características de estas zonas en los resultados de los indicadores de calidad comercial ofrecidos por las empresas. Sin embargo, es necesario insistir en que para ellas es posible establecer indicadores específicos que reflejen un grado de calidad correspondiente con el incremento del compromiso comunitario y la maduración de estos mercados.

1.2.2 Recomendaciones sobre indicadores, metas y programa de Gradualidad

A partir del diagnóstico y la cuantificación de los indicadores, el Asesor debe recomendar las metas de calidad del servicio exigibles a las empresas y la gradualidad de su implementación. Así mismo deberá establecer indicadores y/o metas diferenciales de calidad del servicio de comercialización basado en las particularidades existentes en las empresas (Numeral 3.1.2 de los TR).

1.2.2.1 INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO

Con base en los resultados de: 1) los análisis de los datos de los indicadores reportados por las empresas y solicitados mediante la Circular CREG 071 de 2006; 2) la realimentación recibida de la Industria sobre el Informe 1 y solicitada por la CREG en la Circular 68 de

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

2006; y 3) la realimentación recibida a través de reuniones celebradas con la de la CREG y la SSPD, se han realizado algunas modificaciones respecto de los indicadores a recomendar a la CREG para medir la calidad de la actividad de comercialización de energía eléctrica.

1.2.2.1.1 Indicadores de Eficiencia Operativa

Después de analizados los comentarios realizados por los agentes y la CREG al Informe 1 la Consultoría ponen a consideración de la CREG el establecimiento de seis (6) indicadores para medir la Calidad del Servicio desde el punto de vista del criterio de la Eficiencia Operativa.

Los indicadores propuestos están dentro de los aspectos más importantes para el servicio de energía identificados por la SSPD en la medición del NSU y de acuerdo con los aspectos sobre los cuales el cliente manifiesta haber tenido dificultades de acuerdo con la encuesta de clientes realizada por la Consultoría.

Los indicadores propuestos son los siguientes:

- Reclamos de Facturación Por Cada 10.000 Facturas, inicialmente se propuso el indicador de Calidad de la Lectura que pretendía medir en cada segmento el porcentaje de errores de lectura (detectados a través de las reclamaciones presentadas por los clientes), en relación con el número total de lecturas realizadas en el año para cada segmento.

Sin embargo, analizados los comentarios de los agentes al Informe 1, se realizó una revisión de este indicador y tal como lo sugirió CODENSA fue sustituido por el indicador de Reclamos de Facturación, el cual no sólo incluye errores debidos a lecturas equivocadas sino a otro tipo de causas de reclamación tales como; errores en la liquidación de la factura, cobros inoportunos, consumos estimados, etc. Este indicador mediría respecto de cada 10,000 facturas emitidas en el segmento, el número de reclamos del cliente donde haya inconformidad o controversia (reclamos de tipo A en los términos de la Resolución de la SSPD 2305 de 2006).

Los segmentos en los cuales se propone que se mida serían: Urbano, Rural, Destacados y Zonas Especiales.

El reporte de información al SUI para el cálculo del indicador se realizaría mensualmente y la evaluación del mismo se realizará para el año completo.

Este indicador se propone que sea de tipo general y con metas por segmento.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Adicionalmente la SSPD ha venido recopilando información sobre este indicador lo cual permitiría observar para cada empresa el comportamiento del indicador, al menos de forma agregada en cada mercado.

De acogerse por parte de la CREG la propuesta de incluir el indicador de Reclamos de Facturación por cada 10,000 facturas, se debería introducir una modificación al reporte de información que vienen haciendo las empresas al SUI, para lograr identificar el segmento al que corresponde el cliente que reclama.

Dentro de el Indicador de Reclamos por Facturación, se incluye una de las causales contenidas en el Anexo A de la Resolución SSPD 2305 de 2006, que corresponde a Cobros por Promedio, la cual está relacionada con el indicador de Clientes con Medición y Consumo Estimado que inicialmente fue propuesto por la Consultoría, pero que estaría incluido en el indicador de Reclamos por Facturación, por lo tanto en la propuesta final a la CREG se excluye el indicador de Clientes con Medición y Consumo Estimado.

En la experiencia internacional analizada, se encuentran casos que van desde 2.7 hasta 150 reclamos por cada 10,000 facturas emitidas. En el caso colombiano se encuentran valores para el indicador de Reclamos de Facturación por cada 10,000 facturas emitidas del orden de 12 a 25.

- Restablecimiento del Servicio, este indicador ya está establecido en el Parágrafo 2º del Artículo 57 de la Resolución CREG 108 de 1997.

Se propone que se mantenga pero modificando los tiempos máximos admisibles para los diferentes segmentos así: para el urbano con un máximo 24 horas valor cercano al promedio de 21 horas reportado por las empresas para este segmento; para el rural, un máximo de 36 horas que está cerca del promedio de los datos reportados para el segmento que se sitúa alrededor de 32 horas; y para el de Clientes Destacados se propone un máximo de 24 horas, valor que está cercano al promedio de 23.5 horas que se obtiene de los datos reportados por las empresas para este segmento.

En el caso internacional existen valores para este indicador que van desde conexión del servicio el mismo día antes de las 5:00 p.m. hasta 24 horas, siendo este último el valor más generalizado.

Este indicador se propone que sea de tipo garantizado y que el valor de la compensación, que reciba el cliente, sea equivalente al valor que el cliente pagó por la reconexión o reinstalación del servicio. Es decir, que si al cliente se le reconecta el servicio en un tiempo mayor al establecido por la regulación, no se le debe cobrar el valor de la misma.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Como parte de los mecanismos de control y soporte de los tiempos empleados por la Empresa para restablecer el servicio, estarían: el registro de solicitud del cliente de la reconexión o reinstalación conforme a lo establecido en el Anexo B de la Resolución SSPD 2305 de 2006, la orden restablecimiento del servicio generada en el momento en que el cliente cumpla las condiciones para la reconexión o reinstalación del servicio y el acta o documento equivalente que se debe dejar en el domicilio del cliente indicando la fecha y hora de reconexión del servicio.

- Oportunidad de Entrega de la Factura, este indicador está establecido en el artículo 46 de la Resolución CREG 108 de 1997 y establece que las empresas deberán entregar las facturas respectivas, por lo menos con cinco (5) días hábiles de antelación a la fecha de vencimiento del plazo en que debe efectuarse el pago.

Se propone que se mantenga el valor de entrega de la factura por lo menos con cinco (5) días de antelación en todos los segmentos, excepto el de Zonas Especiales en donde lo que se entrega en algunos casos al suscriptor comentario es la liquidación de la medición comunitaria, para que distribuya la factura comunitaria entre los usuarios de la comunidad. De manera que para el segmento de Zonas Especiales se deje la flexibilidad que los tiempos de entrega de las facturas individuales, se plasmen en los acuerdos comunitarios.

Este indicador sería de tipo garantizado, en la medida en que hoy en Colombia el Artículo 37 de la Ley 80 de 1993 que trata del régimen de concesiones y licencias de los Servicios Postales, indica que los servicios postales comprenden la prestación de los servicios de correo y del servicio de mensajería especializada. Servicios que fueron reglamentados por el Ministerio de Comunicaciones mediante el Decreto 229 de 1995 y en el cual establece que a través de los servicios postales se realiza el envío de facturas y recibos de toda clase y que se puede hacer a través de las redes postales oficiales del correo nacional o internacional o por mensajería especializada.

En el caso de la Mensajería Especializada, se requiere el cumplimiento de una características particulares entre las que se encuentra de acuerdo con el numeral f del Parágrafo del Artículo 6 del Decreto 229, la Prueba de Entrega, a través de la cual el cliente usuario del servicio de mensajería especializada, puede exigir la prueba de entrega del envío, donde conste fecha, hora de entrega, firma e identificación de quien recibe.

Adicionalmente, el Artículo 37 del Decreto 229 de 1995 establece una regla general que indica que ninguna persona natural o jurídica podrá prestar los servicios postales sin haber obtenido previamente la concesión, por contrato o licencia, otorgada por el Ministerio de Comunicaciones. Y que tampoco podrá prestar servicios de admisión, clasificación y entrega de envíos de correspondencia, sin sujeción al presente reglamento, cualquiera sea la denominación o modalidad que se adopte.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Igualmente, las empresas podrían remitir las facturas a través de correo certificado, el cual hoy es prestado por la Red Postal Oficial a cargo de la sociedad de Servicios Postales Nacionales S.A., que reemplazó a ADPOSTAL que se encuentra en liquidación. Esto también garantiza que pueda obtener prueba de la entrega oportuna de la factura.

En la actualidad cursa en la Cámara de Representantes el Proyecto de Ley 243 de 2007, por la cual se establece el Régimen de los Servicios Postales y se dictan otras disposiciones.

La compensación correspondiente al incumplimiento del indicador de Oportunidad de Entrega de la Factura, sería el no cobro de intereses de mora, si el cliente paga en fecha posterior al vencimiento de la factura que no fue entregada con la antelación debida, esto sin perjuicio de las sanciones que las autoridades de vigilancia y control impongan a la empresa por incumplimiento de la regulación.

- Atención de PQRs, este indicador se encuentra establecido en la Constitución Nacional como parte del Derecho de Petición y el Artículo 158 de la Ley 142 de 1994 el cual indica quela empresa responderá los recursos, quejas y peticiones dentro del término de quince (15) días hábiles contados a partir de la fecha de su presentación.

El valor de quince (15) días hábiles sería igual para todos los segmentos y sería de tipo garantizado y su incumplimiento genera la sancione que ya la misma Ley 142 contempla en el artículo 158 y que es la resolución del recurso a favor del usuario, salvo en el caso que se que el suscriptor o usuario auspició la demora, o que se requirió de la práctica de pruebas.

En la experiencia internacional se encuentran tiempos de respuesta a peticiones, que van desde los 7 días hasta los 31.8 días.

El establecimiento de estos tres (3) últimos indicadores no debería causar mayor inconveniente, dado que con contadas excepciones por la información reportada las empresas vienen cumpliendo con los plazos que establece la normatividad vigente.

- Cumplimiento de Citas Programadas, este indicador establece el margen de tiempo en minutos del cumplimiento de la empresa en las citas que de común acuerdo han sido acordadas con los clientes para efectos de realizar labor como conexiones del servicio, reconexiones o reinstalaciones, solicitadas por el cliente.

Como parte de los mecanismos de control y soporte de los tiempos empleados por la Empresa para restablecer el servicio, estarían: el registro de solicitud del cliente de la reconexión o reinstalación conforme a lo establecido en el Anexo B de la

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Resolución SSPD 2305 de 2006, la orden del servicio generada en el momento en que el cliente cumpla las condiciones para la conexión, reconexión o reinstalación del servicio y el acta o documento equivalente que se debe dejar en el domicilio del cliente indicando la fecha y hora de en la cual se presentó el representante de la Empresa para adelantar la labor.

En la experiencia internacional consultada, se encuentra que este indicador es muy utilizado y los valores del margen del cumplimiento de las citas oscilan entre los 15 minutos y las 4 horas.

- Oportunidad del Aviso de Suspensiones por Eventos Programados, este indicador mide la oportunidad con la cual el Operador de Red –OR- informa a los clientes conectados a sus STR y SDL sobre suspensiones del servicio debidas a eventos programados conforme lo establecido en el numeral 5.5.3.2 de la Resolución 070 de 1998 conocida como Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.
Este indicador se trata más en detalle en el numeral 2.1.1.8.

1.2.2.1.2 Satisfacción del Cliente

En materia de indicadores que permitan medir el criterio de Satisfacción del Cliente, se mantiene la recomendación que se utilice el NSU introduciéndole algunas modificaciones, debido a que es la herramienta que ya se viene utilizando por parte de la SSPD en cumplimiento del Artículo 10 de la Resolución CREG 096 de 2000.

La medición del NSU permite a las empresas y a las entidades de Regulación, Vigilancia y Control conocer la evolución de la percepción que el Cliente (la razón de ser de las empresas) tiene sobre la calidad del servicio que recibe.

Dentro de las modificaciones que se proponen se realice a este instrumento están las siguientes:

- Diseñar el instrumento para obtener la percepción de los clientes no sólo por mercados de comercialización sino por empresas.
- Modificar la definición de los segmentos urbano y rural para el caso de la actividad de comercialización, que hoy corresponden a los grupos de calidad del servicio.
- Introducir el segmento de Clientes Destacados, para lo cual se requiere la ayuda de las empresas para identificar cuales serían los clientes del mismo en cada una de ellas.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

- Introducir el segmento de Zonas Especiales dividiéndolo en Barrios Subnormales, Áreas de Menor Desarrollo y Áreas de Difícil Gestión. Esta información las reportan hoy las empresas a través del SUI.
- Identificar los atributos del servicio que en cada segmento el cliente valora más, esto con el objeto de realizar en el futuro ajustes o modificaciones de los indicadores de calidad que se establezcan en el próximo período tarifario.
- Mejorar la metodología que permita conocer la disposición de los clientes de cada segmento a pagar por mejoras en la calidad del servicio no solo de comercialización sino de distribución.
- Introducir la medición de la percepción del cliente para los indicadores que se establezcan para la calidad del servicio y que se miden de manera objetiva por parte de las empresas.

1.2.2.1.3 Eficacia de los Canales de Relación

En materia del criterio relacionado con la eficacia de los canales de relación, al revisar la información que las empresas reportaron, se encontró una gran dispersión de los datos lo cual indica muy diferente nivel de utilización de los canales de relación y en opinión de las empresas esta medición no refleja la calidad de los mismos.

Dentro de los Canales de Relación, existen dos que son de vital importancia para el Cliente como son, el contacto vía telefónica y la atención directa en oficinas. El primero de ellos en algunas de las empresas de energía, consiste en números telefónicos dispuestos solamente para recibir las PQRs y las llamadas relacionadas con las fallas en la prestación del servicio. En otras empresas, el sistema consiste en un Centro de Llamadas o “*Call Center*” el cual fue originalmente concebido para atender a los clientes a través de un canal más ágil y económico, donde la cantidad y duración de las llamadas atendidas eran los aspectos mas relevantes del desempeño del “*Call Center*”, sin tener en cuenta la calidad de la respuesta.

Con el tiempo y el avance tecnológico, se ha ido enfocando el papel de estos Centros a nuevas tareas como:

- Brindar respuesta oportuna y satisfactoria al cliente
- Fidelizarlo
- Hacer seguimiento de campañas masivas
- Crear y actualización de bases de datos
- Brindar soporte
- Ofrecer portafolios de servicios
- Gestionar cartera, etc.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Inclusive con la integración de nuevos canales como el correo electrónico, las páginas de Internet, los Chat y los mensajes de texto –SMS, se ha ido migrando al concepto de “*Contac Center*” que es un concepto más amplio que el atención de llamadas, inicialmente planteado para el “*Call Center*” y que está enfocado a atender a un cliente cada vez más exigente en materia de calidad y agilidad en el servicio.

Dada la masificación que ha tenido el Internet y el avance en las comunicaciones se podría pensar que los clientes prefieren la atención a través de estos medios, sin embargo, como los mostró la encuesta a los clientes cerca de un 33% de los clientes van a los puntos de atención de clientes de las empresas y más del 60% a los puntos dispuestos par el pago de la factura. De manera tal que para un porcentaje de los clientes sigue siendo importante disponer de oficinas físicas que les atiendan. Otra cosa que es importante para el cliente es el tiempo de atención en las oficinas, ya que el 12% de los clientes encuestados en segmento rural y el 16% del urbano se queja de demora en la atención.

Por lo anterior, la Consultoría realizó una revisión de los indicadores que permitan medir la calidad de los canales de relación puestos a disposición de los clientes. Como resultado de los análisis realizados, propone cuatro (4) nuevos indicadores para el medir la calidad bajo el criterio de Efectividad de los Canales de Relación.

Los cuatro (4) indicadores propuestos son:

- Llamadas Abandonadas, pretende medir el porcentaje de llamadas que son abandonadas por los clientes después de esperar un tiempo determinado (umbral), respecto del total de llamadas entrantes menos las llamadas abandonadas antes de sobrepasar el umbral.

El umbral será definido por cada empresa pero sin que sobrepase los 30 segundos En Colombia se encontró el caso de una empresa que ha establecido este umbral en un valor de 5 segundos y alcanza porcentajes del indicador inferiores al 2% y en la experiencia internacional se permiten porcentajes hasta del 5%.

Se propone que sea un indicador de tipo general, se mediría de forma agregada, el reporte información sería mensual y la evaluación de su evolución anual.

Nivel Global de Servicio del Centro de Atención Telefónica, pretende medir la cantidad de llamadas atendidas frente a las que se hubieran podido atender (Llamadas Atendidas/ (Llamadas Recibidas - Llamadas Abandonadas))

Este indicador aplica a nivel global de la empresa y no para un segmento determinado, aunque se podría pensar en el futuro identificar el segmento al cual pertenece el cliente que utiliza el Centro de Atención Telefónica.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

El indicador sería de tipo general e inicialmente debe ser reportado por aquellas empresas que hoy disponen de este tipo de centros –“*Call Centres or Call Centers*” y en el futuro por todas las empresas, ya que se está proponiendo a la CREG que establezca la obligatoriedad de las empresas de disponer de este tipo de servicio, ya sea en forma directa o a través de la contratación del mismo.

El reporte de información al SUI sería mensual y la evaluación de su evolución se haría al finalizar el año.

En referencias internacionales se encuentran casos de algunos países europeos que indican que entre el 65% y el 80% de las llamadas debe ser atendido antes de 20 segundos y entre el 90% y el 93% en menos de 45 segundos. En el caso de Argentina se exige que el 60% de las llamadas sean contestadas entes de 30 segundos.

Tiempo Promedio de Respuesta Telefónica, pretende medir el tiempo promedio de respuesta empleado por la empresa para atender las llamadas recibidas desde el momento en que el cliente escucha el primer tono hasta el momento en que el agente le responde. Se calcula como la relación entre la suma total de tiempos empleados para responder las llamadas dividido entre el número total de llamadas atendidas.

Este indicador sería de tipo general y se mediría de forma agregada para todos los segmentos, con reportes de información mensual y evaluación anual del indicador.

En la información de indicadores reportados por las empresas colombianas no se encuentra información del valor de este indicador, sin embargo en la referencia internacional encontrada se tiene tiempos promedio de 30 segundos.

En principio, durante el período de transición se mediría la calidad de la Atención del Centro Telefónico de manera agregada para las llamadas asociadas a la actividad de la comercialización como de la actividad de Comercialización. Luego de este período se deben medir en forma separada.¹²

Los “*Call Center*” por lo general cuentan con los siguientes componentes:

- Central telefónica (PBX)
- Sistema informático específico (base de datos del servicio o servicios atendidos)
- Sistema Automático Distribución de Llamadas (Automatic Call Distributor –ADC)
- Sistema Interactivo de Respuesta de Voz (Interactive Voice Response- IVR)

¹² En el numeral 4.2 del documento “Quality of Service Incentive Mechanisms to apply during the 2006 – 2010 price control period for ESB PES (Public Electricity Supplier) & ESB DSO (Distribution System Operator) Consulting Paper”, preparado por la Comission for Energy Regulation – CER, se indica que a partir del presente año es posible a través de software realizar tal medición

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

- Servidor Integrador (Computer Telephone Integrator –CTI)
- Infraestructura física (estaciones de trabajo)
- Infraestructura de telecomunicaciones
- Recurso Humano debidamente capacitado y entrenado para atenderlo.

Dentro de los componentes que lo conforman, el CTI permite el registro de información Para generar reportes de operación que se requieran, lo cual facilita la evaluación de los dos indicadores antes propuestos, entre otros.

Tiempo de Espera en Oficinas, este indicador mide el tiempo que el cliente debe esperar en una oficina de atención al cliente, desde el momento en que solicita el turno para ser atendido, hasta el momento en que se inicia la labor de atención.

En el caso colombiano hay empresas que registran este indicador pero incluido el tiempo de espera en fila y atención módulo. El valor en este caso del indicador está cerca de los 22 minutos.

1.2.2.2 Indicadores para Zonas Especiales

Para el caso de las Zonas Especiales después de una revisión del tema y de haber tenido la realimentación de Empresas como ELECTROCOSTA, ELECTRICARIBE y DISPAC, se ha considerado conveniente por la Consultoría realizar un ajuste en los indicadores que se utilizarían para medir la Calidad de la Actividad de Comercialización en dichas zonas.

La primera modificación es la de dividir las Zonas Especiales en dos subsegmentos uno correspondiente a Barrios Subnormales -BS- y la otra la que corresponde a Áreas Rurales de Menor Desarrollo –ARMD- y Zonas de Difícil Gestión –ZDG-. Las razones para proponer estos dos subsegmentos son las siguientes:

1) Barrios Subnormales que conforme al Decreto 3735 de 2003 son asentamientos humanos ubicados en cabeceras municipales de municipios o distritos que no tienen el servicio público domiciliario de energía eléctrica o lo obtienen a través de derivaciones o acometidas efectuadas sin aprobación del OR respectivo (servicio ilegal); mientras que a diferencia de los Barrios Subnormales las ARMD y las ZDG son áreas y zonas que cuentan con servicios legalizados, pero que, en el caso de las ARMD las condiciones de calidad de vida precarias y en el casos de las ZDG, tienen características atípicas de niveles de cartera y pérdidas de energía.

2) Los Esquemas Diferenciales de Prestación del Servicio que se aplican en cada una de ellas introducen modificaciones en lo que respecta al ciclo comercial y además, parte de la gestión comercial de estas áreas están bajo responsabilidad del representante de los suscriptores comunitarios; figura que había sido inicialmente incluida en la Resolución

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

CREG 120 de 2001 como Suscriptor del Servicio en Barrio Subnormal y que fue modificada por el Decreto 3735 de 2003 denominándola Suscriptor Comunitario y permitiéndole a su representante o a la Junta de Acción Comunal, desarrollar algunas funciones relacionadas con aspectos comerciales conforme lo acuerde con la empresa.

Las anteriores situaciones hacen que exista diferencia al interior de las zonas especiales. De otra parte, se podría pensar que los BS por ser áreas urbanas y la ARMD por ser rurales pudieran formar parte de los segmentos Urbano y Rural respectivamente, pero la condiciones particulares de cada los BS y las ARMD hacen que sean diferentes a estos dos segmentos. En el caso de las ZDG estas pueden ser urbanas o rurales, pero igual tiene condiciones especiales como lo consagran las normas legales.

De otra parte, el Decreto 3735 de 2003 en su artículo 31 prevé que la aplicación de esquemas diferenciales de prestación del servicio son temporales y tal temporalidad depende que la Zona Especial mantenga las condiciones que la llevaron a ser catalogada como tal. De modo que se sugiere que la aplicación de los indicadores que se definan para la calidad de la comercialización en estas Zonas Especiales sean aplicados mientras tengan tal condición y a partir que la misma cambie y se normalice la situación de prestación del servicio de energía eléctrica, se apliquen los correspondientes al segmento de ubicación de la comunidad ya sea urbana o rural.

Los indicadores propuestos para la definición y seguimiento de la calidad en estas zonas son los siguientes:

1.2.2.3 Áreas Rurales de Menor Desarrollo y Zonas de Difícil Gestión

1.2.2.3.1 Eficiencia Operativa

- Reclamos de Facturación por cada 10,000 facturas, corresponde al mismo indicador definido en la sección 1.2.2.3 pero que tendría la flexibilidad que el valor de la meta se podría pactar dentro de los acuerdos que se suscriba con el Suscriptor Comunitario de acuerdo con el Esquema Diferencial de Prestación del Servicio Zona Especial.
- Restablecimiento del Servicio, se aplicaría el mismo indicador del Segmento Rural es decir 48 horas como máximo, pero con la flexibilidad que se pueda pactar dentro de los acuerdos que por escrito se suscriban con estas comunidades dentro del marco de los esquemas diferenciales de prestación del servicio.
- Oportunidad de Entrega de la Factura, corresponde al mismo indicador definido en la sección 1.2.2.3.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

- Atención de PQRs, se aplicaría el valor estándar de ley de quince (15) días hábiles igual que en el resto de segmentos.

1.2.2.3.2 Nivel de Satisfacción

Aplicaría lo ya propuesto para los otros segmentos

1.2.2.3.3 Canales de Relación

Dado que en las Zonas Especiales se tiene un canal de relación entre empresa y comunidad que es el representante del Suscriptor Comunitario, se propone que se realice el seguimiento a los compromisos que en materia comercial se adquieran en las reuniones periódicas que se celebran con la comunidad y de las cuales se levantan actas.

Igualmente se podría establecer un nivel mínimo de reuniones por semestre en que acuerden y evalúen los aspectos que en materia de calidad comercial que de mutuo acuerdo establezcan comunidad y empresa.

1.2.2.4 Barrios Subnormales

En el caso de los Barrios Subnormales que corresponden a comunidades que no reciben el servicio bajo las condiciones del resto de clientes que tienen su servicio legalizado ante la empresa y por tratarse de una situación que debe ser temporal, se podría pensar en la posibilidad que cada comunidad, dentro de los límites que establezcan las normas, de manera conjunta acuerden con las empresas dentro del marco de los acuerdos que se deben firmar con los Suscriptores Comunitarios establecidos en el Artículo 19 del Decreto 3735 de 2003, las condiciones particulares de la calidad comercial y de la prestación del servicio en dichas comunidades.

En los aspectos a establecer de común acuerdo estarían: número de lecturas al medidor comunitario por año, oportunidad de entrega de liquidación comunitaria, tiempos de entrega de factura y cupones de pago, periodicidad de la realización de censos de carga o condiciones bajo las cuales se deben realizar de manera no periódica, etc.

1.2.2.5 METAS PARA LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO.

De acuerdo con los análisis de la información reportada por las empresas para los diferentes indicadores y los segmentos propuestos por la Consultoría, es claro que para algunos de los indicadores propuestos existe diferencias del valor actual del indicador inclusive al mismo interior de las empresas de pendiendo del segmento que se analice.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

También es claro que para el mismo indicador y para el mismo segmento, hoy no todas las empresas han alcanzado el mismo nivel de calidad comercial, ya que algunas han logrado mejores resultados en sus indicadores que otras. Este tema está ligado a los esfuerzos económicos y de gestión que han venido adelantando las empresas después de la promulgación de las leyes 142 y 143 de 1994, que introducen un esquema de competencia en las actividades del sector, entre ellas la de la comercialización.

Igualmente depende del enfoque que le haya dado la empresa, al conocimiento y satisfacción de las necesidades y expectativas del cliente frente al servicio, como se planteó en el Informe 1.

Dado que las empresas parten de distintos niveles de servicio a sus clientes, se requieren medidas de exigencia que incentiven a mejorar los resultados de quienes se encuentren por debajo de ellos, que sean alcanzables en el tiempo y que motiven a replicar las mejores prácticas de las empresas que se encuentran a la cabeza del sector.

Por lo anterior, se propone el establecimiento de metas diferenciales por segmento para los indicadores propuestos, sin establecer metas por empresa. De otra parte, si bien es cierto que para algunos indicadores como Calidad de la Lectura y Clientes con Medición y Consumo Estimado, las empresas que sólo desarrollan la actividad de la comercialización de energía eléctrica han logrado mejores valores en el comportamiento del indicador, no se establecen metas diferenciales de acuerdo con la actividad que desarrolla la empresa.

1.2.2.6 Metas propuestas por Indicador y Segmento

De acuerdo con el análisis realizado de los datos reportados por las empresas que se ha hecho para cada indicador y segmento en particular, se están proponiendo a la CREG las metas de los Indicadores de Calidad del Servicio de Comercialización que aparecen en el **Cuadro 15**.

Los valores de los indicadores correspondiente al criterio de Eficiencia Operativa en el caso de indicadores cuyo valor va disminuyendo con el paso del tiempo, se establecieron con base en los percentiles de los datos reportados 0.75 para el primer año, 0.50 para el segundo años y 0.25 para el año 3.

En el caso del NSU se tomaron los datos que resultaron para los segmentos urbano y rural, en la primera medición del NSU de la SSPD en el año 2006, los cuales se muestran en el **ANEXO B**. Como meta el año 1 se tomó el percentil 0.25 de los datos, para el año 2 se toma el percentil 0.50 y para el 3, el percentil 0.75 de los datos de cada segmento.

Sin embargo, los datos de metas del indicador de Nivel de Satisfacción pueden ser ajustados con la medición que realizó la SSPD en el segundo semestre del año 2006.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Cuadro 15 Metas de los Indicadores por Segmento

CRITERIO	INDICADOR O ESTÁNDAR	UNIDAD	URBANO			RURAL			DESTACADO			ARMQ Y ZDG		
			Año 1	Año 2	Año 3, 4 y 5	Año 1	Año 2	Año 3, 4 y 5	Año 1	Año 2	Año 3, 4 y 5	Año 1	Año 2	Año 3, 4 y 5
Eficiencia Operativa	Reclamos de Facturación por 10,000 facturas	[Valor]	80	70	50	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
	Restablecimiento del Servicio Despues del Pago	[Horas]	24	24	24	36	36	36	24	24	24	36	36	36
	Oportunidad de Entrega de la Factura	[Días hábiles]	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Atención de PQRs	[Días hábiles]	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	Cumplimiento de Citas Programadas	[Minutos]	60	45	30	120	90	60	30	15	15			
	Oportunidad de Avisos de Suspensión por Eventos Programados	[Horas]	72	72	72	72	72	72	72	72	(2)	(2)	(2)	
Nivel de Satisfacción	Medición del NSU de la SSPD	[Porcentaje]	60.0%	50.0%	67.5%	63.0%	60.0%	63.7%	68.0%	68.0%	68.0%	(3)	(3)	(3)
Canales de Relación	Llamadas Abandonadas (4)	[Porcentaje]	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	Nivel Global del Servicio del Centro de Atención Telefónica (4)	[Porcentaje]	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
	Tiempo de Espera en Oficinas (4)	[Minutos]	20	15	10	20	15	10	20	15	10	20	15	10

Para determinar las metas de calidad del servicio es deseable tener en cuenta el costo que implica a las empresas alcanzar un determinado nivel de calidad en cada indicador, situación que no fue posible obtener a partir de los datos de costos reportados por las empresas debido a la dispersión en los datos suministrados y en que las empresas no cuentan con sistemas de costeo ABC que permita establecer dichos valores.

El Consultor diseñó para la CREG una herramienta para establecer mediante la exigencia de las metas, el grado de mejoramiento de la calidad que desea establecer en un período dado, con la selección de un grupo de resultados para cada indicador que puede estrecharse para hacerlas mas o menos exigentes. La senda corresponderá en principio a una distribución lineal del mejoramiento seleccionado en cada uno de los años del periodo escogido.

El período de transición es necesario para establecer los mecanismos de seguimiento, reporte, control y evaluación del desempeño de la calidad, así como para incorporar al NSU las mediciones que se recomendaron para algunos de los indicadores que este mediría. Las empresas requerirán un tiempo para adecuar sus plataformas para el control y seguimiento de los indicadores. Se considera que un periodo de tres años es suficiente para realizar estas adecuaciones, tras el cual la CREG podrá realizar una evaluación del desempeño de la calidad y realizar los ajustes necesarios para entrar al período definitivo.

1.2.3 Seguimiento y Requerimientos para el Registro y Reporte de los Indicadores

El Consultor propuso los siguientes mecanismos de inspección, vigilancia y control de los indicadores, según lo establecido en los TR¹³:

¹³ Los Términos de Referencia definen que la actividad de comercialización: "... se caracteriza principalmente por ser una actividad no intensiva en capital (planta, equipos y otros activos fijos), pero que requiere una capacidad de gestión comercial (mercadeo, capacidad de negociación, recaudo de cartera y otros servicios) y una adecuada actualización y adecuación tecnológica (medición, hardware, software) y administrativa para el desarrollo eficiente del negocio.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Registro y Reporte de PQRs

El primer mecanismo propuesto para el seguimiento de los indicadores de Calidad de la Comercialización, es el reporte a través del SUI de la información base para el cálculo de los indicadores, así como el valor obtenido mensualmente para los indicadores asociados a los criterios de Eficiencia Operativa y de Eficacia de los Canales de Relación. Se exceptúa de este reporte mensual, el indicador de la medición del Nivel de Satisfacción del Usuario, que calcularía sería semestral o anual dependiendo de la periodicidad con la cual lo mida la SSPD.

Registro de PQRs y Auditoría a los Reportes de Información

El segundo mecanismo propuesto por la Consultoría está relacionado con el registro y reporte de las Peticiones, Quejas y Reclamos –PQRs- de los Clientes que las empresas deben realizar a través del Sistema Único de Información –SUI- .

Hoy, conforme a lo establecido en la Resolución de la SSPD 28775 de 2005 se exige a las Empresas que cada PQR tenga un código alfanumérico de máximo 20 caracteres, lo cual permite el registro secuencial de las mismas. Adicionalmente, el reporte de la información de PQRs realizado en la actualidad, incluye la causal del reclamo, lo cual facilita el seguimiento de los indicadores propuestos.

Se propone entonces que la información que sobre PQRs que reportan las empresas al SUI, sea materia de auditorías selectivas que se realicen a través de firmas especializadas; esto con el objeto de verificar la confiabilidad de la información reportada y verificar el trámite dado a las PQRs y la oportunidad en la respuesta de las mismas.

Igualmente se propone que se realice auditoría selectiva a la información que reportan las empresas para el cálculo de los Indicadores de Calidad de la Comercialización.

Se propone que las auditorías selectivas sean contratadas por la SSPD con firmas especializadas, cuando ésta lo considere necesario o le sea solicitado por la CREG.

El resultado de las auditorías en caso de encontrarse anomalías en el reporte de información podrá generar sanciones previstas para las empresas que incumplan la normatividad.

Auditorías Externas de Gestión y Resultado

Por esta razón la medición de la calidad de este servicio comprende antes que la medición de variables técnicas; la medición de variables de gestión y de satisfacción del usuario." (subrayado por el Consultor)

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Se propone que en aquellas empresas que por Ley deben tener Auditoría Externa de Gestión y Resultados – AEGR, la misma apoye el proceso de seguimiento y control de indicadores de calidad, ya que conforme a la normatividad vigente, la AEGR obrará en función tanto de los intereses de la empresa y de sus socios como del beneficio que efectivamente reciben los usuarios y, en consecuencia, está obligada a informar a la Superintendencia las viabilidad financiera de una empresa, las fallas que encuentren en el control interno y, en general, las apreciaciones de evaluación sobre el manejo de la empresa.

Sin embargo, para lograrlo, se deben realizar los ajustes necesarios, ya que la labor de las AEGR, ha estado más enfocada al análisis de las situaciones que ponen en riesgo la viabilidad financiera de las empresas, y de otra parte, al ser contratadas directamente por las empresas y al tener que competir entre ellas para obtener los contratos, existe el riesgo que se pierda parte de la objetividad que las mismas deben tener.

Otros Mecanismos de Seguimiento

- Los mecanismos de participación ciudadana introducidos por la Constitución Nacional para que los clientes participen de la gestión de los servicios públicos, son una herramienta complementario que se podría utilizar para el seguimiento y evaluación del desempeño en calidad de la comercialización. La voz del cliente, quien es en últimas quien recibe el servicio y lo califica, puede escuchar a través de estos mecanismos, los cuales ya son operativos en varios programas de gestión que se monitorean por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- Para el criterio de satisfacción del cliente, el NSU de la SSPD se identificó desde el Informe 1 como el mecanismo más avanzado y robusto de monitoreo del nivel de satisfacción de los clientes de las empresas comercializadoras de energía, con algunos ajustes necesarios en la forma de medir los atributos que el cliente desearía encontrar en la prestación del servicio público, en los que se recomendó a la CREG participar. El NSU realiza dos mediciones al año mediante un operador especializado, lo cual permite monitorear con precisión el avance de los niveles de satisfacción de clientes ante el cambio en la gestión de las empresas.

1.2.4 Recomendaciones Específicas solicitadas por la CREG

El Consultor incluyó comentarios puntuales sobre los aspectos requeridos por la CREG en el Numeral 3.1.4 de los TR acerca de la medición del consumo facturable, la facturación y distribución de facturas, atención directa al usuario, trámite de solicitudes operativas y comerciales, asesorías técnicas y comerciales y disponibilidad y actualización de sistemas de información al cliente.

Las recomendaciones particulares sobre cada tema se incluyen en el numeral 4

2 **RESPONSABILIDAD POR LA CALIDAD DE OTROS AGENTES DE LA CADENA**

2.1 Definición de Calidad del Servicio en lo que se Refiere a Calidad del Producto y Servicio Técnico Responsabilidad de Otros Agentes de la Cadena.

De acuerdo con los TR, el Asesor deberá evaluar si es justificable proponer criterios, indicadores y metas adicionales que permitan calificar el servicio de comercialización en aspectos en los cuales la responsabilidad es de otros agentes de la cadena, pero cuya respuesta directa frente al usuario es del comercializador. Es decir, en aspectos referentes a la calidad del producto y del servicio técnico prestado, la responsabilidad es del distribuidor, pero el comercializador es el intermediario entre éste y el usuario final (Numeral 3.2)

Con el objeto de analizar estos aspectos, en el cuestionario para las visitas realizadas a las empresas de la muestra seleccionada por la CREG se incluyeron preguntas que permitieran su evaluación.

Dado que en la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica hay involucrados varios agentes (generador, transportador, distribuidor y comercializador), la pregunta inicial sería, ¿Cuál o cuáles de ellos tienen una relación directa con la calidad que el cliente percibe respecto de la prestación del servicio?

Si bien es cierto que cada agente involucrado en la prestación del servicio tiene algún grado de responsabilidad sobre la calidad del mismo, la gran mayoría de los clientes no la diferencian y se la asignan al agente que les factura el servicio, es decir el comercializador.

La calidad del servicio de energía eléctrica se puede dividir en al menos tres (3) aspectos que se enuncian enseguida:

1. Calidad de la Potencia suministrada: está relacionada con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente, que el Operador de Red entrega a la carga del cliente. La misma se mide a través de estándares como: frecuencia y tensión, contenido de armónicos de las ondas de tensión y corriente, “Flicker”, factor de potencia, transitorios electromagnéticos rápidos y fluctuaciones de tensión.
2. Calidad del Servicio Prestado: está relacionada con la confiabilidad del suministro de energía y se mide a través de varios indicadores. En el caso de Sistema Eléctrico

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Colombiano, se utilizan el Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES), que mide el tiempo de interrupción de un circuito para un período determinado; y el Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES), que mide la confiabilidad de un Sistema de Transmisión Regional – STR- y/o un Sistema de Distribución Local, como el número de interrupciones que presenta un circuito durante determinado período.

3. La Calidad Comercial del Servicio: que está relacionada con el cumplimiento de los requisitos del cliente y cuyos estándares para su medición serán definidos próximamente por la CREG con base en el resultado de este estudio.

En la calidad de la Potencia Suministrada y la Calidad del Servicio Prestado están involucrados el generador de energía eléctrica, el transportador y el distribuidor (Operador de Red –OR-), dado que dependen de la disponibilidad de los equipos que posean y la forma como sean operados. Para el cliente final por lo general, el generador y transportador son indiferentes respecto de la calidad del servicio, al igual que lo es el distribuidor cuando éste está integrado con el comercializador.

2.1.1 Actividades que son Responsabilidad de Otros Agentes de la Cadena de Prestación del Servicio

Con base en la información recopilada a través de la Encuesta de Empresas, se identificaron una serie de actividades de tipo técnico que están relacionadas directamente con el servicio al cliente, que, en algunos casos, son desarrolladas por el distribuidor de energía eléctrica (Operador de Red –OR-) y en otros por el agente comercializador, mediante cuadrillas propias o contratadas, esto es muy frecuente en el caso de los comercializadores que no están integrados con el distribuidor. Sin embargo, en empresas integradas también se presenta esta situación.

Por tanto, no todas las actividades de tipo técnico se pueden atribuir al distribuidor –OR- exclusivamente, sino que existen algunas desarrolladas por el comercializador. Dentro de las principales actividades donde se presenta esta dualidad son las siguientes:

- 1) Conexión del servicio
- 2) Suspensión y reconexión del servicio
- 3) Instalación y retiro de equipos de medida
- 4) Revisión de instalaciones y medidores de energía eléctrica
- 5) Detección y control de anomalías
- 6) Instalación y revisión de fronteras comerciales y
- 7) Asesoría técnica al cliente
- 8) Aviso de suspensiones debidas a eventos programados

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

En el caso particular de las empresas que desarrollan la actividad de comercialización sin ser ORs, existen cuadrillas que realizan actividades tales como: Suspensión y Reconexión del Servicio, Instalación y Retiro de Equipos de Medida (en casos donde el medidor corresponde a la medición individual del cliente y no una frontera comercial). Así mismo, desarrollan labores como Detección y Control de Anomalías y Asesorías de Tipo Técnico a los Clientes.

2.1.1.1 Conexión del Servicio

Conforme a lo establecido en el Artículo 134 de la Ley 142 de 1994, cualquier persona que habite o utilice de modo permanente un inmueble, a cualquier título, tendrá derecho a recibir los servicios públicos domiciliarios de energía y/o gas por red de ductos, al hacerse parte de un contrato de servicios públicos. Este aspecto fue regulado por la CREG en Artículo 16 de la Resolución CREG 108 de 1997, el cual en el Parágrafo No. 1 indica que cuando existan dos o más empresas comercializadoras que ofrezcan el servicio a los suscriptores o usuarios de una misma red local, se podrá escoger libremente el comercializador (salvo en casos de áreas del servicio exclusivo), quien será el encargado de presentar la solicitud de servicio ante el OR respectivo.

Conforme al Artículo 16 de la Resolución CREG 108 de 1997, el OR dispone de un plazo máximo de quince (15) días siguientes a la fecha de su presentación para resolver sobre la solicitud, a menos que se requiera de estudios especiales para autorizar la conexión, en cuyo caso el distribuidor dispondrá de un plazo de tres (3) meses para realizar la conexión.

Posteriormente mediante Resolución CREG 070 de 1998, en el numeral 4.4 se introdujo una modificación al procedimiento de conexión, el cual igualmente inicia el suscriptor ante el OR, quien dispone de: siete (7) días hábiles para resolver la solicitud en caso de conexiones a nivel de tensión 1; quince (15) días hábiles para conexiones de los niveles de tensión 2 y 3 y veinte (20) días hábiles para conexiones a nivel de Tensión 4.

Igualmente, la Resolución CREG 070 de 1998 establece en el numeral 4.4.6, que entre la fecha de la expedición de los protocolos de pruebas de los diferentes equipos y la fecha de puesta en servicio de la conexión no podrá haber transcurrido más de cuatro (4) meses.

De otra parte, en numeral 4.4.6 de la Resolución 070 de 1998 se indica que, previo a la puesta en servicio de la conexión, el usuario, en los casos en que haya más de un Comercializador ofreciendo servicios en ese mercado, informará al OR, sobre el nombre del Comercializador que ha seleccionado para que le suministre el servicio.

En la práctica se encuentra que cuando el usuario escoge un comercializador diferente al integrado con el OR, se dirige directamente al comercializador seleccionado para solicitar el servicio, y es el comercializador quien realiza el trámite de solicitud conexión ante el OR

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

y a partir de ese momento empiezan a contar los plazos que este tiene para resolver la solicitud y en caso de ser favorable, para realizar la conexión.

En algunos casos y aún cuando la conexión no sea compleja, el OR toma el tiempo máximo que le permite la regulación para resolver y conectar el servicio al cliente, sin que el comercializador que escogió el cliente pueda gestionar estos tiempos y optimizar el período transcurrido entre el momento que el cliente le solicita el servicio ante el comercializador y el OR se lo instala.

Por lo anterior, se propone el establecimiento de un valor estándar que permita medir los tiempos que tarda el OR en aprobar e instalar una conexión del servicio para los clientes de su propio comercializador y los de otros comercializadores, contados a partir del momento de la presentación de la solicitud y hasta el momento de la conexión del servicio.

2.1.1.2 Suspensión y Reconexión del Servicio

En algunos casos, las empresas que desarrollan sólo la actividad de Comercialización realizan la labor de suspensión y reconexión del servicio con su propio personal técnico; en otros casos, esta labor la realiza el respectivo OR por mando del comercializador, caso en el cual se informan al cliente, con antelación, las causas de la suspensión o corte del servicio y los mecanismos a seguir para su reconexión o reinstalación.

Cuando el comercializador y el distribuidor están integrados, en algunos casos la labor de suspensión o corte del servicio la realiza el comercializador con cuadrillas propias o contratadas y, en otros, por lo general en empresas con poco número de usuarios lo realiza el personal técnico encargado de área de distribución.

El tema de suspensión y reconexión desde el punto de vista procedural se encuentran incluido de manera detallada en las Condiciones Uniformes del Contrato de Prestación del Servicio, esto en cumplimiento de lo establecido en los artículos 7º y 57º de la Resolución CREG 108 de 1997¹⁴.

Así mismo, en el Parágrafo 2º del artículo 57 de la resolución en mención se establece que, la empresa deberá restablecer el servicio en un término no mayor al señalado en las

¹⁴ **Artículo 7º. Contenido mínimo del contrato.** El Contrato de servicios públicos deberá contener, como mínimo, las siguientes estipulaciones: 14) Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a la suspensión del servicio, y el procedimiento para ello.

Artículo 57º. Restablecimiento del servicio. De acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 142 de la ley 142 de 1994, para restablecer el servicio, si la suspensión o el corte fueren imputables al suscriptor o usuario, éste debe eliminar su causa, pagar todos los gastos de reinstalación o reconexión en que incurra la empresa, y satisfacer las demás sanciones a que hubiere lugar, todo de acuerdo con las condiciones uniformes del contrato.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

condiciones uniformes para efectuar la reconexión o reinstalación, el cual en todo caso no podrá exceder de tres días. Sin embargo, al revisar la información reportada por las empresas para los diferentes segmentos del indicador de Restablecimiento del servicio, se encuentra que los tiempos en promedio en los cuales las empresas realizan la reconexión y el restablecimiento del servicio son inferiores a los tres días que establece la regulación.

De otra parte, al analizar las PQRs que las empresas reportaron al SUI en el año 2006, se encuentra que el porcentaje de reclamaciones presentadas por suspensión, corte, reconexión y desinstalación es de un 3.8% como se muestra en el **ANEXO A**, que resulta un porcentaje importante si se considera que la mayor causa de reclamación que es otras inconformidades no clasificadas es del 6.6%.

Finalmente, en razón a que los tiempos de reconexión o restablecimiento del servicio son inferiores a los establecidos por la regulación y a que la suspensión y reconexión es una causal importante de reclamación del cliente, se consideró conveniente proponer un indicador de calidad comercial para las reconexiones del servicio, tal como se presentó en el Informe 2 Rev. 4 entregado a la CREG.

2.1.1.3 Instalación y Retiro de Equipo de Medida

En el tema de la instalación de los equipos de medida, conforme lo consagra el artículo 144 de la Ley 142 de 1994¹⁵, las empresas en las Condiciones Uniformes del Contrato pueden exigir que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos, siempre y cuando, cumplan las con las características que establezcan las empresas en dichas condiciones, las cuales conforme al literal c) del artículo 24 de la Resolución 108 de 1997¹⁶ deben tener en cuenta lo establecido en los Códigos de Distribución y/o Medida, y el mantenimiento que debe dárseles.

¹⁵ **Ley 142 de 1994, Artículo 144. De los medidores individuales.** Los contratos uniformes pueden exigir que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos. En tal caso, los suscriptores o usuarios podrán adquirir los bienes y servicios respectivos a quien a bien tengan; y la empresa deberá aceptarlos siempre que reúnan las características técnicas a las que se refiere el inciso siguiente.

La empresa podrá establecer en las condiciones uniformes del contrato las características técnicas de los medidores, y del mantenimiento que deba dárseles.

¹⁶ **Resolución 108 de 1997, Artículo 24, literal c)** En las condiciones uniformes del contrato, la empresa determinará las características técnicas que deberá cumplir el equipo de medida, teniendo en cuenta lo que establezcan los Códigos de Distribución y/o Medida, y el mantenimiento que debe dárseles, con el fin de que los suscriptores o usuarios puedan escoger libremente al proveedor de tales bienes y servicios.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

De otra parte, en el caso de construcciones nuevas, los suscriptores potenciales, por lo general, toman la opción de que quien realice la construcción de la obra entregue los inmuebles listos para realizar la conexión del servicio de energía eléctrica y; cuando se trata de unidades inmobiliarias cerradas, el artículo 80 de la Ley 675 de 2001 exige a los urbanizadores y constructores, instalar medidores de consumo de los servicios públicos domiciliarios para cada inmueble.

En contraste, cuando el cliente no toma la opción de realizar la instalación del medidor, la empresa que le presta el servicio la realiza, ya sea con su propio personal o a través de terceros contratados. Incluso en el caso de empresas que sólo desarrollan la actividad de comercialización, por lo general se encargan de la instalación de los equipos de medida individual de los clientes ubicados “aguas abajo” de una frontera comercial y que están asociados a ella.

Cuando se trata del retiro de los equipos de medida de los clientes para efectos de revisión, desde la misma Ley 142 de 1994¹⁷, se establece que desde las Condiciones Uniformes se debe permitir tanto al suscriptor como a la empresa verificar el estado de los equipos de medición del consumo inclusive, retirando temporalmente el equipo.

Como se observa, en el tema de instalación de equipos de medición pueden estar involucrados varios agentes incluso ajenos a las empresas, pero el tema está regulado en las Condiciones Uniformes del Contrato, razón por la cual no es fácil identificar la responsabilidad asociada a la calidad de los bienes o a la calidad de la medición del equipo.

Igualmente en lo que respecta al retiro de equipos para su revisión el tema está regulado en las Condiciones Uniformes del Contrato.

De otra parte, al revisar las causales de inconformidad de los clientes (PQRs) en relación con la instalación y retiro de equipos de medida, no aparece esta causal.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, no se considera necesario introducir un indicador que mida la calidad de estas actividades.

¹⁷ Ley 142 de 1994, Artículo 145. Control sobre el funcionamiento de los medidores. Las condiciones uniformes del contrato permitirán tanto a la empresa como al suscriptor o usuario verificar el estado de los instrumentos que se utilicen para medir el consumo; y obligarán a ambos a adoptar precauciones eficaces para que no se alteren. Se permitirá a la empresa, inclusive, retirar temporalmente los instrumentos de medida para verificar su estado.

2.1.1.4 Revisión e Instalación de Equipos de Medida

Como parte de las estipulaciones que las empresas han incluido en materia de deberes y obligaciones de los clientes en las Condiciones Uniformes del Contrato de Prestación del Servicio, están la obligatoriedad de los suscriptores de permitir la instalación y revisión de las acometidas y los medidores de energía eléctrica.

Sobre este aspecto, al verificar las PQRs de los clientes del servicio de energía eléctrica reportadas al SUI en el año 2006, se encuentra que el porcentaje de quejas debidas a revisiones a las instalaciones y medidor del suscriptor o usuario, sólo representan un 1.8% del total de reclamaciones presentadas.

Así mismo, al indagar en la Encuesta de Clientes por los inconvenientes relacionados con el servicio de energía, no se manifiesta inconformidad por causa de actividades relacionadas con la revisión de las instalaciones o del medidor, considerando que el 25% de los clientes urbanos y el 31% de los rurales informaron que se ha realizado alguna reparación o revisión.

Por lo anterior, no se considera relevante establecer un indicador que mida la calidad de las actividades de revisión de instalaciones o medidor.

2.1.1.5 Detección y Control de Anomalías

Como parte de las acciones que las empresas adelantan para controlar las pérdidas de energía eléctrica, están la remodelación de líneas, reconfiguración de circuitos, macro medición, balances de carga y otras acciones de tipo técnico que por lo general las desarrolla el Operador de Red y que afectan la calidad de la prestación del servicio recibida por el Cliente.

Pero así mismo, adelantan acciones encaminadas a la detección y control de anomalías de tarea que por lo general se adelanta con la participación de grupos especializados en la materia, ya sean propios o contratados. Esta actividad cubre tanto aspectos técnicos como administrativos; en el primer grupo, se encuentran acciones como revisión de instalaciones y medidores, normalización de acometidas, etc.; y en el segundo, elaboración de actas, imposición de sanciones, desarrollo del debido proceso, denuncias por sustracción de fluido, etc. De manera tal que no es una actividad en la que solamente esté involucrada el área comercial, sino que participan otras áreas tales como: la técnica, la jurídica, el laboratorio de medición (propio o contratado), etc.; que en algunos casos tiene relación directa con el cliente y que por tanto afectan la percepción que este pueda tener de la calidad de la actividad comercial, la cual en principio se podría pensar que no es la mejor, dado que, en muchos de los casos las acciones adelantadas resultan en sanciones para el suscriptor.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Sin embargo, sobre este particular, al analizar los datos reportados por las empresas al SUI, sobre PQRs presentadas por los clientes en el año 2006 como lo muestra el **ANEXO A**, se observa que el porcentaje de quejas por decisiones de sanción sólo asciende al 0.8% del total de PQRs presentadas. Así mismo, en la encuesta de clientes realizada por la Consultoría al indagar a los suscriptores por los inconvenientes en materia del servicio, o las cosas que no le gustan de la empresa, no hubo manifestación alguna relacionada con el tema de los procedimientos desarrollados para la detección y control de fraudes.

De otra parte, en la Condiciones Uniformes del Contrato, la mayoría de las empresas incluyen el dentro del tema de incumplimiento del contrato, los aspectos relacionados con el tema de detección y sanción de anomalías.

Con base en lo antes expuesto sobre la actividad de Detección y Control de Fraudes, no se encuentra que sea una actividad que esté afectando la percepción que los clientes tienen de la calidad de la actividad de comercialización. Y por tanto no se propone algún indicador que la mida.

2.1.1.6 Instalación y Revisión de Fronteras Comerciales de Clientes Regulados

Dentro del esquema de competencia que permite la legislación colombiana en materia de comercialización de energía eléctrica, el tema de la medición de los consumos de un cliente regulado que sea atendido por un comercializador diferente al del operador de red al cual está conectado el cliente es de vital importancia para identificar la responsabilidad de los consumos de los usuarios atendidos por un Comercializador específico ante el ASIC.

Los aspectos relacionados con las Características Técnicas de los Equipos de Medida están establecidos en el numeral 7.3 de la Resolución 070 de 1998, y lo correspondiente al registro y reporte de información de las Fronteras Comerciales se encuentran en la Resolución CREG 006 de 2003; normas que son de obligatorio cumplimiento por parte de los agentes.

La instalación de la frontera comercial es una de los servicios que dentro del esquema de competencia ofrecen los comercializadores a los clientes que pretenden vincular a su mercado. Adicionalmente ofrecen a los clientes la posibilidad de que a través de portales dispuestos para el efecto puedan conocer los consumos registrados y en algunos casos tomar decisiones los mismos para efectos de optimizarlos, estimar consumos futuros, etc.

Si bien es cierto que la instalación de la frontera comercial la realiza el cliente o el comercializador o el distribuidor, la conexión de la misma si compete al OR como agente de la cadena responsable de la operación de los SDLs –Sistemas de Distribución Local- y

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

los STRs –Sistemas de Transmisión Regional-. Aspecto en el que sí puede haber eventualmente una afectación de los clientes por demoras que puedan ser imputables al OR. Sin embargo, con base en la información recolectada dentro de este estudio no se encontró que existan dificultades sobre este tema que amerite el establecimiento de un indicador para el tema de instalación de fronteras comerciales, sin embargo sí se establece un indicador para la conexión de los clientes independiente si tienen o no frontera comercial.

En materia de revisión de fronteras comerciales, la Resolución CREG 070 de 1998 establece normas que permiten al comercializador hacer pruebas rutinarias al equipo de medida, por iniciativa propia o por petición del OR o del Usuario, para verificar su estado y funcionamiento.

Inclusive se establece en la Resolución que en el evento en que el equipo de medida no esté dando las medidas correctas, el Comercializador notificará al Usuario afectado y establecerá un plazo para la calibración, reparación o reposición del equipo defectuoso. El plazo establecido no podrá ser inferior a siete (7) días hábiles, ni superior a treinta (30) días hábiles y que si el Usuario no calibra, repara, o reemplaza el equipo en el plazo estipulado, el Comercializador procederá a realizar la acción correspondiente a costa del Usuario.

Igual que en el caso de la instalación de fronteras comerciales de clientes regulados no se encuentra que existan situaciones que ameriten el establecimiento de un indicador para el seguimiento de la calidad de la revisión de fronteras comerciales.

2.1.1.7 Asesoría Técnica al Cliente

Como parte del valor agregado que las empresas brindan a sus clientes, se encuentran las labores de asesoría técnica, la cual se podría pensar que está enfocada al segmento de clientes destacados o clientes no regulados. Sin embargo, se encuentran el caso de empresas que brindan asesoría técnica a clientes del sector residencial particularmente en lo que respecta a modificación de acometidas, ampliación de carga, uso racional de energía, verificación de cumplimiento del RETIE y detección de fallas a tierra.

Estas labores afectan favorablemente la percepción que los clientes tienen respecto de las empresas y son un elemento de competencia que pueden las empresas libremente ofrecer a sus clientes como valor agregado sin que afecten la tarifa que éste paga. Por tanto, no se considera que se deba medir la asesoría técnica con un indicador particular, sino que más bien se incluya en la medición del NSU, para indagar la valoración que el cliente da a estos servicios y la calidad con que le son prestados.

2.1.1.8 Avisos de Suspensiones debidas a Eventos Programados

En el diagnóstico realizado sobre la oportunidad con la cual los Operadores de Red informan a los clientes conectados a sus STRs o SDLs sobre las suspensiones o interrupciones programadas del servicio se encuentra que, la mayoría de las empresas que reportaron información cumplen con los plazos establecidos por el Código de Distribución de 72 horas para clientes del sector industrial y 48 horas para los otros sectores.

Así mismo, como parte del diagnóstico realizado a través de la Encuesta de Clientes realizada por la Consultoría, se encontró que el 39% de los clientes urbanos y el 36% de los rurales consideran que las empresas informan cuando hay inconvenientes o contratiempos con el servicio. Lo cual indica que, si bien las empresas informan por lo menos sobre las interrupciones programadas, tal información no es tan eficaz como se esperaría. Al cruzar esta información con la recogida por el NSU de la SSPD al indagar por la oportunidad de los avisos de interrupciones programadas se encuentra que, el 58.9% considera que lo son.

A la pregunta si los avisos de suspensión aportan calidad al servicio de energía eléctrica el 95% de los clientes del segmento urbano y el 87% de los del rural opinan que sí.

Adicionalmente la Encuesta de Clientes identificó por estratos los medios a través de los cuales, los clientes prefieren ser informados de las suspensiones programadas del servicio y cuyo resultado se muestra en el **Cuadro 16**.

Cuadro 16 Medios Preferidos para informar sobre suspensiones programadas

Sector Encuestado	Medio Preferido	Porcentaje
Residencial E1	Volantes	47%
Residencial E2	Otro medio (teléfono o TV local)	44%
Residencial E3	Volantes	37%
Residencial E4	Otro medio (teléfono o TV local)	46%
Residencial E5	Volantes	36%
Residencial E6	Volantes	50%
Rural	Radio Local	45%
Industrial	Periódico	43%
Comercial	Otro medio (teléfono o TV local)	55%
Total Muestra	Otro medio (teléfono o TV local)	34%

Lo anterior indica que los clientes en cada sector de consumo prefieren medios diferentes para ser informados sobre suspensiones programadas.

Por lo anterior, se recomienda que en materia de avisos de suspensión programada si bien es cierto que en su mayoría los ORs cumplen con los valores estándar de tiempo para informar a los clientes, deben identificar a nivel de cada una los medios más eficaces para hacer tal divulgación, inclusive con la tecnología actual de los celulares se podría informar enviando mensajes de texto en los segmentos o grupos que prefieren el teléfono.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Igualmente, se propone que la antelación de avisos de suspensión de 72 horas que hoy aplica para el sector industrial se pueda extender a otros sectores donde haya clientes como hospitales, centros de salud, centros educativos, etc.

Para realizar el seguimiento de la oportunidad y eficacia de los avisos de suspensiones programadas, se está proponiendo que la medición de la percepción que el cliente tiene sobre los mismos, sea incorporada en la medición del NSU de la SSPD.

Si bien es cierto que las empresas no utilizan los mismos procedimientos, al preguntarle al cliente o al revisar la información de PQR registrada en el SUI, no se encuentra que exista un alto porcentaje de insatisfacción o queja por el desarrollo de alguna de estas actividades. Sin embargo, muchas de estas actividades requieren de la presencia del cliente o coordinar con él la oportunidad de su ejecución, práctica que algunas empresas han implementado para algunos segmentos de clientes, se propone que se empiece a medir y reportar el margen de tiempo que la empresa toman para cumplir la cita acordada con el cliente, con el fin de establecer en el corto tiempo un valor estándar de cumplimiento de citas acordadas.

2.1.2 Aspectos de la Calidad de Responsabilidad Directa del OR

Dentro del tema de calidad hay dos aspectos que son de directa responsabilidad del Operador de Red, estos son las Fallas en la Prestación del Servicio y la Calidad de la Potencia Eléctrica.

El concepto de falla en la prestación del servicio está definido en el artículo 136 de la Ley 142¹⁸ e implica una reparación a favor del cliente, conforme a lo establecido en el Artículo 137 de la mencionada Ley.

Dentro de la reparación prevista está el de la indemnización de perjuicios, que en ningún caso se tasaran en menos del valor del consumo de un día del usuario afectado por cada día en que el servicio haya fallado totalmente o en proporción a la duración de la falla; mas el valor de las multas, sanciones o recargos que la falla le haya ocasionado al suscriptor o usuario; mas el valor de las inversiones o gastos en que el suscriptor o usuario haya incurrido para suplir el servicio.

Sin embargo, las empresas que desarrollan la actividad de comercialización sin ser Operadores de Red, indican en la encuesta de empresas, que cuando se presentan casos de afectación de clientes por fallas en la prestación del servicio, ponen en conocimiento del

¹⁸ Artículo 136. Concepto de falla en la prestación del servicio. La prestación continua de un servicio de buena calidad, es la obligación principal de la empresa en el contrato de servicios públicos.

El incumplimiento de la empresa en la prestación continua del servicio se denomina, para los efectos de esta Ley, falla en la prestación del servicio.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

OR respectivo el caso, e incluso lo acompañan de una concepto y/u opinión del comercializador y de los registros de los equipos de medición. Sin que ninguno de los casos presentados a los ORs haya sido considerado como procedente y por tanto se haya reconocido indemnización alguna.

Así mismo, el Reglamento de Distribución expedido por la CREG mediante Resolución 070 de 1998, en su numeral 6.2.3 indica que el OR deberá constituir un instrumento financiero que ampare a los Usuarios conectados a su Sistema en los Niveles de Tensión II, III y IV, por daños y perjuicios que se causen por el incumplimiento de los estándares de la calidad de la potencia suministrada. El cubrimiento de tal instrumento será determinado de conformidad con lo establecido en el Artículo 137 de la Ley 142 de 1994.

Al igual que en el caso de las Fallas en la Prestación del Servicio, manifiestan las empresas que sólo desarrollan la actividad de comercialización, que los casos no se resuelven a favor de los clientes, porque por lo general no existe manera de controvertir las pruebas que presentan los ORs y sobre la cuales ellos toman la decisión sobre si procede o no, la reclamación.

Se espera que con la introducción del reporte de información sobre la Calidad de la Potencia Eléctrica en un futuro cercano, se pueda contar con información confiable sobre las fallas en la prestación del servicio y la calidad de la potencia suministrada.

En relación con la responsabilidad de los daños causados a los Clientes por fallas en la prestación del servicio o por incumplimiento de los estándares de la Calidad de la Potencia Eléctrica, se recomienda a la CREG que éste tema quede en cabeza del OR y que sea el cliente quien directamente presente ante el OR la queja respectiva y no lo haga a través del comercializador, particularmente en los casos donde el OR y el comercializador que atiende el cliente son diferentes.

De otra parte, dado que es el OR quien puede ser el responsable de los daños causados a los clientes y a la vez es quien decide si el cliente tiene o no la razón en la queja que presenta, es conveniente introducir un mecanismo que permita auditar de manera aleatoria aquellos casos en los cuales exista inconformidad de los clientes respecto de la respuesta dada a su queja. Este podría ser mediante la contratación de auditorías especializadas.

3 INCENTIVOS A LAS EMPRESAS POR SU DESEMPEÑO EN CALIDAD

De acuerdo con los TR “el Asesor deberá revisar y dar recomendaciones sobre incentivos de tipo tarifario por la calidad del servicio de comercialización. Aunque es deseable que la metodología sea soportada sobre un análisis costo/beneficio económico, el Asesor también podrá proponer otros enfoques.”

“Cualquiera sea la aproximación recomendada, deberá partir de la premisa de que la metodología de incentivos tarifaria propuesta debe reflejar la importancia relativa de las desviaciones de los estándares establecidos para el consumidor y, debe incluir estímulos a la empresa prestadora del servicio para corregirlos” (Numeral 3.3 de los TR).

3.1 Conceptos sobre Incentivos

Para efectos de realizar una aproximación al concepto de incentivo a las empresas por su desempeño en calidad comercial, a continuación se presentan las definiciones de algunas palabras básicas a utilizar, tomadas del Diccionario de la Lengua Española¹⁹:

- **Compensar.** (Del lat. *compensāre*). 1. tr. Igualar en opuesto sentido el efecto de una cosa con el de otra. (...) Compensar las pérdidas con las ganancias, los males con los bienes. U. t. c. intr. y c. prnl. 2. tr. Dar algo o hacer un beneficio en resarcimiento del daño, perjuicio o disgusto que se ha causado. U. t. c. prnl. 3. prnl. Med. Dicho de un órgano enfermo: Llegar a un estado de compensación
- **Incentivar.** 1. tr. Estimular para que algo se acreciente o aumente. **Incentivo.** (Del lat. *incentīvus*). 1. adj. Que mueve o excita a desear o hacer algo. U. m. c. s. m. 2. m. Econ. Estímulo que se ofrece a una persona, grupo o sector de la economía con el fin de elevar la producción y mejorar los rendimientos
- **Indemnizar.** De *indemne e -izar*). 1. tr. Resarcir de un daño o perjuicio. U. t. c. prnl
- **Penalizar.** 1. tr. Imponer una sanción o castigo. 2. tr. Der. Tipificar como delito o falta una determinada conducta
- **Simetría.** (Del lat. *symmetria*, y este del gr. *συμμετρία*). 1. f. Correspondencia exacta en forma, tamaño y posición de las partes de un todo. (...) 3. f. Geom. Correspondencia exacta en la disposición regular de las partes o puntos de un cuerpo o figura con

¹⁹

Real Academia Española, Diccionario de la Lengua Española,

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

relación a un centro, un eje o un plano. **Simétrico.** (Del gr. συμμετρικός). 1. adj. Perteneciente o relativo a la simetría. 2. adj. Que tiene simetría (...)

Antes de pasar a tratar el punto de los incentivos y las compensaciones, es importante aclarar que la prestación de un servicio, en principio no debe requerir de incentivo alguno, mas allá de la remuneración adecuada por la prestación del mismo, pues se trata de una actividad económica, la cual se realiza como negocio, y cuyo incentivo es justamente económico. El incentivo debe estar en la tarifa que el usuario paga por la prestación del servicio y no debería requerir de más.

Debe quedar claro también, que el regulador interviene en la calidad de la comercialización definiendo unos estándares, pues se trata de actividades que tienen en la mayoría de los casos situaciones de monopolio de hecho, o de competencia imperfecta, y por lo mismo son reguladas. También es necesario reconocer, que las empresas parten de diversas posiciones en calidad de la comercialización, para acercarse al cumplimiento de los estándares propuestos en el Informe 1 de este estudio.

En la experiencia internacional estudiada para el presente trabajo, se pudo encontrar que en el caso del Reino Unido el organismo de regulación ha tratado el tema de la calidad comercial como una combinación de incentivos/penalizaciones²⁰. Tal tipo de regulación económica simétrica no existe aún en el Mercado Eléctrico Colombiano. Ahora bien, aunque en el caso colombiano no se han establecido sistemas explícitos de regulación simétrica, el señalamiento de sendas de eficiencia en pérdidas de energía eléctrica, podría ser un ejemplo de cómo existen señales regulatorias, que incentivan a las empresas para lograr superar la eficiencia trazada por la senda.

Los incentivos podrían ser, publicación de rankings de empresas exitosas, o distinción especial a las mejores prácticas, con un significado más en imagen y marketing, que económico. Las compensaciones, por su parte, surgen ante el incumplimiento de estándares del tipo Garantizado y representan compensaciones al cliente, no necesariamente asociadas con el costo del servicio. La señal es que se desestimule, por costoso para la empresa, el incumplimiento de los estándares garantizados.

En la regulación de energía colombiana ya se ha probado un esquema de estímulos asimétrico basado en la compensación, en lo que respecta al cumplimiento por los indicadores de calidad del servicio del distribuidor (DES y FES). En este esquema, la experiencia ha mostrado que las compensaciones en función del costo de racionamiento tienen un escaso significado y nivel de comprensión por parte de los clientes afectados principalmente, no constituyen una señal económica lo suficientemente fuerte para estimular inversiones efectivas en materia de calidad del servicio.

²⁰ Véase Capítulo 1 del Informe 1 Definición de Criterios, Indicadores y Metas, Octubre de 2006. Publicado por la CREG en www.creg.gov.co

3.2 Opciones de Incentivos / Compensaciones

Durante los análisis realizados por parte de la Consultoría se analizó el tema de la posibilidad de establecer en Colombia un esquema de incentivos simétricos para la Calidad de la Comercialización de Energía Eléctrica. Sin embargo, al analizar temas como: la disponibilidad de los clientes a pagar un valor adicional por una mejora en la calidad del servicio de comercialización, que fue medida través de la encuesta realizada a los clientes de algunas empresas de la nuestra CREG, se encuentra un porcentaje de tan sólo el 15% de los clientes del Sector Urbano y el 13% del Rural, estarían dispuesto a hacerlo; esto es una señal de que hoy, la mayoría de los clientes no estarían dispuestos a pagar una tarifa mayor por mejoras en la Calidad del Servicio de Comercialización de Energía Eléctrica. Esta posición podría corroborarse, a través del instrumento de la medición del Nivel de Satisfacción del Usuario que viene utilizando la SSPD.

La disposición a pagar puede estar asociada a la percepción que tiene el cliente, sobre el valor que paga por el servicio, frente a los beneficios recibidos, la cual se obtuvo a través de la medición del NSU de la SSPD, que para el caso de la energía eléctrica, en el año 2005, un 38% de los clientes opinaron que el precio era muy bajo, bajo o justo, mientras que en las mediciones realizadas en el año 2006 fue de 41% en la primera y de 37.2% en la segunda. Estos valores son los más bajos si se comparan con datos obtenidos para otros servicios públicos como lo muestra el **Cuadro 17**

Cuadro 17 Percepción de los Clientes sobre la relación Precio v/s Beneficios del Servicio Recopilada a través de la Medición del NSU de la SSPD.

Precio v/s Beneficios del Servicio			
Servicio	2005 (1)	1ra. 2006 (1)	2da. 2006 (2)
Acueducto	47%	44%	45.7%
Energía	38%	41%	37.2%
Alcantarillado	50%	46%	46.9%
Aseo	53%	47%	49.0%
Gas Natural	82%	80%	77.6%
Gas Propano	46%	84%	74.3%
Telefonía Fija	43%	41%	N.D.
GLP en Cilindro	59%	52%	39.4%

(1) Califican el precio como Muy Bajo, Bajo o Justo

(2) Califican el precio como Justo

De otra parte, en la percepción del Nivel de Satisfacción de la calidad del servicio de energía medida en una escala entre 0% y 100%, donde 0 es la peor calificación y 100 la calificación perfecta, los resultados obtenidos por la SSPD muestran que la gran mayoría de los clientes considera que la misma se sitúa en un 64.9% al considerar la medición del año 2005, mientras que en la primera medición del año 2006 la ubican en un 66,2% y para la segunda medición del año 2006 en un 68.7%, calificación que si bien es cierto ha venido

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

aumentando, aún es inferior al nivel de satisfacción percibido por los clientes para otros servicios públicos como el de Gas Natural cuyo nivel de satisfacción se situó en el año 2005 en 76.8%, en la primera medición del año 2006 en 77.5% y en la segunda del 2006 en 77.6%.

De manera tal, que los clientes aún no llegan a percibir el servicio de energía como excelente (CUMPLE+1), es decir que en la condición actual de calidad del servicio percibida por el cliente, en general, no tendría buen recibo el establecimiento de incentivos que premien a las empresas por el cumplimiento de estándares de calidad, que se establezcan para el inicio del próximo período tarifario. Esta situación podría cambiar a lo largo del mismo, si hay una mejora importante de la calidad hoy percibida por los clientes.

3.3 Compensaciones a los Clientes

Esta figura no corresponde a incentivos sino a compensaciones, pues se trata de sumas de dinero que las empresas no deben cobrar o deben devolver al cliente o usuario afectado, cuando se incumple un Estándar Garantizado. Se trata de señales económicas para desestimular que las empresas no logren el CUMPLE que deben dar a sus clientes.

Para que la señal económica resulte adecuada, el valor a compensar a los clientes afectados debería ser lo suficientemente significativo como para desestimular el incumplimiento consuetudinario de los estándares por parte de las empresas.

En el informe 2 de este estudio, se plantearon tres indicadores de tipo garantizado con sus respectivas compensaciones por su incumplimiento, los mismos corresponden al Criterio de Eficiencia Operativa y son los de Restablecimiento del Servicio, Oportunidad de Entrega de la Factura y Atención de PQRs.

En el caso del incumplimiento del indicador del tiempo de Restablecimiento del Servicio, se propuso que la compensación que reciba el usuario, sea la equivalente al valor que haya pagado por la reconexión del servicio, es decir, que no se cobre. Sin perjuicio del reconocimiento al cliente de la compensación a que tenga derecho por compensaciones por interrupciones del servicio.

Cuando se trate del incumplimiento del estándar asociado a la Oportunidad de Entrega de la Factura, se propone que la compensación que reciba el usuario sea la del descuento de los intereses de mora, si el cliente no recibió la factura con la antelación debida y paga en fecha posterior a la fecha de vencimiento de la misma.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Para el indicador de PQRs, la penalización correspondiente al no cumplimiento del mismo, ya está establecida en la ley y es la de la resolución a favor del usuario²¹, sin perjuicio de las sanciones que pueda imponer a la empresa incumplida, la SSPD.

Se recomienda que las compensaciones operen en forma automática, sin mediar reclamación del cliente, a fin de facilitar las funciones de inspección, vigilancia y control.

3.4 Reconocimiento a las Empresas con Mejor Desempeño en Materia de Calidad Comercial

Esta idea representa un punto central dentro de la búsqueda de la excelencia y está asociada con la mejora de la calidad del servicio prestado por las empresas, no sólo en materia de calidad comercial, sino de la calidad como un todo, dado que puede que una empresa que tenga una calidad comercial buena, no la tenga en materia de la prestación del servicio o puede ocurrir también el caso contrario. Y para el cliente, en la percepción del servicio influyen tanto la calidad del servicio prestado, como la forma en que se atienden los aspectos comerciales asociados al mismo.

Se propone que la CREG interiorice dentro de su esquema regulatorio, el concepto de que a las empresas que tienen el mejor desempeño en materia de calidad, tanto desde la percepción del cliente (medición subjetiva), como de la medición del cumplimiento de los indicadores que se establezcan (medición objetiva) se reconozca mediante un sello de distinción que puedan mostrar en su imagen corporativa, durante el año inmediatamente al reconocimiento. Este tipo de reconocimientos ya los introdujo la SSPD, con el establecimiento del premio SUPERGESTIÓN.

El reconocimiento se haría a las empresas que logren el mayor NSU medido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y los mejores porcentajes de cumplimiento de los indicadores establecidos. Consideramos que esta clasificación debe recibir una alta difusión entre los medios de comunicación del país, y además debe permitir que las empresas se comparan entre si y que los clientes conozca qué tan buena es la calidad brindada por su prestador del servicio, frente a otros prestadores, y poder ejercer su poder como cliente, al hacer efectiva la intención de cambio, por lo menos de

²¹ ARTÍCULO 158. .- Del término para responder el recurso. La empresa responderá los recursos, quejas y peticiones dentro del término de quince (15) días hábiles contados a partir de la fecha de su presentación. Pasado ese término, y salvo que se demuestre que el suscriptor o usuario auspició la demora, o que se requirió de la práctica de pruebas, se entenderá que el recurso ha sido resuelto en forma favorable a él.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

comercializador, que han manifestado a través de la medición del NSU y que para el servicio de Energía Eléctrica se sitúa alrededor del 32% en la medición del año 2005 y en el 31% y 29% para la primera y segunda medición realizadas en el año 2006, respectivamente.

4 VALORACIÓN DE INVERSIONES Y GASTOS DE AOM

El Asesor debe recomendar los requerimientos de inversión, así como los gastos de AOM para el seguimiento y cumplimiento de las metas propuestas (Numeral 3.4 de los TR).

Para realizar esta recomendación se debe contar con dos insumos básicos. En primer lugar, un concepto claro sobre los procesos que aportan a la cadena de valor de la comercialización, sus centros de costo y los costos por unidad vendida. En segundo lugar, el estado actual de las empresas comercializadoras frente a los estándares propuestos, para determinar cuales serían las inversiones que se requerirían para dar cumplimiento a las metas de calidad en el tiempo.

La Encuesta de Empresas fue diseñada para que aquellas que integraban la muestra seleccionada por la CREG aportaran lo primero. Con base en sus respuestas fue posible caracterizar los procesos básicos que integran la comercialización en empresas de tipo Clientecéntricas, Tradicionales y No Enfocadas. Sin embargo, también se hizo evidente que las empresas tienen diversos grados de implantación de sus sistemas de contabilidad y costos, pero en general ninguna está en capacidad de informar sobre la contribución de cada proceso a la formación del precio unitario de la energía vendida.

Para el segundo requisito, el Consultor solicitó a la CREG requerir a las empresas (no solamente a las de la muestra, sino la totalidad del universo, según lo definido por los TR), que reportaran en forma detallada el valor de las inversiones realizadas y proyectadas, asociadas a los procesos para los cuales se han propuesto los estándares garantizados y generales contenidos en el Informe 1. La información se solicitó mediante circular CREG 71 de 2006 y fue reportada a final del año 2006 por las veintitrés (23) empresas que se listan en el numeral 4.1 correspondiente al diagnóstico de la información reportada.

En seguida en el **Numeral 4.1** se presenta el análisis de la información recibida de las empresas a través del anexo 2 de la Circular CREG 071 de 2006, correspondiente a las magnitud de la inversión y costos de administración, operación y mantenimiento –Costos AOM- que son inherentes a la calidad de la comercialización.

4.1 Diagnóstico General de la Información Reportada en Cumplimiento de la Circular CREG 071 de 2006

Con el objeto de conocer el estado actual de las inversiones y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento –AOM- realizados por las empresas en materia de calidad de la comercialización y determinar los que demande el cumplimiento de los indicadores y

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

estándares propuestos por la Consultoría para el próximo período tarifario, la CREG mediante Circular 071 de 2006, solicitó a las empresas comercializadoras de energía eléctrica que atienden clientes regulados, reportar en el ANEXO 2 a pesos de junio de 2006, la información de inversiones para el período comprendido entre los años 2002 y 2006 y asociadas a los indicadores propuestos. Así mismo, se solicitó reportar la información de los gastos de AOM asociados a la indicadores propuestos y que hubiesen sido realizados durante los años 2005 y 2006.

Como resultado de la solicitud realizada por la CREG, se recibió información de inversiones y gastos de AOM de 23 empresas.

A junio de 2006, fecha de corte de la información de inversiones y gastos de AOM, estas empresas atendían más de 7.8 millones de clientes del servicio de energía eléctrica, que representan cerca del 84.0% del total de clientes, que para el mismo mes estaba cerca de los 9.3 millones.

La información de inversiones solicitada por la CREG en el ANEXO 2 de la resolución 071 de 2006 para el caso de empresas que hubieran realizado durante los años 2002 a 2006 inversiones asociadas con el cumplimiento de los indicadores propuestos, requería que la misma fuera reportada para cada indicador desagregada en: hardware, software y otros recursos. En el caso que la empresa no hubiera realizado inversiones, podía incluir el presupuesto estimado de las mismas. Esta información debía ser reportada en pesos de junio de 2006.

Igualmente en el ANEXO 2 de la Circular 071 de 2006, se solicitaba incluir información de los gastos AOM asociados al cumplimiento de cada indicador propuesto, para los años 2005 y 2006.

En empresas que prestan más de un servicio público, parte de los recursos que utilizan son compartidos para la prestación de varios de los servicios. Sin embargo, las empresas multiservicio que reportaron información de gastos de AOM e inversión, lo hicieron para la parte correspondiente al servicio de energía eléctrica.

Dado que muchos de los equipos que utilizan las empresas para gestionar su actividad comercial no son de dedicación exclusiva de esta actividad, ya que por ejemplo, el Sistema de Información Comercial- SIC- no solo contiene la base de datos de los clientes, sino que a través de diferentes módulos permite apoyar procesos como generación de libros de lectura, atención de PQRs, gestión de cartera, procesos de crítica, generación de facturas, etc.; no es fácil en todos los casos obtener información desagregada de inversiones y costos AOM asociados a los indicadores propuestos por la Consultoría.

Inclusive en algunos casos como en el de equipos de comunicaciones, los mismos no son de uso exclusivo del comercializador, sino que son compartidos por el Operador de Red, sin

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

que las empresas en todos los casos tengan discriminado en qué porcentaje son utilizados por uno u otro. En el caso de los Centros de Atención Telefónica, se reciben llamadas que están relacionadas con la calidad del servicio prestado y fallas en la prestación del servicio que son responsabilidad del OR y se reciben otras, que están directamente asociadas con las actividades desarrolladas por el Comercializador.

Igualmente, en la mayoría de casos, los costos de AOM de Atención de PQRs no están desagregados de manera tal que se pueda indicar qué parte de ellos están asociados al cumplimiento de los indicadores de Calidad Comercial y cuáles asociados a la Calidad del Servicio del OR, ya que en la mayoría de las empresas las Oficinas de Atención al Cliente atienden tanto los temas relacionados con la comercialización de energía eléctrica como los relacionados con el servicio de distribución. No son comunes los casos en los cuales se disponga de oficinas que atiendan de manera exclusiva aspectos comerciales o del servicio de distribución.

De otra parte, a finales del año 2005 la SSPD mediante Resolución 33635 modificó el Sistema Unificado de Costos y Gasto por Actividades, exigiendo a las empresas mediante Resolución 25985 de julio de 2006, realizar el reporte de información contable y de costos de manera semestral, reportando a más tardar en agosto 31 de 2006 la información de costos del primer semestre de 2006 y en febrero 15 de 2007 la del segundo semestre. De manera tal que la información costos que ha sido reportada por las empresas al SUI bajo la nueva metodología y que estaría disponible a la fecha de ajuste del informe 3, es la correspondiente al primer semestre de año 2006 y no sería comparable con la que venían reportando antes de la resolución 33635 de 2005.

El máximo detalle que se puede obtener del Sistema Unificado de Información de Costos por Actividades en lo que está relacionado con el cumplimiento de la Calidad Comercial de acuerdo con lo establecido en el Anexo 2 de la Resolución 33635 de 2005, es el correspondiente al código 44483 que es el Proceso Comercial de Control Comercial, el cual incluye los gastos de las acciones y recursos utilizados para supervisar y controlar la elaboración oportuna y ajustada a las exigencias, de reportes e indicadores. Sin embargo, esta información corresponde tanto a costos del mercado regulado como del no regulado.

Adicionalmente, el reporte de información de los indicadores depende de la manera como cada empresa incluya en los procesos definidos en el sistema de costos, las actividad asociadas al cumplimiento y reporte de los indicadores propuestos, ya que, dentro de los procesos incluidos en la metodología de Costos y Gastos por Actividades para la Comercialización de Energía Eléctrica hay varios que estarían asociados con los indicadores propuestos. Los procesos y actividades del Sistema Unificado de Información de Costos y Gastos por Actividades asociados a los indicadores propuestos aparecen en el **Cuadro 3**.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Cuadro 3 Procesos del Sistema Unificado de Información de Costos y Gastos por Actividades asociados a los indicadores propuestos

Proceso	Actividades
Atención al Cliente	Atención de solicitudes (conexiones, reconexiones, reinstalaciones, revisiones, etc) Atención de PQRs
Recuado y facturación	Toma y registro de lecturas Organización de rutas y reparto de facturas
Control Comercial	Reducción de Pérdidas No Técnicas por errores en facturación Elaboración, supervisión y control de reportes e indicadores de calidad comercial Medición de la satisfacción del Cliente
Control de la Calidad del Servicio	Disponibilidad del servicio Elaboración, supervisión y control de reportes e indicadores de calidad del servicio

Finalmente, dado que el cumplimiento de los indicadores propuestos exige un nivel diferente de esfuerzo por parte de las empresas dependiendo del segmento que se trate (Urbano, Rural, Destacado o Zonas Especiales), es deseable tener los costos asociados a dichos indicadores en cada segmento.

4.2 Diagnóstico particular de la información de Inversiones y Gastos de AOM reportada

En relación con el reporte de información de las inversiones realizadas para el cumplimiento de los indicadores de calidad comercial, solamente una Empresa indica un período diferente al establecido en el ANEXO 2 de la Circular CREG 071 de 2006, ya que incluye información para los años 2000 a 2006. Las otras empresas no indican qué período reportado, pero se asume que corresponde al periodo 2002 – 2006 que fue el solicitado en la circular en mención.

Del total de las veintidós (22) empresas que reportan información de inversión, la distribución en relación con el número de indicadores reportados es la siguiente:

- 1 reporta información para 9 indicadores (de 13 solicitados),
- 1 reporta información para 8 indicadores,
- 2 reportan información para 7 indicadores,
- 2 reportan información para 6 indicadores,
- 2 reportan información para 5 indicadores,
- 2 reporta información para 4 indicadores,
- 3 reportan información para 3 indicadores,
- 1 reporta información para 2 indicadores,
- 8 reporta información para un indicador
- 2 reportan información global sin especificar inversión para un indicador en particular.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

En el caso de información de gastos AOM, diez y nueve (19) empresas realizan el reporte, de la siguiente manera de acuerdo con los años reportados:

- 9 reportan información de los años 2005 y 2006
- 5 reportan información sólo del año 2006
- 5 reportan información sin indicar el año.

4.2.1 Información de Inversiones y Gastos de AOM reportada por indicador

Dentro de la información reportada para gastos de AOM e inversión, hay casos en los cuales las empresas incluyeron el valor total asociado a la actividad y no sólo lo correspondiente al cumplimiento del indicador o a su seguimiento. El caso más típico es el del indicador de Calidad de la Lectura donde se incluye todo el costo de las actividades asociadas a la toma de lecturas como son gastos de personal, gasto de mantenimiento de equipos, gastos de comunicaciones, etc. y; dentro de las inversiones se carga parte de los costos del sistema comercial.

En los casos que sucede esto, los datos son considerados como “*Outliers*” (dato extremo alejado del resto de los datos) y por tanto no son considerados dentro del análisis de cada indicador.

Dado que los datos reportados en valores absolutos por si mismos no indican si el gasto o la inversión son altos o bajos, se consideró procedente compararlos entre empresas relacionándolos con el tamaño del mercado de cada una, medido en términos del número de clientes atendidos. Para ello, se tomaron los montos reportados para gastos de AOM para los años 2005 y 2006 y las inversiones y se dividieron entre el número de clientes reportados al Sistema Único de Información –SUI- a junio de 2006, ya que esa era la fecha a la cual se pedía referir en pesos los gastos e inversiones a reportar.

4.2.1.1 Calidad de la Lectura

Tomando la información reportada para el Indicador de Calidad de la Lectura sin incluir los “*Outliers*”, el valor promedio de gastos de AOM para el año 2005 es del orden de los 121.1 millones de pesos y de 132.9 millones de pesos para el año 2006. El coeficiente de variación que para estos dos años se sitúa en 169.6% y 208.3% respectivamente, lo cual indica una alta dispersión de los datos. Dispersión que se evidencia al analizar los valores mínimos y máximos reportados, que oscilan entre 1.3 millones de pesos y 844.2 millones de pesos como se muestra en el **Cuadro 4**.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

En la información reportada de gastos de AOM no hay mayor detalle que indique que gastos estarían incluidos como parte del cumplimiento o seguimiento del indicador.

Cuadro 4 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Calidad de la Lectura

Calidad de la Lectura

Parámetro	AOM Mill\$		INVERSIÓN Mill\$
	2005	2006	
N	7	9	14
Promedio Mill\$	121.1	132.9	259.6
Desviación Mill\$	205.3	276.7	304.1
Máximo Mill\$	567.6	844.2	1,154.0
Mínimo Mill\$	4.1	1.3	14.8
Coeficiente de Variación	169.6%	208.3%	117.2%

En el **Cuadro 4** se puede apreciar que los montos de inversiones realizadas para el indicador de Calidad de la Lectura en promedio por empresa son de 259.6 millones de pesos, y que varían entre los 14.8 millones de pesos y los 1,154.0 millones de pesos. El coeficiente de variación de los datos reportados es de 117.2%, lo cual es un indicador de lo disperso de los datos.

Dentro de la información de inversiones reportadas para el cumplimiento del indicador de Calidad de la Lectura, las empresas incluyeron principalmente los gastos asociados a los Terminales Portátiles de Lectura –TPLs-, equipos de computo para el cargue y descargue de información a los TPLs, software asociado a la toma de lecturas tal como Prime Read, SAL, SIEC, SIRIUS etc. y en algunos casos, cámaras digitales utilizadas para realizar el registro fotográfico de las lecturas.

Al analizar el indicador considerando el valor en pesos por cliente como lo muestra el **Cuadro 5**, se encuentra que en el caso de gastos de AOM, el valor promedio por cliente para los años 2005 y 2006 es similar y, se sitúa alrededor de los 4,051 \$/cliente para 2005 y 4,156 \$/cliente para el 2006. Sin embargo, los valores mínimo y máximo varían entre los 86 \$/cliente y los 18,336 \$/cliente. Los coeficientes de variación de los datos para los años 2005 y 2006 son de 101.6% y 135.5% respectivamente.

Una situación similar sucede con los costos de inversión reportados, ya que el valor promedio se ubica en unos 16,141 \$/cliente, pero los valores máximos y mínimos varían entre 101 \$/cliente y 115.089 \$/cliente. La dispersión de los gastos de inversión es más alta aún que la de gastos de AOM ya que se sitúa alrededor del 196% como lo muestra el **Cuadro 5**.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Cuadro 5 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Calidad de la Lectura en \$/Cliente

Calidad de la Lectura

Parámetro	AOM \$/cliente		INVERSIÓN \$/cliente
	2005	2006	
N	7	9	14
Promedio \$/cliente	4,051	4,156	16,141
Desviación \$/cliente	4,115	5,630	31,632
Máximo \$/cliente	12,328	18,336	115,089
Mínimo \$/cliente	463	86	101
Coeficiente de Variación	101.6%	135.5%	196.0%

En el análisis de gastos de inversión por cliente, se encuentra que los gastos más altos corresponden a empresas con poco número de clientes, particularmente empresas que sólo desarrollan la actividad de comercialización.

Parte de los costos de las inversiones reportadas para este indicador también fueron reportados por algunas empresas dentro de los costos del indicador de Clientes Medidos y Estimados.

4.2.1.2 Oportunidad de la Factura

Para el indicador de Oportunidad de entrega de la Factura, la información de gastos de AOM reportada para los años 2005 y 2006 muestra gastos promedio del orden de los 119.2 millones de pesos y 102.7 millones de pesos respectivamente. Los valores máximos y mínimos de gastos AOM al año se sitúan entre 0.7 millones de pesos y 603.0 millones de pesos como lo muestra el **Cuadro 6**.

La información de AOM para este indicador, en algunos casos se asocia al costo de personal que se requiere para hacer la entrega de las facturas.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Cuadro 6 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador Oportunidad de entrega de la Factura

Oportunidad de la Factura

Parámetro	AOM Mill\$		INVERSIÓN Mill\$
	2005	2006	
N	5	8	10
Promedio Mill\$	119.2	102.7	223.4
Desviación Mill\$	165.1	206.2	251.5
Máximo Mill\$	405.4	603.0	632.2
Mínimo Mill\$	1.1	0.7	3.3
Coeficiente de Variación	138.6%	200.8%	112.6%

La información de inversiones reportada para el cumplimiento del indicador de Oportunidad de Entrega de la Factura, como se observa en el **Cuadro 6** en promedio por empresa es del orden de los 223.4 millones de pesos y varía en un amplio rango que va entre los 3.3 millones de pesos y los 632.2 millones de pesos. El coeficiente de variación de los datos reportados es de 112.6%.

Al analizar la información de gastos de AOM por cliente que se muestra en el **Cuadro 7**, se observa que el valor promedio para los años 2005 y 2006 es de 4,349 \$/cliente y 3,667 \$/clientes respectivamente, con valores que varían entre los 40 \$/cliente hasta los 13,097 \$/cliente. El coeficiente de variación de los datos es de 87.7% para el año 2005 y 122.6% para el año 2006.

Cuadro 7 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador Oportunidad de entrega de la Factura en \$/cliente

Oportunidad de la Factura

Parámetro	AOM \$/cliente		INVERSIÓN \$/cliente
	2005	2006	
N	5	8	10
Promedio \$/cliente	4,349	3,667	13,132
Desviación \$/cliente	3,813	4,497	32,804
Máximo \$/cliente	8,806	13,097	105,882
Mínimo \$/cliente	1,148	40	80
Coeficiente de Variación	87.7%	122.6%	249.8%

Al analizar la información de gastos de inversión por cliente, el valor promedio por empresa es de 13,132 \$/cliente y varía entre los 80 \$/cliente hasta 105,882 \$/cliente. Este último valor incluye los costos de inversión en hardware, software y otros recursos asociados al proceso de entrega de factura que si bien en términos absolutos son inversiones de unos 500.0 millones de pesos, al dividir este valor entre el número de clientes del mercado, el valor es alto frente al promedio. El coeficiente variación de los datos se ubica alrededor del 249.8%.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

4.2.1.3 Clientes Medidos y Estimados

Los valores reportados por las empresas de gastos de AOM para el indicador de Clientes Medidos y Estimados en promedio para los años 2005 y 2006 son de, 18.3 millones de pesos y de 17.3 millones de pesos respectivamente, como se muestra en el **Cuadro 8**. Los valores mínimo y máximo reportados son de 16.0 millones de pesos y 20.9 millones de pesos. Los coeficiente de variación son de 13.1% para el año 2005 y 12.8% para el año 2006.

Cuadro 8 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador Clientes Medidos y Estimados

Clientes Medidos y Estimados

Parámetro	AOM Mill\$		INVERSION Mill\$
	2005	2006	
N	4	4	2
Promedio Mill\$	18.3	17.3	114.8
Desviación Mill\$	2.4	2.2	84.1
Máximo Mill\$	20.9	20.6	174.3
Mínimo Mill\$	16.0	16.0	55.3
Coeficiente de Variación	13.1%	12.8%	73.3%

El monto de inversiones sólo fue reportado por dos (2) empresa y los mismos ascienden a 174.3 millones de pesos y 55.3 millones de pesos, lo que da como resultado un valor promedio de inversión de 114.8 millones de pesos. El coeficiente de variación de los datos es de 73.3%.

Dentro de las inversiones reportadas para este indicador se incluyen parte de los equipos que fueron reportados para el indicador de Calidad de la Lectura tales como TPLs, equipos de cómputo y software de asociado a la toma de lecturas.

Cuadro 9 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador Clientes Medidos y Estimados en \$/cliente

Clientes Medidos y Estimados

Parámetro	AOM \$/cliente		INVERSION \$/cliente
	2005	2006	
N	4	4	2
Promedio \$/cliente	1,280	1,119	2,582
Desviación \$/cliente	1,166	847	3,489
Máximo \$/cliente	2,944	2,254	5,049
Mínimo \$/cliente	463	463	114
Coeficiente de Variación	91.1%	75.7%	135.2%

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

A revisar la información del indicador en pesos por cliente se encuentra que, los valores promedio de los gastos de AOM para los años 2005 y 2006 son de 1,280\$/cliente y 1,119 \$/cliente; y los valores mínimo y máximo son de 463 \$/cliente y 2,944 \$/cliente. El coeficiente variación de los datos es de 91.1% para el año 2005 y 75.7% para el año 2006.

Con base en los datos reportados se encuentra que el monto de inversión en \$/cliente en promedio es de 2,582, con valor mínimo de 114 \$/cliente y máximo de 3.489 \$/pesos por cliente.

4.2.1.4 Restablecimiento del Servicio

Los costos asociados a los gastos de AOM del indicador de Restablecimiento del servicio para los años 2005 y 2006 presentan valores promedio de 134.5 millones de pesos y 160.3 millones de pesos respectivamente.

Los valores mínimo y máximo reportados para gastos de AOM son del orden de los 9.1 millones y 375.4 millones de pesos. El coeficiente de variación de los datos se sitúa cerca del 120.5% y 111.9% para los años 2005 y 2006 respectivamente, como lo muestra el **Cuadro 10**.

Dentro de los gastos de AOM reportados, al menos en un caso se incluye el costo asociado a las cuadrillas que realizan esta labor.

Cuadro 10 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Restablecimiento del Servicio

Restablecimiento del Servicio

Parámetro	AOM Mill\$		INVERSIÓN Mill\$
	2005	2006	
N	4	4	5
Promedio Mill\$	134.5	160.3	91.2
Desviación Mill\$	162.0	179.4	65.5
Máximo Mill\$	352.9	375.4	170.7
Mínimo Mill\$	9.8	9.1	3.6
Coeficiente de Variación	120.5%	111.9%	71.8%

En cuanto a las inversiones realizadas por las empresas para el cumplimiento del indicador de Restablecimiento del Servicio, los valores reportados oscilan entre un mínimo de 3.6 millones de pesos y 170.7 millones de pesos y un valor promedio que se sitúa alrededor de los 65.5 millones de pesos. El coeficiente de variación de los datos reportados es de 71.8%.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Dentro de la información reportada de inversiones para el indicador, se encuentran hardware y software de equipos de cómputo asociados al proceso de registro y seguimiento del proceso reconexión del servicio, módulo correspondiente del Sistema Comercial y otros elementos de oficina necesarios para generar los listados y reportes de reconexiones.

Al revisar los datos de gastos AOM por cliente para el indicador de Restablecimiento del Servicio, se encuentra que los valores promedio por año son de unos, 3,224 \$/cliente para el 2005 y 3,784 para el 2006. Los coeficientes de variación para los dos años son de 89.6% y 85.2% como lo muestra el **Cuadro 11**.

Cuadro 11 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Restablecimiento del Servicio en \$/cliente

Restablecimiento del Servicio

Parámetro	AOM \$/cliente		INVERSIÓN \$/cliente
	2005	2006	
N	4	4	5
Promedio \$/cliente	3,224	3,784	10,318
Desviación \$/cliente	2,887	3,224	13,492
Máximo \$/cliente	7,184	7,643	32,225
Mínimo \$/cliente	804	976	266
Coeficiente de Variación	89.6%	85.2%	130.8%

Los montos promedio de inversiones por cliente asociadas al indicador son del orden de los, 319.976 \$/cliente, pero los valores extremos son de 266 \$/cliente y 32,225 \$/cliente, este último valor incluye inversiones en hardware y software asociados al proceso de restablecimiento del servicio y corresponde a una empresa ubicada en el grupo 1 de la muestra CREG definida par este estudio y que corresponde a empresas entre 3 y 56,832 clientes. El coeficiente variación de los datos reportados es de 130.8%.

4.2.1.5 Atención de PQRs

En materia de gastos de AOM reportados por las empresas para la Atención de Peticiones, Quejas y Reclamos -PQRs-, se tienen para los años 2005 y 2006 valores de 76.7 millones de pesos y 90.5 millones de pesos respectivamente. Los valores reportados oscilan entre los 0.3 millones pesos hasta los 482.4 millones de pesos, como lo muestra el **Cuadro 12**. Los coeficientes de variación de 181.2% y 212.7% para los años 2005 y 2006, respectivamente, muestran una alta dispersión de los datos reportados para este indicador.

Cuadro 12 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador Atención de PQRs

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Atención de PQRs

Parámetro	AOM Mill\$		INVERSIÓN Mill\$
	2005	2006	
N	5	6	7
Promedio Mill\$	76.7	90.5	112.2
Desviación Mill\$	139.1	192.5	162.1
Máximo Mill\$	324.3	482.4	438.9
Mínimo Mill\$	0.7	0.3	2.2
Coeficiente de Variación	181.2%	212.7%	144.5%

Los valores de inversiones reportadas por las empresas asociadas a este indicador en promedio se sitúan en unos 112.2 millones de pesos y van desde los 2.2 millones de pesos hasta los 438.9 millones de pesos. El coeficiente de variación de los datos es cercano al 144.5%.

Dentro de los costos de inversión las empresas incluyeron equipos de cómputo, software asociado a los equipos, costos del módulo asociado del sistema comercial, elementos de oficina, impresoras y escáneres, entre otros. En el caso de una empresa, se incluye el costo de un centro de contacto que esta cercano a los 100 millones de pesos.

Al observar los gastos de AOM en pesos por cliente, que aparecen en el **Cuadro 13**, se observa cómo los valores promedio de los años 2005 y 2006 son de 2,572 \$/cliente para el año 2005 y 2,887 \$/cliente en el año 2006; sin embargo, los valores reportados para los dos año varían entre los 14 \$/cliente y los 10.477 \$/cliente. Este último valor corresponde a una empresa ubicada en el grupo 1 de la muestra CREG definida para este estudio y que corresponde a empresas entre 3 y 56,832 clientes.

Cuadro 13 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador Atención de PQRs en \$/cliente

Atención de PQRs

Parámetro	AOM \$/cliente		INVERSIÓN \$/cliente
	2005	2006	
N	5	6	7
Promedio \$/cliente	2,572	2,887	15,945
Desviación \$/cliente	2,986	3,985	30,159
Máximo \$/cliente	7,045	10,477	82,864
Mínimo \$/cliente	14	18	157
Coeficiente de Variación	116.1%	138.0%	189.1%

Los gastos de inversión reportados, dividido entre el número de clientes presentan valores que oscilan entre los 157 \$/pesos por cliente y los 82,864 \$/cliente, en los que se incluyen inversiones como: puntos de contacto, software de registro de PQRs y equipos de computo, que pueden está cerca de los 500 millones de pesos, pero que al dividirlo entre el

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

número de clientes atendidos por estar la empresa en el grupo 1 de la muestra CREG definida para este estudio, resulta en un valor alto por cliente. El valor promedio del indicador es de 15,945 \$/cliente, con un coeficiente de variación del 189.1%.

Adicionalmente, el valor reportado de inversiones en ningún caso se puede decir que corresponde a las inversiones eficientes que deben las empresas para el cumplimiento de este indicador.

4.2.1.6 Cumplimiento de Citas

Para el indicador de Cumplimiento de Citas, sólo dos empresas reportaron datos de los gastos de AOM asociados al indicador y tres, información de inversiones. De las dos que reportaron gastos de AOM, una de ellas incluye el costo de los equipos de registro de citas, el costo del servicio de Internet asociado al indicador y el costo de la cuadrillas de atención de citas, sin que se pueda identificar el costo de la actividad de atender las citas y el costos asociado al cumplimiento y seguimiento del indicador. Al excluir estos datos del análisis solamente queda un dato reportado cuyo valor de gasto AOM de los años 2005 y 2006 son de 1.4 millones de pesos y de 1.6 millones de pesos respectivamente, como lo muestra el **Cuadro 14**.

Cuadro 14 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Cumplimiento de Citas

Cumplimiento de Citas

Parámetro	AOM Mill\$		INVERSIÓN Mill\$
	2005	2006	
N	1	1	2
Promedio Mill\$	1.4	1.6	7.5
Desviación Mill\$	-	-	9.3
Máximo Mill\$	1.4	1.6	14.1
Mínimo Mill\$	1.4	1.6	0.9
Coeficiente de Variación	0.0%	0.0%	124.5%

Respecto de los montos de inversiones asociadas al indicador de Cumplimiento de Citas, tres empresas reportan información, pero una de ellas incluye tanto gastos de AOM como de inversión, sin discriminarlos, por tanto no se consideran dentro del análisis estos valores reportados. Los datos de las otras dos empresas son de 0.9 millones de pesos y 14.1 millones de pesos que en promedio dan inversiones para este indicador de 7.5 millones de pesos. El coeficiente de variación de los datos de inversión es de 124.5%.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Como parte de la información de inversiones reportadas, hay equipos de computo (PCs), software asociado a los equipos, costos del sistema comercial asociados, teléfonos y elementos de oficina.

El valor promedio de los gastos AOM para la empresa que reportó información está alrededor de los 1500 \$/cliente y el monto de las inversiones para el indicador de Cumplimiento de Citas es de unos 2,640 \$/cliente con datos reportados que varían entre los, 287 \$/cliente y los 6,727 \$/cliente. El coeficiente de variación de los datos de inversión reportados es de 134.6%.

4.2.1.7 Tiempo de Espera

Al igual que en el caso del indicador de cumplimiento de citas, sólo tres empresas reportaron datos de gastos de AOM, y en el caso de una de ellas los valores son inferiores a los 1,000 pesos por año, razón por la cual se consideran “outliers” y, en otro caso se reporta información de gastos de AOM e inversión de manera agregada, razón por la cual estos datos no se tienen en cuenta en el análisis. Así las cosas, queda un solo dato de gastos AOM reportado para el año 2005 que es de 13.1 millones de pesos, y un dato para el año 2006 cuyo valor asciende a los 13.8 millones de pesos, como se muestra en el **Cuadro 15**

Cuadro 15 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Tiempo de Espera

Tiempo de Espera

Parámetro	AOM Mill\$		INVERSIÓN Mill\$
	2005	2006	
N	1	1	6
Promedio Mill\$	13.1	13.8	146.3
Desviación Mill\$	-	-	277.8
Máximo Mill\$	13.1	13.8	709.6
Mínimo Mill\$	13.1	13.8	5.0
Coeficiente de Variación	0.0%	0.0%	189.9%

Los valores de inversiones reportadas para el indicador de Tiempo de Espera en promedio se sitúan en los 146.3 millones de pesos por empresa, con valores mínimo y máximo de 5 millones de pesos y 709.6 millones de pesos, como muestra el **Cuadro 15**.

Dentro de las inversiones reportadas para el indicador hay valores que corresponden a equipos de cómputo, software asociado a los mismos y digiturnos.

Al analizar los valores por cliente de los gastos de AOM se encuentra que el valor promedio de la empresa que reportó datos es del orden de los 1,892 \$/cliente; y que el valor de las inversión por cliente en 7 empresas que reportaron información, se encuentra en

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

promedio en 1,259 \$/cliente, con valores mínimo y máximo de 26 \$/cliente y 6,727 \$/cliente y que corresponde a un empresa ubicada en el grupo 1 de la muestra definida por a CREG para este estudio. El coeficiente de variación de los datos de inversión es de 195.7%

4.2.1.8 Nivel de Satisfacción

Para el indicador de Nivel de Satisfacción del Cliente, hay dos empresas que reportan datos de gastos de AOM, sin embargo, en el caso de dos de ellas no es posible identificar qué parte del valor reportado corresponde al cumplimiento y seguimiento del indicador, por tanto, estos datos no se tiene en cuenta para el análisis.

Los datos reportados por una empresa indican gastos de AOM del orden de los 12 millones de pesos para el año 2005 y de 14 millones de pesos para el 2006 como lo muestra el **Cuadro 16**.

Cuadro 16 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Nivel de Satisfacción del Clientes

Nivel de Satisfacción

Parámetro	AOM Mill\$		INVERSION Mill\$
	2005	2006	
N	1	1	4
Promedio Mill\$	12.0	14.0	13.8
Desviación Mill\$	-	-	10.6
Máximo Mill\$	12.0	14.0	25.5
Mínimo Mill\$	12.0	14.0	4.5
Coeficiente de Variación	0.0%	0.0%	77.3%

Los datos de inversiones asociadas a la medición del nivel de satisfacción del cliente, muestran un valor promedio de 13.8 millones de pesos, con valores que van desde los 4.5 millones de pesos hasta los 25.5 millones. El coeficiente de variación de las inversiones es de 77.3%.

Dentro de los costos reportados está el valor de la encuesta realizada, así como el equipo de cómputo requerido para procesar la información.

Al revisar el costo de las inversiones por cliente realizadas se encuentra que, en promedio, la inversión es de 150 \$/cliente y que el valor mínimo es de 53 \$/cliente y el máximo de 311 \$/cliente. El coeficiente de variación de los datos reportados es de 75.5%.

4.2.1.9 Centro de Atención Telefónica

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Para el indicador de Centros de Atención Telefónica los valores reportados de gastos de AOM varían entre los 2.1 millones de pesos al año y los 1,333.5, con un promedio de unos 673.9 millones en el año 2005 y 300.6 para el año 2006, como lo muestra el **Cuadro 17**. Los gastos de AOM reportados para este indicador incluyen los gastos: de “outsourcing” de los “Call Centres”, gastos asociados al servicio público de telefonía y gastos del personal asociado al Centro de Atención Telefónica. Los valores del coeficiente de variación de los datos para los añosos 2005 y 2006 son de 138.4% y 127.7%, respectivamente.

En el análisis no se tuvo en cuenta el valor de los gastos de personal reportados por una empresa como parte de la inversión en el concepto otros por considerarse como gasto de AOM y no de inversión y porque adicionalmente, cubre costos del personal del “*Contact Center*”

Cuadro 17 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Nivel Utilización de Centros de Atención Telefónica.

Centro de Atención Telefónica

Parámetro	AOM Mill\$		INVERSION Mill\$
	2005	2006	
N	2	5	7
Promedio Mill\$	673.9	300.6	231.3
Desviación Mill\$	932.7	383.9	442.4
Máximo Mill\$	1,333.5	926.1	1,221.7
Mínimo Mill\$	14.4	2.1	0.5
Coeficiente de Variación	138.4%	127.7%	191.2%

En relación con los costos de inversión reportados, el valor promedio de los mismos es del orden de los 231.3 millones de pesos y los valores mínimo y máximo son de 0.5 millones de pesos y 1,221.7, respectivamente. El coeficiente de variación de los datos reportados es de 191.2%.

El valor mínimo corresponde a empresas del grupo 1 de la muestra CREG definida para éste estudio, que por el tamaño del mercado disponen de centros de atención telefónica que atienden a través de conmutador o sistemas PBX. Los mayores valores corresponden a empresas que no contratan este servicio sino que cuentan con sistemas de atención telefónica más sofisticados o de mayor tamaño.

En el caso de los Centros de Atención telefónica, se debe indicar que los mismos no son de uso exclusivo del área comercial, sino que también son utilizados para el reporte de eventos de falla en la prestación del servicio, actividad que está a cargo del Operador de Red –OR-

Al analizar los gastos del Centro de Atención telefónica por cliente, como lo muestra **Cuadro 18**, se encuentra que, los gastos de AOM en promedio para el año 2005 son del

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

orden de los 1,109 \$/cliente, mientras que el año 2006 son de unos 1,972 \$/cliente, con valores que oscilan entre los 439 \$/cliente hasta los 6,645 \$/cliente.

El coeficiente de variación de los datos es de 27.3% para el año 2005 y de, 133.0% para el año 2006.

Cuadro 18 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Nivel Utilización de Centros de Atención Telefónica en \$/cliente

Centro de Atención Telefónica

Parámetro	AOM \$/cliente		INVERSIÓN \$/cliente
	2005	2006	
N	2	5	7
Promedio \$/cliente	1,109	1,972	5,788
Desviación \$/cliente	303	2,621	12,305
Máximo \$/cliente	1,323	6,645	33,633
Mínimo \$/cliente	895	439	446
Coeficiente de Variación	27.3%	133.0%	212.6%

El valor de las inversiones en promedio es de unos 5,788 \$/cliente con valores que oscilan entre los 446 \$/cliente y los 33.633 \$/cliente. El coeficiente de variación de los datos de inversión es de 212,6%.

4.2.1.10 Oficinas por cada 10,000 Clientes

Sólo dos empresas reportaron datos para el indicador de número oficinas por cada 10,000 clientes. El valor promedio de los datos de los gastos de AOM es de 294.3 millones de pesos para el año 2005 y de 269.2 millones para el año 2006. Los valores mínimo y máximo reportados de gastos son de 16.7 millones de pesos y de 572.0 millones de pesos respectivamente, como lo muestra el **Cuadro 19**.

Cuadro 19 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Número de Oficinas por cada 10000 Clientes

Número de Oficinas por cada 10000 Clientes

Parámetro	AOM Mill\$		INVERSIÓN Mill\$
	2005	2006	
N	2	2	6
Promedio Mill\$	294.3	269.2	454.7
Desviación Mill\$	392.7	354.8	747.9
Máximo Mill\$	572.0	520.0	1,880.0
Mínimo Mill\$	16.7	18.3	0.8
Coeficiente de Variación	133.4%	131.8%	164.5%

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

El monto de las inversiones asociadas al indicador son, en promedio de unos 454.7 millones de pesos, con valores mínimo y máximo de 0.8 millones de pesos y 1,880.0 millones de pesos. Este último valor corresponde a los costos asociados a la construcción de una oficina de atención a clientes de una empresa ubicada en el grupo 2 de la muestra CREG definida para este estudio que corresponde a empresas entre 117,515 y 212,758 clientes.

Al considerar los gastos de AOM por cliente para el indicador de Número de Oficinas por cada 10,000 clientes, se encuentra que el valor promedio es de 6,729 \$/cliente para el año 2005 y de 6,215 para el año 2006. Los valores mínimo y máximo de gastos de AOM por cliente son de 1,035 \$/cliente y 12,435 \$/cliente. Los coeficientes de variación de los datos para los años 2005 y 2006 son de 119.7% y 115.6% respectivamente, como lo muestra el **Cuadro 20**.

Cuadro 20 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Número de Oficinas por cada 10,000 Clientes en \$/cliente

Número de Oficinas por cada 10000 Clientes

Parámetro	AOM \$/cliente		INVERSIÓN \$/cliente
	2005	2006	
N	2	2	6
Promedio \$/cliente	6,729	6,215	2,840
Desviación \$/cliente	8,053	7,183	3,443
Máximo \$/cliente	12,423	11,295	9,668
Mínimo \$/cliente	1,035	1,136	229
Coeficiente de Variación	119.7%	115.6%	121.2%

Los valores de inversión por cliente para el indicador, varían entre un mínimo de 229 \$/cliente y un máximo de 9,668 \$/cliente. El coeficiente de variación de los datos reportados para inversión es de 121.2%.

4.2.1.11 Contactos por Oficina

Para el indicador de seguimiento y registro del número de contactos por oficina, solamente dos empresas reportan información relacionada con los gastos de AOM, sin embargo, dicha información corresponde a gastos de personal de las oficinas de atención al cliente y al personal de vigilancia de las mismas. Por lo tanto, no se considera para el análisis del indicador.

4.2.1.12 Oportunidad Avisos de Interrupciones Programadas

En materia de los gastos de AOM asociados Indicador de Oportunidad del Aviso de Interrupciones Programadas los datos reportados indican gastos de AOM anuales promedio

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

del orden de los 17 millones de pesos para el año 2005 y 12.2 millones de pesos para el año 2006. Los valores mínimo y máximo de estos gastos son de 0.8 millones de pesos y de 42 millones de pesos respectivamente, como lo muestra el **Cuadro 21**. Los coeficientes de variación son de 121.4% para el año 2005 y de 162.1% para el año 2006.

Los gastos de AOM asociados al indicador, corresponden principalmente a pago de publicidad a través de medio de comunicación, costos de perifoneo, costos de servicio telefónico y costo de emisión de volantes.

Cuadro 21 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Avisos de Interrupciones Programadas

Oportunidad del Aviso de Interrupciones Programadas

Parámetro	AOM Mill\$		INVERSIÓN Mill\$
	2005	2006	
N	3	4	3
Promedio Mill\$	17.0	12.2	36.0
Desviación Mill\$	20.6	19.8	35.2
Máximo Mill\$	40.7	42.0	73.2
Mínimo Mill\$	3.1	0.8	3.2
Coeficiente de Variación	121.4%	162.1%	97.6%

Los gastos de inversión reportados en promedio se sitúan en los 36 millones de pesos por empresa. Los valores mínimo y máximo reportados son de 3.2 millones de pesos y 73.2 millones de pesos, respectivamente. El coeficiente de variación de los datos reportados para inversión es del 97.6%.

Dentro de las inversiones incluidas para el cumplimiento y seguimiento del indicador, se incluyen equipos de cómputo con software e impresoras.

En el caso particular de una empresa, se indica que los datos de gastos de AOM e inversión incluyen el costo del seguimiento a la eficacia del aviso de interrupciones programadas.

Al analizar los costos por cliente para el indicador como lo muestra el **Cuadro 22**, los valores de gastos de AOM son del orden de 569 \$/cliente para el año 2005 y de 340 \$/cliente para el año 2006. El valor mínimo es de 52 \$/cliente, mientras que el máximo es de 13,811 \$/cliente y que corresponde al costo reportado por la empresa que incluye el costo asociado al indicador que mide la eficacia del aviso. El coeficiente de variación de los datos es de 39.4% para el año 2005 y de 110.3% para el año 2006.

Cuadro 22 Información de Gastos de AOM e Inversión para el Indicador de Avisos de Interrupciones Programadas en \$/cliente

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Oportunidad del Aviso de Interrupciones Programadas

Parámetro	AOM \$/cliente		INVERSIÓN \$/cliente
	2005	2006	
N	3	4	3
Promedio \$/cliente	569	340	5,872
Desviación \$/cliente	224	375	7,002
Máximo \$/cliente	828	854	13,811
Mínimo \$/cliente	432	52	576
Coeficiente de Variación	39.4%	110.3%	119.2%

Los valores de inversión por cliente resultan en promedio del orden de los 5,872 pesos por cliente con valores que varían entre 576 \$/cliente y 13,811 \$/cliente, dato este último que contiene el costo de seguimiento del aviso y que corresponde a una empresa del grupo 1 de la muestra CREG definida para este estudio.

4.2.1.13 Eficacia del Aviso de Interrupciones Programadas

Para el indicador de Eficacia del Aviso de Interrupciones Programadas, no se presentó información desagregada, ni de gastos de AOM ni de inversión. La única información presentada, como se comentó en el indicador de Oportunidad del Aviso de Interrupciones programadas, está agregada para los dos indicadores y fue incluida en el análisis de este último indicador.

4.2.1.14 Información Global

En el caso de algunas empresas, no se reportó información desagregada para algunos de los indicadores, sino que se reportó información de gastos de AOM e inversiones que a la vez están relacionados con más de un indicador.

De manera que en el caso de estas empresas, no es posible desagregar qué proporción del gasto de AOM o de la inversión corresponde a qué indicador.

Dentro de la información reportada de gastos de AOM, se encuentra que se incluyen gastos asociados con la facturación, con la atención al cliente, con los centros de atención telefónica, etc., en los casos en que se trata de servicios contratados por “Outsourcing” se incluyen los costos de los mismos, y en los casos en donde la empresa realiza directamente la actividad, se incluyen gastos de personal, gasto de operación y mantenimiento de equipos, costo de insumos de oficina, costos de servicios de telecomunicaciones, costos de capacitación, etc.

En materia de inversiones se presentan principalmente datos de los costos asociados a las diferentes plataformas que emplean las empresas para ejecutar los procesos asociados con los indicadores propuestos por la Consultoría. Entre éstos están módulos de sistemas

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

comerciales, software para gestión de clientes, equipos de comunicaciones, equipos de toma de lecturas, digiturnos, etc.

En casos en los cuales una o más empresas pertenecen al mismo grupo empresarial, se encuentra que parte de la infraestructura, plataformas y demás recursos necesarios para la prestación, son compartidos y los costos se cubren a través del esquema de “Outsourcing.”

Dentro de la información reportada se da el caso de una empresa que incluye inversiones desde el año 2000 y otras que en los gastos de AOM no especifican el año para el cual fueron reportados.

Los resultados de los montos de gastos de AOM que se reportan de manera agregada como lo muestra el **Cuadro 23** muestran un valor promedio de 3,349 millones de pesos en el año 2005 y de 14,265 millones de pesos para el año 2006. Los montos mínimo y máximo de gastos de AOM reportados son de 1.6 millones de pesos y de 108,520 millones de pesos. Los coeficientes de variación de los datos son de 126.5% para el año 2005 y 248.5% para el año 2006.

Cuadro 23 Información de Gastos de AOM e Inversión Presentados de manera Global

Parámetro	AOM Mill\$			Inversión Mill\$
	2005	2006	Año sin especificar	
N	6	9	8	12
Promedio Mill\$	3,349	14,265	127	25,039
Desviación Mill\$	4,238	35,443	143	56,582
Máximo Mill\$	10,617	108,520	350	202,045
Mínimo Mill\$	1.9	1.6	5.0	3.4
Coeficiente de Variación	126.5%	248.5%	112.6%	226.0%

El valor promedio de las inversiones reportadas es de unos 25,039 millones de pesos, con valores que oscilan entre los 3.4 millones de pesos y los 202.045 millones de pesos, dependiendo fundamentalmente del tamaño del mercado y la disponibilidad de recursos que hayan tenido las empresas para realizarlas.

Al analizar los gastos de AOM por cliente, se encuentra que los valores de los mismos van desde los 13 \$/cliente hasta los 51,511 \$/cliente, lo cual es debido a la heterogeneidad de los datos reportados como lo muestran los coeficientes de variación que son superiores al 100%.

Cuadro 24 Información de Gastos de AOM e Inversión Presentados de manera Global

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Global

Parámetro	AOM \$/cliente			INVERSION \$/cliente
	2005	2006	Año sin especificar	
N	6	9	8	12
Promedio \$/cliente	4,824	12,364	442	35,039
Desviación \$/cliente	3,031	18,486	606	32,973
Máximo \$/cliente	10,530	51,511	1,745	97,110
Mínimo \$/cliente	2,163	476	13	479
Coeficiente de Variación	62.8%	149.5%	137.1%	94.1%

En materia de gastos de inversión por cliente, se presenta una mayor heterogeneidad de los datos, como lo indica el coeficiente de variación. El valor promedio de las inversiones por cliente es de unos 35,039 \$/cliente y los datos mínimos y máximo son de 479 \$/cliente y de 97,110 \$/cliente.

5 RECOMENDACIONES ESPECÍFICAS

En particular, el Consultor debe presentar una recomendación a la Comisión sobre los siguientes aspectos, entre otros (num. 3.1.4 de los TR):

- **Medición del consumo facturable:** prácticas recomendadas para determinar la calidad del servicio de medición suministrado.
- **Facturación y distribución de facturas:** prácticas recomendadas para verificar la calidad del servicio de facturación, en términos de oportunidad y contenido de la factura.
- **Atención directa al usuario:** prácticas recomendadas para determinar la calidad de la atención al cliente tanto en la consulta telefónica como personal, atención de reclamos, quejas y emergencias, considerando lo dispuesto por la regulación y la Ley.
- **Trámite de solicitudes operativas y comerciales:** prácticas recomendadas para determinar la calidad de la atención al cliente específicamente de la efectividad en la resolución de las solicitudes operativas y comerciales de los usuarios, considerando lo dispuesto por la regulación y la Ley.
- **Asesorías técnicas y comerciales:** prácticas recomendadas para determinar la satisfacción del cliente, en términos de la asesoría suministrada por la empresa en aspectos tanto técnicos como comerciales del servicio.
- **Disponibilidad y actualización de sistemas de información al cliente:** Establecimiento de requerimientos mínimos de disponibilidad de información, considerando la posibilidad de acceso a los diferentes medios de comunicación por

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

parte de los diferentes tipos de mercados. Prácticas recomendadas para determinar la calidad en el suministro de información a los usuarios.

Para efectuar estas recomendaciones, el Consultor incluyó dentro de las preguntas de la Encuesta de Empresas, aquellas que permitan identificar aspectos que ameriten el establecimiento de estándares de tipo Garantizado o General, o en otros casos, recomendar prácticas de optimización utilizadas con éxito por las empresas.

5.1 MEDICIÓN DEL CONSUMO FACTURABLE

En la Encuesta de Empresas, se indagó sobre el procedimiento utilizado para determinar el consumo facturable tanto de clientes con medición individual, como de clientes que carecen de medida o que están conectados a medición colectiva. Las principales prácticas relacionadas con el tema del consumo facturable y medición, se describen a continuación.

5.1.1 Consumo facturable de clientes con medición individual

La lectura de los medidores se realiza de manera periódica ya sea de forma mensual o bimestral. Con base en la diferencia de lecturas consecutivas y de acuerdo con el factor que se deba aplicar al medidor correspondiente, se calcula el consumo del respectivo período a estos clientes.

Cuando los clientes poseen medida individual pero no es posible tomar la lectura, la práctica más generalizada es la de estimar el consumo facturable. Se utilizan para ello los consumos registrados para la cuenta del cliente durante los últimos seis (6) meses. Sin embargo, otros mecanismos de uso frecuente son:

- Estimar el consumo con base en los consumos promedio del estrato en el cual se encuentra clasificado el inmueble, en el caso de clientes del sector residencial;
- Realizar aforos de carga para clientes no residenciales. Sobre este mecanismo se encontró, que si bien en las Condiciones Uniformes del Contrato de Prestación del Servicio algunas empresas definen el factor de utilización para realizar el aforo de acuerdo con el sector de consumo, no existe una unificación respecto de cuál debe ser el valor a utilizar. Este factor de utilización varía entre un 10% y un 60%.

Si bien es cierto que las empresas calculan el consumo facturable de los clientes con medición individual de la misma forma, la diferencia fundamental, y que afecta la calidad comercial, radica en los medios que utilizan para hacerlo.

La gran mayoría utilizan Terminales Portátiles de Lectura – TPL, mientras que otras aún generan los llamados libros de lectura que sirven para que el lector registre la lectura del medidor del cliente; la cual posteriormente debe ser digitada para ser ingresada al sistema comercial y así poder realizar la liquidación de los consumos.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

La toma de lecturas con un TPL reduce la posibilidad de incluir una lectura equivocada, ya que posee mecanismos de crítica que, antes de permitir al lector introducir una lectura aparentemente correcta, pero que no lo es, le exige algunas validaciones. Esto no es posible cuando se trata de la toma de lecturas en libros, donde los errores por lo general se detectan en la oficina y no en terreno, y en algunos casos solo hasta que el cliente presenta una reclamación.

La toma de lecturas es un proceso que aún tiene un margen de error, por lo cual es una práctica muy generalizada en las empresas, medir la calidad de las lecturas a través del establecimiento de indicadores. Entre los indicadores más frecuentemente usados están el que mide el porcentaje de lecturas tomadas respecto del total de lecturas a tomar, y el porcentaje de lecturas erradas sobre el porcentaje de lecturas tomadas.

En empresas que tienen contratado este servicio, es común encontrar que existen penalizaciones a los contratistas por lecturas erradas. Sin embargo, hay empresas que aunque establecen en los contratos unos estándares de calidad de lectura exigibles, más bien utilizan un esquema de acompañamiento al contratista para estimularlo a mejorar cada vez más y prestar un mejor servicio, en vez de penalizarlo.

Algunas empresas han desarrollado mediante Sistemas de Gestión de Calidad –SGC, procedimientos que permiten el desarrollo de esta labor de una manera más eficaz.

5.1.2 Desviaciones Significativas en el Consumo

La Resolución CREG 108 de 1997 faculta a las Empresas para establecer en las condiciones uniformes de los contratos de prestación del servicio los parámetros a utilizar con el objeto de definir el valor de las desviaciones significativas del consumo²².

En la gran mayoría de las empresas, los criterios y valores utilizados varían. En algunos casos se establece con base en el sector de consumo y otras con base en el consumo promedio del período.

²² Resolución 108 de 1997 “**Artículo 1º. Definiciones. ... CONSUMO ANORMAL:** Consumo que, al compararse con los promedios históricos de un mismo suscriptor o usuario, o con los promedios de consumo de suscriptores o usuarios con características similares, presenta desviaciones significativas, de acuerdo con los parámetros establecidos por la empresa.”

“**Artículo 37º. Investigación de desviaciones significativas. ... Parágrafo 1º.** Se entenderá por desviaciones significativas, en el período de facturación correspondiente, los aumentos o reducciones en los consumos que, comparados con los promedios de los últimos tres períodos, si la facturación es bimestral, o de los últimos seis períodos si la facturación es mensual, sean mayores a los porcentajes que fijen las empresas en las condiciones uniformes del contrato.”

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Los porcentajes de desviaciones significativas varían entre un 10% y 100% del consumo promedio del cliente. Adicionalmente algunas empresas no consideran desviaciones significativas variaciones menores a 30 kWh, otras 50 kWh y hasta de 300 kWh.

Considerando que cuando se detecta una desviación significativa de consumo, la empresa debe realizar una visita al cliente para identificar la causa de la misma, lo cual implica un costo para la empresa, y en algunos casos un restablecimiento económico para el cliente²³, muchas empresas fijan un valor alto para la desviación significativa. Por tanto, se propone que cada empresa al fijar el valor de las desviaciones significativas en las Condiciones Uniformes del Contrato de Prestación del Servicio, envíe a la CREG el soporte de metodología de cálculo de estos valores, con el objeto que se pueda prevenir un abuso de la posición dominante por parte de las empresas, o que las mismas eviten realizar la visita a que están obligadas, al fijar valores altos.

5.1.3 Consumo Facturable a Clientes con Medición en Empresas que Desarrollan Únicamente la Actividad de Comercialización

Cuando se trata de empresas que sólo desarrollan la actividad de comercialización, por lo general el 100% de los clientes tiene medición. Los clientes de estas empresas pertenecientes al sector no residencial, normalmente tienen telemedida, mientras que los del sector residencial, además de estar vinculados a una frontera comercial, tienen su medidor individual. Por esta razón, los consumos facturados a los clientes por estas empresas, se calculan en un porcentaje muy cercano al 100% con base en diferencia de lecturas y usando el factor multiplicador del medidor respectivo.

En los casos en los cuales se presenta falla en el medidor o existen clientes sin él, estas empresas facturan a sus clientes con base en el promedio individual del cliente (si tuvo medidor) o con el promedio del estrato, cuando se trata de clientes residenciales; o con base en censo de carga, cuando de clientes del sector no residencial se trata.

En algunos casos se toma una fotografía del medidor, que incluye lectura, fecha, hora y número del medidor, lo cual da mayor confiabilidad a la misma.

²³ Resolución 108 de 1997: “**Artículo 39º. Restablecimiento económico por desviaciones significativas.** Una vez aclarada la causa de las desviaciones, la empresa procederá a establecer las diferencias entre los valores facturados, que serán abonados o cargados al suscriptor o usuario, según sea el caso, en el siguiente período de facturación.”

5.1.4 Consumo Facturable de Clientes sin Medición Individual

En el caso de clientes residenciales que no tienen medida individual, las empresas encuestadas por lo general facturan con base en el promedio del estrato y en algunos casos por aforo.

Cuando el cliente pertenece al sector no residencial, se presentan dos alternativas. La primera de ellas es que el cliente haya tenido medidor en algún momento y por tanto, consumos históricos, los cuales sirven de base para determinar el consumo facturable. La otra alternativa es que no haya tenido medidor caso en el cual se utiliza el aforo individual de carga, la carga instalada o la capacidad instalada.

5.1.5 Consumo Facturable de Clientes con Medición Colectiva

Los casos encontrados de medición colectiva corresponden a clientes ubicados en las llamadas pilas comunales o en Zonas Especiales, donde el consumo del grupo de clientes ubicados en ellas se mide a través de un medidor colectivo o comunitario y el consumo registrado se distribuye entre los clientes conectados al medidor.

La forma en que se distribuyen los consumos varía y depende de cada empresa o comunidad en particular, hay casos en donde se distribuye uniformemente entre el número de clientes o unidades habitacionales, otros en que se distribuye a prorrata del censo de carga de cada cliente, en otros por acuerdo entre los miembros de la comunidad y en algunos dependiendo de la clase de servicio (residencial, comercial, etc.).

5.1.6 Consumo Facturable con Medidores Prepago

La percepción inicial sobre la medición prepago es que ésta estaba llamada a resolver masivamente los problemas de pérdidas no técnicas y a introducir grandes economías en el proceso de comercialización, como habría ocurrido en mercados de Sudáfrica (Pretoria) y Brasil.

De hecho, la medición prepago se incluyó dentro de las alternativas para los esquemas diferenciales de prestación del servicio en las Zonas Especiales, considerando sus ventajas de poner al alcance del cliente la escogencia del valor de su factura, inducir el uso racional del servicio y disminuir los costos operativos de la lectura, facturación (no del todo, pues se debe disponer de una logística para suministrar la recarga), suspensión, corte y reconexión. Se esperaba que esta fuera una solución ampliamente demandada por las empresas para estas zonas en especial.

En las visitas a las empresas, fue visible que la generalidad de ellas han seguido con expectativa la experiencia de las empresas más grandes en los aspectos relacionados con la medición prepago, antes de tomar decisiones de emprender proyectos piloto, y que las

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

empresas que los han emprendido (CODENSA, EEPPM, ENERTOTAL) los han desarrollado en varios segmentos de mercado.

Experiencia de CODENSA

En particular, la experiencia de CODENSA, permitió determinar que existen varias tecnologías en medición prepago, que difieren básicamente en el proceso de “recarga” de los medidores.

- a) La primera de ellas se basa en la recarga mediante códigos suministrados por la empresa, asociados a valores seleccionados por los clientes entre opciones fijas.
- b) La segunda se basa en la recarga remota del medidor desde la empresa.
- c) La tercera se basa en la recarga mediante tarjetas.

Los pilotos fueron adelantados en el sector residencial en los estratos 2, 3 y 4 en los sectores urbano (Bogotá), Sabana y Cundinamarca (San Cayetano). En este último piloto, se requirió una solución de telecomunicaciones de Internet satelital, con lo cual se probó la dependencia del canal de comunicación.

Los programas piloto de medidores prepago han tenido entre otros los siguientes objetivos:

- Conocer la aceptabilidad del esquema por parte de los clientes
- Conocer la reacción del cliente frente a esta nueva alternativa
- Analizar el comportamiento del consumo de los clientes del plan piloto
- Obtener información de cómo opera en la realidad el sistema (recaudo, liquidación, número de transacciones de carga del medidor al mes, etc.)
- Determinar si la medición prepago se puede vender como un producto, más que como una solución de orden técnico - impositiva al problema de pérdidas.

Los resultados obtenidos de las experiencias conocidas, muestran que el esquema permite al cliente una autogestión de los consumos, que se traduce en un uso más racional de la energía eléctrica. La reducción de consumos lograda varía entre 10 y 30 kWh/mes por cliente.

En el caso de CODENSA, la opinión de los clientes participantes en las pruebas sobre varios aspectos relacionados con el esquema de medidores prepago señaló que:

- El 86% de los clientes están satisfechos con esta alternativa
- Al menos el 84% lo considera de fácil manejo

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

- El 88% considera que genera cultura de autocontrol
- Por lo menos el 88% lo recomendaría
- Preferencia de los clientes por hacer varias transacciones al mes para cubrir el consumo.

De la presentación de CODENSA, se desprende que el ejercicio ha sido exitoso y que los usuarios en su mayoría han estado satisfechos con este tipo de sistema de pago. Sin embargo, también ha quedado claro que este sistema de pago presenta ventajas objetivas solamente para cierto tipo de población, mientras que para otros segmentos, su efecto es más bien neutral.

Se ha percibido que su ventaja evidente se dirige especialmente a segmentos de población que si bien tienen una disposición a pagar su factura, no disponen de ingresos estables, sino más bien irregulares. De este modo, estas personas pueden comprar la electricidad de a pocos, y así se reduce también el riesgo de que haya cartera para este tipo de usuarios.

Algunos de los interlocutores de CODENSA manifestaron que la empresa no necesita de este sistema como un mecanismo de regularización y control de fraude, por cuanto ellos ya han hecho uso de otros mecanismos, como puede ser el uso de cable trenzado. Y manifestaron que de cualquier modo en Bogotá el problema de cartera está controlado, y que ya existe una cultura de pago arraigada, a la cual este sistema no agregaría ningún valor añadido.

Experiencia de EEPMM

La experiencia de EEPMM se realizó en varios sectores residenciales de bajos ingresos, bajo el supuesto de que éstos serían el mercado natural, dada la posibilidad de adquirir la energía que se pueda pagar. Los resultados de su piloto mostraron que la red logística requerida para el expendio de los códigos de recarga, así como la ampliación del volumen de transacciones característica de los segmentos en los que se realizaron los pilotos, podría encarecer la operación mas allá de lo costeable por el cargo de comercialización en esos sectores.

Esta conclusión fue presentada a varias de las empresas de las que se han clasificado como Tradicionales, quienes sin mayores elementos adicionales desistieron de realizar pruebas piloto en sus mercados.

Con los elementos conocidos, la primera pregunta que hay que hacerse es, si el sistema de prepago resuelve el problema de un tipo de usuario. La segunda pregunta que habría que hacerse es, si este método es económicamente viable para el distribuidor.

Aparentemente ambas preguntas tienen una respuesta positiva.

5.1.7 Medición de Consumos Usando Nuevas Tecnologías

La experiencia regulatoria internacional muestra que hay una tendencia a lograr la automatización de la medida (CEER, *Third Benchmarking*, 2005).

Con la aparición de nuevas tecnologías de equipos de medición y de comunicaciones sería factible técnicamente realizar la instalación de equipos que no solo permitan la interrogación remota del medidor, Sistemas Automáticos de Medición (AMS por sus siglas en inglés), sino que además permitan el control de la morosidad a través de la desconexión del servicio desde un centro de control del distribuidor.

Sin embargo, esta solución tecnológica enfrenta varias dificultades. La primera de ellas es el mayor costo que implica disponer de los equipos y los medios de comunicación para hacerlo, los que podrían ser compensados en el mediano plazo por la sustitución del proceso de toma de lectura en sitio con recurso humano por uno automático y centralizado.

El segundo problema está asociado al avance mismo de la tecnología en telecomunicaciones, que induce una vida útil más corta de los equipos. Las empresas de energía (salvo en los casos de multiservicios) no harían inversiones en tecnología de comunicaciones sino que arrendarían el servicio, el cual debe garantizar un tiempo mínimo de permanencia de la tecnología.

Un tercer problema asociado al establecimiento de Sistemas Automáticos de Medición es la coexistencia de la nueva tecnología con el esquema actual de tomas de lectura y suspensión del servicio, lo cual implica un doble costo (transitorio) para las empresas dado que se debe mantener las cuadrillas y equipos actuales mientras se da la sustitución de este esquema y a la vez realizar las inversiones en equipos de la nueva tecnología. Sin embargo, el establecimiento de una adecuada gradualidad y de la relación beneficio – costo que obtenga cada empresa, permitiría el cambio que se propone.

Si en los próximos años no se logra una real implementación del esquema de competencia, liberando al cliente de la barrera tecnológica de la medición del consumo, existe el riesgo que los llamados comercializadores puros que hoy atienden clientes del mercado regulado tiendan a desaparecer, privando a los clientes regulados de una real posibilidad de escoger su comercializador.

En opinión de algunas empresas entrevistadas, el mercado futuro estará integrado por unos 4 o 5 grandes comercializadores que concentren cerca del 90% del mercado y los cuales compitan a través del portafolio de servicios con ofertas de esquemas de pago o financiación, servicios de valor agregado para el cliente, etc., como sucede hoy en los sectores de telecomunicaciones o financiero.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

5.1.8 Opinión de los Clientes sobre la Medición

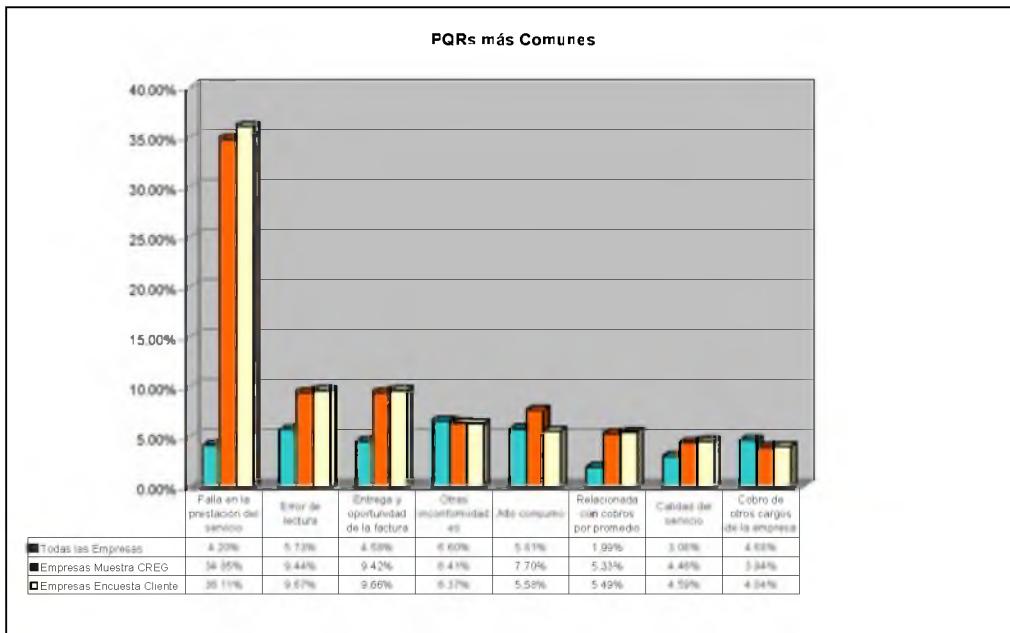
Al analizar la información incluida por las empresas comercializadoras de energía eléctrica en el Sistema Único de Información –SUI-, se encuentra que principalmente hay tres (3) relacionadas con el tema del consumo facturable.

La primera de ellas es la relacionada con los errores de lectura, que representa el 5.7% de del total de reclamos presentados por los clientes incluidos en el SUI, que para las empresas de la muestra CREG alcanza el 9.4% y para las empresas en donde fueron encuestados los clientes, representa el 9.7%.

La segunda causa tiene que ver con reclamos por alto consumo que representa el 5.8% de de los incluidos en el SUI y el 7.7% y 5.6% en las empresas de la muestra CREG y de las aquellas donde los clientes fueron encuestados, respectivamente.

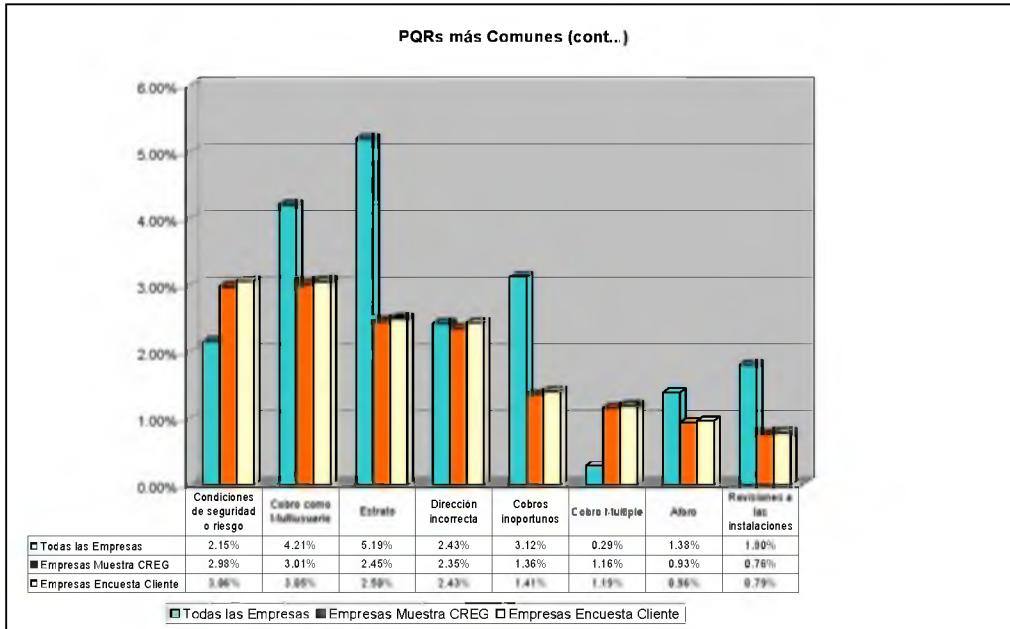
La tercera causa es la facturación por promedio, que en el total de PQRs de los clientes llega al 2.0%, en las empresas visitadas al 5.3% y en las que se realizó encuesta al cliente el 5.6%.

Gráfica 25 Causales de PQR más Frecuentes (i)



COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Gráfica 26 Causales de PQR más Frecuentes (ii)



La Encuesta de Clientes realizada por el Consultor también sondeó la opinión sobre los inconvenientes presentados con el consumo facturado. Se encontró para el grupo de las siete (7) empresas encuestadas que el 16% de los clientes del segmento urbano y el 13% del rural considera que se les factura un consumo excesivo. De igual manera, al indagar sobre si se les estima el consumo, el 4% de los del sector urbano y el 8% de los del rural indicaron que sí.

5.1.9 Alternativas para optimizar la Función

El *Third benchmarking* del CEER referenciado y estudiado en el Informe 1 sobre la experiencia regulatoria de los países europeos, contiene como una de sus recomendaciones, el avanzar hacia la medición remota.

En el taller realizado por la CREG, el Consultor pudo conocer una propuesta enfocada desde el punto de vista de las comunicaciones, para diseñar un medidor multifuncional para todos los servicios (energía, gas, agua potable y telecomunicaciones) alrededor de un servicio tecnológico de facturación y consolidación de información con destino al regulador, al controlador y a los clientes.

Una segunda propuesta se basa en una red nodal de medidores tipo REX, que reportan hacia y desde un medidor concentrador tipo A1, información como lecturas, comandos operativos al pin de corte y fallas, que permite construir una red de comunicaciones a través del ancho de banda de la red pública de radio. Sus principales limitaciones residen en que

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

las ondas de radio pueden ser interrumpidas por obstáculos, lo que causaría la indisponibilidad del medidor temporal o definitivamente.

No obstante sus limitaciones, la tendencia internacional es avanzar hacia soluciones que incorporen el control remoto tanto de la lectura como de las operaciones asociadas a la gestión de cartera y pérdidas. Esta migración se facilitará en la medida en que los roles del distribuidor y comercializador estén asociados, en el primer caso a la gestión del “hardware” (calidad del producto y la red física, incluyendo la medición) y en el segundo, a la gestión del “software”, es decir, la calidad de la comercialización.

5.2 FACTURACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE FACTURAS

Si bien es cierto que la regulación establece un estándar para el plazo de entrega de la factura de cinco días hábiles antes de su vencimiento²⁴, la realidad muestra que no se cumple en todos los casos lo establecido en esta norma, prueba de ello es que cerca del 4.6% de las PQRs registradas en el SUI durante el último año corresponden a la entrega oportuna de la factura.

En las empresas de la muestra seleccionada por la CREG, esta causa representa el 9.5% de las PQRs presentadas, y en las empresas en las cuales se realizó la encuesta de los clientes, llega al 9.7%. Información que se corroborada con la encuesta de la percepción del cliente, en la cual se encontró que 84% de los clientes del segmento urbano están satisfechos con la oportunidad de la entrega de la factura, y sólo el 78% de los ubicados en el segmento rural.

Así mismo, al preguntarles a los clientes sobre si llegó tarde la factura, las respuestas afirmativas para el segmento urbano son del 7% y para el rural del 12%. Y al indagar si les llegó la factura, el 4% de los clientes (urbanos y rurales) respondieron que no.

Con el objeto de lograr que se cumpla con lo preceptuado por las normas, se propuso en el Informe 1 el establecimiento de un estándar del tipo Garantizado que permita al cliente tener la factura del servicio con la oportunidad debida para realizar el pago respectivo o presentar una oportuna reclamación en caso que deba hacerla.

²⁴Resolución 108 de 1997: “Artículo 4º. Entrega de la factura. Las empresas deberán entregar las facturas respectivas, por lo menos con cinco (5) días hábiles de antelación a la fecha de vencimiento del plazo en que debe efectuarse el pago. De no encontrarse el suscriptor o usuario, la factura correspondiente se deberá dejar en el sitio de acceso al inmueble o a la unidad residencial.”

Parágrafo. En las localidades, zonas o lugares donde no se puedan despachar las cuentas de cobro directamente al suscriptor o usuario, la empresa deberá informar con anticipación para que la reclamen en los lugares señalados para ello. Lo anterior se aplicará en los casos en que por causas ajenas a la empresa, la entrega de la factura no fuere posible. Resolución 108 de 1997 “Artículo 5º. Separación

5.2.1 Facturación “In Situ”

Este sistema viene siendo empleado desde hace ya varios años en empresas como la Electrificadora de Boyacá y la Empresa de Energía del Pacífico EPSA y se encuentra en implantación en otras empresas como es el caso de Electrificadora del Caquetá.

Este tipo de facturación, que no tiene problemas de tipo regulatorio, pues cumple con lo establecido en la regulación, supone un importante ahorro para las empresas que tiene mercados dispersos, lo cual implica altos costos de desplazamiento.

Tampoco este sistema tiene inconvenientes de tipo económico en lo que a costos de la tecnología se refiere, si bien es necesario hacer inversiones un poco más altas en equipos para imprimir las facturas, y en programación y sistemas de computación, estas son compensadas por los ahorros que implica.

Las objeciones a este tipo de tecnología vienen más bien del temor que pueden tener las empresas, de perder el control de un punto tan sensible, como es el de la facturación. Existe el temor de que este sistema permita fraudes. Sin embargo, existen métodos de controlar los fraudes como es el de rotar a los facturadores, y el de requerir el tomar una foto de la lectura de cada medidor.

Este es un sistema que puede ayudar, sin duda alguna, a mejorar la calidad del servicio, y muy especialmente en sitios de difícil acceso, pues permite que el usuario tenga un servicio oportuno de facturación.

5.3 ATENCIÓN DIRECTA AL USUARIO

Dentro de la información recopilada por el Asesor a través de la Encuesta de Empresas y de las visitas realizadas, se encontró que las Empresas utilizan diferentes canales para relacionarse con sus clientes.

Los canales y medios utilizados por las empresas varían de acuerdo con su enfoque hacia el cliente y el número y segmentos de clientes que atienden.

En el caso de empresas multiservicios, los canales de relación utilizados para los clientes del servicio público domiciliario de energía eléctrica, también se utilizan para los otros servicios públicos, dado que la mayoría de los clientes que disponen del servicio de energía disponen de al menos un servicio adicional prestado por la empresa multiservicios.

Si bien es cierto que se han identificado tres (3) tipos de empresas de acuerdo con el enfoque que han dado a la atención del servicio al cliente, como son Clientecéntricas, Tradicionales y No Enfocadas, no todas se pueden clasificar en un grupo determinado, sino que se presentan matices dependiendo del nivel de desarrollo que tengan en su enfoque

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

hacia el cliente y porque no todos los procesos asociados a la comercialización de energía eléctrica avanzan a la misma velocidad para logra la eficiencia operativa, la satisfacción del cliente y el logro de la eficacia en el relacionamiento con el cliente.

5.3.1 Canales de Relación en Empresas Clientecéntricas

Este tipo de empresas han puesto al alcance de los clientes el mayor número de canales de relación que los avances tecnológicos y la disponibilidad de recursos les han permitido. Algunos canales se han puesto al servicio de todos los clientes en general y otros han sido diseñados para algunos de los segmentos del mercado atendido.

Dentro de los canales más utilizados para prestar servicios, llegar a los clientes y fortalecer la relación Prestador – Cliente, están los siguientes:

Centros de Contacto o “*Contact Centers*”

Corresponden a oficinas ubicadas, por lo general, en el municipio o distrito donde la empresa tiene su sede principal o el mayor número de clientes. Estas oficinas prestan servicios integrales al cliente, entre los que se incluyen atención de PQRs, atención comercial, recaudo, asesorías, radicaciones, notificaciones, línea de atención gratuita, etc.

Los Centros de Contacto, por lo general, están destinados para atender al segmento de clientes ubicados en el área urbana y zonas periféricas de la ciudad donde se encuentra ubicado, sin que, el acceso esté limitado para clientes de otras poblaciones.

De la información recopilada de las empresas, se encuentra que el porcentaje de clientes que normalmente visita estos centros es inferior a un 20% de los clientes del mercado. Mientras que de la encuesta realizada a clientes de siete (7) empresas, se encontró que este porcentaje está alrededor de un 33%.

Esta situación obedece, entre otras causas, a que los niveles de eficiencia operativa y la satisfacción del cliente son altos, de modo que éste no requiere contactar a la empresa. Otra causa es la disponibilidad de diferentes canales de relación que facilitan el acceso de los clientes como son: las brigadas que realizan las empresas a barrios, comunas, zonas especiales, etc.; a las oficinas móviles que se desplazan a los diferentes municipios del mercado atendido, a las líneas de atención telefónica, a la prestación de servicios de consulta y divulgación a través de Internet; a los programas enfocados a la educación del cliente.

Se ha conocido el caso de al menos una empresa que ha estudiado la ubicación óptima de los centros de contacto, analizando desde la disponibilidad y costo del servicio de transporte que requiere el cliente para acceder desde su domicilio al punto de contacto, e inclusive se ha estimado el tiempo que le tomaría el desplazamiento.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Las empresas Clientecéntricas que disponen de Centros de Contacto conocen la percepción que tienen los clientes de la atención recibida a través de encuestas de satisfacción que se realizan diariamente en las oficinas de atención o en la línea de atención al cliente. Así mismo, se conoce a través de la medición del Nivel de Satisfacción del Cliente que realizan o la Encuesta de Satisfacción de Usuarios de la SSP.

Adicionalmente, estas empresas han definido una serie de indicadores que les permiten realizar el seguimiento al desempeño operativo de los centros de contacto u oficinas. Uno de los indicadores más comúnmente utilizado es el que mide el tiempo medio que demora el cliente en ser atendido.

Oficinas de Atención de Clientes y Recaudo

Corresponden a oficinas ubicadas en áreas donde se concentra un número importante de clientes del mercado, pero diseñadas para brindar atención a menor escala que la que presta el Centro de Contacto. El tamaño, la disponibilidad de recursos y los servicios que prestan estas oficinas están relacionados con el número de clientes a atender y los requerimientos del segmento atendido. Estas oficinas, por lo general, se ubican en áreas urbanas. En los municipios donde existen, también atienden a clientes del sector rural.

La mayoría de ellas prestan servicios de atención de PQRs y recaudo, aún que hay casos donde sólo se utilizan para efectos de recaudo.

Centro de Atención de llamadas o “*Call Center*”

Por este canal de comunicación se centraliza la atención de todas las inquietudes presentadas por los clientes de una manera rápida y eficaz. Este canal de atención puede ser utilizado por todos los segmentos del mercado que tengan acceso a un teléfono.

En algunos casos, el servicio de centro de llamadas se contrata con empresas especializadas en este tipo de servicios.

Para medir el desempeño de este canal de relación, las empresas han definido una serie de indicadores que miden la efectividad del mismo, así como la rapidez al contestar, entre otros.

Otros Canales de Relación con el Cliente

Las Empresas de tipo Clientecéntrico utilizan otra serie de canales que les permiten llegar, al cliente no sólo para atender sus inquietudes, sino para brindarle información y educarle sobre el servicio.

Algunas empresas tienen programas de televisión o de radio que se transmiten localmente y cuyo objetivo principal es educar al cliente respecto de temas como el Uso Racional de la

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Energía –URE, los riesgos que implica la utilización de la energía eléctrica y más cuando se hace de manera fraudulenta sin cumplir las normas técnicas exigidas.

Otro canal, utilizado no solo por empresas de tipo clientecéntrico, es la realización de campañas educativas a los niños y jóvenes, que serán los clientes del mañana. Inclusive algunas han realizado acercamientos con las Secretarías de Educación locales, para lograr incorporar dentro de los programas de educación formal, una materia que ilustre a los estudiantes sobre temas relacionados con los servicios públicos, sobre sus derechos y deberes frente a los mismos, sobre su uso eficiente y racional etc.

Para el segmento de clientes destacados algunas empresas tienen canales especialmente diseñados para atender sus requerimientos y satisfacer sus necesidades. Por ejemplo, en algunos Centros de Contacto existe un módulo o ventanilla que está destinado para la atención de este segmento. También han puesto a disposición de estos clientes, portales de Internet a través de los cuales pueden conocer sus facturas, el estado de cuenta, información sobre el servicio y presentar inquietudes, entre otros.

La tecnología en materia informática y de comunicaciones ha puesto al alcance de empresas y clientes servicios a través de la Internet, que facilitan el contacto entre empresa y cliente, sin necesidad de desplazarse. La mayoría de empresas han creado portales a través de los cuales se puede contactar la empresa, obtener información sobre el estado de cuenta, el consumo, programas o campañas adelantados por la empresa, pago del servicio, divulgación de contrato de condiciones uniformes y normatividad aplicable, divulgación de portafolio de servicios y productos, publicación de tarifas y aplicaciones que permiten estimar el valor de la factura de acuerdo con los electrodomésticos que el cliente posea, entre otros. Basta con acceder a la página Web de las empresas, para conocer la variedad de servicios e información que pueden llevar las empresas al segmento de clientes que posean servicio de Internet, segmento que ha venido aumentando paulatinamente en nuestro país.

Así mismo, las empresas realizan, sobre todo en el segmento de clientes ubicados en Zonas Especiales, brigadas o campañas de atención a los clientes, a través de las cuales además de atender y resolver sus PQRs, revisar instalaciones, recaudar y financiar, conocen de primera mano sus necesidades, expectativas respecto del servicio y nivel de satisfacción del cliente. En algunos casos, a través de estas brigadas y con el acompañamiento de otras entidades y organismos, se llevan a estas comunidades recreación, entretenimiento y servicios de atención básica de salud. Este tipo de experiencias han fortalecido la relación entre empresa y cliente, situación que facilita la gestión de las empresas.

Para este grupo de empresas es vital que los clientes conozcan los canales de que disponen para relacionarse con la empresa, que además su acceso sea fácil y que el cliente aprenda cómo utilizarlos. Esto hace parte de la divulgación y las campañas educativas que adelantan permanentemente.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Finalmente, también consideran importante que los canales sean atendidos por personas con el perfil adecuado para relacionarse con el cliente y con los conocimientos necesarios para resolver sus inquietudes.

Defensor del Cliente

Un canal que han utilizado algunas empresas Clientecéntricas, es la figura del Defensor del Cliente. A esta figura se le han dado dos enfoques diferentes, uno de ellos, corresponde a un grupo de trabajo que defiende los intereses del cliente, monitoreando la respuesta dada en los puntos de contacto y brindando soluciones de manera gratuita a las dificultades comerciales planteadas por los clientes.

El otro enfoque es el de tener una dependencia de alto nivel, cuyo objetivo es de impulsar una cultura de cooperación entre la empresa y sus clientes para incentivar a las partes en el ejercicio responsable de sus derechos y deberes y que además realiza la identificación de oportunidades para el mejoramiento del servicio.

Adicionalmente, sobre este tipo de canal, hay empresas que consideran que esta figura no debe existir cuando el nivel de la atención brindada a los clientes alcanza una alta calidad.

5.3.2 Canales de Relación en Empresas Tradicionales

En las empresas Tradicionales, el canal más comúnmente utilizado para atender al cliente y relacionarse con él son las Oficinas de Atención al Cliente. Estas oficinas por lo general están ubicadas en los municipios que concentran un número importante de clientes.

Las mismas se encargan de atender principalmente a los clientes del sector urbano y rural de los municipios en donde están ubicadas, o de las poblaciones vecinas.

Para el caso de lugares donde no hay oficina de atención al cliente, algunas empresas disponen de oficinas móviles que les permiten desplazarse hasta el sitio de ubicación de los clientes y atender las PQRs relacionadas con el servicio, al igual que desarrollar actividades como recaudo, financiación y programación de revisiones entre otras.

Cuando no se tienen oficinas móviles, las empresas disponen de personal que se desplaza a los lugares donde no existe oficina y en un sitio alquilado o en una carpa atienden las PQRs presentadas por los clientes. En muchos casos, el día de la visita se realiza también la labor de recaudo.

En zonas donde no existen entidades que presten el servicio de recaudo por consumos de energía y otros conceptos, las empresas desplazan periódicamente personal que lo realice en terreno, esto generalmente sucede en pequeños municipios a donde acuden tanto clientes urbanos como rurales. En muchas ocasiones, el sitio de recaudo es el único punto de contacto que tienen los clientes con la empresa. En la encuesta de clientes realizada en siete

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

(7) empresas, se encontró que el 79% de los clientes del segmento rural han ido a un punto de pago, mientras que de los clientes del segmento urbano, solo lo han hecho el 61%. De otra parte, al preguntar a los clientes encuestados sobre qué le gustaría encontrar en los puntos de pago para sentirse bien atendidos, el 24% respondió que más cajeros. Estas dos situaciones muestran que nuestra generación valora el contacto directo con la empresa para realizar sus pagos, a pesar que existe la alternativa de pago electrónico al alcance de los clientes.

Un canal de relación con el cliente, del cual disponen las empresas, pero más enfocado a atender aspectos técnicos y operativos, es la disponibilidad de un electricista ubicado en los pequeños municipios, ya sea de planta o contratado, que realiza la atención de las fallas en la prestación del servicio, sin que tengan una función relacionada con la atención de aspectos de tipo comercial.

Otro canal comúnmente utilizado por este tipo de empresas, es la disponibilidad de líneas telefónicas, a través de las cuales el cliente puede realizar consultas, presentar PQRs o recibir asesoría. Este esquema no tiene la sofisticación y los recursos de un centro de llamadas –“*Call Center*”, pero facilita el contacto del cliente con la Empresa. En la mayoría de los casos existe una línea telefónica conocida generalmente como la línea 115, a través de la cuales los clientes reportan fallas en la prestación del servicio. Esta línea por lo general es atendida por personal de la parte operativa, que coordina las labores de restablecimiento del servicio.

5.3.3 Canales de Relación en Empresas No Enfocadas

Estas empresas por lo general brindan servicios iguales para todos sus clientes, sin realizar una distinción entre segmentos del mercado. Los canales más utilizados para brindar servicio a los clientes son oficinas ubicadas por lo general en cabeceras municipales, puntos de recaudo, líneas telefónicas y eventualmente mecanismos de pago electrónico en las principales ciudades o municipios de su mercado.

Por lo general, no tienen pagina WEB o apenas se encuentra en construcción, de modo que los canales más utilizados para divulgación de información a los clientes son carteles en la empresa, anexos a las facturas, textos insertados en la misma, y divulgación a través de emisoras y periódicos locales.

Atención personalizada

Las empresas de tipo clientecéntrico ofrecen atención personalizada a los clientes, a través del diseño de productos y servicios que satisfagan sus necesidades o mejoren su calidad de vida, los cuales son identificados a través de diferentes mecanismos gracias a la labor permanente de mercado que desarrollan.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

Mientras que empresas Tradicionales o No Enfocadas, brindan servicios que definen como personalizados, cuando por el tamaño de su mercado sus empleados o representantes se pueden desplazar al inmueble del cliente, ya sea para atender una solicitud de revisión, una toma de lectura, etc., y el empleado aprovecha el momento de contacto para conocer sus inquietudes del mismo sobre el servicio. De modo que este servicio personalizado se enfoca más a la atención de PQRs que brindar nuevos servicios o productos.

Relación con los Personeros Municipales

Un canal que utilizan las empresas independientemente de su enfoque hacia el cliente, es la personería municipal, a través de la cual los clientes acuden para presentar sus quejas e inquietudes sobre la prestación del servicio. Esto es posible en aquellos lugares donde los personeros municipales han entendido la importación que tiene su función para fortalecer la relación cliente – prestador. Sin embargo, aún existen municipios donde los personeros no han tomado conciencia de su responsabilidad social llegando en algunos casos incluso a ser un obstáculo para el fortalecimiento de esta relación.

5.4 TRÁMITE DE SOLICITUDES OPERATIVAS Y COMERCIALES

En empresas enfocadas al cliente, las solicitudes de servicio por lo general son recibidas a través de todos los canales que tienen a disposición del cliente.

La forma como las empresas atienden las diferentes solicitudes de los clientes es ya muy particular, pero por lo general en las Clientecéntricas, se tienen establecidos procesos que han sido certificados y que están respaldados por sistemas de información que permiten conocer trayectoria de pago del cliente, consumos, tipos de reclamos presentados, etc.

En la mayoría de los casos, las personas que tienen el contacto con el cliente, disponen de la información en línea necesaria para dar una respuesta de manera inmediata a los requerimientos del cliente, sin tener que recurrir a un trámite adicional.

Estas empresas cuentan con sistemas de información que les permiten realizar el seguimiento de la PQRs presentadas y controlar el tiempo que toma el dar respuesta al cliente. Adicionalmente, permiten al cliente a través de un número de registro de su PQR conocer el estado de la misma.

De otra parte, estas empresas cuentan con áreas que se encargan de realizar análisis y promover acciones tendientes ha mejorar la calidad de la atención que se brinda a los clientes de los diferentes segmentos del mercado.

En el caso de empresas de tipo tradicional, por lo general, no se encuentran sistemas tan sofisticados como los que pueden tener las Clientecéntricas para realizar la atención y seguimiento el trámite y seguimiento de las solicitudes de los clientes, pero sí se observa que existe una preocupación por evolucionar en esta materia.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

En empresas que hasta ahora no han orientado sus esfuerzos en el mejoramiento de sus procesos comerciales y que no han logrado los niveles de eficiencia y eficacia de empresas, si bien es cierto, realizan esfuerzos por mejorar la calidad en cuanto al trámite y atención de los requerimientos de los clientes, aún tiene oportunidades de mejoramiento y un camino que recorrer para lograrlo.

5.5 ASESORÍAS TÉCNICAS Y COMERCIALES

Dentro de los servicios que ofrecen las empresas a los clientes, están los de asesoría en aspectos comerciales y técnicos. Algunos de estos servicios son más especializados que otros, dependiendo el segmento de los clientes hacia los que están dirigidos. En algunos casos son ofrecidos como valores agregados, y en otros tienen algún costo dependiendo el grado de complejidad que requiera la asesoría o servicio que se presta, sobre todo cuando es de tipo técnico.

En la encuesta realizad a clientes de siete (7) empresas, se encontró cómo las empresas están prestando algún servicio técnico o asesoría a sus clientes. Los resultados a preguntas relacionadas muestran para este grupo los siguientes resultados:

Tabla 1 Porcentaje de Clientes Contactados por Valor Agregado

A la pregunta	La respuesta del segmento fue:	
	Urbano	Rural
¿Le ha visitado un Ejecutivo de Venta o Asesor de la Empresa?	5%	14%
¿Le han prestado un servicio como mantenimiento a su transformador, análisis de equipos de su empresa, etc.?	16%	21%
¿Le han hecho alguna reparación o revisión?	25%	31%

Esta cultura de prestar servicios y asesorías, depende en gran parte del enfoque que la empresa tiene respecto del cliente y de la facilidad de disponer del recurso humano y técnico para hacerlo

5.6 DISPONIBILIDAD Y ACTUALIZACIÓN DE SISTEMAS DE INFORMACIÓN COMERCIAL AL CLIENTE

Los sistemas de información que las empresas tienen disponibles para la atención al cliente, varían de acuerdo con el tipo de empresa y la disponibilidad de recursos para su implementación, operación y sostenimiento.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

En el caso de empresas Clientecéntricas existen sistemas que manejan la relación con el cliente –*Customer Relationship Management “CRM”*–, en lo relacionado con servicio al cliente, mercadeo y ventas.

Así mismo, existen sistemas que permiten el registro y seguimiento de las PQRs y que facilitan que en cualquier momento el cliente pueda conocer el estado en que se encuentra el trámite de su solicitud.

Existen sistemas que a través de la WEB permiten al cliente conocer el estado de su cuenta, solicitar servicios o productos, presentar PQRs, consultar la factura e imprimir un duplicado, consultar los pagos realizados, conocer información sobre tarifas cobradas y normas que regulan la prestación del servicio (Contratos de Condiciones Uniformes, leyes, decretos, resoluciones, normas técnicas, etc.), conocer sobre programas y campañas que adelantan las empresas, detalles de consumos de clientes destacados, estimación del valor de la factura a través de simuladores entre muchas otras posibilidades.

Algunas empresas, en algunos puntos de atención, disponen de líneas telefónicas que le permiten al cliente de manera gratuita obtener información sobre su cuenta, trámites ante la empresa, presentación de PQRs, etc. Así mismo, tienen disponibles para los clientes en sus oficinas, sistemas de autoconsulta a través de pantallas “*touch screen*”.

De otra parte, algunas empresas cuentan con sistemas de información geográfica que tienen interacción con otros sistemas, aunque no en todos los casos, lo cual permiten apoyar la labor de gestión y atención del proceso comercial.

También se encuentran los Centros de Contacto “*Contac Centers*” y Centros de Llamadas “*Call Centers*”, que tienen un soporte informático que permite en tiempo real atender muchas de las solicitudes de los clientes.

En algunos otros casos se encuentra un grado de integración, no sólo de las diferentes plataformas informáticas que apoyan el proceso comercial, sino con el sistema de gestión de distribución, que a través de Sistemas de Adquisición de Datos y Control de Supervisión –*Supervisory Control And Data Acquisition*– “*SCADA*” permite conocer el estado del Sistema de Distribución y dar señales oportunas al personal de servicio al cliente sobre fallas en la prestación del servicio, para dar respuesta al cliente cuando llama a indagar sobre este tipo de eventos. De igual manera se mantiene informado al personal de Centro de llamadas sobre las desconexiones programadas, para que brinden a la ciudadanía información oportuna y confiable.

El nivel de disponibilidad de este tipo de sistemas y su actualización permanente, depende del grado de desarrollo de los procesos de comercialización y distribución y el enfoque que le dan al uso de las herramientas, inclusive existen casos en los cuales se tienen herramientas de sistemas de información geográfica o de gestión de la red, pero que no interactúan con el proceso comercial para apoyar la gestión del servicio al cliente.

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

ANEXO A

Porcentaje de PQRs por Causal

Item	CAUSA DE LA PQR	Participación
1	Otras inconformidades	6.6%
2	Alto consumo	5.8%
3	Error de lectura	5.7%
4	Estrato	5.2%
5	Cobro de otros cargos de la empresa	4.7%
6	Entrega y oportunidad de la factura	4.6%
7	Tasas e impuestos	4.2%
8	Cobro como Multiusuario	4.2%
9	Falla en la prestación del servicio	4.2%
10	Medidor, cuenta o línea cruzada	3.9%
11	Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	3.8%
12	Cobro de otros bienes o servicios en la factura	3.6%
13	Cobros inoportunos	3.1%
14	Solidaridad	3.1%
15	Calidad del servicio	3.1%
16	Pago sin abono a cuenta	2.9%
17	Tarifa cobrada	2.9%
18	Conexión	2.8%
19	Plan tarifario	2.8%
20	Cambio de medidor o equipo de medida	2.7%
21	Suspensión por mutuo acuerdo	2.5%
22	Dirección incorrecta	2.4%
23	Condiciones de seguridad o riesgo	2.2%
24	Cobros por servicios no prestados	2.0%
25	Subsidios y contribuciones	2.0%
26	Relacionada con cobros por promedio	2.0%
27	Revisiones a las instalaciones y medidor del suscriptor o usuario	1.8%
28	Normalización del servicio	1.5%
29	Aforo	1.4%
30	Terminación de contrato	1.3%
31	Decisión de sanción de la ESP	0.8%
32	Cobro Múltiple	0.3%
33	Descuento por predio desocupado	0.0%
Total		100.0%

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

ANEXO B

Nivel de Satisfacción de los Usuarios Medido por la SSPD en el Primer Semestre del año 2006

I 2006	Mercado			Distribuidor			Comercializador		
	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural
Total	66.2%	67.4%	61.2%	69.7%	70.9%	64.5%	61.9%	63.3%	55.8%
Antioquia	72.8%	73.3%	70.9%	77.8%	78.2%	76.1%	67.2%	68.2%	63.3%
Arauca	58.0%	61.1%	49.6%	60.7%	63.6%	52.7%	54.7%	58.6%	44.1%
Atlántico	60.6%	60.6%	0.0%	62.0%	62.0%	0.0%	58.8%	58.8%	0.0%
Bolívar	58.2%	59.6%	45.1%	61.2%	62.4%	50.1%	55.3%	57.2%	37.4%
Boyacá	63.9%	65.9%	60.8%	65.7%	67.8%	62.4%	61.7%	63.5%	58.8%
Caldas	73.1%	74.1%	70.9%	78.7%	79.3%	77.3%	66.2%	68.0%	62.2%
Caquetá	53.3%	54.1%	43.8%	56.6%	57.6%	45.5%	49.4%	50.0%	42.7%
Cauca	53.9%	59.6%	47.7%	55.5%	61.4%	48.9%	51.3%	57.8%	44.1%
Cesar	62.9%	63.0%	61.9%	67.4%	68.2%	61.2%	58.2%	56.9%	68.1%
Chocó	55.4%	56.4%	51.7%	58.7%	58.8%	58.3%	52.0%	54.5%	43.0%
Córdoba	60.7%	63.0%	58.0%	62.9%	64.9%	60.4%	58.3%	61.5%	54.5%
Cundinamarca	65.9%	66.4%	65.4%	67.7%	69.0%	66.1%	62.4%	63.1%	61.7%
Guajira	50.1%	52.4%	48.1%	49.4%	52.4%	46.6%	48.4%	54.1%	43.1%
Huila	62.4%	63.2%	59.9%	64.3%	64.6%	63.6%	60.1%	61.9%	55.1%
Magdalena	54.5%	56.1%	26.6%	54.4%	56.2%	21.7%	56.3%	57.4%	37.7%
Meta	61.3%	61.0%	63.0%	63.3%	63.1%	64.5%	58.1%	57.8%	60.0%
Nariño	51.9%	53.9%	49.6%	56.1%	57.9%	54.1%	45.9%	49.4%	41.8%
Norte de Santander	69.8%	70.4%	69.2%	72.5%	73.2%	71.7%	67.0%	67.6%	66.3%
Putumayo	61.8%	63.4%	58.2%	66.1%	68.3%	61.0%	57.6%	58.6%	55.5%
Quindío	72.5%	73.4%	63.9%	76.6%	77.6%	67.7%	67.9%	69.0%	58.8%
Risaralda	71.4%	71.7%	70.0%	74.8%	74.6%	76.1%	67.3%	68.9%	57.9%
Santander	68.9%	74.0%	50.8%	73.8%	78.1%	58.2%	63.2%	70.0%	38.8%
Sucre	65.0%	65.2%	63.7%	73.6%	73.4%	75.0%	54.6%	56.3%	43.9%
Tolima	58.7%	59.8%	54.5%	60.1%	61.3%	54.9%	56.2%	56.8%	54.2%
Valle	67.6%	67.5%	68.8%	73.5%	73.5%	72.8%	60.5%	60.4%	62.3%

Complemento 1: REGULACIÓN NORTEAMERICANA

USA. Actividad Regulatoria Estatal. Florida, y Texas

Para 1999, en los Estados Unidos, en 22 Estados se había introducido entre las diferentes empresas distribuidoras eléctricas la competencia en la venta de electricidad el detal. Debido a esto, y para garantizar un servicio de calidad a los Usuarios, por lo menos 12 Estados introdujeron o reforzaron sus regulaciones sobre confiabilidad.

Los puntos reforzados fueron:

- Resolución de quejas
- Monitoreo de confiabilidad
- Educación de los clientes

Sobre la Regulación de la Calidad de la Comercialización en los Estados Unidos cabría el comentario de que se tienen tres características propias, que hacen una gran diferencia con el caso europeo y de otras latitudes:

La primera es que dan un gran margen de maniobra a las empresas, es decir, les permiten en muchos casos que definan ellas mismos sus relaciones con sus clientes, dándoles unos lineamientos generales, pero sin fijarles metas medibles.

La segunda es que no hay una clara diferenciación entre comercialización y distribución, y que en últimas tratan los dos negocios como una sola actividad, permitiendo, eso sí que haya posibilidad para los clientes de cambiar de proveedor.

La tercera es que aún tienen una visión técnica del negocio, y le dan importancia a la calidad y continuidad del servicio, haciendo énfasis en índices que midan estas características (tipo DES y FES, y calidad del voltaje y de la frecuencia), y que no mencionan mucho temas relacionados directamente con la medición de la calidad comercial del negocio.

La Calidad del Servicio en la Florida

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

La calidad del servicio en la Florida la definen las propias compañías²⁵, y el ente regulatorio realiza la vigilancia de la prestación del servicio a través del “*Bureau of Regulatory Review de la Florida Public Services Commission*” - FPSC.

Reporte de la Calidad del Servicio

Desde siempre, la capacidad de medir la eficiencia, la calidad y la confiabilidad del servicio, ha sido una preocupación de los Entes Regulatorios.

La medición del desempeño es esencial para evaluar la capacidad que tiene una compañía para prestar un nivel de servicio adecuado.

El Capítulo 25-6 de la Reglas del Servicio Eléctrico de la FPSC, fija reglas en temas generales como: reportes y registros, requisitos de gerencia y reportes de vigilancia de los ingresos.

Igualmente considera temas más particulares tales como: reporte de quejas de los clientes, registro de los datos de cortes de electricidad y reporte de confiabilidad del Servicio Eléctrico.

Regla 25-6.021 de la FPSC. Reporte de Quejas de los Clientes

El Capítulo 25-6 Parte II, Registros y Reportes, Sección 25-6.021 de la FPSC Reglas Eléctricas, exige que las empresas eléctricas debe llevar un registro de todas las quejas recibidas por escrito; el registro debe incluir el nombre y dirección del cliente que se queja, la fecha de recibo de la quejas, la naturaleza de la misma, el resultado de cualquier investigación, el resultado final de la misma y la fecha en cual se le dio solución.

Esta regla es importante, pues permite definir un patrón de registro de las quejas escritas recibidas por las empresas. La FPSC revisa esporádicamente estos registros y el de las quejas que le son enviadas directamente.

Regla 25-6.044 de la FPSC Continuidad del Servicio.

La norma establecida en la sección 25-6.044 del Capítulo 25-6, Parte IV, Provisión del Servicio General, exige que cada empresa mantenga un registro de los datos de la

²⁵ Review of Electric Service Quality and Reliability at Florida Power & Light Cocmpany and Florida Power Corporation. By Evertt “Butch” Broussard. November 2000
Review of Service Quality of Florida Investor Ownwd Utilities Tampa Electric Company. Evertt “Butch” Broussard June 2005

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG
ASESORÍA PARA LA DEFINICIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD
COMERCIAL DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
INFORME FINAL, ACLARACIONES, MODIFICACIONES, ADICIONES Y COMPLEMENTOS

confiabilidad, la continuidad del servicio, los avisos de interrupción del servicio, y otros datos necesarios para el informe anual del servicio. Estos registros deben ser conservados por un período de al menos 10 años contados a partir del informe anual.