



Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural

INFORME FINAL

Bogotá D.C,
Diciembre 10 de 2015

Unidad de Planeamiento Minero Energético - UPME

Jorge Valencia - Director General

Comité Técnico de la Consultoría

Beatriz Herrera – Subdirectora Hidrocarburos

Carlos Felipe Rojas

Carolina Sánchez

Germán León

Econometría Consultores

Director de proyecto

Óscar Rodríguez

Ramón Antolínez

Codirector y Coordinador

Álvaro Reyes

Equipo Consultor

Jhon Jairo Romero – Experto en Estadística

Camilo Quintero – Experto en el área Económica

Andrei Romero – Experto en el área de Electricidad

Luis Carlos Romero – Experto en el área de Gas Natural

Adriana Cárdenas – Experta en sistemas de información

Juan Manuel García – Experto en valoración contingente

Profesionales de apoyo

Benjamín Venegas

Luisa Riveros

Jimena Iguavita

Marlenny Solano – Coordinadora de Trabajo de Campo

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS COSTOS DE RACIONAMIENTO DE LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL

INFORME FINAL

TABLA DE CONTENIDO

ACRÓNIMOS.....	3
PRESENTACIÓN.....	1
CAPÍTULO 1	6
METODOLOGÍA.....	6
1.1 Antecedentes.....	6
1.2 Enfoque metodológico.....	13
1.3 Diseño muestral	23
1.4 Recolección de información	25
1.5 Metodología de estimación de costos de interrupción	30
1.6 Análisis de Efectividad.....	37
1.7 Metodología de estimación de curvas de carga	38
1.8 Casos especiales de estudio.....	47
1.9 Curva de costos de racionamiento.....	48
CAPÍTULO 2	55
COSTOS DE INTERRUPCIÓN DE ELECTRICIDAD	55
2.1 Sector residencial.....	55
2.2 Sectores no residenciales	63
2.3 Casos especiales de estudio sector eléctrico	71
CAPÍTULO 3	77
COSTOS DE INTERRUPCIÓN DE GAS NATURAL	77
3.1 Costos de interrupción de gas natural para el sector residencial	77
3.2 Costos de interrupción de gas natural para los sectores no residenciales.....	81
3.3 Estudios de caso.....	85
CAPÍTULO 4	89
CURVA DE COSTOS DE RACIONAMIENTO.....	89

4.1	Multiplicadores macroeconómicos	89
4.2	Curva de costos de racionamiento de electricidad	90
4.3	Curva de costos de racionamiento de Gas Natural.....	93
4.4	Aplicativo de actualización	95
	CAPÍTULO 5	96
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	96
	BIBLIOGRAFÍA.....	99
	ANEXO 1 – FORMULARIOS DEFINITIVOS.....	103
	ANEXO 2 – DICCIONARIO DE LA BASE DE DATOS.....	104
	ANEXO 3 – CURVAS DE CARGA POR FRANJAS ESTIMADAS PARA ELECTRICIDAD.....	105
	ANEXO 4 – CURVAS DE CARGA POR DÍAS ESTIMADAS PARA GAS NATURAL	116
	ANEXO 5 – DISPONIBILIDAD A PAGAR POR HORA PARA EVITAR INTERRUPCIONES DE ELECTRICIDAD	121
	ANEXO 6 – DISPONIBILIDAD A PAGAR POR HORA PARA EVITAR INTERRUPCIONES DE GAS NATURAL ...	122
	ANEXO 7 - ESTUDIOS DE CASOS ESPECIALES (CONFIDENCIAL SOLO USO INTERNO DE LA UPME)	123
	ANEXO 8 – MATRIZ INVERSA DE LEONTIEF	138
	ANEXO 9 – MANUAL DE USUARIO DEL APLICATIVO DE ACTUALIZACIÓN	142
	ANEXO 10 – EXPERIENCIAS NACIONALES E INTERNACIONALES EN LA ESTIMACIÓN DE COSTOS DE RACIONAMIENTO	143

ACRÓNIMOS

AE	Análisis eléctrico del CND
CND	Centro Nacional de Despacho
CCMR	Curva de costos mínimos de racionamiento
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CRO1	Primer escalón del costo operativo incremental de racionamiento
CRO2	Segundo escalón del costo operativo incremental de racionamiento
CRO3	Tercer escalón del costo operativo incremental de racionamiento
CRO4	Cuarto escalón del costo operativo incremental de racionamiento
DAP	Disponibilidad a pagar
DARC	Disponibilidad a recibir compensación
Deff	Efecto de Diseño
DMC	Dispositivo Móvil de Captura
ED	Energía disponible
ENFICC	Energía firme para el cargo por confiabilidad
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNV	Gas natural vehicular
GVA	Gross Value Added/ Valor agregado bruto
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IRAD	límites de calidad media
LPMODEL	Linear programming model
OEF	Obligación de energía firme
OR	Operador de Red
PBP	Precio promedio de bolsa en los picos de los últimos 7 días
PU	por unidad
RDS	Respondent Driven Sampling
RUES	Registro Único Empresarial y Social
SDL	Sistemas de Distribución Local
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
SNT	Sistema Nacional de Transporte de Gas
SUI	Sistema Único de Información de SSPP
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética

PRESENTACIÓN

La Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia (UPME) contrató a Econometría Consultores¹ para adelantar la actualización de la metodología de cálculo de los costos de racionamiento de electricidad y gas natural. De acuerdo con los Términos de Referencia elaborados por la UPME, el objetivo general de la consultoría es: *Definir y aplicar una metodología para la estimación de los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural por sector económico y de consumo de manera regional y elaborar la curva de costos mínimos de racionamiento por niveles de racionamiento.*

Para lograr este objetivo general, el estudio de consultoría se definió los siguientes objetivos específicos²:

- *Desarrollar una metodología para la obtención de los costos de racionamiento mínimos tanto de electricidad como de gas natural, incluyendo los distintos tipos de racionamiento, ya sea programado o no programado.*
- *Diseñar una muestra representativa a nivel regional para determinar los costos de racionamiento de electricidad y gas natural por sector económico de consumo y de manera regional. En el caso del sector residencial realizar el análisis por estrato y en el industrial diferenciar entre pequeña, mediana y gran industria.*
- *Elaborar y aplicar una encuesta en los sectores socioeconómicos y de consumo¹, de manera regional.*
- *Calcular el costo de racionamiento tanto de electricidad o de gas natural, para los distintos sectores y de manera regional.*
- *Elaborar un aplicativo que contenga toda la información acopiada y los cálculos del estudio.*

Atendiendo lo previsto en los Términos de Referencia, Econometría elaboró y presentó un Plan detallado de trabajo, así como dos informes de avance y un informe final. Así mismo, a continuación se definen cuatro productos que se obtuvieron durante el transcurso de la consultoría, de acuerdo con el plan de trabajo propuesto. El siguiente es contenido de los productos desarrollados en la consultoría y su relación con los informes de avance presentados:

- **Producto 1 - Documento metodológico:** Contiene una síntesis de las experiencias nacionales e internacionales más relevantes aplicables al tema del

¹ Econometría Consultores es una marca de Econometría S.A. en lo que sigue del informe se hará referencia a la empresa de estas dos formas o simplemente como Econometría.

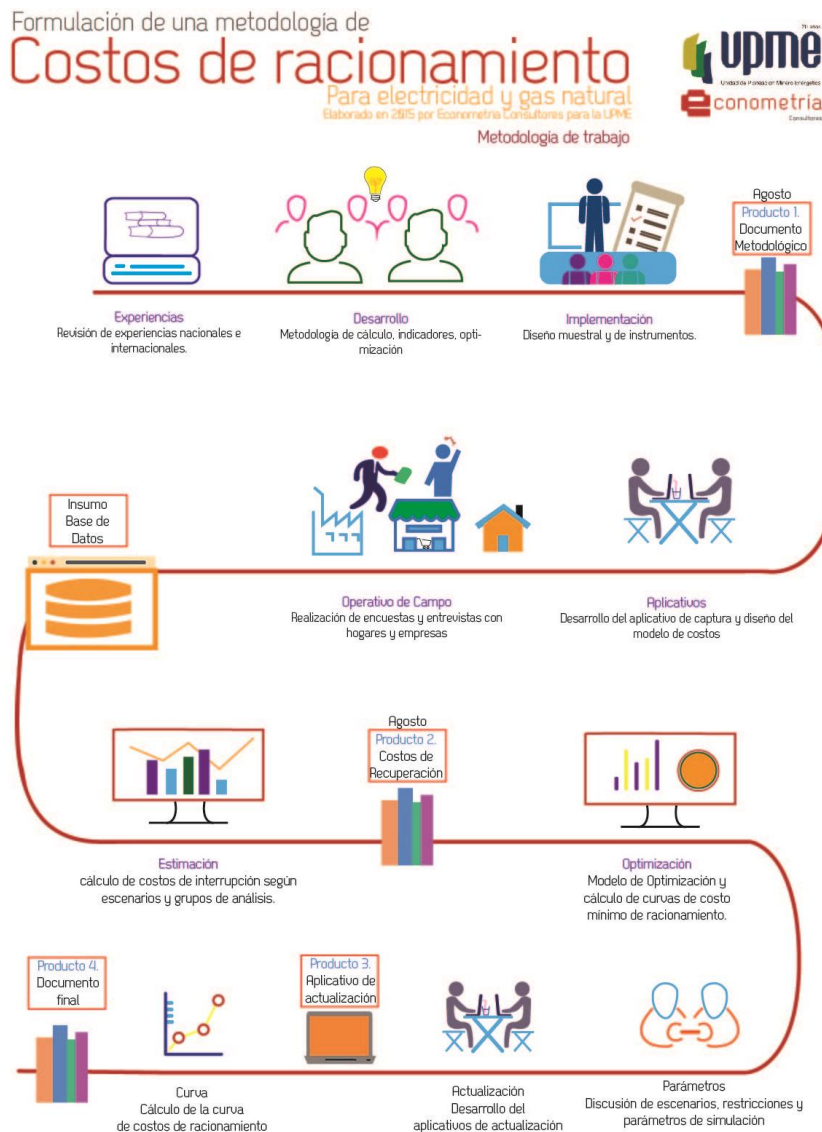
² Tomados textualmente de los Términos de Referencia. El aplicativo al que se hace referencia en el último punto corresponde a un desarrollo en hoja de cálculo Microsoft Excel® descrito como producto 3 en la siguiente página.

estudio, así como el desarrollo completo de la metodología propuesta y utilizada para el cálculo de los costos de racionamiento de Electricidad y Gas Natural, incluyendo los principales resultados de la encuesta. Este documento también contiene el diseño de los indicadores del estudio, la descripción de las fuentes de información, los cuestionarios de la encuesta y el diseño muestral, debidamente soportado. Este documento hace parte del primer informe de avance.

- **Producto 2 - Documento de costos de interrupción:** Contiene los costos de interrupción para cada uno de los sectores de consumo y por tipo de energético, de forma regional y para diferentes porcentajes de electricidad y gas racionado. A partir de la información obtenida de las encuestas, para cada región y sector de consumo, se calcula el costo de interrupción de cada servicio para diferentes momentos, periodos y duraciones de racionamiento. Se definen unos criterios de prueba y a partir de ellos se establece un patrón factible de racionamiento para el cual se calculan los porcentajes de electricidad y gas racionados y su correspondiente costo agregado de racionamiento. Este documento incluyendo los resultados mencionados hace parte del segundo informe de avance de la consultoría.
- **Producto 3 - Aplicativo de cálculo y actualización:** Contiene toda la información acopiada y los cálculos del estudio. Igualmente, la base de datos construida a partir de los cuestionarios diligenciados como resultado de la encuesta. Se desarrolla en el aplicativo un modelo de optimización que permite minimizar los costos de racionamiento de acuerdo a un esquema óptimo de racionamiento en cada servicio, de acuerdo con el tipo de racionamiento simulado. De esta manera el aplicativo permitirá calcular periódicamente una curva de costos mínimos de racionamiento adecuada a las necesidades de la regulación y de la UPME.
- **Producto 4 - Documento final:** contiene la información correspondiente al desarrollo del estudio y un resumen ejecutivo del mismo. Incluye una síntesis de la metodología utilizada, el cálculo de los costos de interrupción y la curva de costos mínimos de racionamiento obtenida después de utilizar el aplicativo de cálculo y conformar los escenarios de racionamiento definitivos. Igualmente se hace un análisis comparativo con los costos de racionamiento que ha venido publicando la UPME (teniendo en cuenta el cambio de metodología que realizó en Mayo de 2014). También incluye el manual del aplicativo en términos de los procedimientos para su actualización y uso.

La siguiente figura ilustra el proceso metodológico de la consultoría.

Figura 1 - Infografía de la metodología de trabajo



Fuente: Econometría consultores con base en los Términos de Referencia de la UPME y la propuesta de consultoría

El presente documento corresponde al Documento Final de la consultoría y tiene el siguiente contenido:

- El primer capítulo contiene los antecedentes, una descripción de la metodología (enfoque, estimación de costos de interrupción y curvas de carga, cálculos de efectividad, optimización), y una síntesis de los resultados del trabajo de campo (diseño muestral y recolección de información).
- El segundo capítulo presenta la estimación definitiva de los costos de interrupción de electricidad para los diferentes sectores de consumo, por región, estrato o tamaño de empresa, momento del racionamiento (tipo de día y franja horaria),

duración del corte (1, 2 o 4 horas), frecuencia (días a la semana), periodo de racionamiento (1, 2 o 3 meses) y época del año. Igualmente se presenta el análisis de los estudios de caso sobre consumidores especiales o estratégicos³ y se define su tratamiento dentro del modelo agregado.

- El tercer capítulo presenta la estimación definitiva de los costos de interrupción de gas natural, para los diferentes sectores de consumo, por región, estrato o tamaño de empresa, momento del racionamiento (tipo de día), duración del corte (1, 2 o 3 días), periodo de racionamiento (1, 2 o 3 meses) y época del año. Igualmente se presenta el análisis de los estudios de caso sobre consumidores especiales o estratégicos⁴ y se define su tratamiento dentro del modelo agregado.
- En el cuarto capítulo se presentan los cálculos para las curvas de costos de racionamiento. En primera instancia se calculan los efectos macroeconómicos indirectos asociados a las pérdidas de valor agregado de los sectores no residenciales. Luego se presentan los resultados del cálculo de la curva de costos de racionamiento tanto para electricidad como para gas natural. Finalmente se describe el funcionamiento del aplicativo de actualización
- En el capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones que se derivan del estudio.

Adicionalmente, se incluyen un conjunto de anexos que brindan información complementaria y documentan en mayor detalle los principales ejercicios realizados

- El Anexo 1 (formato digital) contiene los formularios utilizados para recolectar información mediante las encuestas y entrevistas
- El Anexo 2 (formato digital) incluye el diccionario de la base de datos
- El Anexo 3 detalla las curvas de carga de electricidad para usuarios residenciales y no residenciales, según piso térmico, región, estrato y tamaño de la industria
- En el Anexo 4 se incluyen las curvas de carga de gas natural para usuarios residenciales y no residenciales, según piso térmico, región, estrato y tamaño de la industria
- El Anexo 5 contiene los cálculos de disponibilidad de pago para evitar interrupciones en el servicio de electricidad
- El Anexo 6 contiene los cálculos de disponibilidad de pago para evitar interrupciones en el servicio de gas natural

³ Grandes consumidores industriales, grandes consumidores comerciales, acueductos, transporte masivo, parques recreativos, sector educativo, centro de despacho de electricidad.

⁴ Transporte con GNV, termoeléctricas, refinерías.

- El Anexo 7 corresponde a los análisis de los estudios de caso para usuarios especiales y contiene información confidencial de las entidades y empresas entrevistadas. Por esta razón no debe ser difundido.
- El Anexo 8 presenta las matrices de las Cuentas Nacionales utilizadas para el análisis macroeconómico de efectos intersectoriales del racionamiento.
- El Anexo 9 contiene el Manual del usuario del aplicativo.
- El Anexo 10 contiene el análisis de las experiencias nacionales e internacionales en la estimación de costos de racionamiento.

Capítulo 1

METODOLOGÍA

1.1 ANTECEDENTES

1.1.1 Usos actuales y potenciales de los costos de racionamiento en Colombia

Los costos de racionamiento tienen diferentes aplicaciones actuales y potenciales en las actividades tanto del sector de energía eléctrica como del sector de gas natural, que pasan por la fase del planeamiento, la formación de precios para la generación/producción hasta terminar con la valoración de fallas en las redes de distribución. Las aplicaciones de estos costos incluyen las siguientes áreas:

- **En el planeamiento operativo del despacho eléctrico:** El Código de Operación (Resolución CREG 025 de 1995) define el Costo Incremental de Racionamiento como “el costo económico en que se incurre cuando se deja de atender una unidad de demanda” y define cuatro escalones de costo de racionamiento que la UPME actualiza periódicamente:
 - Costo CRO1: Es el costo económico marginal de racionar hasta 1.5% de la demanda.
 - Costo CR02: Es el costo económico marginal de racionar entre 1.5 y 5% de la demanda.
 - Costo CR03: Es el costo económico marginal de racionar entre 5 y 10% de la demanda.
 - Costo CR04: Es el costo económico marginal de racionar el 90% de la demanda.

Estos cuatro escalones se utilizan para simular cuatro plantas virtuales que se despacharían en casos de insuficiencia, para la formación del precio de bolsa en situaciones de riesgo de desabastecimiento.

- **Como referencia para el Cargo por Confiabilidad en electricidad:** En el cargo por confiabilidad (Resolución CREG 071 de 2006) los agentes generadores que disponen de ENFICC (energía firme para el cargo por confiabilidad) constituyen

OEF (obligaciones de energía firme) a cambio de una prima que se constituye en un seguro que paga la demanda. Estas OEF se hacen efectivas cuando el precio de bolsa, al menos en una hora del día, alcanza el denominado precio de escasez⁵, el cual se espera que nunca debería ser mayor que el costo de racionamiento.

- **Como indicador de riesgo de racionamiento de electricidad:** la Resolución CREG 026 de 2014 define tres indicadores para el riesgo de racionamiento: la energía disponible (ED), el Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado⁶ (VEREC) y el precio promedio de bolsa en los picos de los últimos 7 días, comparado con el precio de la planta más cara. El costo de racionamiento podría ser considerado como punto de comparación para este fin.
- **Como referente para compensaciones de calidad en el suministro de electricidad:** tanto en el sistema de Transmisión Regional (STR) como en los Sistemas de distribución Local (SDL) se establece el costo de racionamiento como valor de referencia para las penalidades por deficiencias en calidad del servicio (CREG 097 de 2008 y 011 de 2009). Los costos de interrupciones no anunciadas podrían usarse para este fin incluso estableciéndolos de manera diferencial por tipo de usuario y región.
- **Como referente para compensaciones de calidad en el suministro de gas natural:** La CREG a través de la resolución CREG 100 de 2003, estableció el mecanismo para compensar a los usuarios afectados por el incumplimiento en los indicadores de suministro del servicio de gas natural, usando como referencia el costo equivalente en términos energéticos de una sustitución por electricidad. Esto porque la Ley 142 estableció que la indemnización debería incorporar como mínimo: el valor del consumo; el valor de las multas, las sanciones o recargos que la falla le haya ocasionado al suscriptor o usuario y el valor de las inversiones o gastos en que el suscriptor o usuario haya incurrido para suplir el servicio. El costo de racionamiento puede ser utilizado como referente del costo de oportunidad de las inversiones que tendría que hacer para suplir el servicio
- **Prioridades de atención de la demanda de gas natural en caso de restricciones:** El Decreto 4500 de 2009 fija el orden de atención prioritaria frente a restricciones en la oferta de Gas Natural. Los costos de interrupción y los resultados del modelo de optimización de costos de racionamiento de gas podrían ser un referente válido para determinar el nivel de prioridad de los diferentes usuarios de acuerdo al costo económico de restricción en el suministro.

1.1.2 Experiencias nacionales e internacionales

⁵ Que actualmente se calcula de acuerdo al costo variable de generar con combustibles líquidos

⁶ Calculado por el centro de despacho a partir de análisis eléctricos.

A partir de una amplia revisión de literatura, se escogieron nueve estudios internacionales realizados en distintos países para el caso de electricidad. Fueron escogidos por dos razones principalmente:

- En primer lugar, se buscaron estudios en Latinoamérica (Perú, Argentina y Chile), lo que permite comparar el caso colombiano con países análogos. De la misma manera, se quiso tener costos de países con diferentes niveles socioeconómicos, desde Estados Unidos y Reino Unido hasta Irlanda, Grecia, Estonia y Finlandia.
- En segundo lugar, se buscó tener estudios con metodologías distintas y de calidad que permitieran conocer las metodologías más usadas para calcular los costos de racionamiento en el mundo.

Se analizaron también los estudios realizados en Colombia por: (Sistecom Ltda; Econometria Ltda, 1986); (Econometria Ltda, 1997); (Universidad de Antioquia; Universidad Nacional, 1997); (Unión Temporal Itansuca Ltda- Sinergia Ltda, 2004) y (Mercados energéticos consultores, 2010).

Para el caso del gas en donde las experiencias previas son más escasas, se tomaron como referencia: el estudio de costos de racionamiento para Irlanda (Eimear Leahya, 2012), el estudio para Colombia en 2004 (Unión Temporal Itansuca Ltda- Sinergia Ltda, 2004) y la actualización de 2010 (Mercados energéticos consultores, 2010), complementado con otros estudios más recientes como el de (Barrera & Afanador, 2011), (Barrera & Afanador, 2012) y (Freyre & Asociados, SNC Lavalin Itansuca, 2012).

A continuación se muestra el resumen de los resultados encontrados por los estudios presentados. El valor de los resultados se presenta en la última columna de USD de 2014, para propósitos comparativos. En general se encuentran valores muy heterogéneos entre países, los cuales dependen principalmente de la metodología utilizada, el tipo de usuario, el tamaño o duración del corte y de si este se anuncia o no con antelación.

Cuadro 1.1 - Costos de racionamiento de electricidad

PAÍS	AUTOR Y AÑO	SECTOR	METODOLOGÍA	RESULTADO DEL ESTUDIO	RESULTADO DEL ESTUDIO EN USD DE 2014
Colombia	(Econometria Ltda, 1997)	Residencial	Valoración Contingente y cálculo de variación compensada	170.9 – 205 (\$/kWh)	0.22-0.27 (USD/kWh)
		Comercial	Costeo directo	418 – 5150 (\$/kWh)	0.54-6.69 (USD/kWh)
		Industrial	Costeo directo	326 – 1326 (\$/kWh)	0.42-1.72 (USD/kWh)
Colombia	(Universidad de Antioquia; Universidad Nacional, 1997)	Residencial	Valoración Contingente. Racionamiento 5%	86.90 (\$/kWh)	0.11 (USD/kWh)
			Valoración Contingente. Racionamiento 10%	112.05 (\$/kWh)	0.14 (USD/kWh)
			Valoración Contingente Racionamiento 15%	149.80 (\$/kWh)	0.19 (USD/kWh)
		Industrial	Costeo directo. 15 min	4,759 (\$/kWh)	6.18 (USD/kWh)
			Costeo directo. 1 hora	3,167 (\$/kWh)	4.11 (USD/kWh)
			Costeo directo. 2 horas	1,314 (\$/kWh)	1.70 (USD/kWh)
			Costeo directo. 4 horas	1,056 (\$/kWh)	1.37 (USD/kWh)
		Comercial	Costeo directo. 15 min	7,145 (\$/kWh)	9.28 (USD/kWh)
			Costeo directo. 1 hora	3,673 (\$/kWh)	4.77 (USD/kWh)
			Costeo directo. 2 horas	1,114 (\$/kWh)	1.44 (USD/kWh)
			Costeo directo. 4 horas	786 (\$/kWh)	1.02 (USD/kWh)
		Colombia	(Unión Temporal Itansuca Ltda-Sinergia Ltda, 2004)	Residencial	Valoración Contingente
Comercial	Flujo diferencial con y sin racionamiento			1,186.70 \$/kWh	0.77 (USD/kWh)
Industrial	Flujo diferencial con y sin racionamiento			6,574.00 \$/kWh	4.27 (USD/kWh)
Transporte	Flujo diferencial con y sin racionamiento			3,367.42 \$/kWh	2.18 (USD/kWh)
Colombia	(Mercados energéticos consultores, 2010)	Residencial	Racionamiento no programado 15 min. Actualización de datos	264.73 (\$/kWh)	0.12 (USD/kWh)
			Racionamiento no programado 30 min. Actualización de datos	262.79 (\$/kWh)	0.12 (USD/kWh)
			Racionamiento no programado 60 min. Actualización de datos	259.08 (\$/kWh)	0.12 (USD/kWh)
		Comercial (Grande)	Ventas altas. Racionamiento no programado 15 min	225.50 (\$/kWh)	0.10 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 30 min	242.79 (\$/kWh)	0.11 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 60 min	217.21 (\$/kWh)	0.10 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 24 horas	416.80 (\$/kWh)	0.19 (USD/kWh)

PAÍS	AUTOR Y AÑO	SECTOR	METODOLOGÍA	RESULTADO DEL ESTUDIO	RESULTADO DEL ESTUDIO EN USD DE 2014
		Comercial (Pequeño)	Ventas altas. Racionamiento no programado 15 min	825.06 (\$/kWh)	0.38 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 30 min	547.74 (\$/kWh)	0.25 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 60 min	692.67 (\$/kWh)	0.32 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 24 horas	1400.90 (\$/kWh)	0.65 (USD/kWh)
Perú	(Osinermin, 2012)	Residencial BT5	Valoración Contingente	777.47 (USD/MWh)	855.33 (USD/MWh)
		No Residencial MT	Metodología de costos preventivos	US\$ 1624.1	1786.75 (USD/MWh)
		No Residencial BT	Metodología de costos preventivos	US\$ 1604.2	1764.86 (USD/MWh)
		Otros libres	Metodología de costos preventivos	US\$ 254.52	280.01 (USD/MWh)
Chile	(Cisterna, 2008)	Sector Residencial	Valoración contingente	Entre 1.5 y 3.5 US\$/kWh	Entre 1.87 y 4.37 USD/kWh
		Servicios y servicios públicos	Costeo Directo	Entre 3.0 y 7.0 US\$/kWh	Entre 3.74 y 8.74 USD/kWh
		Sector industrial	Costeo Directo	3.5 US\$/kWh	4.37 USD/kWh
		Sector minero	Costeo Directo	1.976 US\$/kWh	2.466 USD/kWh
Riad (Arabia Saudita)	(Universidad King Saud, 2000)	Sector residencial	Valoración Contingente. 20 min	0.2146 SR/kWh	0.08 USD/kWh
			Valoración Contingente. 1 hora	0.8048 SR/kWh	0.31 USD/kWh
			Valoración Contingente. 4 horas	4.3820 SR/kWh	1.74 USD/kWh
			Valoración Contingente. 9 horas	97.3200 SR/kWh	38.68 USD/kWh
Estonia	(P. Raessar, 2006)	Industria	Análisis Macro, comparación entre países y costeo Directo	2.55 €/kWh	4.37 USD/kWh
		Comercio	Análisis Macro, comparación entre países y costeo Directo	3.60 €/kWh	6.17 USD/kWh
		Agricultura	Análisis Macro, comparación entre países y costeo Directo	2.37 €/kWh	4.06 USD/kWh
		Residencial	Análisis Macro, comparación entre países y Valoración Contingente	2.35 €/kWh	4.03 USD/kWh
Grecia	(Dali, 2001)	Industrial	Costos de interrupción de promedios agregados. 1 Hora	9.52 \$/kWh	10.50 USD/kWh
		Comercial (Negocios)	Costos de interrupción de promedios agregados. 1 Hora	2.02 \$/kWh	2.29 USD/kWh
		Comercial (Organizaciones)	Costos de interrupción de promedios	5.48 \$/kWh	6.04 USD/kWh

PAÍS	AUTOR Y AÑO	SECTOR	METODOLOGÍA	RESULTADO DEL ESTUDIO	RESULTADO DEL ESTUDIO EN USD DE 2014
			agregados. 1 Hora		
UK	(London Economics, 2013)	Residencial	Experimento de elección (conjoint) - DARC	10.289 £/MWh	9.09 USD/kWh
		Pymes	Experimento de elección (conjoint) - DARC	35.488 £/MWh	31.38 USD/kWh
		Industrial y Comercial	Función de producción econométrica (Modelo Translog)	1.472 £/MWh	1.30 USD/kWh
EEUU	(Eto K. H., 2004)	Residencial	Meta-análisis. 1 Hora	6.90 USD/kWh	8.88 USD/kWh
		Comercial	Meta-análisis. 1 Hora	1,859 USD/kWh	2.392 USD/kWh
		Industrial	Meta-análisis. 1 Hora	59,983 USD/kWh	77.202 USD/kWh
Noruega	(Research Council of Norway, 2001)	Residencial	Valoración Contingente	5 NOK/kWh	0.86 USD/kWh
		Agricultura	Costeo Directo	16.6 NOK/kWh	2.88 USD/kWh
		Industria	Costeo Directo	123.0 NOK/kWh	21.35 USD/kWh
		Comercio	Costeo Directo	201.5 NOK/kWh	34.98 USD/kWh
		Gran Industria	Costeo Directo	23.8 NOK/kWh	4.13 USD/kWh

Fuente: Econometría, 2015

Cuadro 1.2 - Costos de racionamiento de gas

PAÍS	AUTOR Y AÑO	SECTOR	METODOLOGÍA	COSTO DE RACIONAMIENTO	COSTO DE RACIONAMIENTO EN USD DE 2014
Colombia	(Mercados energéticos consultores, 2010)	Residencial	1 hora no anunciado	941.30 (\$/m3)	0.45 (USD/ m3)
			2 a 4 horas no anunciado	954.80 (\$/m3)	0.46 (USD/ m3)
			24 horas no anunciado	1596.43 (\$/m3)	0.77 (USD/ m3)
		Comercial Grande	1 hora en la tarde	364.07 (\$/m3)	0.17 (USD/ m3)
			2 horas en la tarde	656.79 (\$/m3)	0.31 (USD/ m3)
			24 horas	201.87 (\$/m3)	0.09 (USD/ m3)
		Comercial pequeño	1 hora en la tarde	1554.16 (\$/m3)	0.75 (USD/ m3)
			2 horas en la tarde	2036.73 (\$/m3)	0.98 (USD/ m3)
			24 horas	1504.14 (\$/m3)	0.72 (USD/ m3)
		Industrial (ejemplos)	4 horas	202-8824 (\$/m3)	0.09-4.27 (USD/ m3)
			12 horas	112 - 8824 (\$/m3)	0.05-4.27 (USD/ m3)
			24 horas	90 - 8824 (\$/m3)	0.04-4.27 (USD/ m3)
			168 horas	70 - 8824 (\$/m3)	0.03-4.27 (USD/ m3)
		Gas Vehicular	ACPM	193 - 534 (\$/m3)	0.09 (USD/ m3)
			Gasolina corriente	519 - 849 (\$/m3)	0.25 (USD/ m3)
Irlanda	(Eimear Leahya,	Residencial, Comercial e	Racionamiento de 1 día.	639 €M	792 USD

PAÍS	AUTOR Y AÑO	SECTOR	METODOLOGÍA	COSTO DE RACIONAMIENTO	COSTO DE RACIONAMIENTO EN USD DE 2014
	2012)	industrial	Entre semana (Enero)		
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 1 día. Fin de semana (Enero)	537 €M	666 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 1 día Entre semana (Julio)	473 €M	586.62 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 1 día Fin de semana (Julio).	353 €M	437.80 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 3 semanas Invierno	12 €M	14.88 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 3 semanas Verano	10 €M	12.40 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 3 meses. Invierno	49 €M	60.77 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 3 meses .Verano	42 €M	52.08 USD

Fuente: Econometría, 2015

1.2 ENFOQUE METODOLÓGICO

1.2.1 Definiciones

El objeto de este estudio es determinar una metodología adecuada para valorar el costo económico que tiene una posible limitación de la oferta energética, en electricidad o gas natural, para diferentes niveles de racionamiento, en Colombia.

Para ello es necesario encontrar el valor que los distintos consumidores asignan a estos recursos, de acuerdo con el bienestar que derivan de su uso y las consecuencias de su posible indisponibilidad. Se plantean entonces tres conceptos diferentes pero relacionados a los que se hace referencia en el resto del documento y que es importante puntualizar:

- **Costo de interrupción:** Es la pérdida de bienestar que experimenta un consumidor ante una indisponibilidad del suministro. Su valor está dado por lo que dicho consumidor estaría a sacrificar a cambio por evitar esa situación. Se mide entonces como la disposición a pagar de un determinado tipo de usuario, para no enfrentar corte en un momento dado (franja y tipo de día)
- **Costo de racionamiento:** El costo económico promedio que la sociedad le otorga al bienestar general perdido durante un racionamiento, depende directamente de la forma en que dicho racionamiento se realice.
- **Valor de la energía no servida:**
 - De un usuario: incluye el costo de interrupción más la tarifa para dicho usuario.
 - De la sociedad: incluye el costo de racionamiento a un nivel de racionamiento dado más la tarifa promedio del sistema.

1.2.2 Marco conceptual

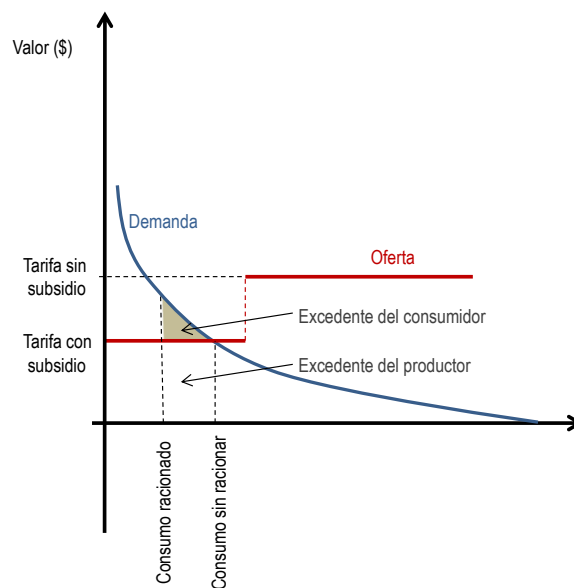
El concepto de costo de interrupción se basa en la existencia de una pérdida de bienestar que enfrentan los usuarios de los energéticos (gas o electricidad) cuando se ven obligados a consumir una menor cantidad que la considerada como óptima de acuerdo con sus preferencias y las tarifas establecidas.

La teoría microeconómica indica que el bienestar de incrementar el consumo de un bien o servicio, y a su vez la pérdida de bienestar de dejar de hacerlo, se reflejan en los cambios

en la disposición a pagar sobre la curva de demanda y se acumulan en lo que se denomina el excedente del consumidor. Así pues, si se conocen las funciones de demanda y oferta, la pérdida de bienestar que se experimenta por parte del usuario es equivalente a la reducción en su excedente del consumidor ante una reducción de oferta. A este método se le denomina **variación compensada** y se ha utilizado en algunos estudios para estimaciones generales del costo de racionamiento (Caves, Herriges, & R, 1990).

La siguiente gráfica muestra este concepto en el marco de unas hipotéticas curvas de oferta y demanda de un servicio público como la electricidad o el gas natural.

Figura 1.1 – Método de variación compensada para el cálculo del costo de racionamiento



Fuente: Econometría, 2015

Sin embargo, si bien este análisis resulta adecuado para otro tipo de bienes o servicios, en el caso de los servicios públicos y en particular la electricidad y el gas natural, en donde los diferentes usos de los energéticos aportan de manera diferencial al nivel de bienestar, y donde la oportunidad en el consumo resulta determinante de dicho bienestar, es necesario considerar el momento de la indisponibilidad del energético, las características del corte y otras características de los usos. Así pues, para el caso de los servicios públicos es importante tener en cuenta dos aspectos importantes:

- El bienestar que se obtiene varía de acuerdo con los diferentes usos que se le pueden dar al energético,

- El uso (decisiones de compra) se lleva a cabo de manera continua, mientras la transacción de pago se realiza periódicamente y acumula consumos realizados con diferentes niveles de utilidad.

Esto implica que las pérdidas de bienestar dependen no solamente de la cantidad de energía no consumida durante el corte del suministro sino del momento en que se realice dicha interrupción del servicio y de otros aspectos como la posibilidad de prevenir, mitigar o compensar dicha pérdida de bienestar. La función de demanda no se mantiene invariante a lo largo del periodo de transacción sino que es la agregación de decisiones de consumo tomadas en momentos diferentes, en donde se enfrentan usos diversos con aportes diferenciales a la función de utilidad del consumidor.

Esta particularidad de los mercados energéticos es conocida en la literatura como *peak-load pricing problem* y se origina no sólo en las características fluctuantes de la demanda sino en la inviabilidad del almacenamiento (Crew, Fernando, & P, 1995), que a su vez es un problema que se reduce con los desarrollos tecnológicos. Este tema ha sido estudiado ampliamente por la literatura económica, en especial para el sector eléctrico⁷ y los estudios confluyen a recomendar la implementación de esquemas de mercado en tiempo real que eviten los *price-caps* (Joskow & Tirole, 2007). En la medida que las tarifas se ajustaran a la disponibilidad de oferta y la variabilidad de la demanda, los consumidores realizarían racionamientos voluntarios y/o redistribuirían su consumo para adaptarse a la situación del mercado. En este caso la valoración económica del servicio en cada franja se podría medir directamente a través del precio de mercado. Como esto no corresponde con la realidad regulatoria del mercado actual en Colombia, se requiere de otros métodos para aproximarse a un estimativo del valor económico de los servicios para determinar el costo unitario de una interrupción.

La literatura sobre costos de interrupción (Caves, Herriges, & R, 1990) considera en general los siguientes enfoques para el cálculo de los costos de interrupción:

- **Función de daño.** La cual calcula la producción perdida, o la valoración de otros perjuicios, por cada unidad de energético no servido. Es apropiada para análisis detallados de casos específicos. Pero, por la cantidad de factores que interactúan con el corte, para valorar el daño se deben realizar muchas simplificaciones cuando se realiza el cálculo para una muestra grande
- **Costo de sustitución.** Corresponde a la posibilidad de contar con generación de respaldo en el caso de la electricidad y de acceso a energéticos sustitutos en el caso del

⁷ (Crew, Fernando, & P, 1995) presenta una revisión de los trabajos realizados en las décadas de los 70 y 80. Luego con ocasión de la crisis energética de California varios autores retoman el tema.

gas natural. Se basa en suponer que si el costo de racionamiento es superior al costo unitario de acceder a una fuente sustituta de energía la decisión racional es usar dicha fuente alternativa y así no se incurre en la pérdida de bienestar. Sin embargo no es adecuado cuando el costo de sustitución es mayor a la pérdida de beneficio.

- **Valoración contingente.** Que consiste en preguntar a los usuarios por su disposición a pagar o ser compensados por evitar el racionamiento. En las primeras aplicaciones se le criticó por la incapacidad de hacer vinculante la respuesta al tratarse de escenarios hipotéticos. Sin embargo algunos estudios que permitieron comparar diferentes maneras de preguntar con los resultados, de otros estudios experimentales paralelos han permitido establecer un método de trabajo que reduce el sesgo al máximo (Arrow, y otros, 2001).

Específicamente en el tema de la valoración contingente, un panel de expertos encabezado por los premios nobel Arrow y Solow (Arrow, y otros, 2001) planteó los siguientes aspectos claves a tener en cuenta cuando se realizan estudios de valoración contingente:

- **Usar preguntas tipo Referéndum.** Es decir preguntas que permitan al entrevistado responder sí o no a una alternativa de selección. La respuesta a una opción simple es fácil de interpretar tanto para quienes responden como para quienes analizan los resultados y sacan conclusiones. Consideran que esta técnica es más cercana a la toma de decisiones de los consumidores, elimina las razones para actuar de manera estratégica y permite acercarse a una respuesta sincera
- **Proporcionar un contexto sobre el problema** que se busca abordar. Es necesario que el entrevistado tenga un panorama lo más completo posible sobre el asunto que se está tratando antes de responder la pregunta de valoración contingente
- **Dar un tratamiento adecuado a la temporalidad de lo valorado.** En el caso específico de daños ambientales, argumentan que los informantes deben diferenciar entre los daños que suceden durante el periodo inmediatamente posterior al evento (un derrame de crudo, por ejemplo) y la situación posterior en estado estable, pues su valoración es diferente. Por esto es necesario preguntar por un lapso de tiempo específico de manera que se pueda limitar el alcance de la valoración.

Específicamente para la elaboración de encuestas los estudios puntualizan las siguientes recomendaciones generales:

- Realizar en lo posible un muestreo probabilístico
- Tratar de reducir la tasa de no respuesta
- Llevar a cabo entrevistas presenciales

- Realizar una prueba piloto para verificar el funcionamiento de los cuestionarios
- Realizar experimentos para verificar si existen sesgos inducidos por el entrevistador.
- Reportar: población, marco muestral, tamaño de muestra, tasa de no respuesta.
- Permitir el acceso a los datos básicos.

Proponen utilizar la disposición a pagar en lugar de la disposición a recibir compensación porque la primera es una opción más conservadora y plantean que es preferible subestimar que sobrestimar (especialmente en la valoración económica de bienes y servicios ambientales). También complementan recomendando usar fotografías cuando sea del caso, recordar el posible uso de sustitutos, una buena contextualización temporal del evento, tener la opción de no respuesta dentro del formulario, y en lo posible profundizar sobre la razón de la respuesta.

Si bien el estudio de Arrow y Solow se refiere a la disponibilidad a pagar por solucionar un problema ambiental y algunos de los aspectos que recomiendan son muy específicos a ese problema, las consideraciones generales son aplicables y se pueden resumir como: aplicar preguntas tipo referéndum de manera presencial, transparencia en el diseño y reporte del diseño muestral utilizado, brindar suficiente información de contexto al entrevistado y realizar un pilotaje cuidadoso de los instrumentos de recolección.

1.2.3 Metodología de estimación de costos de interrupción

En la experiencia internacional se ha generalizado el uso de la metodología de Función del Daño para estudiar el efecto del racionamiento en usuarios empresariales y la valoración contingente para el caso de los usuarios residenciales, en donde las pérdidas de utilidad son más difíciles de valorar. Dichos estudios generalmente se realizan específicamente para un sector de consumo o se reportan por separado cuando incluyen análisis residenciales y no residenciales.

Sin embargo, cuando lo que se busca es establecer el costo mínimo de racionamiento que enfrentaría la sociedad como un todo frente a un racionamiento programado de una proporción determinada, es indispensable llevar a cabo un ejercicio de optimización en donde se comparen y prioricen los diferentes escenarios posibles de corte para diferentes tipos de usuario, de acuerdo a sus costos de interrupción particulares. Algunos de los anteriores estudios de costos de racionamiento realizados en Colombia (Econometria Ltda, 1997) (Unión Temporal Itansuca Ltda- Sinergia Ltda, 2004) usan este enfoque de optimización para encontrar la curva de costo mínimo de racionamiento. Para realizar este tipo de ejercicios es fundamental que los costos de interrupción de cada usuario y cada

escenario de corte sean comparables con los demás, para lo cual se requiere utilizar el mismo tipo de enfoque metodológico para todos los usuarios consultados, aprovechando las ventajas de los diferentes métodos y reduciendo al máximo sus deficiencias o debilidades.

Así pues, para el desarrollo de este estudio se concertó con la UPME y se consultó con las diferentes entidades y gremios involucrados, la utilización de una metodología mixta, que permitiera sacar el mayor provecho de las técnicas involucradas en cada uno de ellos. La metodología diseñada se basa en la valoración contingente, de la manera recomendada por (Arrow, y otros, 2001), lo cual incluye poner en contexto al entrevistado frente a la mayor cantidad de información relevante, que para este caso es la información relacionada con las pérdidas de utilidad relacionadas con los usos de los energéticos (función del daño), las posibilidades de desplazamiento de dicho consumo y la revisión previa de las alternativas de sustitución disponibles.

Una vez se cuenta con un estimativo de los costos de interrupción para cada sector de consumo, en diferentes escenarios de corte, se requiere un mecanismo que permita establecer las ponderaciones adecuadas de estos costos de interrupción individuales en el costo de racionamiento general para la sociedad. Para ello es entonces importante definir un procedimiento que permita determinar, para cada nivel de racionamiento requerido, cuáles sectores de consumo deben ser racionados, durante cuánto tiempo y en qué momentos (esquema de racionamiento). Esto lleva a la necesidad de contar con un modelo conceptual que determine cuál es el esquema óptimo de racionamiento para cada nivel de ahorro energético deseado, es decir cuál es el esquema de racionamiento que garantiza el menor costo agregado para la sociedad.

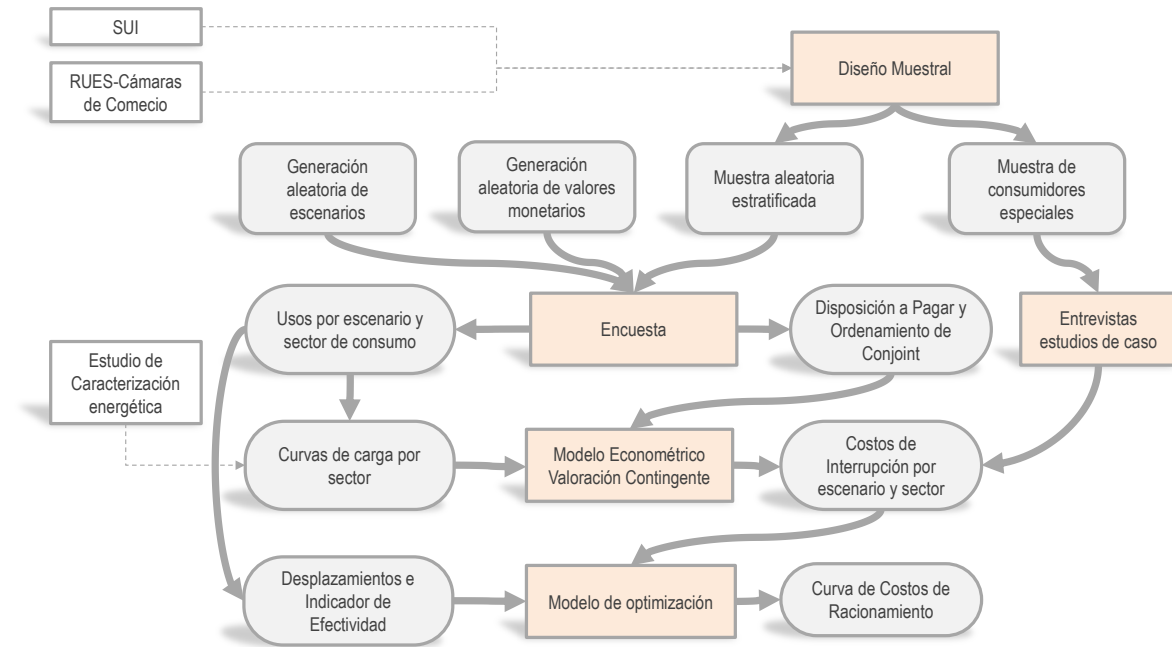
En síntesis, para encontrar el costo económico de un racionamiento se debe proceder en dos pasos: estimar el costo de interrupción de cada sector de consumo en cada escenario de corte posible y llevar a cabo un ejercicio de optimización que determine el esquema que logra el nivel de ahorro energético deseado, minimizando el costo total de racionamiento como la suma de los costos de interrupción particulares.

Para ello es necesario tener en cuenta los posibles desplazamientos del uso del energético en el tiempo, que restan efectividad al esquema aplicado. En el caso no residencial, adicionalmente se deben contemplar los vínculos entre los sectores económicos, que implican un costo indirecto adicional debido a la menor actividad económica en los sectores industriales y comerciales racionados.

1.2.4 Proceso general del estudio

El proceso llevado a cabo para realizar el estudio se resume en el siguiente diagrama:

Figura 1.2 - Proceso de estimación de los costos de interrupción y la curva de costos de racionamiento



Fuente: Econometría, elaboración propia

A partir de la información sectorial de electricidad y gas natural, así como de los datos de las cámaras de comercio, se estableció el universo de análisis del estudio que dio como resultado un diseño muestral que permitiera el nivel de desagregación básico requerido, estratificando la muestra industrial por tamaño y la residencial por nivel socioeconómico. Algunos sectores y estratos (5 y 6) seleccionados, se trataron como estudios de caso y se analizaron en mayor profundidad.

A partir de las encuestas se obtuvo la respuesta de disposición a pagar (sí/no) de los usuarios ante escenarios de corte y valores de pago generados aleatoriamente para garantizar su ortogonalidad. Además se obtuvo un orden de preferencias frente a diferentes alternativas de corte en un ejercicio de tipo conjoint. Igualmente la encuesta proporcionó información sobre los usos de cada energético, lo cual combinado con otros estudios permitió determinar curvas de carga por franjas en el caso eléctrico y por días en el caso de gas natural. También esta información permitió estimar factores de efectividad del corte, al tener en cuenta las posibilidades de desplazamiento de consumos.

Con la información de disposición a pagar se estableció un modelo logit, para cada energético y sector de consumo, que permite calcular la probabilidad de responder afirmativamente a la pregunta de valoración contingente dependiendo de las características del usuario y las características del escenario de corte. Evaluando este modelo se puede encontrar el valor de la disposición a pagar para cada usuario con relación a un corte de una hora. Al considerar el consumo horario se obtiene un costo de interrupción por unidad energética (kWh o m³ según el caso).

Los costos de interrupción por sector de consumo y escenario de corte, así como los indicadores de efectividad del racionamiento según los desplazamientos de consumo, y las curvas de carga, permiten calcular el costo mínimo de racionamiento agregado de la sociedad para diferentes porcentajes de ahorro energético, mediante un modelo de optimización que selecciona las combinaciones de sector-escenario a ser racionadas y el tiempo de corte en cada caso de manera que se minimice el costo total del racionamiento.

A continuación se explican las diferentes etapas de esta metodología.

1.2.5 Instrumentos de recolección

Un primer reto para el diseño de los instrumentos de recolección fue el mantener un enfoque similar para todos los usuarios a lo largo del formulario, incorporando preguntas adaptadas a cada tipo de usuario, para explorar el conocimiento de sus patrones de consumo, incluyendo, tanto los usos del energético en momentos bien definidos del tiempo, como las estrategias de respuesta ante un escenario de interrupción en el suministro.

Dado este enfoque, un segundo reto para los instrumentos de recolección era el manejo adecuado del tiempo de entrevista. En las anteriores encuestas de costos de interrupción realizadas (Universidad de Antioquia; Universidad Nacional, 1997) (Unión Temporal Itansuca Ltda- Sinergia Ltda, 2004) se indagaba a los usuarios por diferentes escenarios de corte (hora, duración, frecuencia, día) y particularmente en el caso residencial se usó la técnica de referéndum, como lo recomiendan (Arrow, y otros, 2001). Al hacer los primeros estimativos de tiempo con las franjas diseñadas para este estudio y las alternativas de interrupción anunciada/no anunciada, diferencias entre día de semana/fin de semana y época del año, se encontró que el tiempo de entrevista sería excesivamente largo. Por esto se implementaron dos estrategias:

- Distribuir aleatoriamente las franjas de racionamiento en la muestra duración y periodo de prolongación, de manera que a cada entrevistado se le hiciera a lo sumo una pregunta de valoración contingente para electricidad y otra para gas natural

(donde aplicara) referida a un corte anunciado entre semana de lunes a jueves. Al interior del grupo de entrevistados que compartían el mismo escenario de corte preguntado, el valor puesto a consideración fue un número aleatorio que fluctuaba con distribución uniforme alrededor de un valor medio, probado en un ejercicio piloto y basado en las experiencias previas.

- Diseñar un ejercicio de ordenamiento de preferencias tipo Conjoint en donde se pedía al entrevistado poner, en orden de preferencia diversas situaciones alternas de corte del servicio⁸, dentro de las cuales se encontraba el escenario antes preguntado, además de cortes anunciados y no anunciados en viernes, sábado o domingo, cortes en épocas de vacaciones escolares (hogares) o en épocas de bajas ventas (empresas). Este ejercicio permite encontrar equivalencias entre el escenario original y dichas variaciones.

Se diseñaron entonces formularios de encuesta que incorporaron la exploración con el usuario de dichos aspectos. Los instrumentos de recolección se aplicaron a una muestra representativa de hogares y a una muestra representativa de empresas industriales, comerciales y de servicios que se describen en la siguiente sección. Adicionalmente se seleccionaron un conjunto de usuarios especiales, estratégicos, de muy alto consumo, o de otros sectores y estratos no incluidos en la muestra, a los cuales se les aplicó, además de la encuesta, una entrevista semiestructurada inicial para el entendimiento de los procesos específicos, la arquitectura del suministro, las condiciones especiales y posibles externalidades a contemplar. Esto con el fin de evaluar cuáles de estos tipos de usuarios se debían simular de manera independiente y cuáles quedaban adecuadamente representados por los sectores de consumo contemplados en la encuesta. Los datos recolectados a las encuestas, se presentaron al encuestado en el siguiente orden:

- **Datos de control operativo:** ubicación, resultado de la encuesta y datos del personal de recolección y control de visitas.
- **Información general de electricidad y gas natural:** acceso a los servicios, hogares por contador, personas por hogar, datos de la factura (periodo, consumo, valor, etc).
- **Usos de la electricidad:** para el escenario de corte generado se explica la situación hipotética al entrevistado y se pregunta si se realizan diferentes actividades. En hogares se preguntó si dichas actividades se verían afectadas por el corte, cómo solucionarían la situación, y si cambiaría esta solución si el corte fuera en fin de semana. En empresas se preguntó el grado de prioridad de dichas actividades dentro de los procesos de la empresa

⁸ Usando un juego de tarjetas

- **Equipos de respaldo:** Se preguntó el tipo de equipo, y en el caso no residencial se indagó por el costo de adquisición, el consumo de combustible por hora y el costo del combustible. A los no residenciales se les preguntó por el periodo del año con mayor producción o ventas y el horario de la mayor producción y se les pidió valorar la gravedad del escenario de corte.
- **Valoración contingente en electricidad:** Se le planteaba la situación de corte, se le recordaba el consumo mensual y el valor de la factura, se le calculaba el valor aproximado en el que se le reduciría la factura por el sólo hecho de ser racionado, y se le preguntaba su disposición a pagar adicionalmente, el valor aleatorio generado, por contar con un dispositivo que evitara sufrir la interrupción⁹. Se usó una técnica de referéndum en dos etapas en donde se realiza una contrapregunta con variaciones en el valor dependiendo de la primera respuesta¹⁰.
- **Ordenamiento de preferencias tipo conjoint para electricidad:** se le presentaban al hogar cinco tarjetas que debía ordenar de acuerdo a sus preferencias (*1 corresponde a la alternativa de mayor preferencia y 5 corresponde a la alternativa de menor preferencia*) con las siguientes alternativas: el escenario de corte valorado anteriormente y un corte anunciado durante un día de fin de semana generado aleatoriamente, en periodo de no vacaciones (para hogares), un corte no anunciado durante un día de fin de semana, un corte no anunciado de lunes a jueves en la misma franja.
- **Corte no anunciado de electricidad:** en el caso no residencial se preguntó por las consecuencias de un corte no anunciado en cuanto a cambios en la producción o en los costos, el tiempo necesario para volver a funcionar y el posible valor de los daños. Igualmente se preguntaba por la relación de producción o ventas entre el mes del pico y un mes regular.
- **Usos del gas natural:** para el escenario de corte generado para gas natural¹¹ se explica la situación hipotética al entrevistado y se pregunta si se realizan diferentes actividades que utilizan este combustible. Al igual que en electricidad, en hogares se preguntó si dichas actividades se verían afectadas por el corte, cómo solucionarían la situación (incluyendo el uso de sustitutos, y si cambiaría esta solución si el corte fuera en fin de semana. En empresas se preguntó el grado de prioridad de dichas actividades dentro de los procesos de la empresa y las características del último corte que el entrevistado recuerda.

⁹ A una parte de la muestra se le realizó una pregunta de disposición a recibir compensación por dejarse cortar voluntariamente el suministro.

¹⁰ En el caso de disposición a pagar, si el entrevistado respondía que sí, se le indagaba por un valor mayor y si respondía que no, se le preguntaba un valor menor.

¹¹ Los escenarios de corte de gas natural no se consideraron pro franjas horarios sino por días de la semana dado que el nivel de almacenamiento en la red no hace viables interrupciones programadas de corta duración, salvo usuario por usuario.

- **Sustitución del gas natural:** A los no residenciales se les pregunta por el uso de energéticos sustitutos (GLP, electricidad, leña) y se les pide valorar la gravedad del escenario de corte.
- **Valoración contingente en gas natural:** La pregunta es similar a la del caso de la electricidad. Se le planteaba la situación de corte, se le recordaba el consumo mensual y el valor de la factura, se le calculaba el valor aproximado en el que se le reduciría la factura por el sólo hecho de ser racionado, y se le preguntaba su disposición a pagar adicionalmente, el valor aleatorio generado, por contar con una garantía de no interrupción¹². Igualmente, se usó la técnica de referéndum en dos etapas.
- **Pregunta tipo conjoint para gas natural:** se le presentaban cinco tarjetas que debía ordenar de acuerdo a sus preferencias con alternativas similares a las de la electricidad pero expresadas en días de corte y no en horas.
- **Corte no anunciado de gas natural:** en el caso no residencial también se preguntó por las consecuencias de un corte no anunciado de gas natural en cuanto a cambios en la producción o en los costos, el tiempo necesario para volver a funcionar y el posible valor de los daños. Igualmente se preguntaba por la relación de producción o ventas entre el mes del pico y un mes regular.
- **Caracterización:** En la encuesta residencial se preguntaron las características de la vivienda y otras variables socioeconómicas incluidas los gastos e ingresos del hogar. En las encuestas no residenciales se realizaron preguntas de caracterización de la actividad industrial, comercial o de servicios respectivamente.

Estos instrumentos se presentan en el Anexo 1.

1.3 DISEÑO MUESTRAL

La encuesta de costos de interrupción realizada representa a usuarios urbanos residenciales y no residenciales (industria, comercio y servicios) de electricidad y de gas natural en Colombia.

La muestra de hogares que se encuestó se conformó mediante un diseño de muestreo probabilístico, estratificado y trietápico de elementos. En la primera etapa fueron seleccionados los municipios, en la segunda etapa fueron seleccionadas las manzanas y en la tercera, se seleccionaron los hogares. Para los consumidores no residenciales, la selección se realizó en dos etapas; primero los municipios y luego las empresas.

¹² A una parte de la muestra se le realizó una pregunta de disposición a recibir compensación por dejarse cortar voluntariamente el suministro.

Los hogares fueron divididos por estratos socioeconómicos y las empresas se clasificaron en tres grandes sectores: industria, comercio y servicios. Las empresas industriales tuvieron un nivel de desagregación según su tamaño (pequeña, mediana y grande). Las subpoblaciones están clasificadas por el departamento al que pertenece el municipio en la que se encuentran los hogares y las empresas. Los departamentos se agruparon en 5 regiones, las cuales se conformaron según las conexiones eléctricas y la similitud en el consumo de energía, de gas natural y en el comportamiento sociodemográfico según información del Departamento Nacional de Estadística, DANE.

Las regiones definidas fueron:

- a. **Caribe** (Guajira, Atlántico, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba).
- b. **Andina** (N. de Santander, Santander, Boyacá, Cundinamarca, Arauca, Meta, Casanare y Guaviare).
- c. **Central** (Antioquia, Risaralda, Quindío, Caldas y Tolima).
- d. **Occidente** (Valle, Cauca, Chocó, Nariño, Putumayo, Caquetá y Huila).
- e. **Bogotá Región** (Bogotá y 25 municipios de Cundinamarca¹³).

Las fuentes de información usadas para la construcción del marco de muestreo para las empresas fueron la Supersociedades y el Registro Único Empresarial y Social (RUES) de la Cámara de Comercio. Para el caso de los hogares, se usó información del Sistema Único de Información, SUI, de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para determinar el número de conexiones residenciales por estrato y comerciales por municipio y la información cartográfica de los municipios para hacer la selección.

La muestra finalmente encuestada fue de 2.178 hogares, en 40 municipios del país, distribuidos los hogares en los estratos socioeconómicos 1 a 4 clasificados según el recibo de la energía. Las 15 entrevistas-encuesta de los estratos 5 y 6, se recolectaron como estudios de caso a partir de la metodología *Respondent Driven Sampling* (RDS).

La muestra de empresas de los sectores comerciales y servicios fue de 414 empresas, y de 1.253 del sector industrial, distribuidas en tres tamaños. Los cálculos fueron realizados con un nivel de confianza del 95% y con un nivel de error máximo del 5%; en el caso de los hogares se tuvo en cuenta un factor de diseño (*deff*) de 1.3 debido a la conglomeración de la muestra y un coeficiente de variación de 0.9 para el indicador del costo promedio (disposición a pagar). Para el caso de las empresas, el nivel de confianza fue del 95%, con un nivel de error máximo del 5%; en el caso de las empresas del sector de comercio-

¹³ El universo de municipios de esta región está constituido por: Bogotá, Bojacá, Cajicá, Cáqueza, Chía, Cogua, Cota, El Rosal, Facatativá, Funza, Fusagasugá, Gachancipá, La Calera, Madrid, Mosquera, Nemocón, Sibaté, Sylvania, Soacha, Sopó, Subachoque, Tabio, Tenjo, Tocancipá, Zipacón y Zipaquirá

servicios el coeficiente de variación considerado fue del 0.5 y en las empresas del sector industrial fue de 1.1.

1.4 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Para el levantamiento de la información cuantitativa se desarrolló un operativo que contempló las dos poblaciones sujeto de estudio: usuarios residenciales organizados por su condición socioeconómica, es decir estratificación desde el 1 hasta el 4 y usuarios no residenciales es decir empresas del sector comercial, de servicios, e industrial dividida en grandes, medianas y pequeñas. La información se recolectó mediante entrevistas cara a cara, utilizando Dispositivos Móviles de Captura (DMC).

En los hogares se definió como informante idóneo a un miembro del hogar que conociera los usos que se dan a la energía eléctrica y/o gas natural y que participara en las decisiones sobre los gastos del mismo. Típicamente se trató del jefe del hogar, el conyuge o un adulto informado.

En las empresas se consideró como informante idóneo principal al funcionario que, en el establecimiento, conoce los usos que se dan a la energía eléctrica y/o gas natural y las actividades que desarrolla la misma. Dependiendo del tipo y tamaño de la empresa fue necesario recurrir a más de un informante al interior de la misma empresa.

Se organizaron 15 equipos de campo, conformados cada uno por un supervisor y cuatro encuestadores, quienes fueron los encargados de hacer la recolección de información, tanto en los hogares, como en las empresas.

Cuadro 1.3 - Muestra para la encuesta

TIPO DE ENCUESTA	TAMAÑO DE MUESTRA DISEÑADO	ENCUESTAS OBTENIDAS	PORCENTAJE LOGRADO
Total encuestas sector residencial	2165	2178	100,6%
Total encuestas sector no residencial	1644	1667	101,4%
Total encuestas	3809	3845	100,9%

Fuente: Econometría, 2015

La recolección de información primaria se desarrolló durante los meses de agosto y octubre de 2015 en los 48 municipios que hicieron parte de la muestra. En el siguiente cuadro se presentan los municipios seleccionados y que conformaron cada una de las rutas de trabajo.

Cuadro 1.4 – Municipios y rutas de trabajo

1. RUTA	2. REGIÓN	3.CÓDIGO DANE	4. DEPARTAMENTO	5. MUNICIPIO / grupo
1	Andina	54001	Norte de Santander	Cúcuta
1	Andina	68081	Santander	Barrancabermeja
1	Andina	68001	Santander	Bucaramanga
2	Central	17001	Caldas	Manizales
2	Central	66001	Risaralda	Pereira
2	Central	66682	Risaralda	Santa Rosa de Cabal
3	Central	5001	Antioquia	Medellín
4	Central	5266	Antioquia	Envigado
4	Central	5360	Antioquia	Itagüí
4	Central	5380	Antioquia	La Estrella
4	Central	5615	Antioquia	Rionegro
5	Caribe	8001	Atlántico	Barranquilla
5	Caribe	8758	Atlántico	Soledad
5	Caribe	44001	La Guajira	Riohacha
5	Caribe	23466	Córdoba	Montelíbano
6	Caribe	13001	Bolívar	Cartagena
6	Caribe	20013	Cesar	Agustín Codazzi
6	Caribe	20001	Cesar	Valledupar
6	Caribe	47703	Magdalena	San Zenón
6	Caribe	70713	Sucre	San Onofre
7	Occidente	19513	Cauca	Padilla
7	Occidente	76520	Valle del Cauca	Palmira
7	Occidente	19001	Cauca	Popayán
7	Occidente	19698	Cauca	Santander de Quilichao
8	Central	5045	Antioquia	Apartadó
8	Bogotá Región	25743	Cundinamarca	Silvania
8	Bogotá Región	11001	Bogotá, D.C.	Bogotá 1
9	Central	73319	Tolima	Guamo
9	Occidente	18001	Caquetá	Florencia
9	Andina	50001	Meta	Villavicencio
9	Bogotá Región	11001	Bogotá, D.C.	Bogotá 2
10	Andina	15759	Boyacá	Sogamoso
10	Andina	85001	Casanare	Yopal
10	Bogotá Región	11001	Bogotá, D.C.	Bogotá 3
11	Occidente	76892	Valle del Cauca	Yumbo
11	Occidente	76001	Valle del Cauca	Cali
11	Occidente	76111	Valle del Cauca	Guadalajara de Buga
12	Central	73124	Tolima	Cajamarca
12	Andina	68079	Santander	Barichara
12	Andina	25320	Cundinamarca	Guaduas
12	Bogotá Región	11001	Bogotá, D.C.	Bogotá 4
13	Occidente	52001	Nariño	Pasto

1. RUTA	2. REGIÓN	3.CÓDIGO DANE	4. DEPARTAMENTO	5. MUNICIPIO / grupo
13	Occidente	86885	Putumayo	Villa garzón
13	Central	73200	Tolima	Coello
13	Andina	50568	Meta	Puerto Gaitán
13	Bogotá Región	11001	Bogotá, D.C.	Bogotá 5
14	Occidente	41396	Huila	La Plata
14	Central	63470	Quindío	Montenegro
15	Bogotá Región	25214	Cundinamarca	Cota
15	Bogotá Región	25269	Cundinamarca	Facatativá
15	Bogotá Región	25473	Cundinamarca	Mosquera
15	Bogotá Región	25754	Cundinamarca	Soacha
15	Bogotá Región	11001	Bogotá, D.C.	Bogotá 6

Fuente: Econometría 2015

1.4.1 Encuesta Residencial

La encuesta residencial tuvo como objetivo indagar sobre los servicios de energía eléctrica y gas natural utilizados por el hogar, equipos de respaldo en caso de racionamiento, características de la vivienda y datos de la unidad de observación. Asimismo, se establecieron diferentes escenarios de racionamiento que tienen como objetivo conocer del entrevistado las actividades afectadas durante un eventual corte en el escenario correspondiente, y las preferencias del usuario respecto a cambios en su factura y cortes del servicio.

La distribución de la muestra residencial permite encontrar estimadores con los parámetros y niveles de error mencionados para el total de cada estrato o para el total de cada región, así como para el total nacional.

Cuadro 1.5 - Muestra para la encuesta residencial

REGIÓN	ESTRATO 1		ESTRATO 2		ESTRATO 3		ESTRATO 4		TOTAL	
	ESPERADAS	OBTENIDAS	ESPERADAS	OBTENIDAS	ESPERADAS	OBTENIDAS	ESPERADAS	OBTENIDAS	ESPERADAS	OBTENIDAS
Andina	111	113	111	112	111	112	100	99	433	429
Bogotá y alrededores	111	122	111	113	111	129	100	101	433	446
Caribe	111	111	111	111	111	102	100	100	433	427
Central	111	98	111	115	111	107	100	100	433	417
Occidental	111	111	111	111	111	111	100	100	433	430
Total	555	555	555	562	555	561	500	500	2165	2178

Fuente: Econometría con base en resultados del trabajo de Campo

La muestra tiene un nivel de precisión bajo para particiones más pequeñas por lo cual no se recomienda realizar a partir de ella estimaciones a nivel departamental ni a nivel municipal

1.4.2 Encuesta no residencial

La encuesta para usuarios no residenciales se enfocó a los sectores Industrial, Comercial y de Servicios; por esto fue necesario diseñar tres instrumentos de encuesta, análogos en su estructura, diferenciándose solo en algunas preguntas específicas. Los cuestionarios de encuesta utilizados se presentan en el Anexo 1:

La muestra encuesta no residencial tiene la siguiente distribución:

Cuadro 1.6 - Muestra encuesta no residencial

TIPO DE ENCUESTA	DISEÑO MUESTRAL	ENCUESTAS REALIZADAS	% LOGRADO
Encuesta sector comercial y servicios	400	414	103,5
Encuesta sector industrial	1244	1253	100,7
Grandes	248	253	102,01
Medianas	373	375	100,53
Pequeñas	623	625	100,32

Fuente: Econometría con base en resultados del trabajo de Campo

El siguiente cuadro presenta el tamaño de muestra distribuido por sector de consumo y región.

Cuadro 1.6a - Muestra por sector de consumo y región

SECTOR DE CONSUMO		REGIÓN				TOTAL	
		ANDINA	BOGOTÁ Y ALREDEDORES	CARIBE	CENTRAL OCCIDENTAL		
Residencial	Estrato 1	113	122	111	98	111	555
	Estrato 2	112	113	111	115	111	562
	Estrato 3	112	129	102	107	111	561
	Estrato 4	99	101	100	100	100	500
Total Residencial		436	465	424	420	433	2178
Industrial	Grandes	12	83	33	76	49	253
	Medianas	26	139	27	123	60	375
	Pequeñas	66	178	60	223	98	625
Total Industrial		104	400	120	422	207	1253
Comercial y de Servicios		81	73	53	130	77	414
Total Muestra		621	938	597	972	717	3845

Fuente: Econometría con base en resultados del trabajo de Campo

1.4.3 Entrevistas

Las entrevistas se llevaron a cabo por parte de los expertos del grupo de trabajo de la consultoría con las directivas y personal operativo de empresas e instituciones de sectores industriales, comerciales, de servicios e institucionales, con la siguiente distribución.

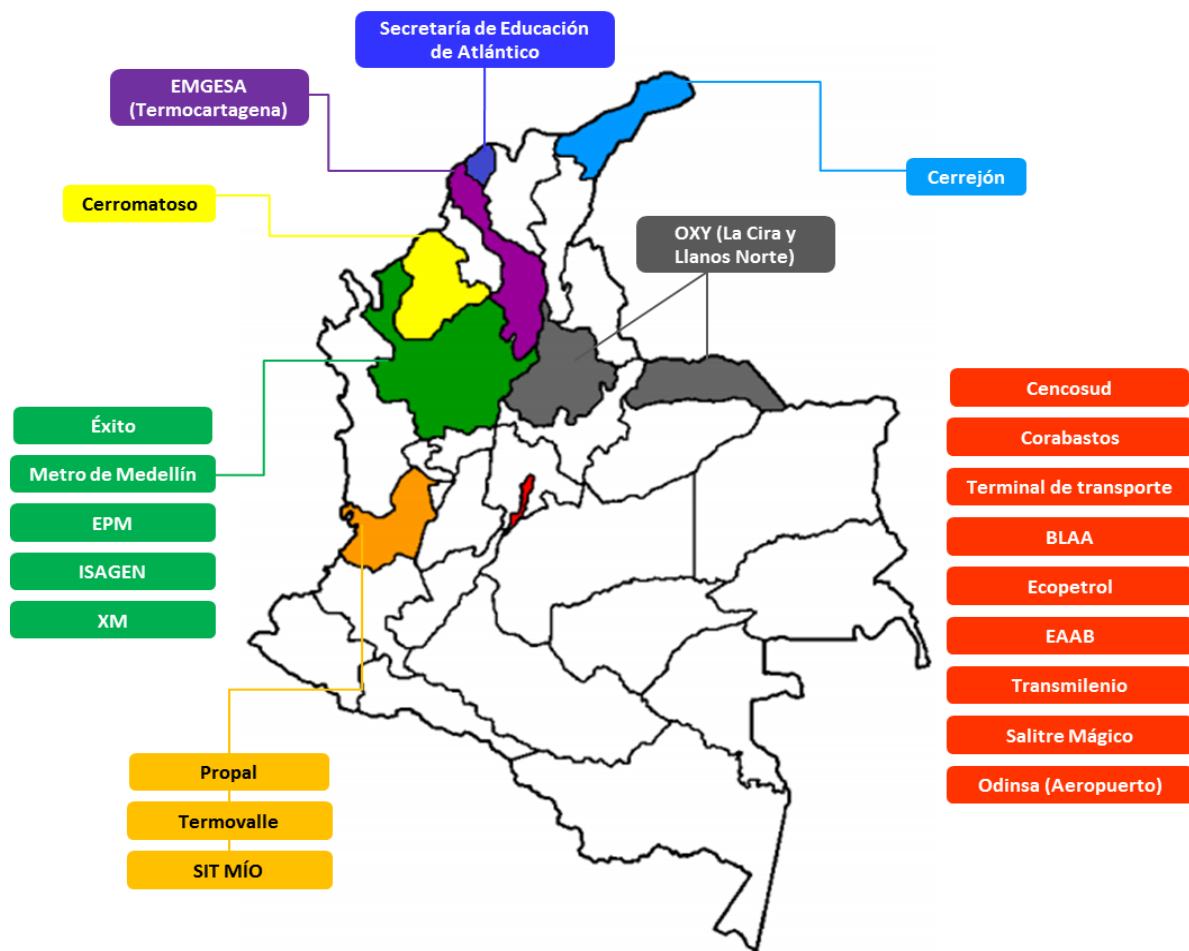
Cuadro 1.7 - Muestra para entrevistas no residenciales

SECTOR DE CONSUMO	1.TIPO DE USUARIO	UBICACIÓN	
Industrial	Metalúrgico (1)	Caribe	
	Papel (1)	Occidente	
	Hidrocarburos (2)	Bogotá	
	Generación Eléctrica(4)		Bogotá
			Centro
			Occidente
Explotación de Carbón (1)	Caribe		
Comercial	Grandes superficies (2)	Bogotá	
		Centro	
	Central de Abastos (1)	Bogotá	
Servicios	Terminal de Transporte(1)	Bogotá	
	Transporte masivo (3)	Centro	
		Bogotá	
		Occidente	
	Recreación (1)	Bogotá	
	Mercado eléctrico (1)	Centro	
Institucional	Educación (1)	Caribe	
	Biblioteca(1)	Bogotá	
	Acueducto y Saneamiento (2)	Bogotá	
		Caribe	

Fuente: Econometría con base en resultados del trabajo de Campo

En total se realizaron 23 entrevistas no residenciales de las cuales una fue la prueba piloto del instrumento. Con la información anterior se construyeron los estudios de caso que se muestran más adelante. El siguiente cuadro muestra los resultados por sector de consumo:

Figura 1.3 – Mapa de Entrevistas por región



Fuente: Econometría con base en resultados del trabajo de Campo

1.5 METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INTERRUPCIÓN

A continuación se presenta la metodología utilizada para la estimación de los costos de interrupción tanto de electricidad como de gas, para el sector residencial y los sectores no residenciales. Estos cálculos que fueron realizados por tipo de día de la semana, rango horario en el caso de energía eléctrica¹⁴, para periodos normales o de vacaciones escolares¹⁵ y en escenarios de racionamiento anunciado y no anunciado.

¹⁴ Para gas natural no se consideraron rangos horarios para la estimación ya que técnicamente un racionamiento debería considerar periodos de días completos, esto en virtud a que la red de gas es por sí misma un almacenamiento que no permite cortes bruscos del servicio a diferencia de lo que sucede con la energía eléctrica. Para el usuario es más claro imaginar un corte de un día que de unas pocas horas.

¹⁵ Para el sector residencial los cálculos se realizaron para periodos normales y para periodos de vacaciones. Para los sectores no residenciales los cálculos se realizan para los periodos de mayores ventas y para periodos normales.

De manera general, la metodología de cálculo de los costos de interrupción sigue el método de valoración contingente. Sin embargo, es importante hacer notar que la estimación de la curva nacional de costos mínimos de racionamiento del país requiere contar con la estimación de los costos de interrupción por tipo de usuario¹⁶, región, día de la semana y rango horario, con lo que se requieren estimaciones para 4.000 subconjuntos de usuarios en el caso de energía eléctrica y para 654 en gas natural¹⁷.

Ahora bien, la muestra utilizada para este estudio se diseñó para permitir estimaciones razonables para una partición del universo fuera esta la región, el estrato o el rango horario, por ejemplo. Pero en la medida que el número de particiones aumenta, el nivel de confianza de las estimaciones se reduce y la aplicación directa de la ecuación de evaluación contingente a un número tan grande de subconjuntos como el requerido para el cálculo de las curvas nacionales de costos mínimos de racionamiento puede llevar a cálculos que si bien para el promedio son correctos a nivel individual pueden introducir importantes diferencias frente a la realidad¹⁸.

La anterior situación, cuando los cálculos se realizan para el total de un sector o para una sola partición del mismo, llevó a desarrollar las estimaciones en cuatro pasos:

1. En primer lugar, mediante la metodología tradicional de valoración contingente, se realizaron las estimaciones de los costos de interrupción para una hora promedio por sector de consumo, para un día normal entre lunes y jueves. En el numeral 1.5.1 se presenta esta metodología.
2. En segundo lugar, se estimaron los costos de interrupción para tres tipos de particiones de usuarios: por estrato o tamaño, por región y por rango horario. Con base en este ejercicio se estimaron los costos de interrupción en términos relativos y las combinaciones entre ellos (estrato – región – rango horario) se calcularon a través de factores multiplicadores de esa normalización, validando que la media nacional replicara el cálculo inicial. Este segundo paso se explica en el numeral 1.5.2.
3. Los cálculos hasta el segundo paso se refieren a costos por hora. En el tercer paso para obtener costos por kWh o por m³, los resultados del segundo paso fueron divididos por el consumo promedio de los usuarios de la respectiva combinación (estrato – región – rango horario), expandiendo a la población.

¹⁶ Entendiendo como tipo de usuario cada uno de cuatro estratos residenciales (1, 2, 3 y 4 o más), tres posibles tamaños de industria, el sector comercial y el sector de servicios y otros.

¹⁷ El número de subconjuntos para gas natural es sensiblemente menor que para energía eléctrica porque para este servicio no se hace la distinción de rangos horarios y porque los sectores de comercio y servicios se tratan como uno sólo sin diferenciaciones regionales. Esto último obedece a la poca frecuencia de uso de este servicio en ese sector.

¹⁸ Esta situación, diferencias individuales importantes pero promedios correctos obedece a que los errores de estimación tienen una media de cero, de tal manera que al promediar los cálculos individuales tienden a eliminarse.

4. Finalmente para el cuarto paso, para la estimación de los costos en días de fin de semana, en periodo de vacaciones (o bajas ventas) y para cortes no anunciados, en la encuesta, se incluyó un ejercicio tipo *conjoint* en que se pedía a los entrevistados ordenar diferentes alternativas de racionamiento; esto permite encontrar equivalentes de tiempo de racionamiento en esos escenarios con una hora de racionamiento en días entre semana en periodos normales. Con estos factores y las diferencias de consumo entre dichos periodos se estiman los costos de interrupción para esos casos en la forma en que se presenta en el numeral 1.5.3.

1.5.1 Valoración Contingente

En general los métodos de valoración contingente son técnicas en las que para obtener el valor que la sociedad da a un bien o servicio, a los usuarios entrevistados se enfrenta a dos escenarios potenciales. En el caso específico de esta evaluación el primero de esos escenarios es un escenario de racionamiento en que el usuario debe enfrentar dicho racionamiento y pagar una factura del servicio algo inferior a la actual en virtud del menor consumo que puede tener por efecto del menor tiempo de servicio. El segundo escenario corresponde a uno en que el usuario recibirá un servicio de energía sin racionamiento pero por el mismo pagará un monto de dinero algo superior a la factura actual.

Para la operacionalización de esta metodología, en una muestra representativa de usuarios, se les enfrenta a los dos escenarios anteriores, modificando de manera aleatoria para cada uno de ellos las condiciones del racionamiento (tiempo del corte, hora del mismo, duración del racionamiento). Así mismo se genera aleatoriamente, para cada encuestado, el monto que debería pagar para evitar el racionamiento. Esto permite estimar, mediante métodos econométricos, la probabilidad de que un usuario prefiera un escenario u otro, en función de sus características (estrato, región), las condiciones del racionamiento y el monto ofrecido.

El ejercicio econométrico permite entonces estimar el monto de dinero que haría que el beneficiario, con las características promedio de la sociedad, tuviera una probabilidad igual de escoger el primer escenario que de escoger el segundo, para cualquier condición de racionamiento. Este monto de dinero se puede interpretar como el que lo hace indiferente a las dos situaciones que se le plantean y, dado que la única diferencia entre los dos escenarios es que, en el primero ese usuario promedio enfrenta cierto tiempo de racionamiento, mientras que en el segundo lo evita con un mayor pago por el servicio. Ese mayor pago necesariamente corresponde a la valoración que él da al escenario de racionamiento propuesto.

El modelo econométrico con que se calcula esta disponibilidad a pagar es una regresión logística (modelo logit), cuya forma funcional es la siguiente:

$$P_i = \frac{1}{1 + e^{-[\alpha_0 + \alpha_1(Y_{1,i} + Y_{2,i}) + \sum \beta_j C_{j,i} + \sum \gamma_k R_{k,i}]}} \quad \text{[Ecuación 1]}$$

Donde:

- P_i Es la probabilidad que el usuario i escoja el escenario sin racionamiento.
- α_0 Es una constante.
- α_1 es el coeficiente de la ecuación para el cambio en el valor de la factura entre los dos escenarios propuestos.
- $Y_{1,i}$ es el menor valor la factura, por menor consumo, que tendría el usuario i en el escenario con racionamiento.
- $Y_{2,i}$ es el pago adicional que se le propone realizar al usuario i para evitar el escenario de racionamiento.
- $C_{j,i}$ son las diferentes características del usuario i (estrato, región).
- β_j son los coeficientes de la ecuación para cada una de las características j de los usuarios.
- $R_{k,i}$ son las diferentes características del escenario de racionamiento propuesto al usuario i . (horario, duración, ...)
- γ_k son los coeficientes de la ecuación para cada una de las características k de los escenarios de racionamiento.

Para que en los modelos logit la probabilidad de respuesta corresponda con el valor de indiferencia (que la probabilidad de respuesta sea igual a 0.5) el denominador debe tomar como valor dos y por lo mismo es necesario que se cumpla que:

$$\alpha_0 + \alpha_1(Y_{1,i} + Y_{2,i}) + \sum \beta_j C_{j,i} + \sum \gamma_k R_{k,i} = 0$$

En este orden de ideas los costos de interrupción corresponden con la disponibilidad a pagar (\overline{DP}) de los usuarios para evitar el racionamiento y puede calcularse directamente para cualquier escenario de racionamiento y característica de los usuarios, como:

$$\overline{DP} = Y_1 + Y_2 = -\frac{\alpha_0 + \sum \beta_j C_j + \sum \gamma_k R_k}{\alpha_1} \quad \text{[Ecuación 2]}$$

Esta metodología se aplicó tanto para el cálculo de la disponibilidad de pago por el servicio de energía eléctrica como para el de gas natural, para escenarios de racionamiento de días de entre semana en periodos de no vacaciones (para el sector residencial) o de altas ventas (para los sectores no residenciales).

La disponibilidad de pago puede entonces estimarse para cualquiera de los usuarios de la muestra mediante la ecuación 2. Esto fue precisamente lo que se realizó para cada una de las observaciones de la encuesta aplicada y luego el promedio de dicho resultado fue calculado para obtener la valoración promedio que cada sector de consumo del país asigna a una hora de racionamiento entre semana.

1.5.2 Cálculos por tipo de usuario

Ya se indicó que el número de particiones requeridas (sectores de consumo * regiones * escenarios de corte * tipo de día) para la construcción del modelo nacional de costos mínimos de racionamiento para energía eléctrica y para gas natural (4.000 y 654 respectivamente), hace que la aplicación de la ecuación 2 tenga un margen de error alto si se aplica para cualquiera de esas particiones directamente; lo cual también sucede si se toma el promedio de la muestra directamente para dicha partición.

Por lo anterior, el cálculo por tipo de usuario (estrato o tamaño, región y rango horario) se realizó calculando primero, a partir de la muestra, las disponibilidades a pagar para cada uno de esos grupos, luego normalizando dichas disponibilidades alrededor de uno, dividiendo por el consumo promedio nacional, y finalmente se calculó la disponibilidad para un cada tipo de usuario, mediante la aplicación de factores multiplicadores con las siguientes ecuaciones:

$$DP_{e,r,h} = \left(\frac{DP_e}{\overline{DP}} * \frac{DP_r}{\overline{DP}} * \frac{DP_h}{\overline{DP}} \right) * V$$

Donde:

- $DP_{e,r,h}$ Es la disponibilidad de pago promedio de los usuarios del estrato e, en la región r para el rango horario h.
- DP_e Es la disponibilidad de pago promedio de los usuarios del estrato e, calculada a partir de la muestra luego de estimar las disponibilidades de pago de cada usuario con la ecuación 2.
- DP_r Es la disponibilidad de pago promedio de los usuarios de la región r, calculada a partir de la muestra luego de estimar las disponibilidades de pago de cada usuario con la ecuación 2.
- DP_h Es la disponibilidad de pago promedio de los usuarios para el rango horario h, calculada a partir de la muestra luego de estimar las disponibilidades de pago de cada usuario con la ecuación 2.
- \overline{DP} Es la disponibilidad de pago promedio nacional para los usuarios residenciales o no residenciales, según corresponda.
- V Es un factor de ajuste que hace que el promedio ponderado de las disponibilidades de pago por tipo de usuario corresponda con el promedio nacional.

El factor de ajuste V se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$V * \sum U_{e,r,h} * DP_{e,r,h} = \overline{DP} \sum U_{e,r,h}$$

Donde:

$DP_{e,r,h}$	Es la disponibilidad de pago promedio de los usuarios del estrato e, en la región r para el rango horario h.
$U_{e,r,h}$	Es el número de usuarios del estrato e, en la región r para el rango horario h.
\overline{DP}	Es la disponibilidad de pago promedio nacional para los usuarios residenciales o no residenciales, según corresponda.
V	Es el factor de ajuste que hace que el promedio ponderado de las disponibilidades de pago por tipo de usuario corresponda con el promedio nacional.

La anterior metodología elimina los posibles errores de estimación propios del gran número de particiones requeridas y permite llegar a disponibilidades de pago por tipo de usuario, garantizando que se mantenga el promedio nacional y que se conserven las relaciones en la valoración de los costos de interrupción al interior de cada grupo de usuarios.

1.5.3 Ejercicio ordenamiento preferencias de *Conjoint*

En la encuesta aplicada a los usuarios residenciales y no residenciales se les presentó un ejercicio de ordenamiento, en que se les pedía organizar sus preferencias de racionamiento entre una primera opción de un cierto número de horas un día entre semana (igual al escenario de la pregunta de valoración contingente); una segunda opción con un número diferente de horas un día de fin de semana y una tercera con otro número de horas entre semana pero en periodo de vacaciones o de bajas ventas, si el usuario era no residencial, dos alternativa más con otro número de horas pero en un escenario de racionamiento no anunciado, una para entre semana y otra en fin de semana.

Los números de horas para cada alternativa fueron generados aleatoriamente para cada encuestado, de forma que el ejercicio permitiera construir con respecto a la primera alternativa (escenarios de racionamiento anunciado entre semana) la respuesta, si o no, que el individual hubiera dado a la pregunta de si aceptaría un racionamiento de b horas¹⁹ en fin de semana²⁰ o preferiría un racionamiento de una hora entre semana.

Realizada la anterior construcción se puede replicar un ejercicio similar al presentado en el numeral 1.4.1 que lleva a la valoración de los costos de interrupción de fin de semana, pero no en pesos sino en horas entre semana. Sin embargo, como estas horas ya se encuentran valoradas en pesos la valoración de las primeras en unidades monetarias es directa.

¹⁹ Ese valor h corresponde a la relación entre el número de horas propuesto al entrevistado en la segunda alternativa frente al propuesto en la primera.

²⁰ La comparación entre la primera y tercera alternativa permite la valoración de los costos de interrupción para periodos de vacaciones o normales de ventas; y la comparación entre la primera y cuarta la de cortes no anunciados.

El mismo ejercicio descrito anteriormente, pero realizado entre el primer escenario y el tercero y entre el primero y el cuarto, naturalmente permite la valoración de los costos de interrupción para periodos de vacaciones y para situaciones de cortes no anunciados.

1.5.4 Tratamiento a usuarios residenciales de estratos altos

Dado que la proporción de la demanda de los estratos 5 y 6 es pequeña en relación a los demás sectores de consumo y que incluir una muestra grande sería poco costo-efectivo²¹, se decidió dar un tratamiento de estudio de caso a este sector de consumo.

Lo observado en los estratos 5 y 6 es que se perciben diferencias según las regiones de manera similar a la que muestra el estrato cuatro en la encuesta. Adicionalmente es necesario tener en cuenta que estos estratos pagan frente al costo unitario (CU) una contribución del 20%, la cual está destinada a subsidiar consumos de los sectores de menores ingresos.

En lo que se pudo observar de las entrevistas, algunos de los conjuntos residenciales, especialmente en Bogotá disponen de plantas de emergencia que pueden asumir todo el consumo. Otros disponen de suplencia pero sólo para los servicios de alumbrado y bombeo de agua. De otra parte en la Costa Caribe en el caso los usuarios de estrato 6 es menos común la presencia de plantas de emergencia aunque se considera que el servicio recibido no es de buena calidad. En Santander los entrevistados consideran que el servicio es costoso.

Así las cosas se considera adecuado usar un equivalente al costo de interrupción por hora del estrato 4 incrementando por un factor del 20% (equivalente a la contribución). El sentido de esta expresión es, como se indicó, que hay sub grupos de este estrato que pueden sustituir a costo de diésel todo su servicio y hay subgrupos que tienen un impacto que incluye la contribución que dejan de aportarle a la sociedad, la cual tiene un efecto de cantidades y un efecto de precios. Racionar a los estratos altos afecta a la sociedad de una forma un poco diferente a los otros estratos, porque desbalancea el fondo de solidaridad y limita el acceso de los estratos bajos al servicio.

No se asume la relación de ingresos, entre estratos como un factor de proporcionalidad entre el estrato 6 y los usuarios de estrato 4, porque el impacto de una limitación de suministro está acotada a los niveles de consumo.

²¹ La contribución al ahorro energético es menor y el nivel de pérdidas por rechazo a la aplicación de encuestas es muy alto. Los recursos presupuestados para encuestas resultan entonces mejor utilizados si se fortalecen los niveles de precisión de los sectores de consumo más grandes.

1.6 ANÁLISIS DE EFECTIVIDAD

La efectividad de una medida de racionamiento, entendida como su efecto real en la reducción del uso energético, depende del nivel de desplazamiento de los consumos de los usuarios de electricidad y gas natural, que se pueden dar en un escenario de racionamiento.

En el caso de los hogares, de acuerdo con el día, la franja y con la duración del racionamiento, el instrumento de encuesta permite identificar si los hogares llevarían a cabo la actividad antes o después de dicho racionamiento. Para esto, se estima el consumo total de energía eléctrica en la franja a partir de la potencia y de la duración promedio de uso de los equipos en dicha franja. Del mismo modo, se puede estimar el consumo en aquellos usos que serían desplazados ante un racionamiento. Como resultado, la relación entre el consumo desplazado y el consumo total de la franja corresponde a la efectividad del racionamiento.

Por su parte, la efectividad de racionamiento eléctrico en las empresas se define a partir del número de turnos en los cuales se desarrolla la actividad económica y de la potencia de los equipos de respaldo con que cuentan. Bajo este esquema, se asume que aquellas empresas que cuentan con tres turnos diarios tendrían muy poca posibilidad de desplazar el consumo más allá de cierto número de actividades como pueden ser las administrativas. El equipo consultor considera adecuado estimar que este tipo de actividades corresponde apenas a alrededor del 10% del consumo total.

En las empresas que cuentan con menos de tres turnos y que no cuentan con equipos de respaldo, se calcula el porcentaje de reducción de la producción debido a un corte de una hora en el servicio de energía eléctrica. Así las cosas, el porcentaje de reducción en el consumo de energía corresponderá a una proporción de la reducción en la producción. Este porcentaje se calcula como la proporción de empresas que reportan un aumento de costos debido al racionamiento²². En ese orden de ideas, la reducción total del consumo en el franja es el resultado del producto entre la reducción del consumo en una hora de racionamiento y el número de horas de la franja.

En las empresas con dos turnos o menos y que cuentan con equipos de respaldo la efectividad de racionamiento se reduce en la medida de la capacidad de los equipos de respaldo para suplir la demanda de energía. Si la capacidad de los equipo logra suplir todas las necesidades de la empresa la efectividad del racionamiento es de 100%, porque puede

²² El supuesto es que el aumento de los costos se debe al uso de factores de producción (mayores costos laborales) en aquellas franjas en las que habitualmente el hogar no desarrolla actividades productivas.

desarrollar sus actividades productivas de manera normal sin desplazar consumos ni obtener energía de la red.

Finalmente, en todos los casos la efectividad del racionamiento de gas natural es de 100%. Esto se debe a que los cortes del servicio de gas natural son más prolongados que en el caso de energía eléctrica razón por la cual los desplazamientos del consumo son menos probables.

1.7 METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE CURVAS DE CARGA

Para calcular el costo agregado de un racionamiento a partir de los costos de interrupción de sectores de consumo particulares, es necesario conocer la cantidad de energía que podría ser ahorrada, al realizar un corte programado en cada escenario (tipo de día y franja²³) posible. La energía ahorrada corresponde a la energía disponible en la franja de tiempo afectada por la proporción del tiempo de la franja, en que el suministro es interrumpido. Por esta razón, un insumo importante del análisis son las curvas de carga, las cuales caracterizan cuál es la proporción de la demanda del energético que es consumida en cada franja considerada.

A continuación se describe la metodología general para la estimación de las curvas de carga de electricidad y gas usadas para este estudio.

1.7.1 Electricidad Residencial

Antes de detallar la forma como fueron conformadas las curvas de carga, vale la pena sintetizar la información que se obtuvo de las encuestas en los hogares colombianos para recordar algunas de las características identificadas.

El instrumento de encuesta fue diseñado de tal forma que a cada usuario residencial se le preguntaban los usos que le daba a la electricidad en una franja de tiempo específica, que por lo general cubría 4 de las horas del día. Estas franjas se definieron como:

- F1: de 10 am a 2 pm
- F3: de 2 pm a 6 pm
- F5: de 6pm a 10 pm
- F2: de 10 pm a 6 am
- F4: de 6 am a 10 am

²³ Horas en el caso eléctrico y días en el caso del gas natural

Al aplicar el instrumento de encuestas, el usuario contestaba si usaba en esa franja de tiempo la electricidad para doce usos específicos, más uno genérico, que correspondieron a los que se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro 1.8 - Tipos de usos de la energía eléctrica en hogares

USOS GENÉRICOS DE LA ELECTRICIDAD EN HOGARES
Cocinar
Lavar ropa
Ver TV
Secar ropa
Escuchar música
Usar computador
Calentar agua bañarse
Consolas
Planchar
Aire acondicionado
Ventilador
Conservar alimentos
Iluminación
Otra

Fuente: Econometría con base en resultados de la encuesta a hogares

Paralelamente, en el instrumento se indagaban variables complementarias relevantes para la construcción de curvas de carga como lo eran el consumo de energía eléctrica mensual en kWh-mes (tomado directamente de la factura), el estrato, el piso térmico (derivado de la muestra de municipios) y la región del país, entre otros.

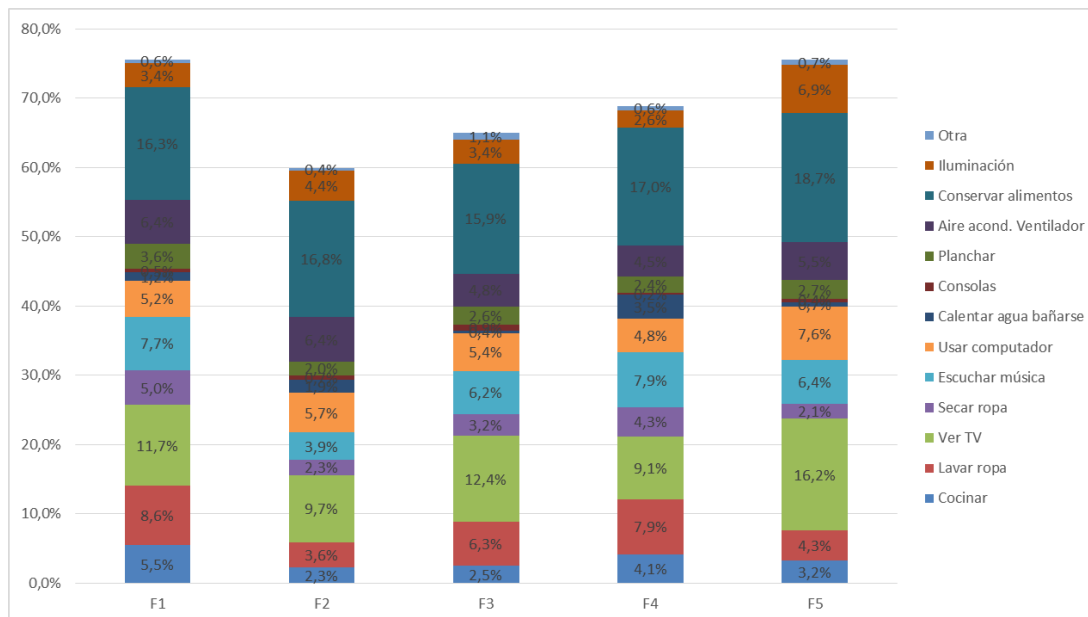
Cada usuario encuestado representaba un grupo de usuarios similares del universo de usuarios residenciales, lo que permitía expandir los hallazgos de la muestra y extenderlos a la población total. Para el caso de los análisis por piso térmico, se verificó que el tamaño de muestra resultante por cada piso térmico fuera suficiente para garantizar los niveles de precisión utilizados para las particiones de muestra con las que se llevó a cabo el diseño muestral. Se encontró entonces que los indicadores calculados a nivel de piso térmico como un todo garantizan dichos niveles de precisión, pero desagregaciones mayores conllevan un incremento en la variabilidad del error.

A partir de los resultados de la encuesta a cada usuario de la muestra, se logró formar una matriz donde cada fila contenía los usos reportados de la electricidad, por cada grupo de usuarios del universo, en la franja horaria que le correspondió contestar (columnas), así como los datos de estrato, piso térmico y región, entre otros.

Gráficamente se podría representar esta matriz como se muestra en la figura siguiente, en donde cada columna apilada representa el porcentaje de hogares con respecto del total

que activan cada uno de los trece usos en cada franja de tiempo, definiendo así una variable de *frecuencia* de uso.

Figura 1.4 - Participación y frecuencia de los usos de la electricidad en las franjas del día



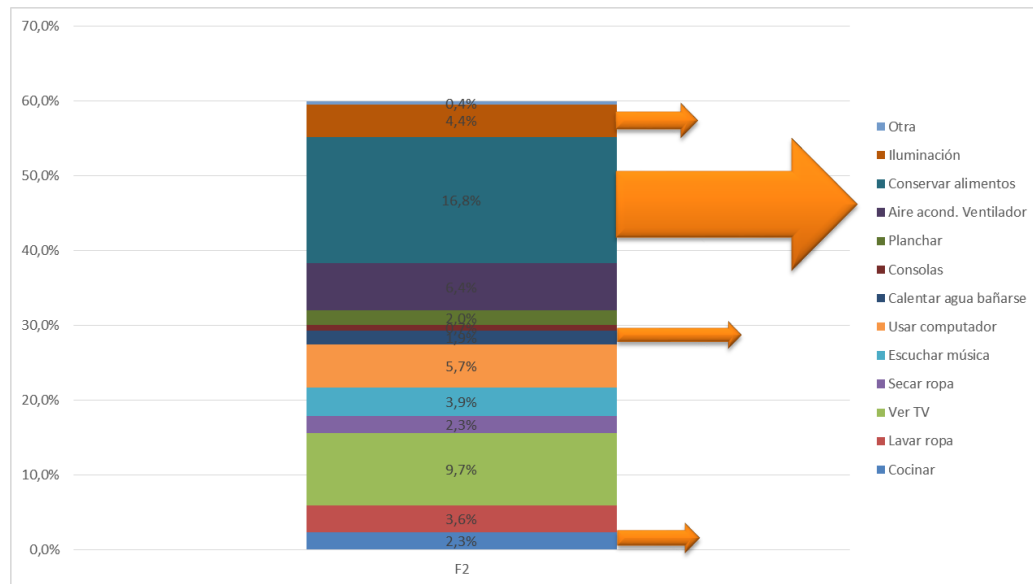
Fuente: Econometría con base en resultados de la encuesta a hogares. Nota las franjas no se encuentran en orden temporal sino alfabético.

De la figura anterior se destaca la importancia (representada en términos de *frecuencia*) que tienen las funciones de: Conservación de alimentos, entretenimiento (ver TV), el lavado de ropa y el uso de computador, las cuales son las más repetitivas en los hogares. Vale la pena resaltar que la altura de cada columna refleja que no todos los usuarios activan sus usos en todas las franjas, como es natural, hallándose por ejemplo para el total nacional, que el uso de la electricidad se intensifica (aumenta en frecuencia) en las franjas 1 y 5 que cubren el horario entre 10 am y 2 pm, y entre las 6 pm y las 10 pm, respectivamente.

Una vez se cuenta con la cantidad de usuarios que activan los diferentes usos en las franjas horarias (*frecuencia*), hace falta estimar la energía que aportan dichos consumos y su duración dentro de la franja.. Para ello se usaron estudios anteriores disponibles en la UPME, más análisis derivados de la experiencia del consultor para determinar el aporte de intensidad energética que cada uso representa en la curva de carga y los tiempos medios de utilización para cada uso.

Al contar con estas dos informaciones fundamentales, se construyó el consumo bidimensional (energía-tiempo) expandiendo los usos (en frecuencia) por la intensidad horaria, tal y como se ejemplifica para la franja 2 a continuación:

Figura 1.5 - Ejemplo del efecto de la intensidad del uso y de la duración del mismo en hogares



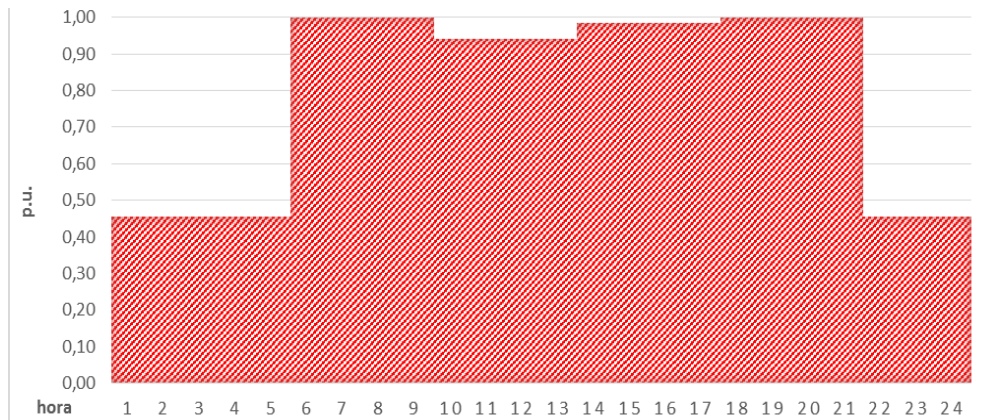
Fuente: Econometría con base en resultados de la encuesta a hogares

De esta forma, de la información de intensidades y tiempos de consumo de energía se identifica que las mayores contribuciones de energía consumida en los hogares del país son debidas a cuatro usos que en orden son: Conservación de alimentos, calentamiento de agua, cocción e iluminación.

Entonces, al combinar los efectos de frecuencia (a partir de la matriz de frecuencias de uso) y energía consumida (a partir de las intensidades y duración), se construyeron las curvas de carga típicas para el sector residencial por franja horaria.

Luego, las curvas se escalan para asegurar su consistencia con los consumos medios de energía de los clientes a partir de los datos recolectados en las encuestas y se transforman a su valor por unidad (p.u.) Como muestra de ello se presenta en la Figura 1.6 la curva de carga de energía residencial *por unidad* y por franja horaria para el país. En esta forma de representación a la franja con el pico más alto de consumo se le asigna un valor de 1.0 y a las demás franjas se les asigna la proporción de su consumo frente al consumo en el pico.

Figura 1.6 - Curva de carga de energía eléctrica por franja horaria sector residencial nacional



Fuente: Econometría con base en resultados de la encuesta a hogares

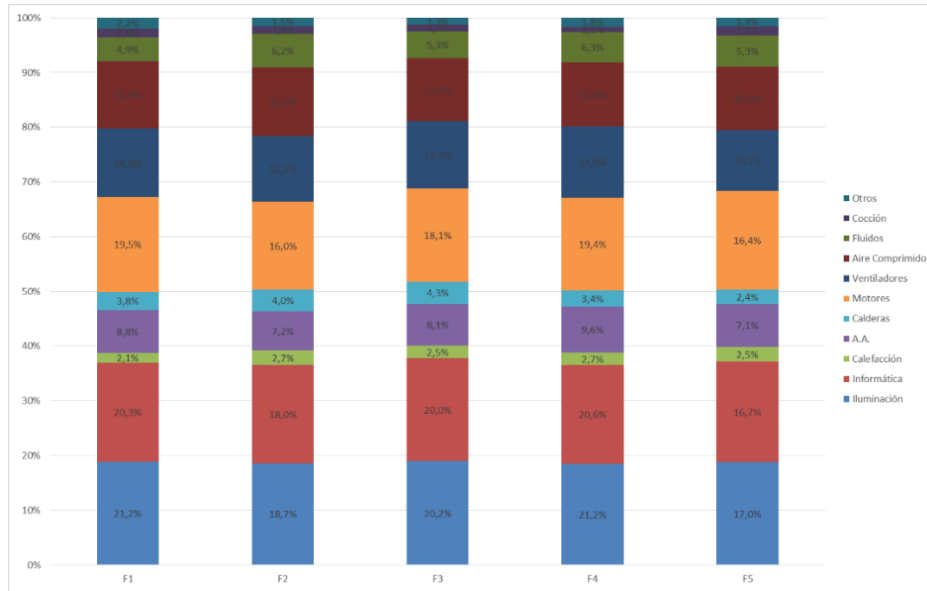
Finalmente, esta misma metodología se aplica a las diferentes formas de segmentación de los clientes residenciales para obtener curvas de carga por piso térmico, por estrato y por región. Las curvas asociadas con estas clasificaciones se pueden encontrar en el Anexo 4.

1.7.2 Electricidad No Residencial

Para los sectores no residenciales, la metodología de estimación de las curvas de carga de energía por franjas se basó en factores de carga, carga mínima con respecto a la máxima y turnos de trabajo según el tamaño de la industria o el comercio. Para estos sectores no es posible determinar o construir las curvas a través de la metodología de *frecuencia y duración* ya que los tamaños de la carga en cada uso varían sensiblemente con respecto al tamaño de la industria o comercio, la actividad económica, y las especificidades de los procesos que ejecutan. Sin embargo, es muy importante conocer la frecuencia de los usos en la muestra seleccionada a nivel industrial y comercial para conocer cómo se usa en estos sectores la energía eléctrica. Así, en las siguientes figuras se encuentran las frecuencias de uso de las diferentes aplicaciones de la electricidad para los sectores industrial y comercial, respectivamente, en cada una de las franjas horarias a nivel país.

En cuanto al sector industrial, se encuentra evidencia de una mayor utilización de la iluminación, los equipos informáticos y los motores, mientras que usos para cocción, calderas y calefacción son los de menor participación en cuanto a frecuencia de su uso en el sector industrial.

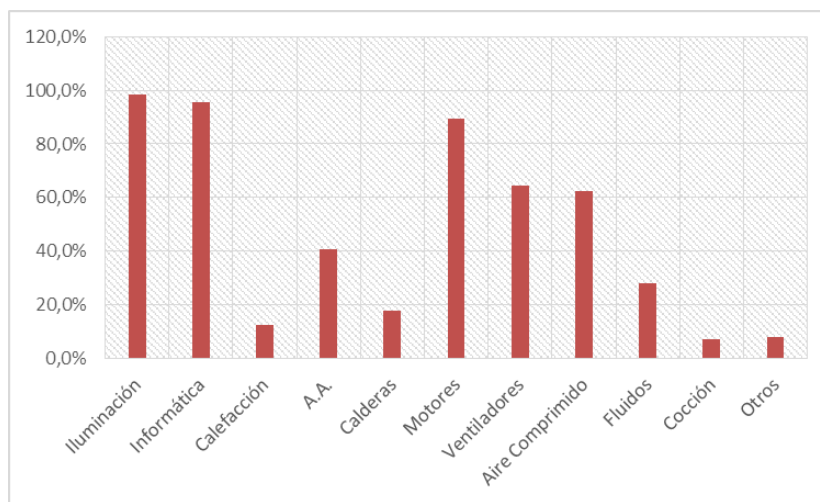
Figura 1.7 - Frecuencia de los usos de la electricidad por franja horaria en la muestra Industrial



Fuente: Econometría con base en resultados de la encuesta a empresas industriales Nota: las franjas no están ordenadas temporal sino alfabéticamente.

Se puede observar que la distribución de los tipos de proceso no varía sensiblemente de una franja a otra. Una visualización completa de la presencia de cada uno de los usos típicos identificados para el sector industrial se muestra a continuación.

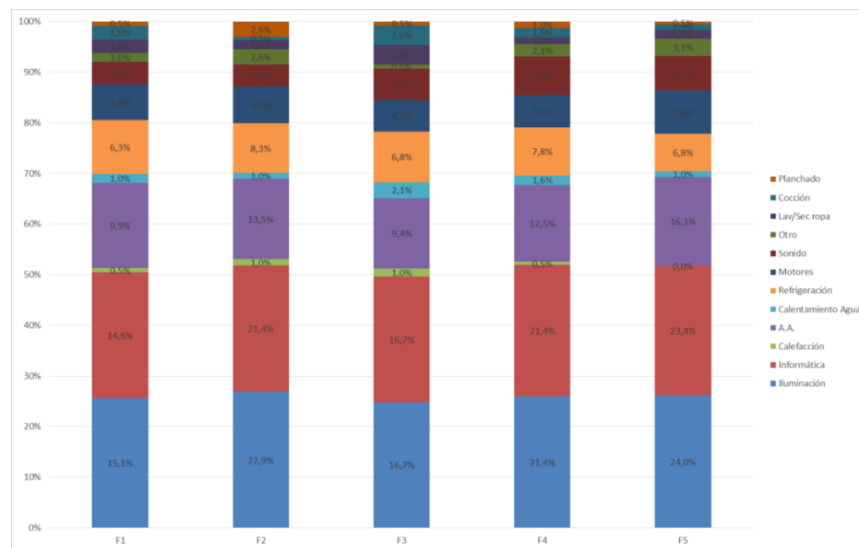
Figura 1.8 - Presencia de los diferentes usos de la electricidad en el sector industrial (muestra)



Fuente: Econometría con base en resultados de la encuesta a empresas industriales

Para el sector comercial, los usos predominantes en cuanto a su recurrencia por franja horaria son la Iluminación y el uso de equipos informáticos, cuya participación es equivalente en veces, seguido por el uso de aire acondicionado. El uso del que menos recurrencia se reportó fue el de calefacción.

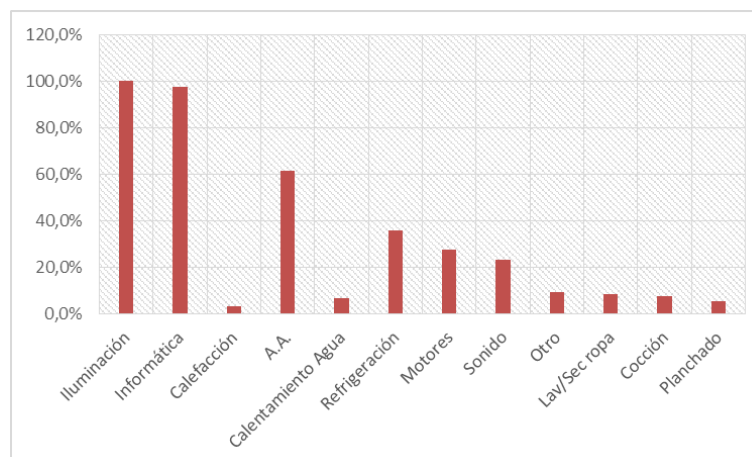
Figura 1.9 - Frecuencia de los usos de la electricidad por franja horaria en la muestra Comercial



Fuente: Econometría con base en resultados de la encuesta a empresas comerciales y de servicios

Una visualización completa de la presencia de cada uno de los usos típicos identificados para el sector comercial se muestra a continuación.

Figura 1.10 - Presencia de los diferentes usos de la electricidad en el sector comercial (muestra)



Fuente: Econometría con base en resultados de la encuesta a empresas comerciales y de servicios

A partir de estudios previos disponibles en la UPME, combinados con la experiencia del consultor, se determinaron patrones de bloques de energía en cada una de las cinco franjas temporales de carga usando factores de carga típicos y niveles de demanda como función de la cantidad de turnos laborales que son capaces de producir diferentes niveles de demanda con respecto a la máxima que se considera igual a 1 en p.u. Las curvas asociadas con este estudio se pueden encontrar en el Anexo 4.

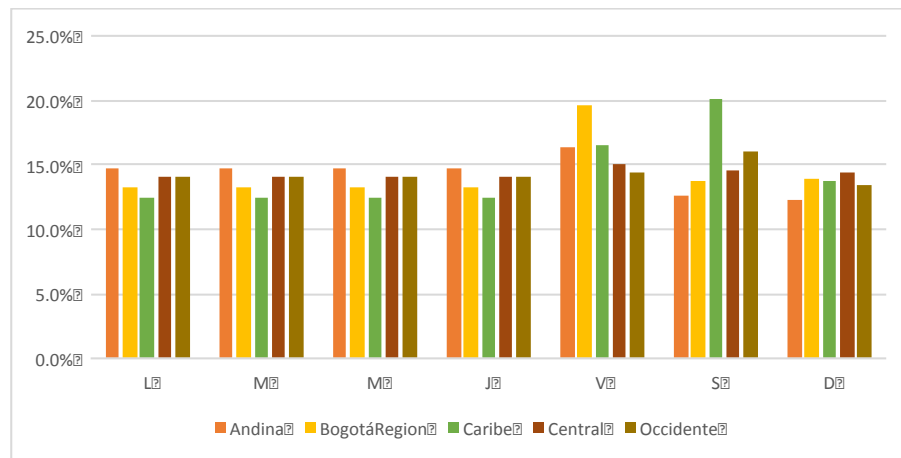
1.7.3 Gas Natural Residencial

Al igual que en electricidad, en el caso del gas natural, para el sector residencial se indagó a los encuestados acerca de los consumos, determinando la cantidad de hogares abastecidos, en cuáles de ellos se desarrollan actividades productivas desde el hogar y los principales usos de este energético, así como las consecuencias y acciones frente a un escenario de racionamiento.

Para los estratos 5 y 6 se realizaron entrevistas para identificar los patrones de consumo y posibles diferencias frente a estrato 4. Es de anotar que en el desarrollo de la encuesta, se encontraron algunos usuarios que eran estrato 4 en energía eléctrica, y estaban clasificados como estrato 5 en la factura de gas.

Como resultado de la encuesta se tiene la serie de usos (cocinar, secado de ropa, ducha, otros) para los días de la semana: lunes a jueves, viernes, sábado y domingo. A partir de esta información y con base en los estudios *Determinación del consumo final de energía en los sectores residencial urbano y comercial* (UPME, 2006) y *Determinación de consumo para equipos domésticos de energía eléctrica y gas*, (UPME, 2006), en donde se caracterizaron los usos del gas por región por consumo específico, se pudo establecer la curva de carga de gas natural para el sector residencial diferenciando por tipo de día, estrato socioeconómico, región y piso térmico. En este caso, atendiendo lo acostumbrado en los análisis de este energético, las curvas de carga se presentan como proporción del consumo semanal, a diferencia de las de electricidad que se referencian a una franja pico. Como ejemplo se presenta la curva por región y en el anexo se encuentran los datos y gráficas de las otras combinaciones mencionadas.

Figura 1.11 - Curvas de carga residencial por Región



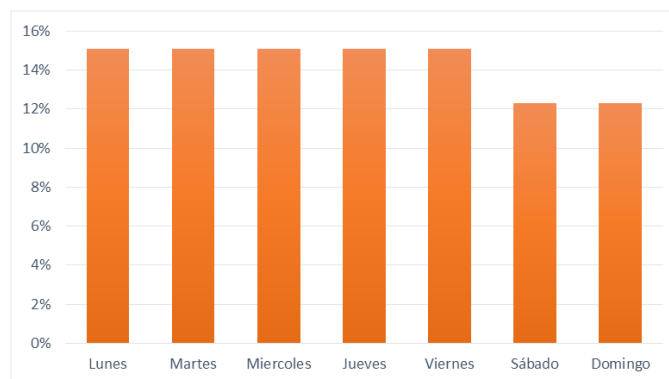
Fuente: Econometría con base en UPME 2006

1.7.4 Gas Natural No Residencial

Para el análisis de las curvas de carga de gas natural no residencial se clasificaron las empresas en dos grupos: i) industriales, ii) comerciales y de servicios. Esto teniendo en cuenta que la muestra de empresas que usan gas natural es menor que la muestra total de usuarias de electricidad. En el caso industrial, es posible desagregar regionalmente manteniendo niveles aceptables de precisión muestral, mientras que en el caso comercial y de servicios, el análisis se hace a nivel agregado nacional.

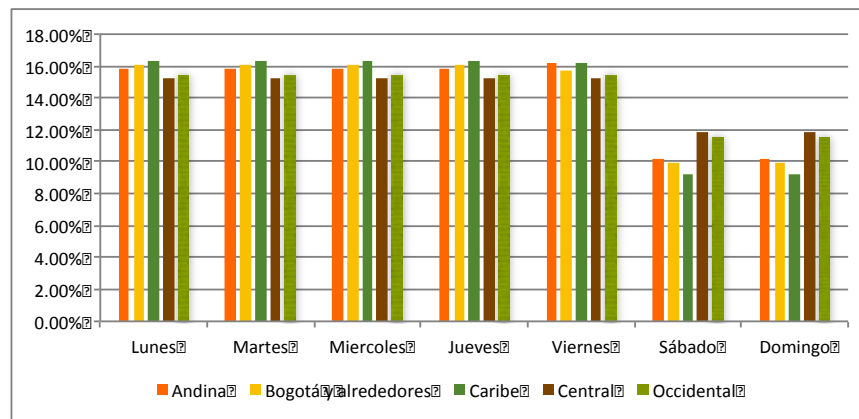
En la encuesta no residencial se investigó el número de horas laboradas para los días de lunes a jueves, viernes, sábado y domingo de cada sector. A partir de la distribución de horas laboradas con respecto al total de la semana, se obtuvo la participación del consumo diario del gas natural para cada día de la semana, lo que representa la curva de carga.

Figura 1.12 - Curva de carga comercial/servicios



Fuente: Econometría con base en UPME 2006

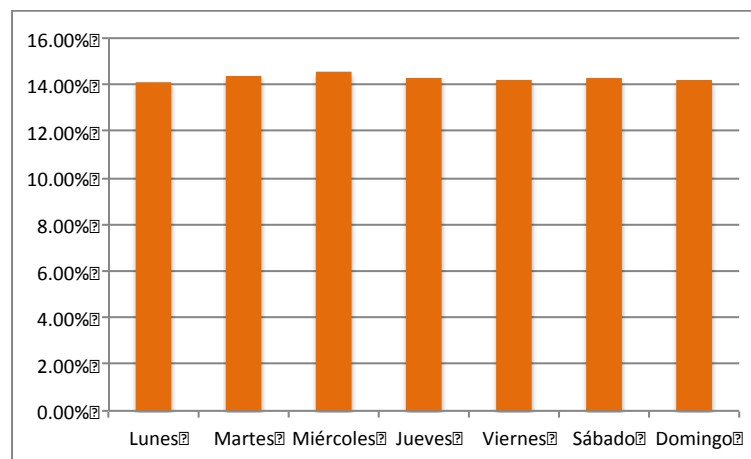
Figura 1.13 - Curvas de carga industrial por Región



Fuente: Econometría con base en UPME 2006

Para el caso específico de las termoeléctricas a gas natural se tomó en consideración la generación día a día de octubre, con sus consumos de gas natural y se calculó el promedio de generación por tipo de día de lunes a domingo, obteniendo así la participación por tipo de día de la semana.

Figura 1.14 - Curva de carga Termoeléctricas a Gas natural



Fuente: Econometría con base en UPME 2006

1.8 CASOS ESPECIALES DE ESTUDIO

Como se ha mencionado, además de las encuestas residenciales y no residenciales aplicadas a muestras representativas, seleccionadas aleatoriamente, se escogió una muestra discrecional de usuarios especiales de electricidad y gas natural, para estudiar en mayor profundidad su situación específica y determinar si se encontraban representados en la

muestra general. En los casos de estudio mencionados se aplicó una entrevista semiestructurada con los siguientes temas de discusión:

- Tipo de Energético
- Nombre del Usuario Institucional
- Informante(s) - Cargos
- Sector de Consumo
- Descripción de la Actividad
- Usos principales del energético
- Esquema de suministro
- Percepción de calidad del suministro
- Consecuencias de una interrupción no prevista
- Percepción o estimación del costo de las consecuencias de la interrupción
- Medidas de Respaldo o sustitución disponibles
- Suficiencia de las medidas de respaldo
- Costo de inversión y operación de las medidas de respaldo
- Estacionalidades y periodos de uso intensivo del energético
- Estimación del costo de racionamiento

Luego con cada informante se procedió a diligenciar la misma encuesta de la muestra amplia o a solicitar la información para su diligenciamiento.

La estimación del costo de interrupción se llevó a cabo en los diferentes casos por existencia de plantas de respaldo, estimación de la pérdida de producción, o por valoración económica de las externalidades. Salvo por contados casos, en general los costos de interrupción enfrentados por estos usuarios mostraron un nivel de costo de interrupción similar, en términos de los intervalos de confianza establecidos, a los del resto del sector de consumo general al que pertenecían, por lo cual a la mayoría de ellos se decidió considerarlos representados dentro de la muestra aleatoria encuestada.

1.9 CURVA DE COSTOS DE RACIONAMIENTO

El valor económico que la sociedad le otorga a la energía no servida durante el racionamiento, depende directamente de la forma en que dicho racionamiento se realice. Se ha demostrado que racionamientos definidos de manera aleatoria pueden ser hasta un 60% más costosos para la sociedad en su conjunto que racionamientos realizados con criterios de optimización (Nooij, 2012) (Wensel & Woolf, 2014).

Así pues el indicador de costo de racionamiento que puede servir como referencia para valorar la energía en situaciones de insuficiencia de oferta, debe calcularse bajo el supuesto de la existencia de racionamientos eficientes, es decir, realizados de manera que se minimice el costo total para la sociedad como un todo. Dado un déficit entre la oferta y la demanda, que se traduce en un nivel de ahorro energético requerido, se espera que los cortes se realicen en el momento en que los usuarios enfrentan los menores costos relativos en proporción a la energía que consumen. Para ello no solo es necesario tener en cuenta los costos de interrupción de cada tipo de consumidor en cada posible escenario de racionamiento sino que se deben considerar los efectos macroeconómicos generados por los vínculos intersectoriales²⁴.

La curva de costos mínimos de racionamiento es una función que asigna un costo por unidad del energético (\$/kWh o \$/m³ de GN) para diferentes porcentajes de racionamiento.

Para el cálculo de la curva de costos de racionamiento no sólo es recomendable contar con un modelo de optimización, sino que Colombia ha sido pionera en Latinoamérica en el uso de este tipo de enfoques. (Econometria Ltda, 1997), elaboró un modelo de optimización que derivó en una curva de costos mínimos de racionamiento de electricidad a partir de la información recolectada por (Universidad de Antioquia; Universidad Nacional, 1997) y años más tarde (Unión Temporal Itansuca Ltda- Sinergia Ltda, 2004) actualizó el ejercicio y lo replicó para el caso del gas natural. Este tipo de modelos usa métodos de programación lineal para definir a quienes se debe cortar el suministro y en qué momentos, para cada nivel de racionamiento deseado, teniendo en cuenta tanto los costos de interrupción para cada escenario posible como el consumo típico del energético en dicho escenario, las posibilidades de desplazamiento del consumo y las pérdidas.

A continuación se describe la metodología para realizar el ajuste macroeconómico por vínculos intersectoriales y luego se presenta la especificación del modelo de optimización

1.9.1 Efecto Macroeconómico

Antes de realizar la optimización es necesario hacer ajustes los costos de racionamiento del sector productivo para incorporar los efectos sobre los demás sectores de una reducción en el valor agregado de los sectores racionados. Este efecto se presenta por que en racionamientos programados, la producción que no se puede desplazar, no demanda tampoco insumos productivos de otros sectores y por lo tanto la demanda de dichos sectores se ve reducida.

²⁴ Se refiere a considerar, en el caso no residencial, además de las pérdidas de valor agregado del sector interrumpido, los efectos sobre los sectores que suministran insumos y que ven reducida su demanda.

Las cuentas nacionales contemplan una matriz de transacciones intersectoriales \mathbf{X} en donde el elemento x_{hj} representa las compras que el sector j hace al sector h para desarrollar su proceso productivo el total de las ventas intermedias del sector h hacia los demás sectores se definen como $VI_h = \sum_j x_{hj}$ y el total de las compras intermedias que realiza el sector j provenientes de todos los otros sectores h se calculan como $CI_j = \sum_h x_{hj}$.

El valor bruto de la producción de cualquier sector se define como el total de las compras intermedias (CI_j) más el Valor Agregado del sector (VA_j)

$$VBP_j = CI_j + VA_j$$

Leontief define unos coeficientes técnicos que representan la proporción de cada insumo comprado sobre el total de la producción ($a_{hj} = \frac{x_{ij}}{VBP_h}$) y a partir de ellos calcula una matriz inversa $(\mathbf{I}-\mathbf{A})^{-1}$ que permite estimar el efecto directo e indirecto de cambios en la demanda final de un sector sobre la producción de los demás sectores (Leontief, 1986). Un ejercicio análogo se puede hacer desde el punto de vista de la oferta para calcular el efecto de cambios en el valor agregado sectorial sobre la producción de los demás sectores.

Los coeficientes forman una matriz \mathbf{A} que al transponerla y postmultiplicarla por la demanda total permite calcular el vector de compras intermedias $\mathbf{CI} = \mathbf{VBP} * \mathbf{A}^t$. Así el valor bruto de la producción, que a su vez es igual a la demanda total por el balance de las cuentas nacionales se describía como

$$\mathbf{VBP} = \mathbf{CI} + \mathbf{VA}$$

$$\mathbf{VBP} = \mathbf{VBP} * \mathbf{A}^t + \mathbf{VA}$$

$$\mathbf{VBP} * [\mathbf{I} - \mathbf{A}^t] = \mathbf{VA}$$

$$\mathbf{VBP} = \mathbf{VA} * [\mathbf{I} - \mathbf{A}^t]^{-1}$$

La suma de los valores en cada fila de la matriz inversa de los coeficientes técnicos horizontales \mathbf{A}^t representa entonces el factor multiplicador de efectos directos e indirectos sobre la producción de una variación en el valor agregado de cada sector. Este valor se debe multiplicar por el costo de racionamiento del sector para aproximarse al costo unitario de racionamiento ajustado macroeconómicamente.

1.9.2 Modelo de optimización

Las principales variables que se tienen en cuenta en el modelo son:

CU_{ik} Costo unitario de interrupción (\$/kWh) para el tipo de usuario k (sector de consumo y región) en el escenario i (tipo de día y franja horaria²⁵)

ED_{ik} Energía disponible en el escenario i para el tipo de usuario k . Corresponde a la energía ahorrada por un solo corte completo en el escenario i del tipo de usuario k . En electricidad corresponde a kWh y en el caso de gas se mide en m³. Es la energía que se dejaría de generar si se lleva a cabo la interrupción en ese escenario. Se calcula como proporción de la energía total del sistema (E_{tot}) en una semana aplicando la participación (ρ_{ik}) en la demanda, del escenario i del tipo de usuario k

$$ED_{ik} = \rho_{ik} * E_{tot}$$

τ_{ik} Número de horas máximas que se puede racionar en un determinado escenario, es un valor dado que depende de la definición del escenario-En electricidad, tiene en cuenta el tamaño de la franja de tiempo considerada y si corresponde a uno o varios días de la semana. En el caso de gas natural está dado en días.

ε_{ik} Energía promedio disponible por unidad de tiempo. Se calcula como $\varepsilon_{ik} = \frac{ED_{ik}}{\tau_{ik}}$

T_{ik} Tiempo del corte en el escenario i para el tipo de usuario k . Es la variable que expresa el tiempo en horas durante la semana, en que se lleva a cabo el racionamiento con interrupciones como las del escenario (i) para el tipo de usuario k . Es la variable de optimización que se debe determinar para obtener el racionamiento óptimo.

T_{mx} Corresponde al número máximo de horas que se permitirá racionar a un mismo usuario durante la semana, se plantea en proporción al tamaño del racionamiento de manera que en racionamientos pequeños ese límite sea pequeño y en racionamientos mayores se permita un límite más alto. En niveles muy altos de racionamiento, sin embargo, esta política podría generar que no exista espacio factible para realizar la optimización por lo cual es necesario liberar la restricción para lograr alcanzar los niveles de ahorro energético deseados. Así pues, se usa como límite superior la expresión $T_{mx} = rd * 168$ es decir que la restricción tiene

²⁵ En el caso de electricidad pues en gas los escenarios son de un día entero

una relación logística con el porcentaje de racionamiento deseado que lleva asintóticamente a 168 semanales para niveles altos de racionamiento.

ϕ_k Efectividad del racionamiento para el tipo de usuario k . Se calcula como la proporción de la demanda que no se desplaza, de acuerdo con las respuestas dadas a la encuesta. Como los escenarios de la encuesta hacían referencia a cortes de 1,2 y 4 horas, se estableció un incremento proporcional de la efectividad a medida que se permiten un mayor número de horas para racionar durante la semana, hasta llegar a un 100% de efectividad.

ER_{ik} Energía Racionada en el escenario i para el tipo de usuario k . Contabiliza la cantidad de energía que se ahorra en ese escenario para ese usuario. Está determinada por energía que puede ser ahorrada como máximo en una hora y las horas de racionamiento aplicadas al escenario. Esto multiplicado por la efectividad del racionamiento para dicho usuario

$$ER_{ik} = \phi_k * ED_{ik} * \frac{T_{ik}}{\tau_{ik}}$$

En términos de la energía promedio disponible por unidad de tiempo, La expresión se puede escribir como

$$ER_{ik} = \phi_k * \varepsilon_{ik} * T_{ik}$$

Y en términos de la participación (ρ_{ik}) en la demanda se puede escribir como

$$ER_{ik} = \phi_k * \rho_{ik} * E_{tot} * \frac{T_{ik}}{\tau_{ik}}$$

rd Porcentaje de racionamiento deseado. Corresponde al total de la energía que se busca ahorrar con el correspondiente racionamiento.

ra_{ik} Contribución al porcentaje de racionamiento alcanzado. Corresponde a la totalidad de la energía racionada en el escenario i para el tipo usuario k , como proporción de la energía total disponible.

$$ra_{ik} = \frac{ER_{ik}}{E_{tot}} = \phi_k * \rho_{ik} * \frac{T_{ik}}{\tau_{ik}}$$

CT_{ik} Costo total del corte en el escenario i para el tipo de usuario k . Es el resultado de evaluar durante la semana el costo de la energía racionada a los costos unitarios de

interrupción de cada escenario de cada tipo de usuario, teniendo en cuenta el tiempo racionado durante el escenario.

$$CT_{ik} = ER_{ik} * CU_{ik} = \phi_k * (\varepsilon_{ik} * CU_{ik}) * T_{ik}$$

El término entre paréntesis representa el costo de una interrupción de una hora durante el escenario i para el tipo de usuario k .

Así pues el problema de optimización se plantea de la siguiente forma:

La función objetivo del programa de optimización es la minimización de los costos totales de racionamiento asignables al esquema de interrupciones programadas.

$$\text{Min} \sum_{ik} CT_{ik} = \sum_{ik} (\phi_k * \varepsilon_{ik} * CU_{ik}) * T_{ik}$$

La variable de control en este caso es el tiempo de racionamiento, mientras que la efectividad, la energía disponible por hora y los costos unitarios entran en el problema como parámetros fijos.

La minimización de la función de costos está sujeta a las siguientes restricciones:

- El porcentaje de racionamiento alcanzado (ra) es igual al porcentaje de racionamiento deseado (rd). Como el racionamiento alcanzado depende de la energía disponible en el escenarios, la proporción del tiempo que se raciona durante el escenario y la efectividad del corte, entonces el porcentaje de racionamiento alcanzado total es $ra = \sum_{ik} \left(\frac{ER_{ik}}{E_{tot}} \right) = \sum_{ik} \left(\frac{\phi_k * \rho_{ik} * E_{tot}}{E_{tot}} * \frac{T_{ik}}{\tau_{ik}} \right)$ de esta manera, la restricción que garantiza que se alcanza el racionamiento deseado es:

$$ra = \sum_{ik} \left(\phi_k * \frac{\rho_{ik}}{\tau_{ik}} \right) * T_{ik} = rd$$

- El número de horas de racionamiento en el escenario i para el tipo de usuario k no puede ser negativo.

$$T_{ik} \geq 0$$

- El número de horas de racionamiento en el escenario i para el tipo de usuario k no puede ser mayor que la cantidad de horas disponibles en el tipo de día y franja correspondientes al escenario

$T_{ik} \leq 32$	Para la franja de 10pm-6am de lunes a jueves
$T_{ik} \leq 8$	Para la franja de 10pm-6am los viernes, los sábados o los domingos
$T_{ik} \leq 16$	Para las demás franjas de lunes a jueves
$T_{ik} \leq 4$	Para las demás franjas los viernes, los sábados o los domingos

- Otra restricción consiste en garantizar que el racionamiento no excede un número de horas especificadas a la semana, para cada tipo de usuario. En este caso, como se ha explicado, se estableció un límite máximo de T_{mx} horas semanales de racionamiento en como función del porcentaje de racionamiento deseado.

$$\sum_{ijk} T_{ijk} < T_{mx}$$

La existencia de esta restricción es muy importante porque evita que cuando los racionamientos sean relativamente bajos, estos se concentren, de una manera muy fuerte y persistente, en los usuarios de menor disposición a pagar, lo cual a su vez tiende a subestimar el verdadero costo de racionamiento, pues dicho tipo de esquemas no sería políticamente sostenible.

Al correr el modelo variando los porcentajes de racionamiento deseado se obtiene finalmente la curva de costos mínimos de racionamiento.

Capítulo 2

COSTOS DE INTERRUPCIÓN DE ELECTRICIDAD

2.1 SECTOR RESIDENCIAL

2.1.1 Costos de interrupción de energía eléctrica para el sector residencial

La metodología para la estimación de los costos de interrupción se presentó en el numeral 1.5. A continuación se presentan los resultados de la aplicación de la misma para el sector residencial para el servicio de energía eléctrica.

En primera instancia, se estimó el modelo logit y a partir de este se realizó el cálculo de los costos de interrupción (disponibilidad de pago) para cada uno de los usuarios de la muestra y con base en ello se obtuvo la disponibilidad promedio nacional mediante la expansión de la muestra al universo. El resultado de este ejercicio, como se puede apreciar a continuación, lleva a que la disponibilidad de pago de los hogares para evitar un corte de una hora entre semana es de \$347.5 tal como se aprecia a continuación²⁶:

Cuadro 2.1- Cálculo de la disposición a pagar media por evitar una hora de interrupción en el suministro de electricidad del sector residencial – Salida en Stata®

```
svy: mean DP if extremos_EE==0
(running mean on estimation sample)

Survey: Mean estimation

Number of strata =      13      Number of obs   =      7852
Number of PSUs   =      40      Population size = 32108116
Design df        =           27

-----+-----
              |              Linearized
              |              Mean   Std. Err.   [95% Conf. Interval]
-----+-----+-----
              | DP | 347.4733   6.633408   333.8627   361.084
-----+-----
```

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

²⁶ Las estimaciones fueron realizadas con el paquete estadístico Stata 13.1, considerando las respuestas tanto a la primera pregunta de valoración contingente como a la contrapregunta.

El segundo paso de la estimación correspondió al cálculo de las disponibilidades de pago por tipo de usuario por hora de racionamiento. Esto se llevó a cabo mediante la expansión de la muestra por particiones de usuarios (estrato, región o rango horario). Con este ejercicio se encontró que:

- Por región del país, frente al promedio nacional los factores para las disponibilidades a pagar para evitar una hora de racionamiento, frente al promedio nacional son:
 - Andina 1,18
 - Bogotá 0,99
 - Caribe 0,68
 - Central 1,01
 - Occidental 1,14

- Por estrato son:
 - Estrato 1 0,99
 - Estrato 2 0,95
 - Estrato 3 1,14
 - Estrato 4 0,79

- Por rango horario eran:
 - De 10:00 pm a 6:00 am 0,40
 - De 6:00 am a 10:00 am 0,75
 - De 10:00 am a 2:00 pm 1,19
 - De 2:00 pm a 6:00 pm 0,89
 - De 6:00 pm a 10:00 am 1,76

Con base en lo anterior se llegó a los siguientes costos de interrupción por hora, según estrato, región y rango horario.

Cuadro 2.2 - Costos de interrupción para el sector residencial, por hora para el Estrato 1

GRUPOS	10 PM A 6 AM	6 AM A 10 AM	10 AM A 2 PM	2 PM A 6 PM	6 PM A 10 PM	SUMA
Andina	183,7	341,7	546,3	408,9	804,8	411,5
Bogotá	154,8	287,8	460,2	344,5	678,0	346,7
Caribe	105,6	196,4	314,0	235,0	462,5	236,5
Central	157,9	293,7	469,7	351,5	691,9	353,8
Occidental	178,0	331,0	529,2	396,1	779,6	398,6

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

Cuadro 2.3 - Costos de interrupción para el sector residencial, por hora para el Estrato 2

GRUPOS	10 PM A 6 AM	6 AM A 10 AM	10 AM A 2 PM	2 PM A 6 PM	6 PM A 10 PM	SUMA
Andina	176,4	328,1	524,6	392,6	772,7	395,1
Bogotá	148,6	276,4	441,9	330,8	651,0	332,9
Caribe	101,4	188,5	301,5	225,7	444,1	227,1
Central	151,6	282,0	451,0	337,5	664,3	339,7
Occidental	170,9	317,8	508,2	380,4	748,6	382,8

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

Cuadro 2.4 - Costos de interrupción para el sector residencial, por hora para el Estrato 3

GRUPOS	10 PM A 6 AM	6 AM A 10 AM	10 AM A 2 PM	2 PM A 6 PM	6 PM A 10 PM	SUMA
Andina	210,3	391,1	625,3	468,0	921,1	471,0
Bogotá	177,1	329,4	526,8	394,3	776,0	396,8
Caribe	120,8	224,7	359,4	269,0	529,4	270,7
Central	180,8	336,2	537,6	402,4	791,9	404,9
Occidental	203,7	378,8	605,8	453,4	892,3	456,3

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

Cuadro 2.5 - Costos de interrupción para el sector residencial, por hora para el Estrato 4

GRUPOS	10 PM A 6 AM	6 AM A 10 AM	10 AM A 2 PM	2 PM A 6 PM	6 PM A 10 PM	SUMA
Andina	146,9	273,2	436,8	326,9	643,4	329,0
Bogotá	123,7	230,1	367,9	275,4	542,0	277,2
Caribe	84,4	157,0	251,0	187,9	369,8	189,1
Central	126,3	234,8	375,5	281,0	553,1	282,8
Occidental	142,3	264,6	423,1	316,7	623,3	318,7

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

Para el análisis de estos resultados se modeló la disponibilidad a pagar, calculada para cada usuario entrevistado, en función de diferentes variables disponibles en la base de datos de la encuesta, encontrando que la disposición a pagar por evitar un corte de electricidad está influida por:

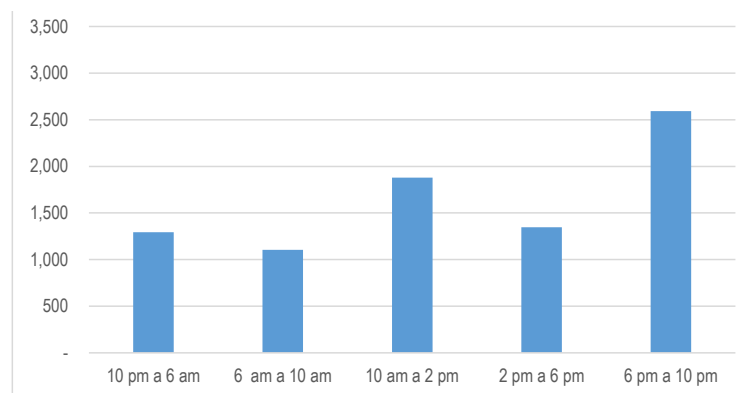
- El nivel de consumo del hogar. A mayor consumo crece la disponibilidad a pagar
- La posibilidad de desplazar el consumo.
- La presencia de equipos de respaldo reduce de manera importante la disponibilidad a pagar pero su incidencia es menor por el bajo porcentaje de hogares que cuentan con dichos equipos.
- La calidad del servicio

Al analizar la Disponibilidad a Pagar (DP) de los hogares para evitar un posible racionamiento de Energía Eléctrica diferenciando entre aquellos hogares que, de acuerdo a la encuesta, desplazan su consumo y aquellos que no, se observa que existe una diferencia significativa en dicha valoración en donde los hogares que no desplazan el consumo tienen una mayor Disponibilidad a Pagar. En promedio los hogares que manifestaron tener posibilidades de desplazar consumos (al menos en uno de los usos) mostraron una disposición a pagar un 25% menor que los que no indicaron intención de desplazar consumos en el escenario con racionamiento. Por otra parte cuando se analiza por estratos al interior de cada uno de estos grupos se encuentra que:

- Al interior del grupo de hogares que desplazan el consumo el estrato 1 tiene una menor disposición a pagar que los estratos 2,3, y 4, los cuales no muestran diferencias significativas entre sí.
- Al interior del grupo de hogares que no desplazan el consumo, el estrato 1 persiste en mostrar una disposición a pagar por hora que es mayor a los estratos 2,3 y 4. Este resultado cambia al tener en cuenta el nivel de consumo, como se verá más adelante.

Al dividir los resultados de disponibilidad a pagar por evitar una interrupción de una hora, por el consumo promedio para cada tipo de usuario residencial, se llega entonces al costo de interrupción por KWh. Los valores promedio por estratos, franja y región se presentan en las siguientes gráficas para el caso entre semana para el sector residencial.

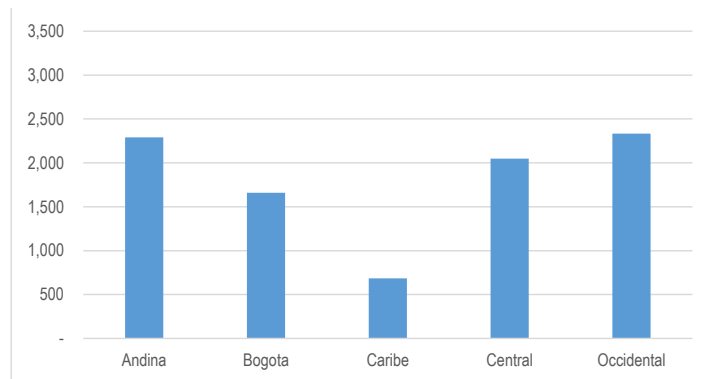
Figura 2.1 – Costo de interrupción residencial promedio (\$/kWh) por franja



Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por hora y consumos del SUI

La franja con mayor costo de interrupción es la de 6pm a 10pm y la de menor costo es la de 6am a 10am, lo cual coincide con los momentos de más alto consumo de acuerdo a las curvas de carga calculadas.

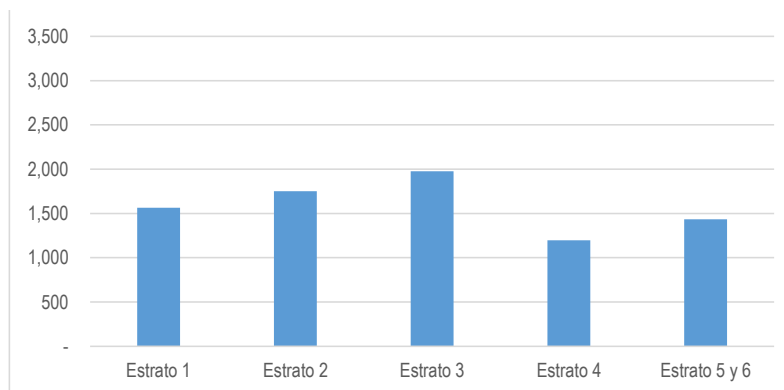
Figura 2.2 – Costo de interrupción residencial promedio (\$/kWh) por región



Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por hora y consumos del SUI

La región caribe tiene una significativamente menor disponibilidad a pagar. Este resultado está asociado a los niveles actuales de calidad del servicio. Por una parte la mayor frecuencia de cortes no programados que se experimenta en esta región hace que los hogares se hayan adaptado a la situación con mecanismos de respuesta diversos, que ante un escenario de cortes programados reducen la severidad percibida del evento. Por otra parte la imagen negativa con respecto a la oferta del suministro, lleva a los usuarios a tener una menor disposición a pagar por hora. Al coincidir todo esto con unos consumos especialmente altos en esta región, resulta un costo por kWh más bajo que en todas las demás regiones consideradas.

Figura 2.3 – Costo de interrupción residencial promedio (\$/kWh) por estrato



Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por hora y consumos del SUI

Aunque la disposición a pagar del estrato 1 es mayor que la del estrato 2 cuando se hace referencia a una hora de interrupción, al tener en cuenta el nivel de consumo de estos estratos, el costo de racionamiento del estratos 2 resulta mayor que el del estrato 1 y el del estrato 3 mayor que el del estrato 2. Por otra parte, los estratos 4,5 y 6, tienen una menor

disponibilidad a pagar que los tres primeros estratos tanto cuando se evalúa por hora de interrupción como cuando se calcula este valor por kWh. Este resultado, como se ha visto, está asociado en parte a las alternativas y posibilidades de desplazamiento del consumo, pero se explica también en parte por el mayor nivel de conocimiento de la regulación, la estructura tarifaria y el funcionamiento del mercado por parte de los estratos altos, Hipótesis que aunque no se puede probar estadísticamente con la información disponible, se deriva de las entrevistas en profundidad realizadas en los estratos 5 y 6.

Los resultados detallados cruzando los tres tipos de clasificación generan los siguientes costos de interrupción por escenario de corte y tipo de usuario

Cuadro 2.6 - Costos de interrupción anunciada para el sector residencial, por Kwh, tipo de usuario y rango horario, entre lunes y jueves.

Estrato	Región	6 am a 10 am	10 am a 2 pm	2 pm a 6 pm	6 pm a 10 pm	10 pm a 6 am
1	Andina	1726	2391	2070	4276	1911
	Bogotá	1214	1682	1456	3007	1344
	Caribe	519	720	623	1287	575
	Central	1596	2210	1914	3953	1767
	Occidental	1869	2589	2242	4630	2070
2	Andina	1386	2754	1737	3230	1864
	Bogotá	1009	2004	1264	2351	1357
	Caribe	440	874	551	1025	592
	Central	1270	2523	1592	2959	1708
	Occidental	1414	2809	1772	3295	1901
3	Andina	1747	2829	2099	4080	1881
	Bogotá	1279	2070	1536	2986	1377
	Caribe	447	723	537	1043	481
	Central	1513	2450	1818	3533	1629
	Occidental	1666	2697	2002	3890	1794
4	Andina	940	1715	1137	2117	1037
	Bogotá	827	1508	1000	1861	912
	Caribe	229	418	277	516	253
	Central	919	1677	1112	2070	1014
	Occidental	993	1811	1201	2236	1095
5 y 6	Andina	1128	2058	1364	2540	1244
	Bogotá	992	1810	1200	2234	1094
	Caribe	275	502	333	620	303
	Central	1103	2012	1334	2484	1216
	Occidental	1192	2174	1441	2683	1314

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

A partir del ejercicio conjoint, se encontró que los días viernes la disponibilidad de pago de los hogares se incrementaba en 6% por hora manteniéndose su consumo similar a los días entre semana, de forma que para encontrar los costos de interrupción por tipo de usuario para ese día, los valores de la tabla anterior deben ser multiplicados por 1,06.

Para los días sábados y domingos se encontró que la disponibilidad de pago se reducía al 40% y el consumo al 80%, con lo que para estos días el factor de ajuste es de 0,5 correspondiente a la relación entre el cambio en la disponibilidad de pago y el cambio en el consumo. Para época de vacaciones escolares es necesario aplicar un factor de 2,48.

El costo de las interrupciones no anunciadas, por su parte, tiene un factor de 2,08 frente a las interrupciones anunciadas. Así pues, el siguiente cuadro presenta los costos de interrupción para cortes no anunciados.

Cuadro 2.7 - Costos de interrupción NO anunciada, para el sector residencial, por kWh, según tipo de usuario y rango horario, entre lunes y jueves.

Estrato	Región	6 am a 10 am	10 am a 2 pm	2 pm a 6 pm	6 pm a 10 pm	10 pm a 6 am
1	Andina	3587	4968	4301	8885	3971
	Bogotá	2523	3494	3025	6249	2793
	Caribe	1079	1495	1294	2674	1195
	Central	3315	4593	3976	8213	3671
	Occidental	3884	5380	4658	9620	4300
2	Andina	2879	5721	3609	6710	3873
	Bogotá	2096	4165	2627	4885	2819
	Caribe	914	1816	1146	2130	1229
	Central	2638	5243	3307	6149	3549
	Occidental	2937	5837	3682	6846	3951
3	Andina	3630	5878	4362	8477	3909
	Bogotá	2657	4302	3192	6204	2861
	Caribe	928	1503	1116	2168	1000
	Central	3143	5090	3778	7341	3385
	Occidental	3461	5604	4159	8083	3728
4	Andina	1954	3563	2362	4398	2154
	Bogotá	1718	3134	2077	3867	1894
	Caribe	476	869	576	1073	525
	Central	1910	3484	2309	4300	2106
	Occidental	2063	3764	2495	4645	2275
5 y 6	Andina	2344	4276	2834	5278	2585
	Bogotá	2061	3760	2492	4641	2273
	Caribe	572	1043	691	1287	631
	Central	2292	4181	2771	5160	2528
	Occidental	2476	4516	2994	5574	2730

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

Para obtener el costo de interrupción no anunciada por horas se aplica el factor de 2.08 a los costos por hora de los cuadros 2.1 a 2.4.

2.1.2 Desplazamiento y Efectividad

Aplicando la metodología descrita en el capítulo 1, se estima que la tasa promedio de desplazamiento del consumo es de 29%.

En la encuesta se preguntó para cada una de las actividades que usan la energía si dicha actividad se lleva a cabo en el escenario (tipo de día y franja), si la actividad se vería afectada por un posible racionamiento en dicho escenario y si al verse afectada cuál sería el tipo de solución que el usuario tendría. Por ejemplo en el caso de la actividad cocinar, el usuario podía responder, que cocinaría antes o después, que comería fuera, pediría a domicilio, que comería alimentos sin cocinar, etc. Para efectos del cálculo del desplazamiento se utilizaron los usos referidos a realizar las actividades antes o después. A partir de estas respuestas se calculó un porcentaje de la energía usada en el escenario de corte, que sería utilizada antes o después del mismo. Por ejemplo en el estrato 3 se tendría el menor desplazamiento con el 24% ante un racionamiento de una hora. El racionamiento de 2 horas tendría un mayor efecto en los estratos 1 y 4 (36%) mientras que el racionamiento de 4 horas muestra un efecto similar entre estratos con alrededor del 27%. Por su parte, el cuadro siguiente muestra la distribución de la tasa de desplazamiento por estrato y duración del racionamiento.

Cuadro 2.8 - Tasa de desplazamiento por estrato y duración racionamiento

DURACIÓN RACIONAMIENTO	ESTRATO			
	1	2	3	4
1 hora	33%	33%	24%	29%
2 horas	36%	28%	23%	36%
4 horas	25%	29%	26%	29%

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

Puede notarse que para duraciones del corte entre 1 y 4 horas, no se alcanza a observar un patrón de incremento o reducción sistemática en el desplazamiento, por lo cual lo más recomendable es usar un promedio por estrato independiente de la duración.

La efectividad del racionamiento se define entonces como el porcentaje de energía que se podría ahorrar en el escenario de racionamiento en el caso de un corte. Se calcula como 100% - el porcentaje de energía desplazada.

Con estos resultados, la efectividad promedio de una medida de racionamiento es de 71%. La distribución por estrato y duración del racionamiento se muestra a continuación.

Cuadro 2.9 - Efectividad racionamiento por estrato y duración racionamiento

DURACIÓN RACIONAMIENTO	ESTRATO			
	1	2	3	4
1 hora	67%	67%	76%	71%
2 horas	64%	72%	77%	64%
4 horas	75%	71%	74%	71%

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

Es importante resaltar que este porcentaje de efectividad está referido a un corte aislado y no a un esquema de cortes. Por tal razón la efectividad calculada se puede utilizar de manera directa para el cálculo de la energía efectivamente racionada en esquemas en donde existe alta probabilidad de un solo corte al día. En racionamientos en donde es probable que se apliquen cortes a franjas contiguas (más de 4 horas al día), el usuario tendrá mayores dificultades para realizar las actividades antes o después del corte y por lo tanto la efectividad del racionamiento se incrementa. En el capítulo 1 se explica como en las simulaciones del modelo de optimización se debe incrementar el porcentaje de efectividad a medida que se incrementa la restricción de horas de racionamiento permitidas a la semana, hasta alcanzar un 100% de efectividad.

2.2 SECTORES NO RESIDENCIALES

2.2.1 Costos de interrupción de energía eléctrica para los sectores no residenciales

La metodología para la estimación de los costos de interrupción se presentó en el numeral 1.5. En este numeral se presentan los resultados de la aplicación de ella para los sectores no residenciales, para el servicio de energía eléctrica.

Para usuarios no residenciales, la encuesta después de caracterizar el nivel de consumo y el valor de la factura, indagaba por los tipos de proceso que lleva a cabo la empresa utilizando energía eléctrica y para cada uno de esos usos se establecía el nivel de prioridad dentro de la actividad empresarial. Igualmente se establecían las medidas de respaldo (plantas, UPS, etc) con las que cuenta la empresa, el costo de adquisición, el consumo de combustible por hora y el costo del combustible. Se preguntó también por el impacto del posible corte, tanto en las ventas como en los costos de la producción como durante la época de mayores ventas. Se establecía el tiempo necesario para volver a funcionar y el posible valor de los daños. Igualmente se preguntaba por la relación de producción o ventas entre el mes del pico y un mes regular.

Toda esta contextualización y caracterización de las condiciones específicas de la operación de la empresa resulta importante en el marco de las buenas prácticas para la aplicación de la metodología de valoración contingente (Arrow, y otros, 2001). La generación aleatoria de valores, para la pregunta de valoración contingente, se realizó como una proporción, la cual se aplicó al valor de la factura para realizar la pregunta del referéndum de disponibilidad a pagar.

En este caso el cálculo de los costos de interrupción (disponibilidad de pago) promedio a nivel nacional llevó, como se puede apreciar a continuación, a que la disponibilidad de pago de este tipo de usuarios para evitar un corte de una hora entre semana es de 0.73% del valor de su factura mensual:

Cuadro 2.10 - Cálculo de la disposición a pagar media por evitar una hora de interrupción en el suministro de electricidad del sector No residencial – Salida en Stata®

```
svy: mean DPp
(running mean on estimation sample)
Survey: Mean estimation
Number of strata =          9          Number of obs   =       1487
Number of PSUs   =         31          Population size =  1668197
                                          Design df      =         22
```

	Mean	Linearized Std. Err.	[95% Conf. Interval]	
DPp	.7320804	.1804776	.3577928	1.106368

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a empresas

Dado que la factura mensual de estos usuarios es de \$1'114.255, la disponibilidad promedio de los usuarios no residenciales del país, para evitar una hora de racionamiento entre semana es de \$8.157.

El segundo paso de la estimación, al igual que para el sector residencial, es el cálculo de las disponibilidades de pago por tipo de usuario. Al igual que el cálculo nacional esto se realizó mediante la expansión de la muestra y se obtuvieron los siguientes resultados:

- Por región del país, frente al promedio nacional las disponibilidades a pagar para evitar una hora de racionamiento son:
 - Andina 1,16
 - Bogotá 0,97
 - Caribe 0,66
 - Central 0,99
 - Occidental 1,12
- Por tamaño son:

- Industria grande 83,96
- Industria mediana 15,54
- Industria pequeña 5,83
- Comercio 0,24
- Servicios 1,18
- Por rango horario son:
 - De 10:00 pm a 6:00 am 0,54
 - De 6:00 am a 10:00 am 0,61
 - De 10:00 am a 2:00 pm 2,99
 - De 2:00 pm a 6:00 pm 3,08
 - De 6:00 pm a 10:00 am 2,22

Con base en lo anterior se llega entonces a los siguientes costos de interrupción por hora, por sector, tamaño, región y rango horario.

Cuadro 2.11 - Costos de interrupción por hora, según región y rango horario, para las industrias grandes

GRUPOS	10 PM A 6 AM	6 AM A 10 AM	10 AM A 2 PM	2 PM A 6 PM	6 PM A 10 PM	SUMA
Andina	203.600	227.066	1.116.589	1.152.128	829.130	622.019
Bogotá	171.514	191.282	940.625	970.563	698.467	523.994
Caribe	117.011	130.496	641.713	662.137	476.508	357.479
Central	175.032	195.206	959.919	990.471	712.793	534.742
Occidental	197.232	219.963	1.081.664	1.116.092	803.196	602.563

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 2.12 - Costos de interrupción por hora, según región y rango horario, para las industrias medianas

GRUPOS	10 PM A 6 AM	6 AM A 10 AM	10 AM A 2 PM	2 PM A 6 PM	6 PM A 10 PM	SUMA
Andina	37.691	42.035	206.707	213.286	153.491	115.150
Bogotá	31.751	35.411	174.132	179.674	129.303	97.004
Caribe	21.661	24.158	118.796	122.577	88.213	66.178
Central	32.403	36.137	177.704	183.359	131.955	98.993
Occidental	36.512	40.720	200.242	206.615	148.691	111.549

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 2.13 - Costos de interrupción por hora, según región y rango horario, para las industrias pequeñas

GRUPOS	10 PM A 6 AM	6 AM A 10 AM	10 AM A 2 PM	2 PM A 6 PM	6 PM A 10 PM	SUMA
Andina	14.134	15.764	77.517	79.984	57.561	43.182
Bogotá	11.907	13.279	65.301	67.379	48.490	36.377
Caribe	8.123	9.059	44.550	45.967	33.080	24.817
Central	12.151	13.552	66.640	68.761	49.484	37.123
Occidental	13.692	15.270	75.092	77.482	55.760	41.832

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 2.14 - Costos de interrupción por hora, según región y rango horario, para el sector comercio

GRUPOS	10 PM A 6 AM	6 AM A 10 AM	10 AM A 2 PM	2 PM A 6 PM	6 PM A 10 PM	SUMA
Andina	588,6	656,4	3.227,8	3.330,5	2.396,8	1.798,1
Bogotá	495,8	552,9	2.719,1	2.805,6	2.019,1	1.514,7
Caribe	338,2	377,2	1.855,0	1.914,1	1.377,5	1.033,4
Central	506,0	564,3	2.774,9	2.863,2	2.060,5	1.545,8
Occidental	570,1	635,9	3.126,8	3.226,3	2.321,8	1.741,9

Fuente: Elaboración propia

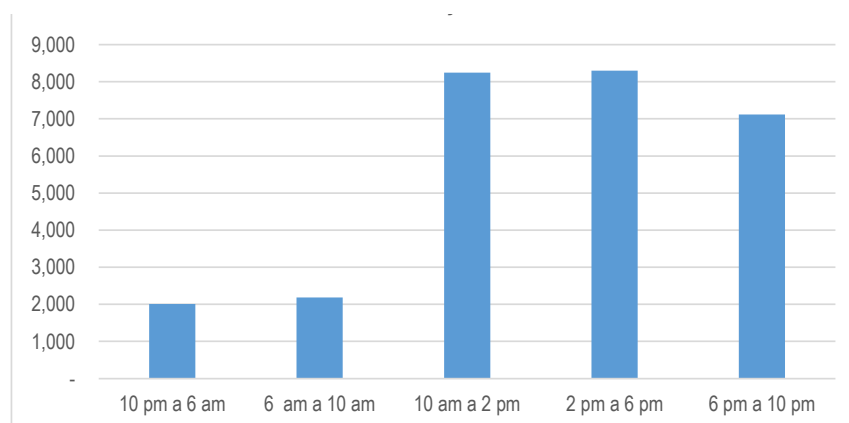
Cuadro 2.15 - Costos de interrupción por hora, según región y rango horario, para el sector servicios

GRUPOS	10 PM A 6 AM	6 AM A 10 AM	10 AM A 2 PM	2 PM A 6 PM	6 PM A 10 PM	SUMA
Andina	2.873,3	3.204,5	15.757,8	16.259,3	11.701,1	8.778,2
Bogotá	2.420,5	2.699,5	13.274,5	13.697,0	9.857,1	7.394,8
Caribe	1.651,3	1.841,6	9.056,1	9.344,4	6.724,7	5.044,9
Central	2.470,1	2.754,8	13.546,8	13.978,0	10.059,3	7.546,5
Occidental	2.783,4	3.104,2	15.264,9	15.750,8	11.335,1	8.503,6

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a empresas

Al dividir los anteriores resultados por el consumo promedio para cada tipo de usuario no residencial se llega entonces a que la disponibilidad de pago por kWh entre semana es para cada uno de los tipos de usuarios anteriores. Las siguientes gráficas presentan el promedio de costo de interrupción por franja, región y sector de consumo.

Figura 2.4 – Costo de interrupción No residencial promedio (\$/kWh) por franja

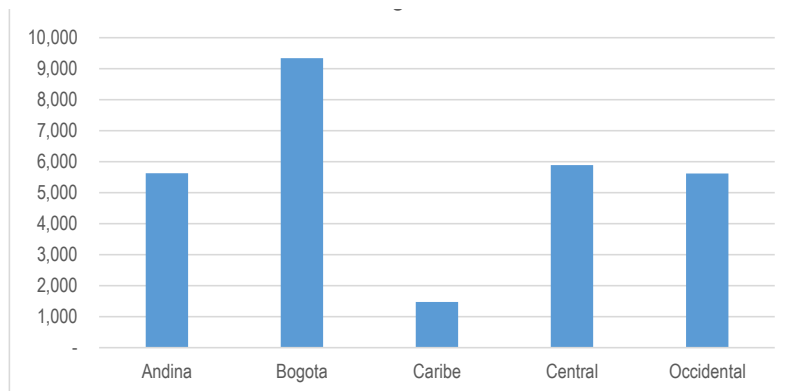


Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por hora y consumos del SUI

Como se puede apreciar, en el caso no residencial, el costo de interrupción durante el día se relaciona con los turnos de trabajo existentes y por lo tanto con los niveles de uso de la electricidad.

En general el costo de interrupción de los sectores no residenciales son mayores que los de los usuarios residenciales aún en los horarios de bajo consumo, aunque la franja de alto consumo residencial tiene un costo más alto que las dos franjas de menor consumo de los sectores no residenciales. Por esta razón no es evidente que en todos los casos los usuarios residenciales deban ser los primeros en ser racionados en todos los horarios, sino que se justifica la existencia de un modelo de optimización que asigne los cortes por franjas de consumo

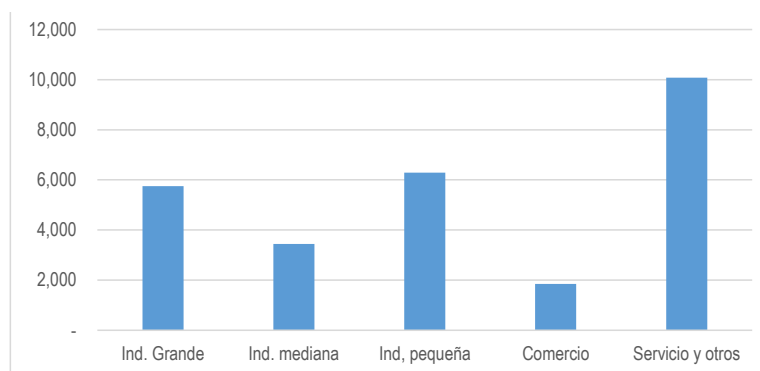
Figura 2.5 – Costo de interrupción No residencial promedio (\$/kWh) por región



Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por hora y consumos del SUI

La región caribe también tiene una significativamente menor disponibilidad a pagar a nivel de empresas, lo cual también se explica, como en el caso residencial, por la calidad del servicio.

Figura 2.6– Costo de interrupción No residencial promedio (\$/kWh) por tipo de usuario



Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por hora y consumos del SUI

El costo del producto perdido y la reducción de ventas es alto en las empresas grandes y las empresas más pequeñas tiene menores posibilidades de respaldo y los costos del respaldo son mayores.

Los resultados detallados cruzando los tres tipos de clasificación generan los siguientes costos de interrupción por escenario de corte y tipo de usuario.

Cuadro 2.16 - Costos de interrupción anunciada, para los sectores no residenciales, por kWh, según tipo de usuario y rango horario, entre lunes y jueves.

Sector	Tamaño	Región	10 pm a 6 am	6 am a 10 am	10 am a 2 pm	2 pm a 6 pm	6 pm a 10 pm
Industria	grande	Andina	1576	7262	7494	5393	1258
		Bogotá	6896	31785	32796	23602	5507
		Caribe	434	2002	2066	1487	347
		Central	2344	10805	11149	8023	1872
		Occidental	2198	10130	10452	7522	1755
	mediana	Andina	919	2972	3067	3066	913
		Bogotá	4023	13007	13421	13420	3996
		Caribe	253	819	845	845	252
		Central	1368	4422	4562	4562	1359
		Occidental	1282	4145	4277	4277	1274
	pequeña	Andina	1778	5747	5930	5930	1766
		Bogotá	7780	25154	25954	25952	7729
		Caribe	490	1584	1635	1635	487
		Central	2645	8551	8823	8822	2627
		Occidental	2479	8016	8272	8271	2463
Comercio	total	Andina	1213	4691	4608	3825	1142
		Bogotá	767	2968	2916	2421	723
		Caribe	252	975	958	795	238
		Central	987	3818	3750	3113	930
		Occidental	849	3286	3228	2679	800
Servicios y Otros	total	Andina	4582	17724	17410	14453	4316
		Bogotá	3860	14931	14666	12176	3636
		Caribe	2633	10186	10006	8307	2480
		Central	3939	15237	14967	12425	3710
		Occidental	4439	17170	16865	14001	4181

Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por hora y consumos del SUI

Se encontró que los días viernes la disponibilidad de pago del sector industrial se incrementaba en 49% por hora y el de los sectores comercial y de servicios se incrementaba en 245%, manteniéndose en ambos casos un consumo similar a los días entre semana. De esta forma para encontrar los costos de interrupción por tipo de usuario para los días viernes los valores de la tabla anterior se deben multiplicados por 1,49 para el sector industrial y por 2,45 para el comercial y de servicios.

Por último, para los días sábados y domingos se encontró que la disponibilidad de pago se reducía en el sector industrial al 43% y el consumo al 88%, mientras que en el comercial y de servicios la disponibilidad a pagar se incrementaba a 466% aunque el consumo se mantiene aproximadamente constante. Así, el cálculo de la disponibilidad a pagar para los días de fin de semana se realiza ajustando los datos del cuadro anterior con un factor 0,49 para el sector industrial y con uno de 4,66 para el comercial y de servicios.

Para interrupciones no anunciadas se estima un factor multiplicador de 3,29 con respecto a las interrupciones anunciadas. En términos de kWh los costos de interrupción no anunciada son los siguientes.

Cuadro 2.17 - Costos de interrupción NO anunciada, para el sector no residencial, por kWh, según tipo de usuario y rango horario, entre lunes y jueves.

Sector	Tamaño	Región	10 pm a 6 am	6 am a 10 am	10 am a 2 pm	2 pm a 6 pm	6 pm a 10 pm
Industria	grande	Andina	5181	23878	24638	17730	4137
		Bogotá	22675	104503	107829	77599	18105
		Caribe	1428	6583	6792	4888	1140
		Central	7708	35525	36655	26379	6155
		Occidental	7226	33305	34365	24731	5770
	mediana	Andina	3022	9771	10082	10081	3002
		Bogotá	13227	42765	44126	44123	13140
		Caribe	833	2694	2780	2779	828
		Central	4496	14538	15000	14999	4467
		Occidental	4215	13629	14063	14062	4188
	pequeña	Andina	5844	18896	19498	19496	5806
		Bogotá	25579	82702	85334	85326	25410
Caribe		1611	5209	5375	5375	1601	
Central		8695	28114	29008	29006	8638	
Occidental		8152	26357	27195	27193	8098	
Comercio	total	Andina	3988	15424	15150	12577	3756
		Bogotá	2523	9759	9586	7958	2376
		Caribe	829	3207	3150	2615	781
		Central	3245	12552	12329	10236	3056
		Occidental	2793	10803	10612	8810	2630
Servicios y Otros	total	Andina	15066	58275	57242	47521	14189
		Bogotá	12692	49091	48221	40032	11953
		Caribe	8658	33491	32897	27311	8155
		Central	12952	50098	49210	40853	12198
		Occidental	14595	56452	55451	46034	13746

Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por hora y consumos del SUI

2.2.2 Desplazamiento y Efectividad

En las empresas, el desplazamiento de la operación a horarios en donde no se programan cortes depende de variados aspectos relacionados con características muy específicas de

los equipos, la distribución de planta, la logística, la concentración o dispersión geográfica de la producción, el manejo de inventarios, etc. Esto hace difícil para cada empresario determinar qué proporción del uso de su energía estaría en capacidad de desplazar en el tiempo y a qué costo, pues en la operación real la decisión dependerá de la pérdida de competitividad relativa en los mercados que atienda. Sin embargo, se identifica que a nivel agregado la probabilidad de desplazamiento de la operación depende principalmente de la capacidad ociosa y la capacidad de generación de respaldo. Las empresas que operan con tres turnos de operación, presentan una menor posibilidad de desplazamiento y por su parte las que cuentan con generación de respaldo tienen una menor probabilidad de desplazar producción.

Así pues, realizando los cálculos sobre la muestra encuestada y expandiendo al universo, la efectividad del racionamiento de las empresas industriales alcanza en promedio el 69%. Al diferenciar por tamaño de las empresas, se observa una clara progresividad de la efectividad del acuerdo al tamaño. Las empresas grandes presentan la mayor efectividad con el 82% mientras que las pequeñas tienen la menor con el 62%. Esto se debe a que las empresas de mayor tamaño en la mayoría de los casos se encuentran operando a su mayor capacidad, razón por la cual no tienen margen de acción ante un racionamiento. Igualmente hay una mayor proporción de generación de respaldo, por lo cual en un escenario de corte la empresa sigue operando con su propia generación mientras que el sistema eléctrico logra el ahorro de la energía que se hubiese consumido en ausencia de dicha autogeneración.

Cuadro 2.18 - Efectividad racionamiento por tamaño de empresas industriales

TAMAÑO	EFFECTIVIDAD
Grande	82%
Mediano	73%
Pequeño	62%
General	69%

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a empresas industriales

En el caso de las empresas comerciales y de servicios, la efectividad del racionamiento alcanza el 85%. En relación a las empresas industriales, la efectividad de las empresas comerciales y servicios es mayor en la medida que las actividades que desarrollan son de difícil desplazamiento.

Al igual que en el caso residencial, es importante mencionar que estos porcentajes de efectividad hacen referencia cortes puntuales. En racionamientos en donde es probable que se apliquen cortes a franjas contiguas (más de 4 horas al día), el usuario tendrá

mayores dificultades para realizar las actividades antes o después del corte y por lo tanto la efectividad del racionamiento se incrementa. En el capítulo 1 se explica como en las simulaciones del modelo de optimización se debe incrementar el porcentaje de efectividad a medida que se incrementa la restricción de horas de racionamiento permitidas a la semana, hasta alcanzar un 100% de efectividad.

2.3 CASOS ESPECIALES DE ESTUDIO SECTOR ELÉCTRICO

2.3.1 Usuarios especiales con generación de respaldo

El costo de interrupción está asociado con la pérdida del excedente del consumidor y a su vez esta pérdida está asociada a la disponibilidad a pagar del usuario y la disponibilidad a pagar está asociada a la valoración económica de la energía que hace el usuario.

Al haber diversos tipos de usuarios el costo de interrupción es único para cada usuario. De cualquier forma en energía eléctrica se ha establecido la remuneración del cargo por confiabilidad, el cual se constituye en el pago de un seguro para disponer de la energía firme. El valor de la prima por el cargo por confiabilidad se establece en un proceso de subasta.

Resulta de interés tratar de encontrar la consistencia entre el costo de interrupción y la remuneración de la prima del cargo por confiabilidad.

El ejercicio que realiza un agente que recibe la prima del cargo por confiabilidad puede ser visto como una opción (ver documento CREG 047 de 2007), en la cual el generador vende la opción de cobertura del precio de bolsa al precio de escasez y la prima de la opción es el cargo.

El ejercicio financiero que realiza el generador debe consistir en igualar el flujo de ingresos que tendría en una condición de escasez, en un mercado en el cual no se pague la firmeza de la energía, con el flujo de ingresos que tiene en la condición en la cual se le remunera un ingreso constante por cada unidad de energía firme.

Para realizar este ejercicio el generador debe considerar que sus rentas de escasez están acotadas por la disponibilidad a pagar que tienen los compradores de energía durante una situación de escasez, en este sentido el comprador no necesariamente es el usuario final, pero igualmente se establece un límite. De tal forma que si se dispusiera de plena información se realizaría un ejercicio *netback* que permitiría determinar el valor de la renta de escasez a partir de la prima, pero desafortunadamente no es posible realizar tal ejercicio. Una aproximación básica es suponer que la prima del cargo representa la

inversión marginal del sistema, esto es que el cargo debe cubrir los costos de inversión. En este sentido sería el costo de una planta, como la que estableció el cargo por confiabilidad, el que determinaría el límite del costo de escasez, el combustible a utilizar y la distribución en el tiempo de la renta de escasez. Es este último factor el que no se puede determinar en la medida en que el mismo lo establece un agente con información privada.

Por otra parte si un usuario final decide instalar una planta que le brinde respaldo debe realizar un ejercicio equivalente al descrito para un generador que recibe una prima de cargo. En este caso el costo de instalar la planta, disponer de las facilidades y cubrir los costos operativos debe ser inferior a los costos que le ocasionaría el no disponer del respaldo. Esto es:

$$P*q < \text{Costo de interrupción.}$$

Donde q serían las cantidades generadas por el respaldo en la condición de racionamiento y p el costo de producir la energía con el respaldo.

Sin embargo las cantidades q a ser producidas por el respaldo dependen de la expectativa de enfrentar una condición de racionamiento, independientemente del motivo del mismo. Al igual que en el caso anterior la valoración se realiza con información privada.

Un usuario que tenga generación de respaldo tiene un costo de interrupción cuyo techo es mucho más alto que un usuario que no tenga dicho respaldo, en ese caso su límite estaría dado por la expectativa de los costos de tener que enfrentar una condición de escasez (Fenómeno del Niño) agregada a la condición de posibles racionamientos no programados. La primera condición es totalmente aleatoria, no obstante se puede asumir la condición más costosa, esto es que el Niño se dé en un periodo prolongado, que su profundidad sea pequeña y que los porcentajes de racionamiento sean bajos. Se puede considerar como razonable para los cálculos, un nivel del 5% de la demanda de un año, la cual se explica así:

- Según documento CREG 047 de 2007, el periodo del niño oscila entre 3 y 7 años, de tal forma que se puede asumir 5 años como un valor razonable, igualmente resulta razonable una expectativa de duración del niño en condiciones extremas de 2,5 meses. Con estas condiciones se tienen aproximadamente 360 horas año, como el valor esperado de niño para un año (1800 horas cada 5 años).
- De otra parte la condición de limitaciones de red depende del nivel de tensión, no obstante según la experiencia del consultor, en los contratos de conexión

normalmente se establecen disponibilidades del orden de 99,4%, esto es del orden de 52 horas al año.

- Adicionalmente se suponen aproximadamente 30 horas de mantenimiento y pruebas de uso de la planta de respaldo.

En el agregado esto representaría una condición de aproximadamente de 442 horas al año que estarían justificando realizar la inversión.

Como aplicación práctica se considera una planta diésel de tamaño menor. Esto es de aproximadamente 20 MW, con las siguientes características:

Costo FOB de 450 dólares por KW instalado, factor de instalación de 2, vida útil económica de 20 años. Adicionalmente empleando los siguientes parámetros financieros:

- Tasa de descuento del 12%,
- Tasa de cambio \$3100/dólar
- Precio del Diésel de 2 dólares por galón
- Heat Rate de la planta de 13,3 kWh/galón de diésel.

Bajo el supuesto de un factor de carga del 80%, se tiene un costo variable de \$466/kwh, y una inversión por hora de \$16,9 millones, la cual variabilizada con la generación de una hora corresponde a \$1408,5/kwh,, de esta forma se tiene un valor total de \$1875/kwh, como un valor para el costo de interrupción en los usuarios que no cuentan con esta generación de respaldo y de \$466 para quienes ya han incurrido en el costo de inversión por motivaciones previas al anuncio del racionamiento y tiene que incurrir solamente en el costo variable del combustible.

Cuadro 2.19 - Cálculo del tope de costo de interrupción por respaldo

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Costo FOB	450	
Factor de Instalación	2	
Costo Instalado	900	USD/kw
Capacidad MW	20	MW
Vida Útil Económica (Años)	20	
Tasa de Descuento	12%	
Tasa de Cambio	3100	
Inversión Total \$USD	\$ 18,000,000	
Inversión Total \$COP	\$ 55,800,000,000	
Anualidad Inversión \$USD-Año	\$ 2,409,818	
Anualidad Inversión \$COP-Año	\$ 7,470,435,926	

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Demanda Potencia	15	MW
Factor de carga	80%	
Horas de operación año	8760	
Tiempo de Operción	7,884	
Demanda Energía	94,608,000	kWh-Año
Demanda de Energía Hora kW-H	12,000	
Heat Rate MBTU/MWh	14	
MBTU/Galón	0.15	
Eficiencia	35%	
kWH/Gal	38.0	
kWH/Gal Neto	13.3	
Precio del Diesel \$USD/Gal	2	
Precio del Diesel \$Cop/Gal	6200	
Costo del kWh -Diesel \$/kWh	466.78	

Fuente: Econometría con base en cálculos de ingeniería

2.3.2 Grandes consumidores sin respaldo

Dentro de los casos especiales se analizó a aquel gran consumidor que no cuenta con respaldo por su alto nivel de consumo de energía eléctrica, puesto que asumir mayores costos en este insumo, no le resultaría viable financieramente. Este gran consumidor es un usuario no regulado, para quien los costos de la energía eléctrica representan un alto porcentaje dentro de sus costos operativos.

Para este usuario cualquier interrupción en el servicio, ya sea avisada o no, implica un proceso largo y de alto costo para reactivar la producción. Por este motivo, puede contar con planta de respaldo para procesos específicos, que evitan daños en algunos equipos y acorten el tiempo de reactivación de los procesos.

La aproximación realizada para determinar los costos de racionamiento de energía eléctrica, se basa en la pérdida de ingresos ocasionada por disminución de la producción. Así, el costo de interrupción será equivalente a la diferencia entre los ingresos percibidos y los costos operativos para un escenario normal y uno con racionamiento, teniendo en cuenta que los costos operativos diferentes a la energía eléctrica racionada, deben seguir siendo costeados. Para el cálculo se consideró la siguiente información:

- Consumos de energía mes
- Tarifas de energía eléctrica
- Ingresos por ventas

- Costos operativos
- Producción total
- Producción en escenario de racionamiento
- Costo de operar planta eléctrica para procesos especiales

A partir de esta aproximación, realizada a través de una encuesta semiestructurada y conociendo los cálculos realizados por la compañía de mayor tamaño, en cuanto a demanda industrial de electricidad, se logró determinar que el costo de interrupción de un gran consumidor sin respaldo, está dentro del rango de costos obtenidos en la encuesta para la gran industria y por lo tanto no es necesario modelar este tipo de industrias de manera separada en la simulación para la optimización.

2.3.3 Usuarios institucionales

En esta sección se describen dos aproximaciones a los costos de interrupción de la electricidad para usuarios institucionales representados por el servicio de acueducto y el de educación primaria y secundaria.

El fin último de este tipo de clientes es prestar un servicio que se considera como bien público, es decir que está disponible para todos y cuyo uso por una persona no excluye del uso a otros. Lo anterior haría pensar que estos servicios institucionales debieran contar con todas las medidas de respaldo posible para asegurar que siempre estén disponibles, aunque no siempre sucede así.

En el caso de los servicios de educación, los usos están enfocados en iluminación, uso de tableros digitales y funcionamiento de PC's, más consumos debidos a electrodomésticos menores, mientras que en pisos térmicos bajos, el primero rubro de consumo de energía eléctrica lo ocupa el acondicionamiento de aire mediante ventiladores y/o aires acondicionados.

Ante un potencial racionamiento, este subsector no acostumbra contar con respaldo de energía eléctrica de ningún tipo, por lo que se recomienda nunca ser racionado debido a la complejidad operativa que se causa gracias a la alta dispersión geográfica y a que sus consumos son estacionales, es decir responde a ciclos bien definidos asociados con el calendario escolar, etc., por lo que la efectividad del racionamiento en período de vacaciones, por ejemplo, podría ser baja.

Sin embargo, si se decidiera interrumpir el servicio de electricidad a los clientes de este sector, su costo estaría compuesto por la inversión en una alternativa de respaldo más los costos operativos por el uso de dicha alternativa cuyo componente principal es el

combustible. Así, considerando el consumo de este tipo de clientes, el costo de interrupción equivalente se aproxima a los 12.276 COP/kWh. Resulta muy superior al calculado en la sección 2.3.1 para usuarios industriales y comerciales, en la medida que se requieren plantas de menor tamaño cuyo costo se distribuye entre muchos menos kWh utilizados. Por esta razón se requiere incorporar a este tipo de usuarios como un sector de consumo aparte dentro del modelo de optimización. El resto de usuarios oficiales e institucionales se incorporan como parte del sector servicios, con los costos de interrupción asociados a este sector.

En el caso del acueducto, el uso primordial de la energía eléctrica está asociado con el bombeo tanto de agua potable como de aguas lluvias y residuales, más consumos adicionales de iluminación y sistemas de energía para centros de control y cómputo.

En caso de una interrupción del servicio, las cargas principales cuentan con soluciones alternativas ya instaladas como son las plantas de diésel, con lo cual el costo aproximado del racionamiento está fundamentado en el costo marginal de operación que se caracteriza por el precio del combustible al que se le adiciona una fracción de operación y mantenimiento para contar con alta disponibilidad en dichas plantas. El costo de instalación y de inversión en las plantas diésel se considera como costo hundido debido a que las inversiones han sido hechas con anterioridad. Con esta información, el costo de interrupción para este tipo de servicios sería aproximadamente de 655 COP/kWh y está dentro del rango de costos obtenidos en la encuesta para la industria. Sin embargo, en una situación real de racionamiento se espera que este tipo de usuarios puedan ser aislados de los circuitos que sufrieran interrupciones. Si bien los costos de interrupción son bajos y el servicio cuenta en general con sistemas distribuidos de almacenamiento, en zonas marginadas de las principales ciudades, contar con energía para bombeo es indispensable para garantizar el acceso a este derecho.

Capítulo 3

COSTOS DE INTERRUPCIÓN DE GAS NATURAL

3.1 COSTOS DE INTERRUPCIÓN DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

En este numeral se presentan los resultados de la aplicación de la metodología para la estimación de los costos de interrupción que se presentó en el numeral 1.4 de este informe, específicamente para el servicio de gas natural del sector residenciales. En este caso el cálculo de los costos de interrupción (disponibilidad de pago) promedio a nivel nacional lleva a un promedio para el país de \$529 en promedio.

Cuadro 3.1 - Cálculo de la disposición a pagar media por evitar un día de interrupción en el suministro de gas natural del sector residencial – Salida en Stata®

```
svy: mean DP_GN if extremos_GN==0
(running mean on estimation sample)
```

Survey: Mean estimation

Number of strata =	13	Number of obs =	8028
Number of PSUs =	40	Population size =	33304050
		Design df =	27

	Mean	Linearized Std. Err.	[95% Conf. Interval]	
DP_GN	529.3561	20.7508	486.779	571.9332

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

Como se indicó en la metodología, el segundo paso de la estimación es el cálculo de las disponibilidades de pago por tipo de usuario que al igual que el cálculo nacional se realiza mediante la expansión de la muestra. Los resultados en este caso son:

- Por región del país, frente al promedio nacional las disponibilidades a pagar para evitar una hora de racionamiento son:
 - Andina 1.17
 - Bogotá 0.99

- Caribe 0.67
- Central 1.01
- Occidental 1.14
- Por estrato son:
 - Estrato 1 1.00
 - Estrato 2 0.96
 - Estrato 3 1.15
 - Estrato 4 0.80

Con base en lo anterior se llega entonces a los siguientes costos de interrupción por estrato y región.

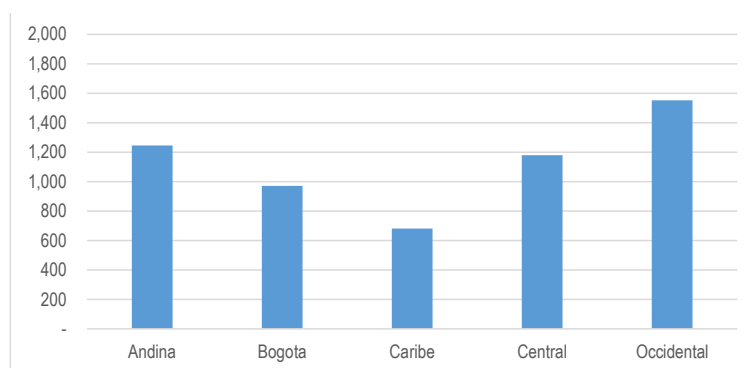
Cuadro 3.2 - Costos de interrupción de un día para el sector residencial por estrato y región

GRUPOS	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
Andina	643,4	617,8	736,5	514,4
Bogotá	542,0	520,5	620,4	433,4
Caribe	369,8	355,1	423,3	295,6
Central	553,2	531,1	633,1	442,2
Occidental	623,3	598,5	713,4	498,3

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

Al dividir los resultados de disponibilidad a pagar por evitar una interrupción de un día, por el consumo promedio para cada tipo de usuario residencial, se llega entonces al costo de interrupción por metro cúbico. Los valores promedio por estratos, tipo de día y región se presentan en las siguientes gráficas para el sector residencial.

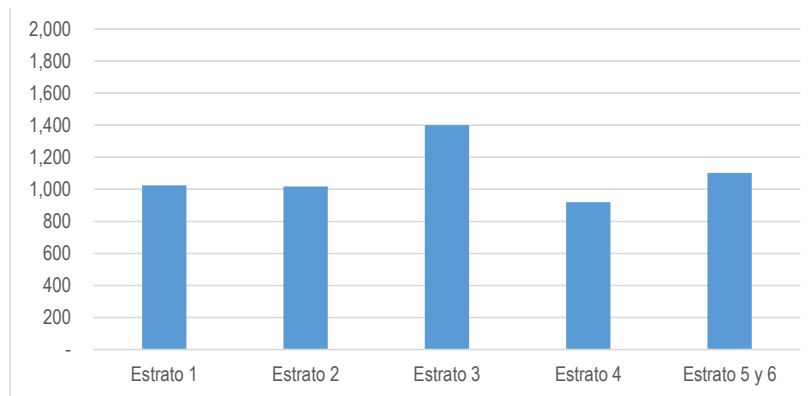
Figura 3.1 – Costo de interrupción residencial promedio (\$/m³) por región



Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por día y consumos UPME

Al igual que en el caso de la electricidad, la región caribe también en gas muestra menor disponibilidad a pagar, aunque con diferencias menos pronunciadas.

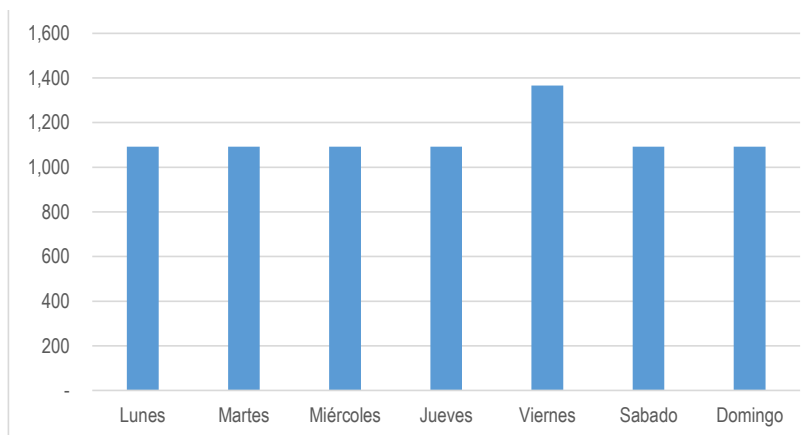
Figura 3.2 – Costo de interrupción residencial promedio (\$/m³) por estrato



Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por día y consumos UPME

Aunque el estrato 3 muestra una disponibilidad más alta que los otros, en conjunto las diferencias entre estratos no son estadísticamente significativas. Así pues una opción válida es usar el mismo valor de costo de racionamiento para todos los estratos de cada región.

Figura 3.3 – Costo de interrupción residencial promedio (\$/m³) por tipo de día



Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por día y consumos UPME

Los sábados y domingos muestra una disponibilidad a pagar similar a la del lunes a jueves y el viernes una un poco mayor.

Los resultados detallados cruzando los tres tipos de clasificación generan los siguientes costos de interrupción por escenario de corte y tipo de usuario.

Cuadro 3.3 - Costos de interrupción anunciada de gas natural para el sector residencial, por metro cúbico, según tipo de usuario y día de la semana

ESTRATO	REGIÓN	LUNES A JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DÓMINGO
1	Andina	1198	1016	1283	1101
	Bogotá	821	696	879	755
	Caribe	737	625	789	677
	Central	1157	982	124	1064
	Occidental	1607	1364	1722	1478
2	Andina	1233	1046	1321	1134
	Bogotá	941	798	1008	865
	Caribe	656	557	703	603
	Central	1147	973	1229	1055
	Occidental	1492	1266	1599	1372
3	Andina	1633	1385	1749	1501
	Bogotá	1396	1184	1496	1284
	Caribe	831	705	891	765
	Central	156	1324	1672	1435
	Occidental	1974	1675	2115	1815
4	Andina	1233	1046	1321	1134
	Bogotá	776	659	832	714
	Caribe	664	563	711	611
	Central	1083	918	116	995
	Occidental	1732	1469	1855	1593
5 y 6	Andina	887	752	950	815
	Bogotá	603	511	646	554
	Caribe	659	559	706	606
	Central	912	774	977	839
	Occidental	1237	1049	1325	1137

Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por hora y consumos UPME

No se encontraron diferencias significativas para interrupciones anunciadas que se realicen en época de vacaciones escolares.

Para cortes no anunciados el costo de interrupción, se incrementa sustancialmente (con un factor de 8,6 como se aprecia en el siguiente cuadro.

Cuadro 3.4 - Costos de interrupción NO anunciada de gas natural para el sector residencial, por metro cúbico, según tipo de usuario y día de la semana

ESTRATO	REGIÓN	LUNES A JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DÓMINGO
1	Andina	10333	8763	11066	9496
	Bogotá	7081	6003	7581	6512
	Caribe	6357	5391	6805	5839
	Central	9979	8470	1069	9177
	Occidental	13860	11764	14852	12748
2	Andina	10634	9022	11393	9781
	Bogotá	8116	6883	8694	7461
	Caribe	5658	4804	6063	5201
	Central	9893	8392	10600	9099
	Occidental	12868	10919	13791	11833
3	Andina	14084	11945	15085	12946
	Bogotá	12040	10212	12903	11074
	Caribe	7167	6081	7685	6598
	Central	1345	11419	14421	12377
	Occidental	17026	14447	18242	15654
4	Andina	10634	9022	11393	9781
	Bogotá	6693	5684	7176	6158
	Caribe	5727	4856	6132	5270
	Central	9341	7918	1000	8582
	Occidental	14938	12670	15999	13739
5 y 6	Andina	7650	6486	8194	7029
	Bogotá	5201	4407	5572	4778
	Caribe	5684	4821	6089	5227
	Central	7866	6676	8427	7236
	Occidental	10669	9047	11428	9806

Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por hora y consumos UPME

3.2 COSTOS DE INTERRUPCIÓN DE GAS NATURAL PARA LOS SECTORES NO RESIDENCIALES

Siguiendo la estructura utilizada para la presentación de los resultados de los costos de interrupción por tipo de usuario para energía eléctrica y para gas residencial, este numeral presenta los resultados para el servicio de gas natural de los sectores no residenciales.

Se parte entonces del cálculo nacional de los costos de interrupción (disponibilidad de pago) promedio, que tuvo como resultado un promedio de 2.3% de la factura mensual por día entre semana. Es decir \$199.714 por día ya que la factura media de los sectores no residenciales es de \$8.7 millones.

Cuadro 3.5 - Cálculo de la disposición a pagar media por evitar un día de interrupción en el suministro de gas natural del sector No residencial – Salida en Stata®

```
svy: mean DPp if Dia_GN==1
(running mean on estimation sample)

Survey: Mean estimation
Number of strata =      9          Number of obs   =    409
Number of PSUs   =     23          Population size = 32332.2
                                          Design df      =     14
```

	Mean	Std. Err.	[95% Conf. Interval]	
DPp	2.295414	.091164	2.099886	2.490941

Fuente: Econometría con base en información de encuesta a hogares

Como se indicó en la metodología, el segundo paso de la estimación es el cálculo de las disponibilidades de pago por tipo de usuario que al igual que el cálculo nacional se realiza mediante la expansión de la muestra. Los resultados en este caso son:

- Por región del país, frente al promedio nacional las disponibilidades a pagar para evitar una día de racionamiento son:
 - Andina 0,43
 - Bogotá 0,99
 - Caribe 0,73
 - Central 1,38
 - Occidental 0,47
- Por tamaño son:
 - Industria grande 2,95
 - Industria mediana 1,30
 - Industria pequeña 0,86

Con base en lo anterior se llega entonces a los siguientes costos diarios de interrupción por tamaño y región.

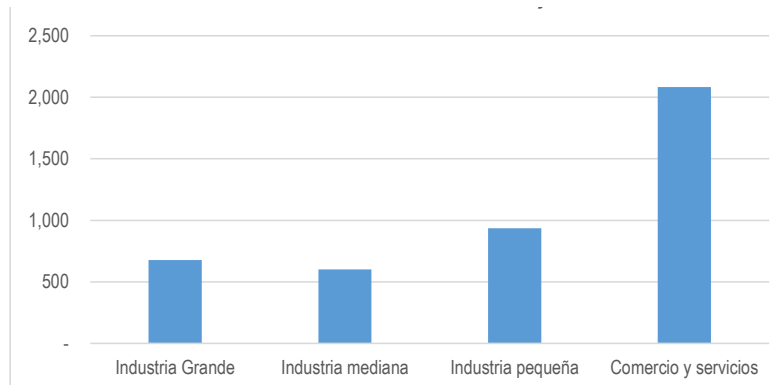
Cuadro 3.6 - Costos de interrupción de un día, para el sector industrial según estrato y región

GRUPOS	INDUSTRIA GRANDE	INDUSTRIA MEDIANA	INDUSTRIA PEQUEÑA
Andina	241.501	106.217	70.796
Bogotá	612.352	269.324	179.512
Caribe	573.151	252.082	168.020
Central	920.713	404.947	269.908
Occidental	222.488	97.854	65.223

Fuente: Elaboración propia

Naturalmente, al dividir los anteriores resultados por el consumo promedio para cada tipo de usuario no residencial se llega a la disponibilidad de pago por metro cúbico.

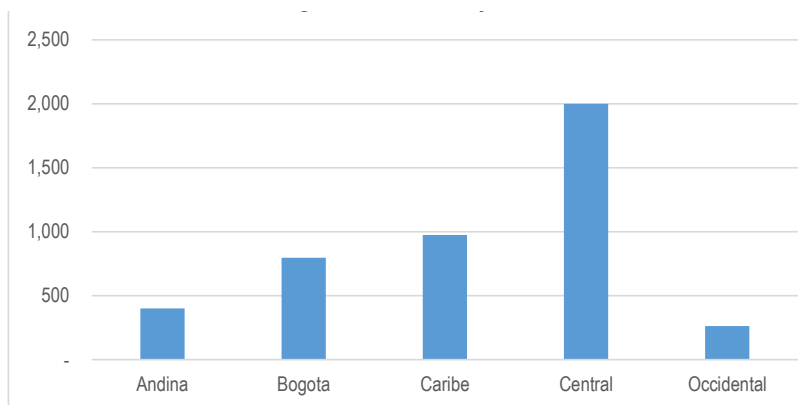
Figura 3.4 – Costo de interrupción No residencial promedio (\$/m³) por tipo de usuario



Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por día y consumos UPME

El costo de interrupción es mucho más alto para el sector comercial que para el sector industrial. Sin embargo es necesario tener en cuenta que la muestra de empresas de comercio y servicios que usan gas natural es de tan sólo 80 empresas a nivel nacional lo cual reduce sustancialmente su nivel de precisión y la influencia de valores extremos es mucho más alta.

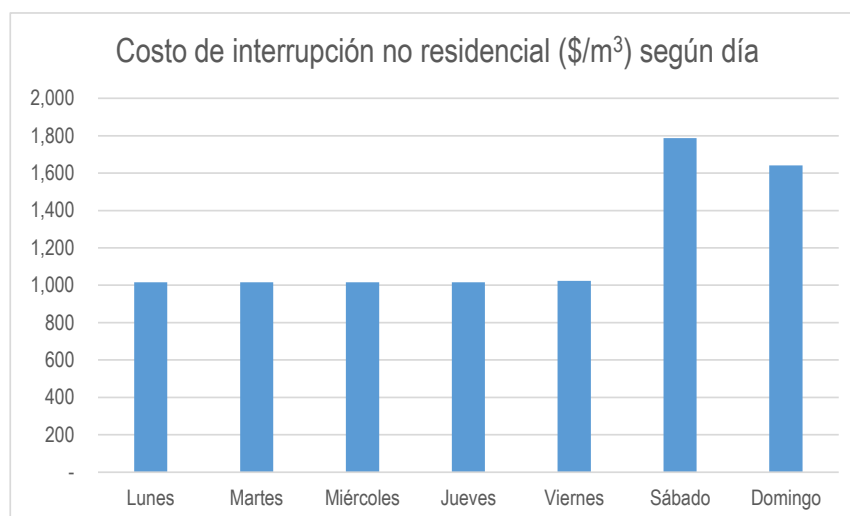
Figura 3.5 – Costo de interrupción No residencial promedio (\$/m³) por región



Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por día y consumos UPME

La región central muestra una disponibilidad a pagar mucho mayor que las otras.

Figura 3.6 – Costo de interrupción No residencial promedio (\$/m³) por tipo de día



Fuente: Econometría con base en disposición a pagar por día y consumos UPME

En cuanto a días de la semana el día viernes muestra una menor disponibilidad a pagar, y el fin de semana resulta muy importante especialmente para el sector comercial.

Cuadro 3.7 - Costos de interrupción anunciada de gas natural para los sectores no residenciales, por metro cúbico, según tipo de usuario y día de la semana

SECTOR	TAMAÑO	REGIÓN	LUNES A JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DÓMINGO
Industria	grande	Andina	328	346	573	269
		Bogotá	496	522	866	407
		Caribe	941	990	1642	772
		Central	2196	2312	3834	1802
		Occidental	168	177	294	138
	mediana	Andina	250	264	437	205
		Bogotá	378	398	660	310
		Caribe	718	755	1253	589
		Central	1675	1764	2925	1374
		Occidental	128	135	224	105
pequeña	Andina	351	369	612	288	
	Bogotá	530	558	925	435	
	Caribe	1005	1058	1755	825	
	Central	2347	2471	4097	1925	
	Occidental	180	189	314	147	
Comercio y servicios	Total		2084	1624	2835	4038

Fuente: Elaboración propia

Para interrupciones no anunciadas los costos son los siguientes:

Cuadro 3.8 - Costos de interrupción anunciada de gas natural para los sectores no residenciales, por metro cúbico, según tipo de usuario y día de la semana

Sector	Tamaño	Región	LUNES A JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DÓMINGO
Industria	grande	Andina	702	739	1226	576
		Bogotá	1060	1117	1851	870
		Caribe	2012	2118	3513	1651
		Central	4698	4946	8202	3854
		Occidental	360	379	628	295
	mediana	Andina	536	564	935	439
		Bogotá	809	852	1412	664
		Caribe	1535	1616	2680	1259
		Central	3584	3773	6257	2940
		Occidental	274	289	479	225
	pequeña	Andina	750	790	1310	616
		Bogotá	1133	1193	1979	930
		Caribe	2150	2264	3754	1764
		Central	5020	5285	8764	4119
		Occidental	384	405	671	315
Comercio y servicios	Total		4458	3474	6065	8639

Fuente: Elaboración propia

3.3 ESTUDIOS DE CASO

3.3.1 Generación termoeléctrica

La metodología aquí aplicada para los generadores de electricidad que emplean gas natural como combustible principal, se basa en un enfoque que permite determinar cuanta energía puede generar una planta con gas natural y cuánto se puede generar con líquidos. La determinación de los costos totales de generar a plena carga en un día con uno y otro combustible considera la determinación de las inversiones necesarias para contar con la logística de suministro de combustibles líquidos, la pérdida de capacidad de las máquinas, el incremento en costos de administración, operación y mantenimiento y la equiparación de las energías requeridas para generar la misma energía eléctrica:

Para este caso se consideró la siguiente información:

- Consumos de energía diaria para generar con uno y otro combustible.
- Costos de la energía diaria con uno y otro combustible.

- Costo de las inversiones requeridas para la disposición de la logística de los combustibles líquidos.
- Costos diarios de AO y M para cada combustible.

La relación de costos totales cuando se genera con diesel a costos totales cuando se genera con gas natural es de 2,77 para un costo del diesel de 2,28 dólares por galón. Por tanto, el costo de interrupción sería de COP\$ 1.705,79 dólares por MBTU; estos costos representan el sobre costo que debe asumir el usuario.

Cuadro 3.9 - Costos de operación de la planta

	OPERACIÓN PLANTA	
	GAS	COMBUSTIBLES LÍQUIDOS FUEL NO. 2
Capacidad max. Generación [kW]	460000	359000
Energía generada día kWh	11040000	8616000
Costo de inversión [USD / kW]	550	550
Costo de inversión [COP / kW]	1705000	1705000
tiempo de operación [%]	30%	10%
tiempo de operación [horas/año]	2628	876
Costos variables AOM [COP/kWh]	9.85	15
Consumo combustible diario	77000 [MBTU/día]	380000 [gal/día]
Consumo combustible diario Corregido	77000 [MBTU/día]	486908 [gal/día]
Consumo combustible por hora	3208.3 [MBTU/hora]	15833.3 [gal/hora]
Costos combustibles	6.84 [UDS MBTU]	2.28 [UDS galón]
Costo diario de combustibles	1,632,708,000 [COP día]	3,441,466,295 [COP día]
Costos de AOM día	108,744,000 [COP día]	165,600,000 [COP día]
Inversión adicional día	0 [COP día]	15,405,229 [COP día]
Costo Total día	1,741,452,000	3,622,471,525
Factor del costo de interrupción	2.08	
Tasa de cambio	3,100	[USD - COP]

Fuente: Econometría con base en cálculos de ingeniería

Cuadro 3.10 - Costo anual equivalente (Inversiones adicionales)

ANUALIDADES	
Anualidades costos por tipo de combustible	
Tasa de descuento	12%
# de periodos [años]	20
Inversión adicional	42,000,000,000.00
Anualidades inversión adicional	\$ 5,622,908,761.67
Inversión día	\$ 15,405,229
Anualidades costos por pérdida de capacidad	
Tasa de descuento	12%
# de periodos [años]	20

ANUALIDADES	
Inversión inicial	172,205,000,000.00
Anualidades inversión perdida	\$ 23,054,595,316.73
Anualidades costos de inversión inicial Total	
Tasa de descuento	12%
# de periodos [años]	20
Inversión inicial	784,300,000,000.00
Anualidades inversión adicional	\$ 105,001,127,185.10

Fuente: Econometría con base en cálculos de ingeniería

Cuadro 3.11 - Costo total para generadores

	OPERACIÓN PLANTA	
	GAS	COMBUSTIBLES LÍQUIDOS FUEL NO. 2
Costo de inversión inicial [COP/kWh]	86.86	260.57
Costos variables AOM [COP/kWh]	9.85	15.00
Consumo combustible [COP/kWh]	147.89	311.73
Costos por pérdida de capacidad [COP/kWh]	-	73.31
Inversión adicional por combustible [COP/kWh]	-	17.88
Costo total [COP/kWh]	244.60	678.49
Diferencia [COP/kWh]	(433.89)	

Fuente: Econometría con base en cálculos de ingeniería

Así las cosas, expresado este valor de COP\$/kWh 433.89, representa un valor de COP\$/m³ 1,705.79.

3.3.2 Gas Natural Vehicular

El costo de interrupción para los usuarios de gas natural vehicular, se obtuvo con base en la sustitución de GNV por Gasolina a través del diferencial de precios, teniendo en cuenta que los vehículos pueden hacer cambio instantáneo de energético para la operación. Para ello, se realizó un análisis con base en la información de precios del año 2014, evaluando la equivalencia entre los energéticos y considerando elementos de eficiencia por cambio de energético y su impacto en la operación del motor.

Cuadro 3.12 - Costos de interrupción de Gas natural vehicular

	ENE-14	FEB-14	MAR-14	ABR-14	MAY-14	JUN-14	JUL-14	AGO-14	SEP-14	OCT-14	NOV-14	DIC-14
GNV (\$/m³)	1,267	1,303	1,306	1,318	1,308	1,302	1,300	1,308	1,317	1,305	1,317	1,320
GM (\$/gal)	8,480	8,566	8,566	8,586	8,569	8,569	8,723	8,723	8,727	8,748	8,624	8,496
PC GN	928.59	BTU/PC		32,792.79		BTU/m ³						
PC GM		117,943.00		BTU/gal								
Factor	3.60	m ³ /gal										
GM (\$/m³)	2,358	2,382	2,382	2,387	2,383	2,383	2,425	2,425	2,426	2,432	2,398	2,362
Ineficiencia	2,240	2,263	2,263	2,268	2,263	2,263	2,304	2,304	2,305	2,311	2,278	2,244

	ENE-14	FEB-14	MAR-14	ABR-14	MAY-14	JUN-14	JUL-14	AGO-14	SEP-14	OCT-14	NOV-14	DIC-14
GNV (\$/m3)												
Sobre Precio CR (\$/m3)	973	960	957	950	955	961	1,004	996	989	1,005	961	924

Fuente: Econometría con base en cálculos de ingeniería

Con base en el cuadro anterior, se puede concluir que el costo de interrupción para los usuarios de GNV está entre 2,362 \$/m³ y 2,311 \$/m³. Se encontraron valores similares para el año 2015.

El costo de interrupción calculado considera que el motor operando con GNV tiene una eficiencia inferior en relación con gasolina, y se representa como una reducción en el precio equivalente de la gasolina en \$/m³ de 5%.

Capítulo 4

CURVA DE COSTOS DE RACIONAMIENTO

Este capítulo presenta los resultados de las corridas del modelo de optimización planteado en el capítulo 1 utilizando los costos de interrupción

4.1 MULTIPLICADORES MACROECONÓMICOS

De acuerdo con la metodología descrita en el Capítulo 1 para la estimación de los costos indirectos de un racionamiento en el sector productivo se calculó la matriz de transacciones a precios de comprador, a partir de las matrices de oferta-utilización del DANE y se separaron los insumos nacionales de los importados usando la matriz de importaciones también generada por el DANE. Con estos insumos se estableció el equilibrio macroeconómico de las cuentas nacionales el cual se presenta en el Anexo 8.

La matriz de transacciones de dicho anexo se dividió por la demanda total de los sectores de origen para obtener los coeficientes técnicos horizontales en una matriz \mathbf{A}^t y finalmente se calculó la matriz inversa $[\mathbf{I} - \mathbf{A}^t]^{-1}$ a partir de la cual se encuentran los multiplicadores de efectos indirectos de los costos de racionamiento del sector productivo. En el ejercicio macroeconómico realizado, la industria se dividió en dos sectores: industria liviana e industria pesada. La primera se asimiló a empresas de menor tamaño y la segunda a grandes empresas. Adicionalmente se consideró el efecto de un corte en los sectores que contribuyen dentro del sistema de subsidios para servicios públicos, incrementando el factor en 0,2 para incorporar la pérdida de dicha contribución sobre la energía no facturada durante el racionamiento²⁷. Así pues los factores calculados son:

Cuadro 4.1 - Multiplicadores de efecto indirecto macroeconómico

SECTOR	TAMAÑO	EFFECTO INDIRECTO	CONTRIBUCIÓN PERDIDA	TOTAL MULTIPLICADOR
Industrial	pequeña	1,506940	0,2	1,706940
Industrial	mediana	1,506940	0,2	1,706940
Industrial	grande	2,258532	0	2,258532
Comercial	total	1,579378	0,2	1,779378

²⁷ Si bien el sector industrial

SECTOR	TAMAÑO	EFFECTO INDIRECTO	CONTRIBUCIÓN PERDIDA	TOTAL MULTIPLICADOR
Servicios	Total	1,899342	0,2	2,099342
Transporte	Total	1,697288	0	1,697288

Fuente: Econometría con base en la Matriz Insumo-Producto de DANE

4.2 CURVA DE COSTOS DE RACIONAMIENTO DE ELECTRICIDAD

4.2.1 Resultado de la optimización

El modelo de actualización esta implementado en la hoja de cálculo Microsoft Excel®. Sin embargo debido a las limitaciones de número de variables de optimización del complemento Solver, se realizó el ejercicio de optimización para hallar la curva de racionamiento de electricidad y gas natural usando el programa de uso libre “R”. R® es un entorno de software libre para computación y gráficos estadísticos. Se compila y ejecuta en una amplia variedad de plataformas UNIX, Windows y MacOS.

El ejercicio realizado puede dividirse en 7 secciones, como se expone a continuación:

1. Instalación de paquetes a usar durante la programación: es necesario descargar el paquete de optimización “lpSolveAPI”, el cual permite la solución de problemas de programación lineal como es el caso.
2. Cargar archivos de entrada: Dado que los datos de entrada del modelo se van a manejar mediante un aplicativo en Excel, es necesario traer esos mismos datos a R. Se hace uso de 3 hojas del libro de Excel del modelo: “Variables _EE”, “Variables _GN” y “Consumos”, de estas hojas se usan las columnas: sector, tamaño _franja, efectividad, participación _demanda, energía _disponible, costo _unitario. Más adelante se explica el uso de cada una de estas variables.
3. Creación de escalones: El mismo problema de optimización se va a realizar para un conjunto de niveles de racionamiento (escalones) correspondientes a una secuencia entrada por el usuario. Es decir, se realiza un problema de optimización por separado para cada escenario de racionamiento: 1.5%, 2.0%, 2.5% y así sucesivamente. Para que el programa realice este ejercicio se programó un loop que consulta la tabla de escalones suministrada.
4. Creación del modelo: Se crea un objeto "modelo lineal" con 1020 variables de decisión en el caso de electricidad y 172 en el caso de Gas Natural. Estas variables de decisión representan la duración del corte, una por cada escenario y por cada sector. Por ejemplo, la primera variable de decisión del modelo será el tiempo de un racionamiento a los usuarios del sector residencial, en la región andina, entre lunes y

jueves en el horario de 6 am a 10 am. Y cada una de las otras variables recorren otros escenarios, regiones y sectores de consumo.

5. Función objetivo: Luego de creado el objeto del modelo lineal, se definen los coeficientes de las variables de decisión. Cabe aclarar que en R se debe hacer una representación vectorial o matricial de las sentencias que queremos entregar
6. Creación de restricciones: Para los dos modelos hay 4 conjuntos de restricciones iguales: (i) que el tiempo de corte sea mayor o igual que 0, (ii) que el tiempo de corte de cada escenario sea menor que el tamaño semanal de la franja correspondiente al escenario, (iii) que el objetivo de racionamiento se cumpla y (iv) que no se racione a cada sector más de un número deseado de horas por cada escalón de racionamiento.

Para el primer conjunto de restricciones, en R se generan tantas restricciones como variables de decisión, esto debido a que se debe tener un vector por cada una de ellas que sea mayor que 0; es decir, para el primer sector se crea un vector de $(1, 0, 0, 0, \dots$ tantos ceros como sectores-1), lo cual traduce que solo está activa la primera variable de decisión y esta debe ser mayor que 0. El mismo ejercicio se realiza para indicarle a R que cada variable de decisión es menor que el tamaño de la franja correspondiente. En cada uno de los casos se hace uso de un loop.

Para que el objetivo de racionamiento se cumpla se crea primero un vector con el producto entre efectividad y el cociente entre participación en la demanda y el tamaño de la franja. Posteriormente este vector se usa como coeficiente de las variables de decisión y se iguala al escalón correspondiente.

El último conjunto de restricciones corresponde al límite que se le pone al número de horas racionadas por sector. Para ordenarle a R este objetivo es necesario primero crear un vector por cada sector que tome el valor de 1 en la posición en que este sector este activo y 0 cuando no este activo, es decir, para cada sector se crea un vector con 1 en la posición de las franjas correspondientes a ese sector. De esta manera, cuando se sumen las horas racionadas en cada escenario por cada sector no puede ser mayor al límite establecido.

7. Resolver el modelo e imprimir el resultado: Finalmente se resuelve el modelo con la variable objetivo y las restricciones indicadas y se imprime el resultado para cada uno de los escalones.

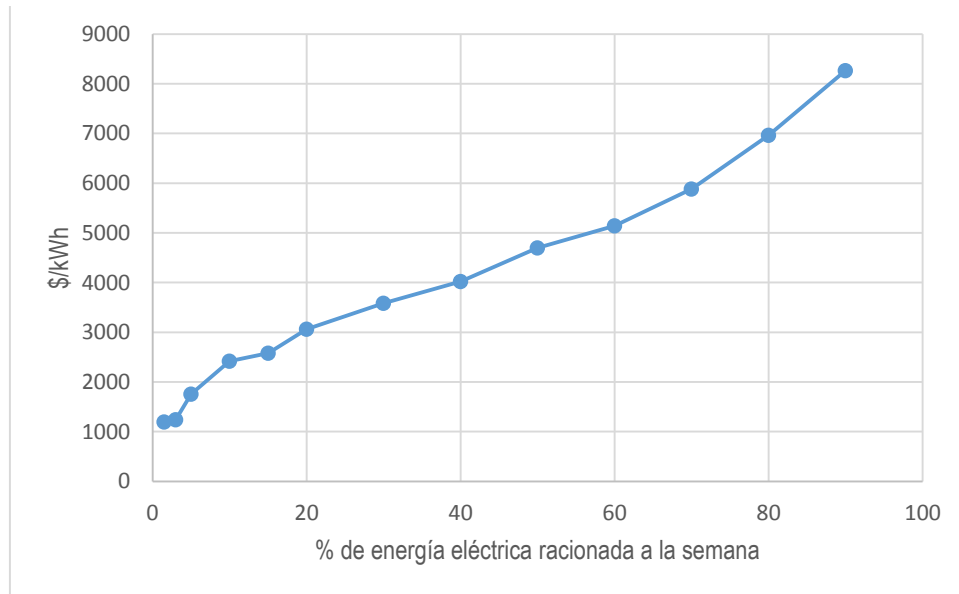
A partir del modelo de optimización en R se obtienen los siguientes resultados sobre el costo de racionamiento de electricidad por porcentaje de racionamiento, indicados en el cuadro 4.2.

Cuadro 4.2 - Costos de racionamiento de Electricidad

% DE RACIONAMIENTO	COSTO MÍNIMO UNITARIO (\$/KWH)
1,5	1.140
3	1.153
5	1.578
10	2.272
15	2.369
20	2.689
30	2.967
40	3.305
50	3.895
60	4.293
70	4.933
80	5.864
90	6.805

Fuente: Econometría con base en el modelo de optimización

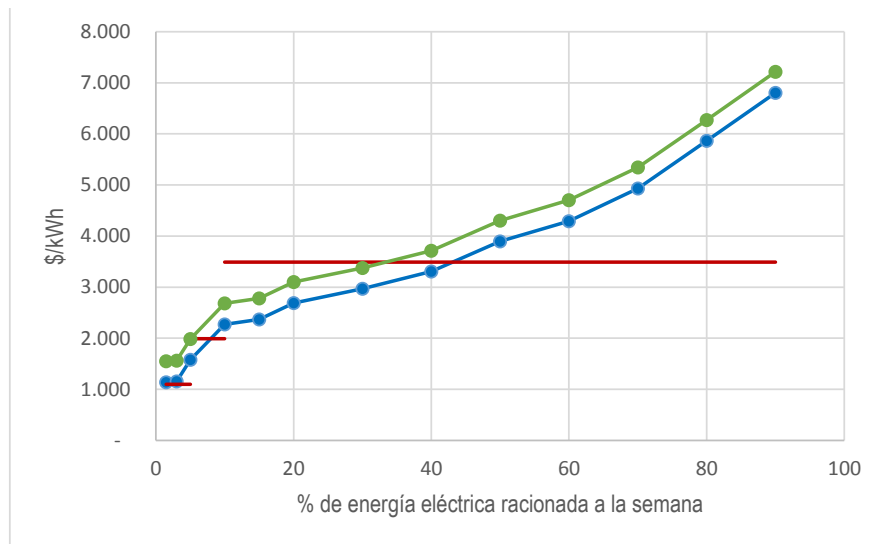
Figura 4.1 - Curva de costos unitarios mínimos de racionamiento de electricidad para Colombia – promedio 2015



Fuente: Econometría

Al comparar con los escalones de costo de racionamiento que publica la UPME, con la nueva curva de costos de racionamiento, graficada en azul, y el valor de la energía no servida (costo de racionamiento más precio promedio) graficada en verde, se encuentra que la nueva curva de energía no servida se encuentra un poco por arriba de los escalones utilizados a diciembre de 2015, graficados en rojo.

Figura 4.2 - Comparación con la curva histórica



Fuente: Econometría y UPME

Para niveles intermedios de racionamiento esta curva permite valores más precisos. Las diferencias no son realmente altas teniendo en cuenta que para los escalones calculados por la UPME la medición original se realizó en 1997 y las actualizaciones se han llevado a cabo usando índices de precios.

4.3 CURVA DE COSTOS DE RACIONAMIENTO DE GAS NATURAL

4.3.1 Resultado de la optimización

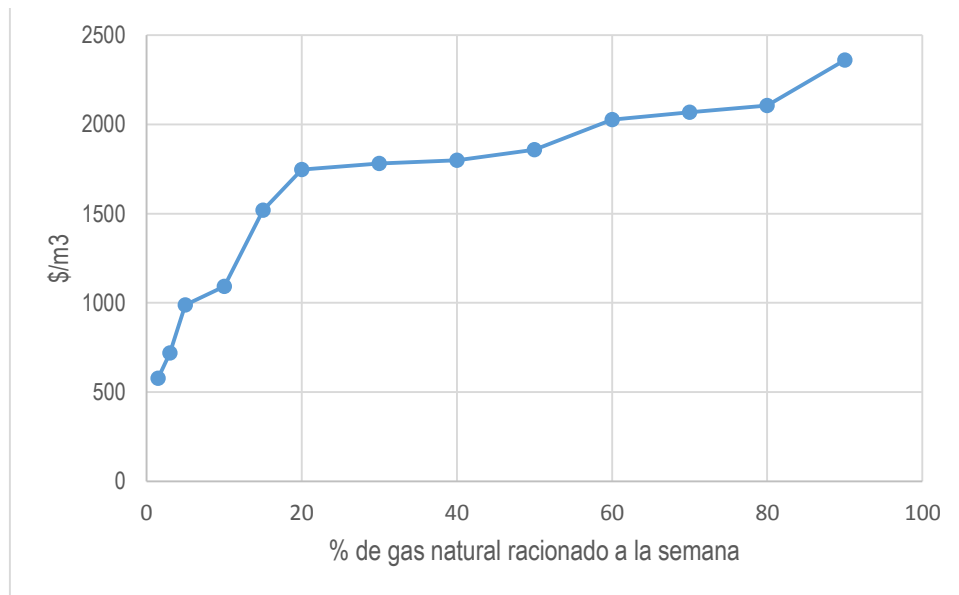
El siguiente cuadro presenta los valores de la curva de racionamiento de gas natural:

Cuadro 4.3 - Costo de racionamiento de Gas Natural

% DE RACIONAMIENTO	COSTO MÍNIMO UNITARIO (\$/M3)
1,5	415
3	507
5	625
10	729
15	922
20	1214
30	1323
40	1390
50	1442
60	1572
70	1584
80	1599
90	1781

Fuente: Econometría con base en el modelo de optimización

Figura 4.3 - Curva de costos unitarios mínimos de racionamiento de gas natural para Colombia – promedio 2015

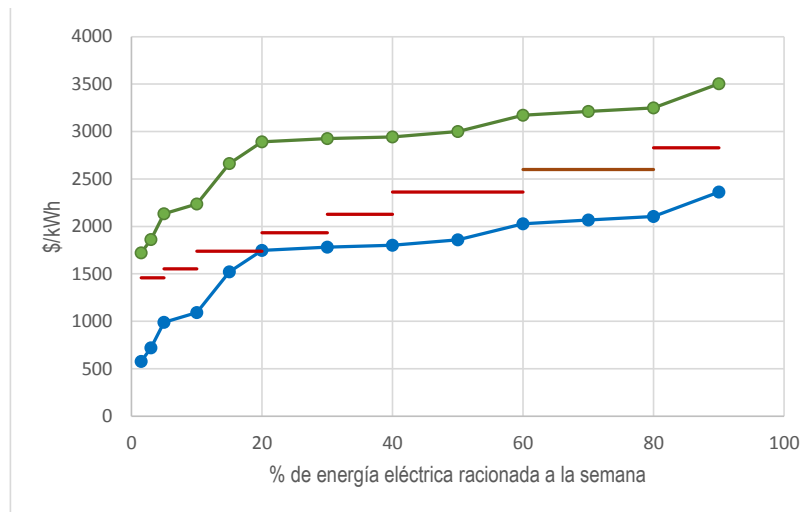


Fuente: Econometría

La curva de Gas crece más rápido que la de electricidad en racionamientos inferiores al 20% y a una tasa menor en racionamientos de mayor tamaño.

Al comparar con los estimativos que realiza la UPME del costo de racionamiento de gas natural, para diciembre de 2015, con la nueva curva de costos de racionamiento, graficada en azul, y el valor de la energía no servida (costo de racionamiento más precio promedio) graficada en verde, se encuentra que la nueva curva de energía no servida se encuentra un poco por arriba de los escalones utilizados a diciembre de 2015, graficados en rojo. Esto es análogo a lo encontrado para electricidad.

Figura 4.4 - Comparación con la curva histórica



Fuente: Econometría y UPME

4.4 APLICATIVO DE ACTUALIZACIÓN

Para facilitar el uso del modelo de optimización de costos de racionamiento de energía eléctrica y gas, se desarrolló una herramienta informática que permite modificar o actualizar los parámetros del modelo, correr las simulaciones y visualizar los resultados por medio de gráficas.

La aplicación está desarrollada en Excel y en el lenguaje de programación R, esta integración permite definir modelos con un número más amplio de variables y restricciones a las permitidas por el Solver. Adicionalmente, la velocidad de procesamiento de R y la retroalimentación que recibe el usuario durante el procesamiento del modelo, son ventajas que vale la pena resaltar al utilizar este tipo de herramientas.

El aplicativo está compuesto de dos módulos principales: el de optimización y el de encuestas. En el módulo de optimización el usuario puede modificar los parámetros del modelo así como las variables de actualización y de entrada, puede ordenar la ejecución del modelo y puede visualizar los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas.

El módulo de encuestas presenta la tabla de datos de las encuestas realizadas a hogares, industria, comercio y servicios, así como el diccionario de datos, los instrumentos aplicados y un reporte de caracterización que permite hacer cruces entre dos variables seleccionadas por el usuario.

En el Anexo 9 del presente documento se encuentra el manual de usuario del aplicativo, el cual describe las funcionalidades del mismo y cómo utilizarlo.

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se presentan algunas reflexiones puntuales derivadas de los resultados obtenidos a través del estudio para el diseño de la metodología de costos de racionamiento para electricidad y gas natural en Colombia.

Aunque el estudio se basa en una optimización de los esquemas de racionamiento posibles, no debe ser entendido como un modelo de planeamiento operativo de un racionamiento, porque no fue construido con ese fin. Este estudio no pretende definir o dar señales acerca de cómo programar ni implantar operativamente un racionamiento. La aplicación directa de los racionamientos optimizados por tipo de usuario, tendrían dificultades para cortar selectivamente a determinados sectores de consumo, debido a que los circuitos interrumpibles concentran una mezcla de dichos sectores. El estudio supone que el esquema óptimo es factible y sobre ese escenario ideal hace los cálculos. En la eventualidad de un racionamiento deberán establecerse modelos operativos que también minimicen el costo de racionamiento pero que respeten las restricciones propias de la arquitectura de las redes de distribución.

Es relevante indicar que de acuerdo con la revisión de la regulación actual, existen variados usos potenciales para los resultados del estudio que son de interés para el regulador, además de los usos ya establecidos para los escalones de racionamiento que tradicionalmente calcula la UPME. El resultado final del estudio muestra que la nueva metodología de cálculo permite la estimación continua de la función de costos de racionamiento, por lo cual el uso de escalones que igualan tamaños de racionamiento con efectos disímiles no es conveniente para efectos de lo que busca la regulación. Por ejemplo no es igual el costo de un racionamiento del 1.5% que el de uno de 4.9% pero al simplificar la función en escalones se logra una precisión importante. En su lugar algunas medidas regulatorias podrían adaptarse para hacer referencia a un nivel específico de racionamiento sobre la curva.

La estimación de la curva de costos de racionamiento es sensible al límite máximo de horas a racionar a la semana, pues límites muy altos concentrarían los cortes en los usuarios con menor costo de racionamiento, los cuales en ocasiones no muestran

disposición a pagar por evitar el racionamiento pues han estado expuesto a continuas fallas en el suministro, lo cual resulta paradójico. Por otro lado, establecer límites muy bajos para el tiempo máximo aumenta la posibilidad de no encontrar soluciones factibles. Se recomienda usar un criterio que permita establecer mayores niveles de la restricción cuando se simulan racionamientos altos y menores límites de horas semanales, cuando se simulan racionamientos de menor tamaño. La regla utilizada en las simulaciones es aplicar el porcentaje deseado de racionamiento al número total de 168 horas de una semana (o 7 días en el caso de gas natural) y calcular los las horas (días enteros) que corresponden. Esto privilegia racionar en escenarios que están por encima del promedio tanto en costo de interrupción como en demanda de energía

La investigación adelantada, además de los ejercicios de cálculo de la curva de costos de racionamiento mínimo, permiten obtener estimativos de costos de interrupciones no anunciadas por estrato, por región e incluso por piso térmico. La regulación de calidad del servicio podría hacer uso de estos valores para establecer compensaciones diferenciales de acuerdo con alguno o varios de estos criterios.

El estudio realiza un diseño metodológico cuidadoso que aprovecha las ventajas de las diferentes metodologías existentes, buscando la comparabilidad entre las diferentes estimaciones pero respetando las particularidades de los sectores de consumo. Los anexos incluyen el diseño realizado de los formularios, para que puedan ser utilizados en posteriores actualizaciones de los modelos de costos de interrupción. Igualmente, para el sector residencial, a partir de las encuestas estratificadas, se logró crear un modelo robusto y consistente para la conformación de curvas de carga por piso térmico, estrato y región tanto para electricidad como para gas.

Para algunos sectores de consumo que están vinculados a externalidades con costos sociales muy altos, como el alumbrado público, los acueductos y los sistemas masivos de transporte público que se movilizan con electricidad, se recomienda su exclusión de cualquier esquema de racionamiento, como se ha establecido anteriormente para hospitales cárceles y otras instalaciones institucionales

Existe una clara tendencia a la elevación del costo de racionamiento en sectores o subsectores de la economía que no cuentan con respaldo alguno ante una interrupción ya que deben añadir el costo de inversión de un mecanismo sustituto además de los costos operacionales y de mantenimiento. Se considera importante destacar que una importante cantidad de los clientes del sector terciario de la economía no cuentan con esquemas de respaldo ante un corte de suministro de electricidad, por lo que se sugiere analizar en un

futuro qué incentivos o señales se podrían implantar para aquellos consumidores que ofrecen servicios prioritarios para la sociedad.

Para la actualización de los valores de costo de interrupción se recomienda a la UPME no incrementar el valor del costo de racionamiento con el precio de la energía eléctrica sino con un indicador que refleje el comportamiento de los ingresos de los usuarios, como puede ser el porcentaje de incremento del salario mínimo en el caso residencial y con el crecimiento del PIB industrial o del índice de producción industrial para actualizaciones mensuales. El aplicativo permite calcular costos diferenciales para épocas de vacaciones escolares. Por otra parte el modelo está en capacidad de volver a generar resultados de optimización para conformar una curva de racionamiento de manera mensual, con costos de interrupción actualizados.

BIBLIOGRAFÍA

- Sistecom Ltda; Econometria Ltda. (1986). *Costos de racionamiento de energía eléctrica, sectores industrial, residencial, comercial y servicios*. Bogotá: Interconexión Eléctrica S.A ISA.
- Universidad de Antioquia; Universidad Nacional. (1997). *Metodología y costos de racionamiento Eléctrico*. Bogotá: Interconexión Electrica S.A. para UPME.
- Ahlheima, M., & Buchholzb, W. (1999). *WTP or WTA Is that the Question? Reflections on the Difference between "Willingness To Pay" and "Willingness to Accept"*. BTU Cottbus Department of Economics.
- Arrow, K., Solow, R., Portney, P., Leamer, E., Radner, R., & Schuman, H. (2001). *Report of the NOAA Panel on contingent Valuation*. National Oceanic and Atmospheric Administration.
- Barrera, F., & Afanador, E. (2011). *Necesidad de una Política de Seguridad de Abastecimiento y de Confiabilidad en el Sector de Gas Natural de Colombia: Impacto económico en la generación eléctrica*. Bogotá: Fedesarrollo - Colinversiones.
- Barrera, F., & Afanador, E. (2012). *Desarrollo de una política de confiabilidad del sector de gas Natural en Colombia*. Bogota: Fedesarrollo .
- Becker, G. (1965). A theory of the allocation of time. *The Economic Journal*, 75.
- Carlsson, F., & Martinsson, P. (2004). Willingness to Pay among Swedish Households to Avoid Power Outages. (D. o. Gothenburg University, Ed.) *Working Papers in Economics*.
- Carlsson, F., & Martinsson, P. (2008). Does it Matter When a Power Outage Occurs? *Energy Economics*, 30, 1232-1245.
- Carlsson, F., & P, M. (2006). *Do Experience and Cheap Talk influence Willigness to Pay in a Open-Ended Contingent Valuation Survey*. Elforsk AB.
- Castiblanco Rozo, C., & Sabogal Forero, N. (s.f.). *Valoración económica del medio ambiente*. (Universidad Nacional de Colombia) Obtenido de http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/IDEA/mtria_amb/2019529/und_3/html/contenido.html

- Caves, D., Herriges, J., & R, W. (1990). Customer demand for service reliability in the electric power industry: A synthesis of the outage cost literature. *Bulletin of Economic Research*, 42(2), 79-118.
- Centonella, P. (2010). *Estimates of the Value of Uninterrupted Service for the Mid-West Independent System Operator*. SAIC.
- Cisterna, M. E. (2008). *Metodología de calculo de costo de falla intempestivo*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- Council for Science and Technology. (2013). *Counting the cost: the economic and social costs of electricity shortfalls in the UK*. London: Royal Academy of Engineering.
- Crew, M., Fernando, C., & P, K. (1995). The theory of peak loading pricing: A survey. *Journal of Regulatory Economics*, 8, 215-248.
- Dali, E. N. (2001). *Interruption cost analysis for the electrical power customers in greece*. Athens: National Technical University of Athens.
- Dialynas, E., Megalocomonos, S., & Dali, V. (2001). *Interruption cost amalysis for the electrical power costumers in Greece*. CIRED. 16th International Conference and Exhibition on .
- Dijk, E., & Knippenberg, D. (1996). Buying and selling exchange goods: Loss aversion and the endowment effect. *Journal of Economic Psychology*, 17, 517-524.
- Econometria Ltda. (1997). *Metodología para la determinación de la curva de la curva de costos mínimos de racionamiento*. Bogotá: UPME.
- Econometría y Universidad De La Salle. (2013). *COSTOS ASOCIADOS A INTERRUPCIONES DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. Bogotá D.C: CREG.
- Eimear Leahya, C. D. (2012). *The Cost of Natural Gas Shortages in Ireland*. Dublin: ESRI.
- Eto, J., Koomey, J., Lehman, B., Martin, N., Mills, E., Webber, C., & Worrell, E. (2001). *Scoping Study on Trends in the Economic Value of Electricity Reliability to the U.S. Economy*. Berkely, CA: EPRI - Environmental Energy Technologies Division.
- Eto, K. H. (2004). *Understanding the cost of power interruptions to U.S. electricity consumers*. Berkeley: University of California Berkeley.

- Freyre & Asociados, SNC Lavalin Itansuca. (2012). *Estudio de confiabilidad y profundización en el análisis de los riesgos de continuidad del servicio asociado a la infraestructura de suministro en los campos de producción*. Bogotá D.C: Comisión de Regulación de energía y gas.
- Greene, W. H. (2003). *Econometric Analysis* (Fifth ed.). New Jersey: Prentice Hall.
- Hair, J., Anderson, R., Tatham, R., & Black, W. (1998). *Multivariate Data Analysis* (5° ed.). New Jersey: Prentice-Hall.
- ILEX Energy Consulting Limited. (2006). *Strategic storage and other options to ensure long-term gas security*. UK.
- Itansuca-Sinergia. (2004). *Estudio de costos de racionamiento de electricidad y gas natural*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- Joskow, P., & Tirole, J. (2007). Reliability and competitive electricity markets. *RAND Journal of Economics*, 38(1), 60–84.
- Lehtonen, S. K. (2014). *Interruption costs of service sector electricity customers, a hybrid approach*. Espoo: Electrical Power and Energy Systems.
- Leontief, W. (1986). *Input-Output Economics*. Oxford University Press.
- London Economics. (2013). *The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain*. Londres.
- Mercados energéticos consultores. (2010). *Actualización de los costos de racionamiento de electricidad y gas natural en Colombia*. Bogotá D.C: Unidad de planeación minero energética.
- Nooij, M. d. (2009). Optimal blackouts: empirical results on reducing the social cost of electricity outages through efficient regional rationing. *Energy Economics*, 31, 342-347.
- Nooij, M. d. (2012). *Social cost benefit analysis and energy policy*. Jacobs University, School of Humanities and Social Sciences.
- Osinermin. (2012). *Estimación del costo de racionamiento para el sector eléctrico peruano*. Lima: Gerencia adjunta de regulación tarifaria.
- P. Raessar, E. T. (2006). *Assessment of electricity supply interruption costs*. Tallin: Department of Electrical Power Engineering.

- Prada, J. F. (1999). *The value of reliability in power systems - pricing operating reserves*. Massachusetts Institute of Technology.
- Rao, J., Prasad, P., & Tulasi, R. (2010). Customer Outage Cost Evaluation in Electric Power Systems. (A. R. Network, Ed.) *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 88-96.
- Rao, V. (2014). *Applied Conjoint Analysis*. New York: Springer.
- Unión Temporal Itansuca Ltda- Sinergia Ltda. (2004). *Estudio de Costos de Racionamiento de Electricidad y Gas Natural*. Bogotá: UPME.
- UPME. (2006). *Determinación de consumo para equipos domésticos de energía eléctrica y gas*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- UPME. (2006). *Estudio determinación del consumo final de energía en los sectores residencial urbano y comercial*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- Wensel, L., & Woolf, A. (2014). Welfare implications of power rationing: an application to Germany. (H. I. Economics, Ed.) *HWWI Research*(148).

ANEXO 1 – FORMULARIOS DEFINITIVOS

(Anexo Digital)

ANEXO 2 – DICCIONARIO DE LA BASE DE DATOS

(Anexo Digital)

ANEXO 3 – CURVAS DE CARGA POR FRANJAS ESTIMADAS PARA ELECTRICIDAD

- *Anexo 3.1 – Curvas de carga residencial por piso térmico*
- *Anexo 3.2 – Curvas de carga residencial por región*
- *Anexo 3.3 – Curvas de carga residencial por estrato*
- *Anexo 3.4 – Curvas de carga industrial por tamaño, comercial/ servicios*

En este anexo se muestran los resultados de las curvas de carga estimadas, por unidad (p.u.) con respecto a la demanda máxima de cada una de las curvas.

ANEXO 3.1 – CURVAS DE CARGA RESIDENCIAL POR PISO TÉRMICO

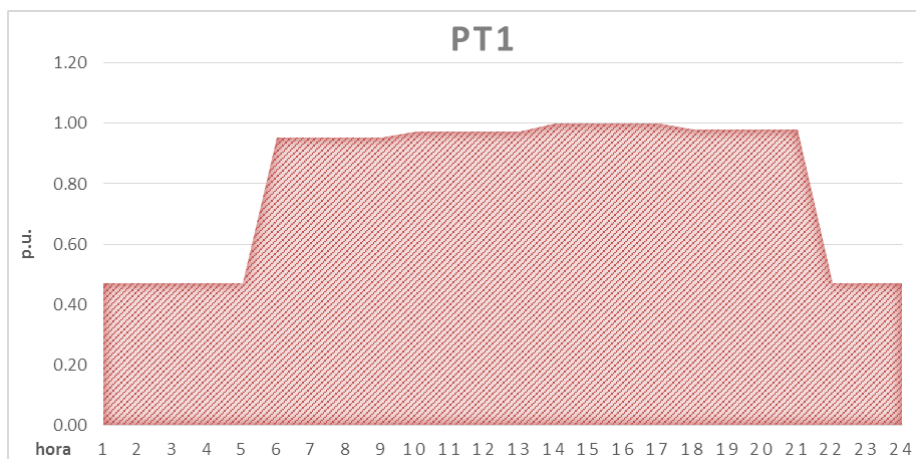
Los pisos térmicos se clasifican así:

PT1: Piso térmico entre 0 y menor que 1 msnm

PT2: Piso térmico entre 1000 y menor que 2000 msnm

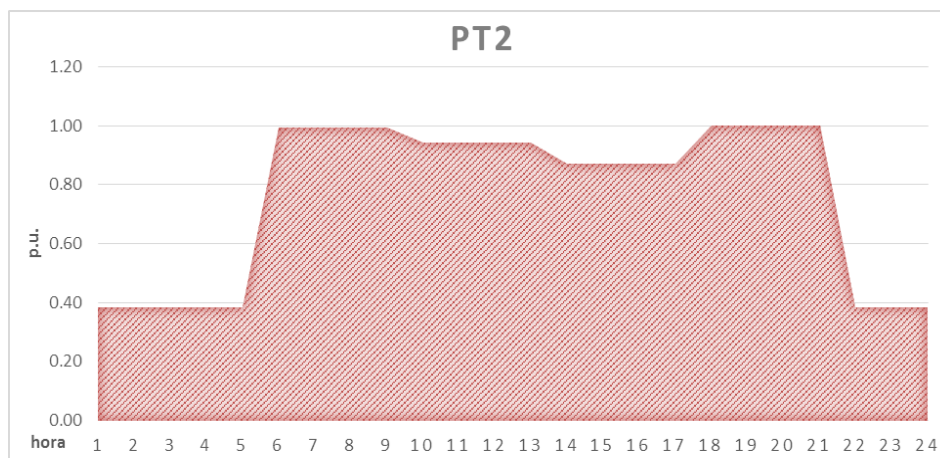
PT3: Piso térmico mayor o igual que 2000 msnm

Figura A3.1 - Curva de carga residencial para el piso térmico uno



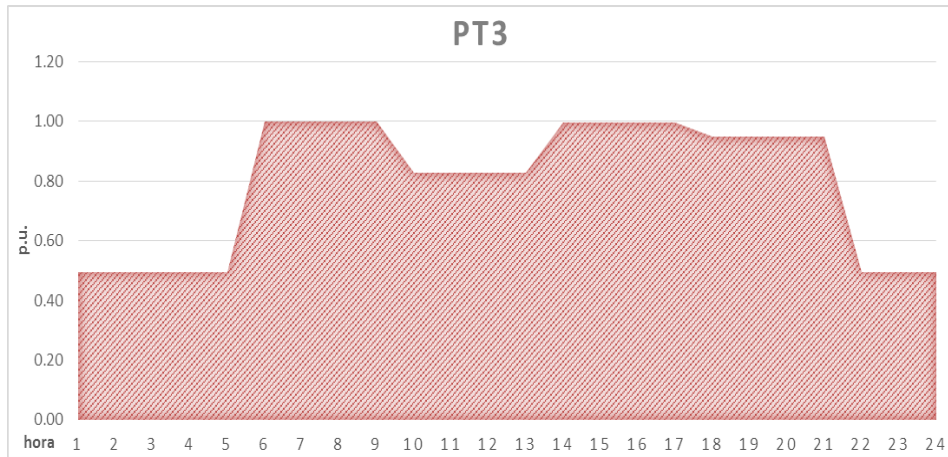
Fuente: Econometría 2015

Figura A3.2 - Curva de carga residencial para el piso térmico dos



Fuente: Econometría 2015

Figura A3.3 - Curva de carga residencial para el piso térmico tres



Fuente: Econometría 2015

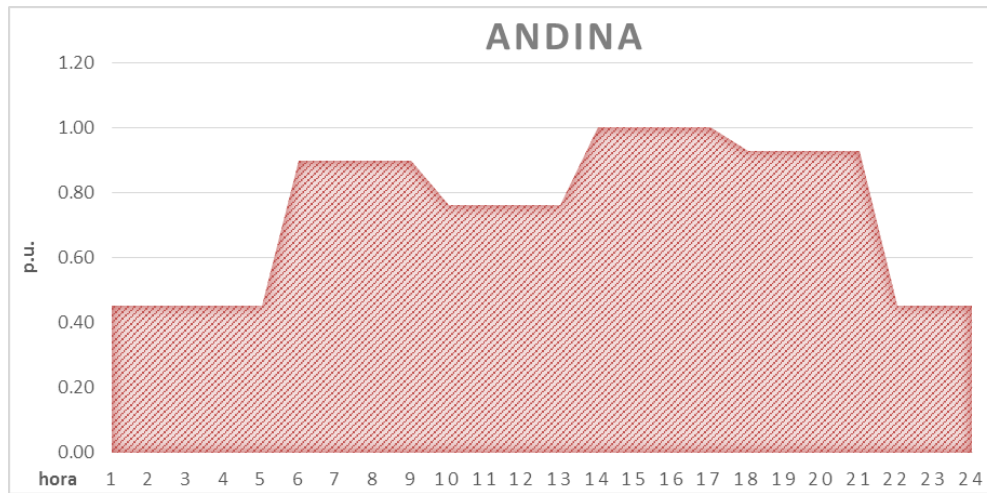
Cuadro A3.1- Curvas de carga por piso térmico, sector residencial (en p.u.)

HH	PT1	PT2	PT3
1	0.471	0.385	0.493
2	0.471	0.385	0.493
3	0.471	0.385	0.493
4	0.471	0.385	0.493
5	0.471	0.385	0.493
6	0.954	0.993	1.000
7	0.954	0.993	1.000
8	0.954	0.993	1.000
9	0.954	0.993	1.000
10	0.971	0.943	0.826
11	0.971	0.943	0.826
12	0.971	0.943	0.826
13	0.971	0.943	0.826
14	1.000	0.872	0.995
15	1.000	0.872	0.995
16	1.000	0.872	0.995
17	1.000	0.872	0.995
18	0.981	1.000	0.948
19	0.981	1.000	0.948
20	0.981	1.000	0.948
21	0.981	1.000	0.948
22	0.471	0.385	0.493
23	0.471	0.385	0.493
24	0.471	0.385	0.493

Fuente: Econometría 2015

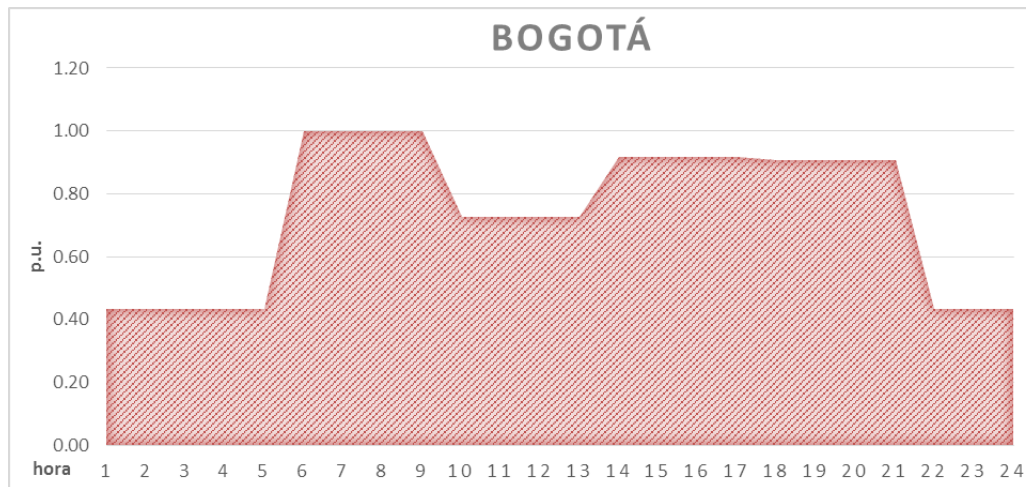
ANEXO 3.2 – CURVAS DE CARGA RESIDENCIAL POR REGIÓN

Figura A3.4 - Curva de carga residencial para la Región Andina



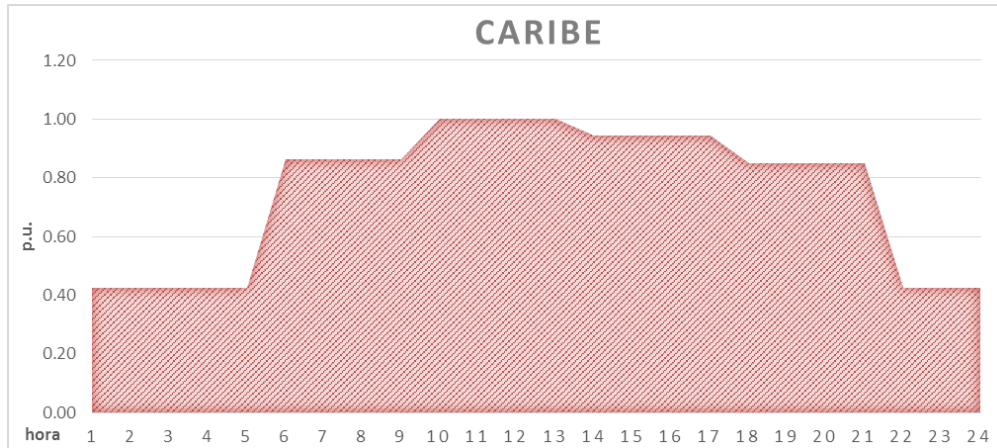
Fuente: Econometría 2015

Figura A3.5 - Curva de carga residencial para la Región Bogotá



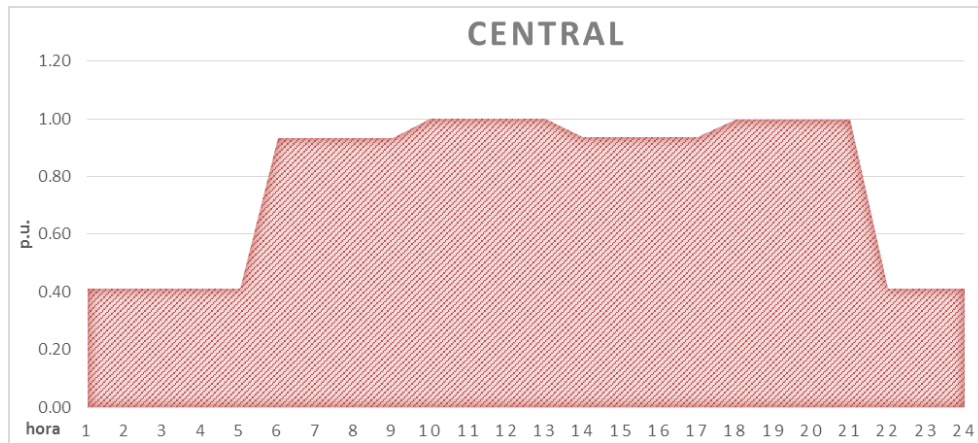
Fuente: Econometría 2015

Figura A3.6 - Curva de carga residencial para la Región Caribe



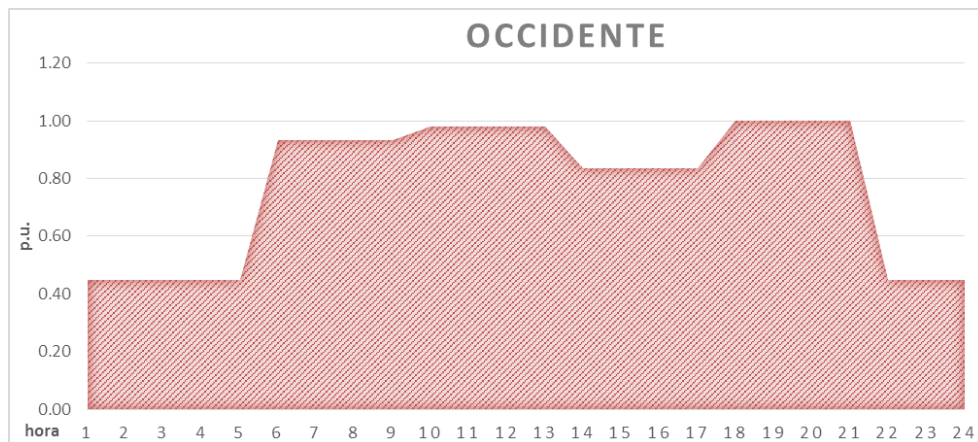
Fuente: Econometría 2015

Figura A3.7 - Curva de carga residencial para la Región Central



Fuente: Econometría 2015

Figura A3.8 - Curva de carga residencial para la Región Occidente



Fuente: Econometría 2015

Cuadro A3.2 - Curvas de carga por región, sector residencial (en p.u.)

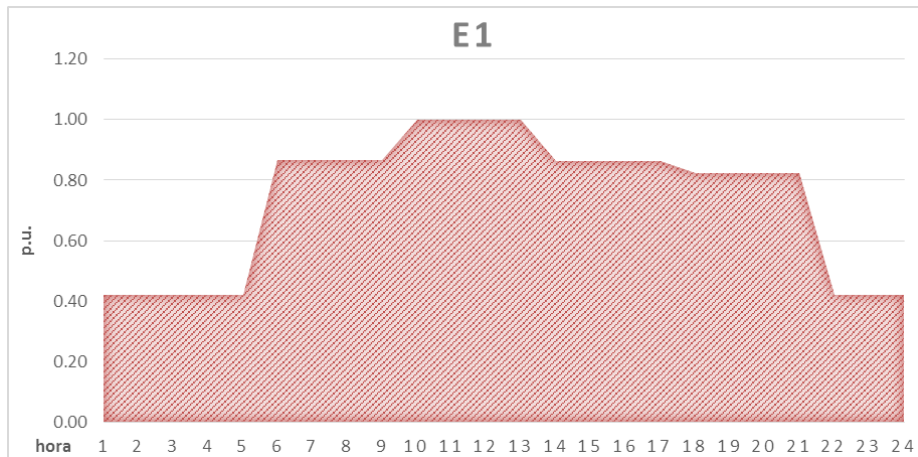
HH	ANDINA	BOGOTÁ	CARIBE	CENTRAL	OCCIDENTE
1	0.452	0.435	0.427	0.410	0.449
2	0.452	0.435	0.427	0.410	0.449
3	0.452	0.435	0.427	0.410	0.449
4	0.452	0.435	0.427	0.410	0.449
5	0.452	0.435	0.427	0.410	0.449
_6	0.899	1.000	0.862	0.933	0.935
7	0.899	1.000	0.862	0.933	0.935
8	0.899	1.000	0.862	0.933	0.935
9	0.899	1.000	0.862	0.933	0.935
10	0.762	0.726	1.000	1.000	0.981
11	0.762	0.726	1.000	1.000	0.981
12	0.762	0.726	1.000	1.000	0.981
13	0.762	0.726	1.000	1.000	0.981
14	1.000	0.917	0.944	0.937	0.835
15	1.000	0.917	0.944	0.937	0.835
16	1.000	0.917	0.944	0.937	0.835
17	1.000	0.917	0.944	0.937	0.835
18	0.930	0.908	0.850	0.997	1.000
19	0.930	0.908	0.850	0.997	1.000
20	0.930	0.908	0.850	0.997	1.000
21	0.930	0.908	0.850	0.997	1.000
22	0.452	0.435	0.427	0.410	0.449
23	0.452	0.435	0.427	0.410	0.449
24	0.452	0.435	0.427	0.410	0.449

Fuente: Econometría 2015

ANEXO 3.3 – CURVAS DE CARGA RESIDENCIAL POR ESTRATO

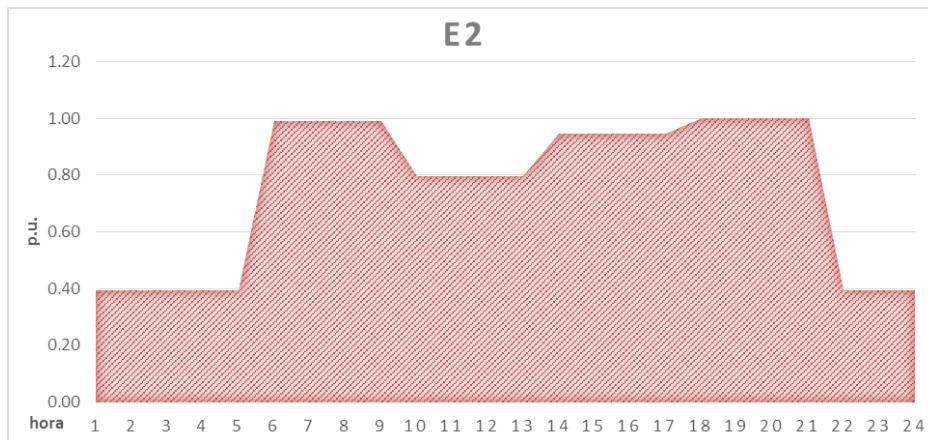
Los estratos socioeconómicos detallados son los equivalentes del 1 al 4

Figura A3.9 - Curva de carga residencial para el estrato socioeconómico 1



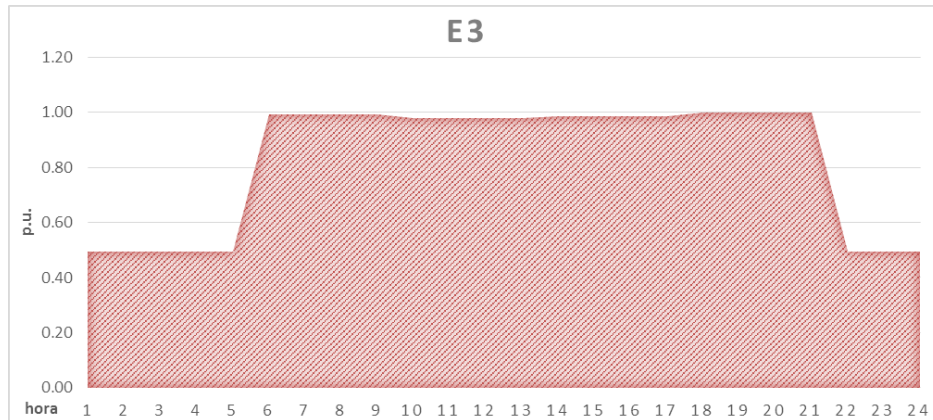
Fuente: Econometría 2015

Figura A3.10 - Curva de carga residencial para el estrato socioeconómico 2



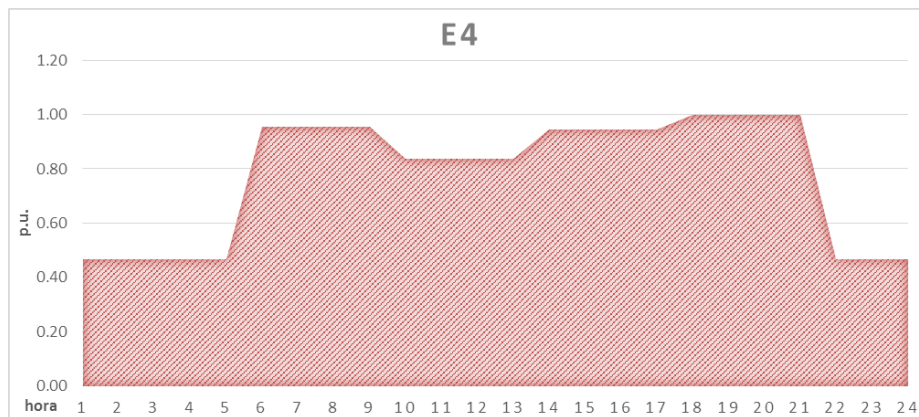
Fuente: Econometría 2015

Figura A3.11 - Curva de carga residencial para el estrato socioeconómico 3



Fuente: Econometría 2015

Figura A3.12 - Curva de carga residencial para el estrato socioeconómico 4



Fuente: Econometría 2015

Cuadro A3.3 - Curvas de carga por estrato, sector residencial (en p.u)

HH	E1	E2	E3	E4
1	0.420	0.395	0.494	0.465
2	0.420	0.395	0.494	0.465
3	0.420	0.395	0.494	0.465
4	0.420	0.395	0.494	0.465
5	0.420	0.395	0.494	0.465
6	0.866	0.990	0.991	0.956
7	0.866	0.990	0.991	0.956
8	0.866	0.990	0.991	0.956
9	0.866	0.990	0.991	0.956
10	1.000	0.796	0.979	0.838
11	1.000	0.796	0.979	0.838

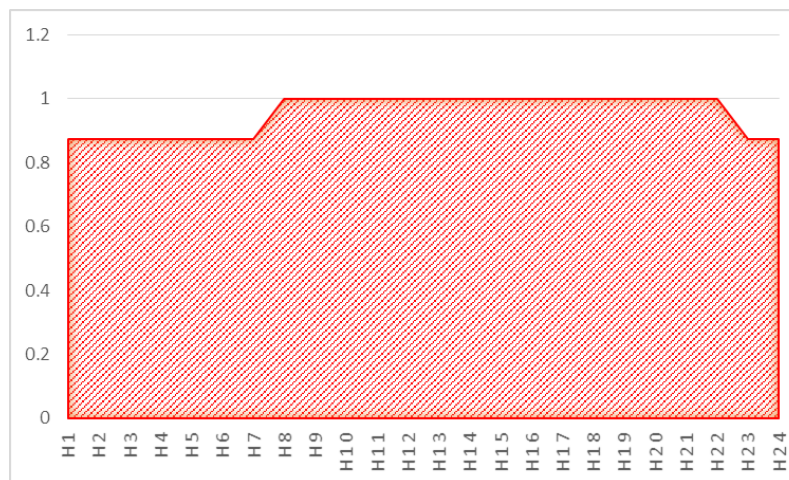
HH	E1	E2	E3	E4
12	1.000	0.796	0.979	0.838
13	1.000	0.796	0.979	0.838
14	0.865	0.945	0.987	0.946
15	0.865	0.945	0.987	0.946
16	0.865	0.945	0.987	0.946
17	0.865	0.945	0.987	0.946
18	0.824	1.000	1.000	1.000
19	0.824	1.000	1.000	1.000
20	0.824	1.000	1.000	1.000
21	0.824	1.000	1.000	1.000
22	0.420	0.395	0.494	0.465
23	0.420	0.395	0.494	0.465
24	0.420	0.395	0.494	0.465

Fuente: Econometría 2015

ANEXO 3.4 – CURVAS DE CARGA INDUSTRIAL POR TAMAÑO, COMERCIAL/SERVICIOS

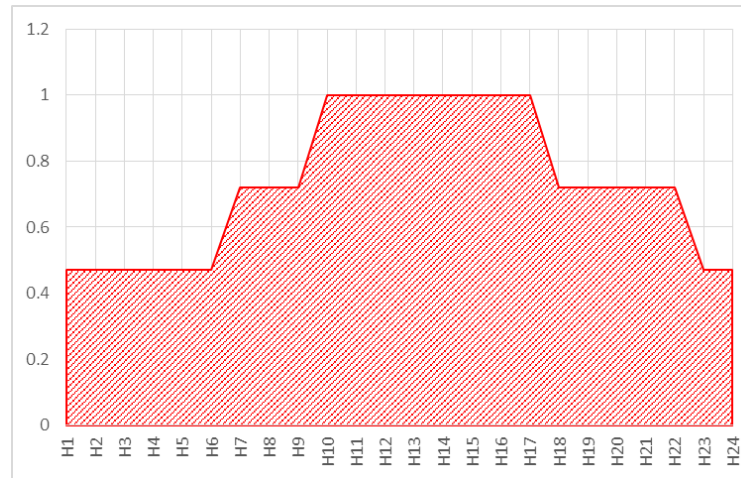
Las industrias se subdividieron en grandes y medianas-pequeñas, mientras que los sectores comercial y de servicios se agruparon. Así, las curvas de carga se presentan en forma de gráfica y tabla de datos en p.u. a continuación.

Figura A3.13 - Curva de carga sector industrial grande



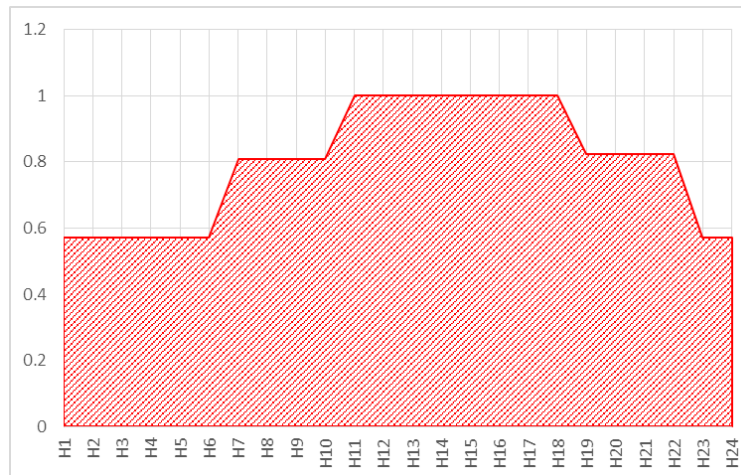
Fuente: Econometría 2015

Figura A3.14 - Curva de carga sector industrial mediano-pequeño



Fuente: Econometría 2015

Figura A3.15 - Curva de carga sector comercial / servicios



Fuente: Econometría 2015

Cuadro A3.4 - Curva de carga para los sectores Industrial y comercial/servicios (en p.u)

HH	INDUSTRIAL GRANDE	INDUSTRIAL MEDIANO/PEQUEÑO	COMERCIAL/SERVICIOS
H1	0.874	0.471	0.572
H2	0.874	0.471	0.572
H3	0.874	0.471	0.572
H4	0.874	0.471	0.572
H5	0.874	0.471	0.572
H6	0.874	0.471	0.572
H7	0.874	0.720	0.808

HH	INDUSTRIAL GRANDE	INDUSTRIAL MEDIANO/PEQUEÑO	COMERCIAL/SERVICIOS
<i>H8</i>	1.000	0.720	0.808
<i>H9</i>	1.000	0.720	0.808
<i>H10</i>	1.000	1.000	0.808
<i>H11</i>	1.000	1.000	1.000
<i>H12</i>	1.000	1.000	1.000
<i>H13</i>	1.000	1.000	1.000
<i>H14</i>	1.000	1.000	1.000
<i>H15</i>	1.000	1.000	1.000
<i>H16</i>	1.000	1.000	1.000
<i>H17</i>	1.000	1.000	1.000
<i>H18</i>	1.000	0.720	1.000
<i>H19</i>	1.000	0.720	0.822
<i>H20</i>	1.000	0.720	0.822
<i>H21</i>	1.000	0.720	0.822
<i>H22</i>	1.000	0.720	0.822
<i>H23</i>	0.874	0.471	0.572
<i>H24</i>	0.874	0.471	0.572

Fuente: Econometría 2015

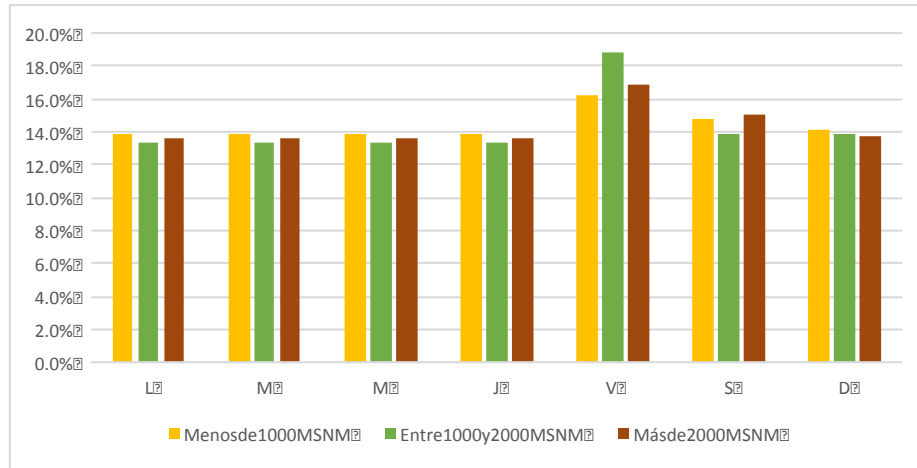
ANEXO 4 – CURVAS DE CARGA POR DÍAS ESTIMADAS PARA GAS NATURAL

- *Anexo 4.1 – Curvas de carga residencial por piso térmico*
- *Anexo 4.2 – Curvas de carga residencial por región*
- *Anexo 4.3 – Curvas de carga residencial por estrato*
- *Anexo 4.4 – Curvas de carga industrial por región*
- *Anexo 4.5 – Curva de carga comercial/servicios*
- *Anexo 4.6 – Curva de carga termoeléctricas a gas natural*

En este anexo se presentan las curvas de carga de gas natural tanto para el sector residencial como el no residencial.

ANEXO 4.1 – CURVAS DE CARGA RESIDENCIAL POR PISO TÉRMICO

Figura A4.1 - Curvas de Carga Residencial por Piso Térmico



Fuente: Econometría 2015

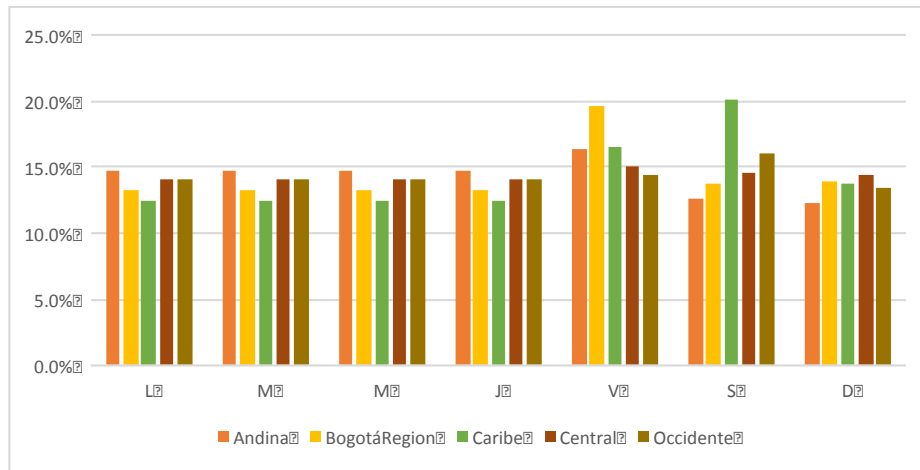
Cuadro A4.1 - Curvas de carga residencial por piso térmico

PISO TÉRMICO	L	M	M	J	V	S	D
Menosde1000MSNM	13.9%	13.9%	13.9%	13.9%	16.2%	14.8%	14.1%
Entre1000y2000MSNM	13.3%	13.3%	13.3%	13.3%	18.9%	13.9%	13.9%
Másde2000MSNM	13.6%	13.6%	13.6%	13.6%	16.9%	15.0%	13.8%

Fuente: Econometría 2015

ANEXO 4.2 – CURVAS DE CARGA RESIDENCIAL POR REGIÓN

Figura A4.2 - Curvas de carga residencial por región



Fuente: Econometría 2015

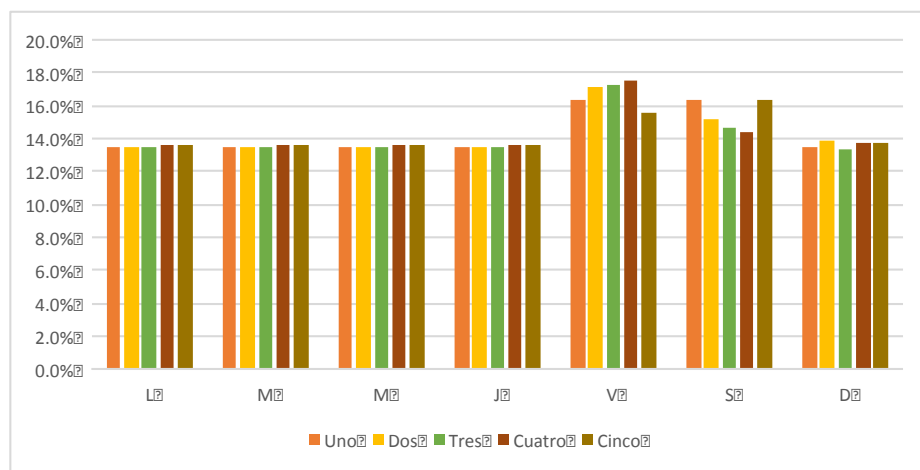
Cuadro A4.2 - Curvas de carga residencial por región

REGIÓN	L	M	M	J	V	S	D
Andina	14.7%	14.7%	14.7%	14.7%	16.4%	12.6%	12.3%
Bogotá Región	13.2%	13.2%	13.2%	13.2%	19.6%	13.8%	13.9%
Caribe	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	16.5%	20.2%	13.7%
Central	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	15.1%	14.5%	14.4%
Occidente	14.1%	14.1%	14.1%	14.1%	14.3%	16.1%	13.4%

Fuente: Econometría 2015

ANEXO 4.3 – CURVAS DE CARGA RESIDENCIAL POR ESTRATO

Figura A4.3 - Curvas de carga residencial por estrato



Fuente: Econometría 2015

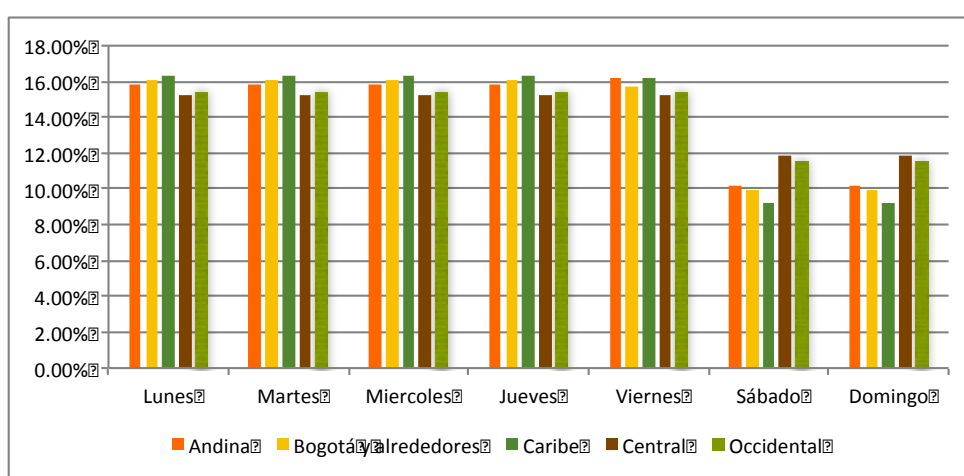
Cuadro A4.3 - Curvas de carga residencial por estrato

ESTRATO	L	M	M	J	V	S	D
Uno	13.5%	13.5%	13.5%	13.5%	16.4%	16.4%	13.5%
Dos	13.4%	13.4%	13.4%	13.4%	17.1%	15.2%	13.9%
Tres	13.5%	13.5%	13.5%	13.5%	17.2%	14.6%	13.4%
Cuatro	13.6%	13.6%	13.6%	13.6%	17.5%	14.4%	13.8%
Cinco	13.6%	13.6%	13.6%	13.6%	15.5%	16.4%	13.8%

Fuente: Econometría 2015

ANEXO 4.4 – CURVAS DE CARGA INDUSTRIAL POR REGIÓN

Figura A4.4 - Curvas de carga industrial por región



Fuente: Econometría 2015

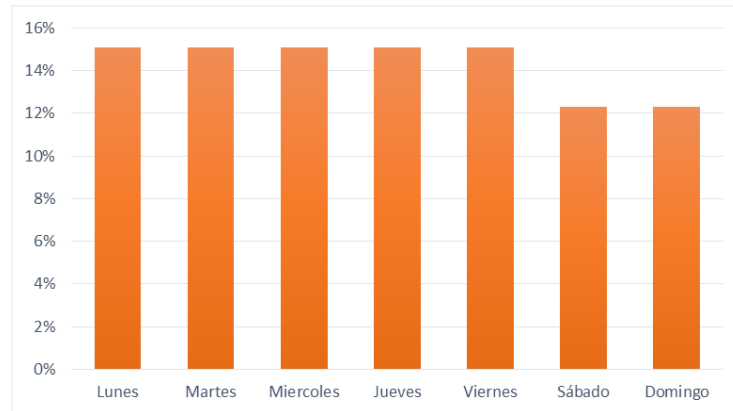
Cuadro A4.4 - Curvas de carga industrial por región

REGIÓN	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
Andina	15.88%	15.88%	15.88%	15.88%	16.15%	10.16%	10.16%
Bogotá y alrededores	16.08%	16.08%	16.08%	16.08%	15.72%	9.98%	9.98%
Caribe	16.35%	16.35%	16.35%	16.35%	16.25%	9.17%	9.17%
Central	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%	15.26%	11.88%	11.88%
Occidental	15.40%	15.40%	15.40%	15.40%	15.38%	11.51%	11.51%

Fuente: Econometría 2015

ANEXO 4.5 – CURVA DE CARGA COMERCIAL/SERVICIOS

Figura A4.5 - Curvas de carga comercial/servicios



Fuente: Econometría 2015

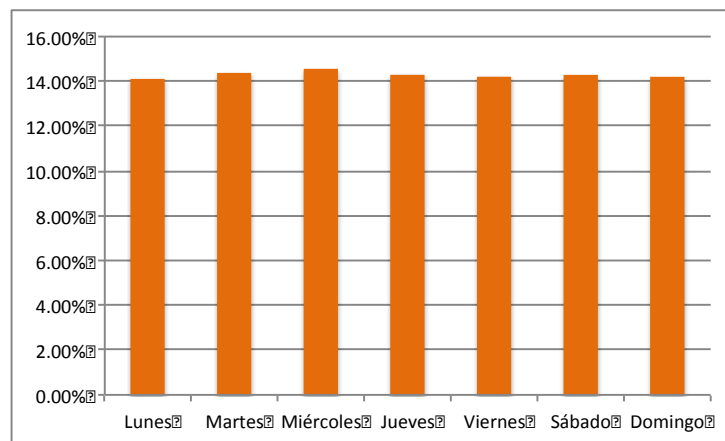
Cuadro A4.5 - Curvas de carga comercial/servicios

LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
15%	15%	15%	15%	15%	12%	12%

Fuente: Econometría 2015

ANEXO 4.6 – CURVA DE CARGA TERMOELÉCTRICAS A GAS NATURAL

Figura A4.6 - Curvas de Carga Termoeléctricas a gas natural



Fuente: Econometría 2015

Cuadro A4.6 - Curvas de carga termoeléctricas a gas natural

LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
14.13%	14.36%	14.52%	14.32%	14.24%	14.26%	14.17%

Fuente: Econometría 2015

ANEXO 5 – DISPONIBILIDAD A PAGAR POR HORA PARA EVITAR INTERRUPCIONES DE ELECTRICIDAD

(Anexo Digital)

ANEXO 6 – DISPONIBILIDAD A PAGAR POR HORA PARA EVITAR INTERRUPCIONES DE GAS NATURAL

(Anexo Digital)

ANEXO 7 - ESTUDIOS DE CASOS ESPECIALES (CONFIDENCIAL SOLO USO INTERNO DE LA UPME)

- *Anexo 7.1 – Transporte Masivo*
- *Anexo 7.2 – Generación térmica*
- *Anexo 7.3 – Sector hidrocarburos*
- *Anexo 7.4 – Grandes consumidores sin generación de respaldo*
- *Anexo 7.5 – Recreación*
- *Anexo 7.6 – Acueducto y saneamiento*
- *Anexo 7.7 – Educación*
- *Anexo 7.8 – Grandes superficies*

ANEXO 7.1 – TRANSPORTE MASIVO

El sector transporte en Colombia es incipiente en el uso de energéticos diferentes a los combustibles líquidos. Sin embargo, la integración paulatina de las opciones de movilidad pública alrededor de unos operadores que aglomeran las diferentes ofertas de servicios ha empezado a dar notoriedad a los consumos, en especial de electricidad asociados con cuatro funciones principales: control de acceso, comunicaciones y transmisión de datos operativos y transaccionales, seguridad y vigilancia remota, e iluminación.

En cuanto a la electricidad, por ser servicios dotacionales prioritarios para las comunidades a las que sirven, la afectación potencial por un corte no programado del servicios no está asociada a la imposibilidad de movimiento del mecanismo de transporte en sí mismo, sino a la inhabilidad que se genera para los servicios conexos como el control de acceso, que no permitiría el uso del sistema a los usuarios. Para el caso de un metro pesado, como el que existe en la ciudad de Medellín, la afectación tiene doble impacto ya que el efecto descrito anteriormente persiste y se le añade la imposibilidad de movimiento del material rodante (trenes).

Para mitigar el impacto del corte del fluido eléctrico en los sistemas de transporte basados en buses, los sistemas transaccionales de información suelen usar UPS por estación y para los demás servicios se usan plantas de emergencia móvil que operan con combustible líquido, y que en teoría podrían funcionar indefinidamente si se cuenta con disponibilidad garantizada de combustible. El tamaño de estas plantas varía entre 3 y 15 kVA por estación intermedia y hasta 250 kVA en las estaciones terminales. Sin embargo, los clientes hacen énfasis en que la calidad de servicio (frecuencia de cortes y duración) no es la deseable, especialmente en conexión a media tensión (nivel II, $1 \text{ kV} \leq V < 30 \text{ kV}$) donde la percepción varía entre deficiente (varios cortes semanales) a buena, según la zona del país.

Lo anterior, aunado con que la movilidad es un factor estratégico para el desarrollo, genera costos aún más importantes que los financieros ante la pérdida del fluido eléctrico, como son los de reputación y los de percepción de inseguridad, entre otros.

Finalmente en este sector, dada la criticidad y lo esencial del servicio, los clientes encuestados rechazan cualquier opción de compensación monetaria a cambio de tener cortes de electricidad, y por el contrario podría haber la posibilidad de tener incrementos en la factura a cambio de no tener cortes como los que suceden en la actualidad.

TRANSMILENIO

Transmilenio es el organismo a cargo de la administración del Sistema de transporte masivo e integrado de Bogotá.

Energía Eléctrica

La energía eléctrica se utiliza principalmente en el área administrativa, iluminación, equipos de cómputo, talleres y estaciones. En cada una de las estaciones, la energía eléctrica alimenta los sistemas de recaudo, claves para la continuidad en el sistema.

Costo de Racionamiento Energía Eléctrica:

Se encontró que los puntos claves como son las estaciones deben tener por contrato con el recaudador, una planta de generación eléctrica para cuando hay cortes largos. Con base en esta información y teniendo en cuenta que las plantas eléctricas pueden operar a partir de gasolina y diésel por la cantidad de energía consumida (tamaño de la planta), se estableció que el costo de racionamiento es de 889.29 \$/kWh.

Gas Natural

No se identificaron usos de este energético.

ANEXO 7.2 – GENERACIÓN TÉRMICA

Una considerable proporción del parque generador térmico del país utiliza el gas como combustible principal o como sustituto para la generación de energía eléctrica. Para el cierre de 2014 la capacidad instalada en termoeléctricas que usan gas principalmente cerró en 1757 MW, representando el 11,34% de los 15489 MW de capacidad instalada del SIN, según lo reportado por XM. Esta cifra disminuyó con respecto al periodo anterior debido a los cambios de combustible de las plantas Termosierra y Termovalle (gas por ACPM) y Flores IV (ACPM por gas). De manera paralela, el consumo de gas dedicado a la generación alcanzó los 110.297 GBTU en 2014, aumentando en un 10% aproximadamente con respecto a 2013 gracias al crecimiento de la participación de las termoeléctricas a gas en la generación total anual del SIN el cual fue de 9,3% con respecto al año inmediatamente anterior. De esta forma, el gas es sin duda el energético predilecto para la generación térmica, con cerca del 63% de las 166.311 GBTU, requeridas en el año inmediatamente anterior.

Las plantas generadoras tienen mecanismos que les permiten adquirir el gas desde los diferentes pozos, entre ellos Cusiana, Guajira, Sucre, etc., lo cual está asociado con los

costos de transporte en función de la distancia y la naturaleza de los contratos, que en general son del tipo CI (Contratos Interrumpibles, como se enuncian en la Resolución CREG 089 de 2013). Dadas las características de estos contratos, en donde cualquiera de las partes puede interrumpir el suministro por mera liberalidad, que sumadas a la prioridad en la asignación de la producción total de gas disponible para la venta (PTDV) definida por el Decreto 2100 del Ministerio de Minas y Energía, es común encontrar que los productores de energía eléctrica con gas tengan desarrollados esquemas robustos de sustitución de combustible en sus plantas, para cumplir con sus compromisos, en especial con la Energía Firme requerida en los Cargos por Confiabilidad (ENFICC).

Los esquemas de respaldo se orientan hacia los combustibles líquidos, con una mayor representación del diésel, seguido por el Jet. Estos combustibles son almacenados en los terrenos de las mismas plantas de generación y es común que estén acompañados de contratos de suministro con un distribuidor mayorista para garantizar la disponibilidad del energético sustituto por lapsos del orden de semanas.

Vale la pena resaltar que algunas plantas de generación usan el gas como sustituto del combustible líquido principal, en cuyo caso, la disponibilidad de este sustituto, el gas, es firme ya que se pacta como un disponible en cantidad y precio por un periodo de tiempo limitado.

En términos de confiabilidad del suministro, los agentes presentan opiniones diversas que varían desde la alta confiabilidad en los periodos en que no se declara una interrupción, hasta un decrecimiento de la confiabilidad representada en la compresión, para los pozos con mayor cantidad de años en operación.

Cuando el suministro de gas no es confiable por cuenta generalmente de la naturaleza interrumpible del contrato, los agentes asumen mayores costos operativos (costos variables) por el paso al combustible sustituto, situación que viene siempre acompañada de una reducción de la capacidad de generación por unas cuantas horas para poder hacer la transición del gas al sustituto, más una disminución de la capacidad máxima de las plantas ya que con el combustible sustituto no siempre es posible alcanzar las capacidades nominales declaradas con el combustible principal, es decir, con el gas. Sin embargo, los agentes encuestados, como ya se mencionó, han tomado las provisiones necesarias para asegurar la suficiencia del sustituto ante la ausencia probable del gas.

Esta condición de suficiencia del respaldo ha traído inversiones adicionales para los agentes encuestados, representadas en los esquemas de almacenamiento de combustibles líquidos, más el diferencial de costo variable entre el energético principal y el sustituto. Sin embargo al momento de estimar la afectación por cuenta de la no disponibilidad del gas,

los agentes encuestados tienen diferentes mecanismos para valorar dichos costos. Tales varían por ejemplo entre un estimado basado en la formación de precios de su producción, hasta valoraciones basadas en costos marginales o referenciales asociados con los precios del mercado (spot y escasos).

Adicional a ello, cuando se les plantea a estos agentes opciones de disponibilidad a pagar para no ser racionado, fue común encontrar que existe esa disponibilidad a pagar más para que el gas no sea interrumpido, con un precio techo, que es naturalmente el del sustituto.

ANEXO 7.3 – SECTOR HIDROCARBUROS

El sector de hidrocarburos es intensivo en el uso de la electricidad. Desde la extracción hasta el transporte de los derivados, pasando por el tratamiento, la carga representada en motores que activan bombas y demás procesos asociados. Así la electricidad se convierte en un recurso estratégico fundamental para llevar a cabo los procesos alrededor de la cadena de valor y más aún el sistema de valor de los hidrocarburos. Estos grandes clientes pertenecen por lo general al mercado No Regulado y están conectados a los más altos niveles de tensión disponibles en el país, por ejemplo el STN ($V \geq 220$ kV) y el Nivel de Tensión IV ($57,5 \text{ kV} \leq V < 220$ kV). Al tener conexiones en alta tensión, estos clientes cuentan con una elevada continuidad de servicio con respecto a los clientes de niveles de tensión más bajos, aunque no están exentos de fallas en el suministros debido principalmente a eventos atmosférico (descargas), u otros que indisponen los activos de conexión representados en las líneas que lo unen al Sistema Interconectado Nacional – SIN.

En este sentido, los usuarios seleccionados para la muestra reportaron al menos dos cortes de energía no programados en el último año corrido. Si bien el número de cortes no es elevado, el impacto de los mismos genera que campos de exploración completos queden sin fluido eléctrico causando costos de parada-arranque de los procesos que tardan entre media hora y seis horas para volver a contar con la plena producción una vez regresa el suministro. Para el caso de la extracción de crudo, una ausencia de suministro impacta de fuerte manera ya que no solo detiene la producción de los pozos sino que pone en riesgo los equipos de fondo y el subsuelo, generando importantes afectaciones económicas y tiempos de reparación que pueden acumular hasta 4 días más el tiempo de reparación de la fuente de energía eléctrica (línea de transmisión, por ejemplo). Este tipo de cargas usan la red eléctrica de forma dual, es decir como mecanismo principal o como de respaldo, de manera que también cuentan con autogeneración a partir de gas, crudo o diésel que cuando funcionan como respaldo no satisfacen totalmente las necesidades de

los procesos que se ejecutan, por lo que se deben priorizar los pozos por su eficiencia para asignar la capacidad de generación de respaldo disponible.

En consecuencia, ésta situación provoca que la alta disponibilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica sean valoradas de forma elevada y ante la posibilidad de una reducción en tarifa a cambio de tener cortes, la respuesta es unánime negativa, independiente del tamaño de la reducción. De manera dual, un incremento en la tarifa puede ser una vía para estos grandes usuarios a cambio de sufrir menos cortes. Finalmente, en caso extremo de requerirse cortar el suministro, este tipo de clientes marca la preferencia hacia cortes programados pero no de corta duración, por los problemas mencionados de los tiempos de parada-arranque de los procesos.

De forma paralela, en cuanto al uso del gas, éste combustible se utiliza intensivamente en los procesos de refinación de crudo representado cerca del 85% del consumo. El restante 15% se divide en su mayoría en la producción de petróleo y un consumo marginal en movilidad por combustión. En cuanto a la confiabilidad de suministro, la componente que depende del autoconsumo no registra inconvenientes, aunque el transporte reporta una reducida percepción por algunos cortes que afectan notoriamente los procesos de refinado y producción. Específicamente los impactos en la indisponibilidad se reflejan en la parada total de los procesos de refinado, los cuales tardan en readecuarse entre 2 y 3 días luego de que vuelve el suministro para retornar los procesos a la normalidad, trayendo pérdidas significativas que se suman al potencial de daño en equipos. En detalle dentro de este procesos existen subprocesos como el de la unidad de hidro-tratamiento o las calderas y hornos que dependen del gas, ya que tienen sustitutos como GLP, combustóleo, butano, propano y en algunos casos electricidad, pero el nivel de suficiencia del respaldo no es completo por lo que el proceso estaría en riesgo de parada.

Entonces, dadas las características de los procesos del sector de hidrocarburos, por sus tiempos de reinicio, la criticidad y dependencia de los subprocesos del refinado del petróleo y la insuficiencia de las medidas de respaldo, el suministro confiable y continuo de gas es de alta sensibilidad, razón por la cual el cliente estaría dispuesto a pagar más, siempre y cuando el costo marginal de producción sea menor que el precio de importación del producto final.

ANEXO 7.4 – GRANDES CONSUMIDORES SIN GENERACIÓN DE RESPALDO

CERROMATOSO

Con el fin de determinar las características de consumo de energía eléctrica y gas natural de grandes consumidores, se entrevistó al líder de energía de la empresa Cerromatoso S.A; empresa productora de ferroníquel, aleaciones de hierro y níquel.

Energía Eléctrica

La energía eléctrica se utiliza principalmente en el proceso de refinación, proceso en el cual se lleva a cabo la separación de los productos finales – ferroníquel de la escoria. Este proceso tiene lugar en los dos altos hornos eléctricos con los que cuentan. El consumo de este energético representa el 34% de los costos operativos.

Cerromatoso es un usuario no regulado que cuenta con un contrato en firme. Su energía es suministrada a través de dos líneas de suministro (una línea dedicada para servicios auxiliares y otra para los dos hornos eléctricos) de 110/500 kV con conexión directa al STN a través de una subestación de propiedad de ISA. El usuario paga exclusividad por el uso de la infraestructura.

El usuario no cuenta con equipos de respaldo, debido al alto nivel de consumo de energía y gas natural. Cuenta con equipos de emergencia, plantas diésel, que tienen como objetivo mantener el enfriamiento de los altos hornos (7MW de capacidad que atienden las dos líneas de producción).

Costo de Racionamiento Energía Eléctrica

Para la estimación de los costos de racionamiento de este gran consumidor y teniendo en cuenta que por los altos consumos no es posible tener equipos de respaldo, la empresa estaría dispuesta a reducir a la mitad su producción mediante acuerdos de reducción de demanda, dado que cuentan con dos líneas de producción.

A partir de la información producción y ventas suministrada por el usuario, se identificaron los ingresos de Cerromatoso y el costo total operativo a partir de los costos de energía y su peso en los costos operativos.

Considerando los costos operativos sin el energético, y la renta deja de obtener llevados a kWh consumidos al operar al 50% de la capacidad de producción y los costos de respaldo de la central diésel para evitar daños en el sistema no operativo, se obtiene un costo de racionamiento de 1.697,4 \$/kWh

Gas natural

La mayor proporción de gas natural es utilizado para la separación de los óxidos del material mineral. El proceso se lleva a cabo en calcinadores. Este consumo representa al rededor del 8% de los costos operativos. Así como en el caso de la energía eléctrica, es un usuario no regulado con contratos en firme.

Dado el caso de una interrupción del servicio, ya sea avisada o no avisada, genera consecuencias muy graves sobre el proceso productivo. La interrupción en el suministro de gas natural o electricidad implica que el tiempo mínimo de reactivación de las actividades productivas es de 6 horas. En casos de interrupción del servicio por un tiempo inferior a un día de gas natural, podrían tener manejo con inventarios.

Costos de Racionamiento Gas Natural

En el caso de gas natural, el no suministro en más de un día tendría un efecto de no poder producir. Así, considerando los ingresos dejados de percibir, más los costos de mantener el sistema de enfriamiento, llevaría a un valor de aproximadamente \$7571,67/m³, valor que resulta tan alto que permitiría ser acotado con alternativas tecnológicas como GNC y GNL.

Al evaluar la alternativa de llevar GNC desde Barranquilla hasta la mina, lo que resulta en un costo aproximado de \$1.349,67/m³.

ECOPETROL

Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia. Desarrolla actividades de exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos.

Energía Eléctrica

Ecopetrol se abastece de la red a través de 3 comercializadores y cuenta con autogeneración. La energía eléctrica comprada es utilizada principalmente en las actividades de transporte y producción de hidrocarburos. El consumo de energía es homogéneo y opera las 24 horas del día.

Costo de Racionamiento Energía Eléctrica

Ante un racionamiento, Ecopetrol puede seguir operando a través de su esquema de autogeneración. Los combustibles utilizados para autogenerar son diésel, gas, crudo y

GLP, y el costo por kWh más costoso es el generado a partir de diésel (600 a 1000 \$/kWh).

Gas Natural

El gas natural en Ecopetrol está destinado, 85% para refinación, 14% para producción, 1% para transporte, principalmente como combustible (80%). Los efectos de un racionamiento se consideran como muy graves, ya que buena parte de los procesos operan con gas. Específicamente en hidrotreatmento, un racionamiento implicaría la importación de los productos refinados. Un racionamiento de gas llevaría mínimo 2 o 3 días de reinicio de actividades.

Costo de Racionamiento Gas Natural

El costo de racionamiento en el caso de Gas natural, afectaría la autogeneración en refinería (a partir del 80% del gas de consumo). Teniendo en cuenta que podría emplearse sustitutos como GLP, Propano, Butano y combustóleo, se calculó el costo de racionamiento a partir de la sustitución de gas natural por GLP. Así, el costo de racionamiento calculado es de 605.21 \$/m³.

ANEXO 7.5 – RECREACIÓN

SALITRE MÁGICO

Valoración de la percepción del costo de generar un kW en el establecimiento

De acuerdo con la información recolectada en la ficha elaborada para Salitre Mágico el 11 de septiembre, se encuentra que no hay un costo adicional directo, puesto que de una parte no hay plantas de respaldo y por otro existe una política que consiste en entregar un pase al usuario, equivalente al que había comprado.

Valoración del costo de la suplencia

Si bien se ha estudiado la opción de disponer de una suplencia, el valor para la misma no se justifica (aproximadamente de mil quinientos millones de pesos de hace tres años) y se optó por no tener suplencia.

Costo de racionamiento

Así las cosas el costo de un racionamiento estaría representado en la pérdida de los puestos que venden alimentos, bebidas y chucherías. Para calcular este costo se realiza una aproximación de venta por usuario de 20 mil pesos, y con base en el consumo diario de energía y la asistencia, se encuentra una razón de \$14.594/kWh, al cual se le resta la tarifa del kilovatio hora no consumido (nivel 2) y se calcula el margen neto de este tipo de negocios, el cual es superior al de otras actividades comerciales al emplearse productos perecederos, empleando un margen neto del 8%, el costo de racionamiento sería de \$1.140/kWh.

Cuadro A7.1 - Costo de racionamiento Gran Consumidor

COSTO DE RACIONAMIENTO GRAN CONSUMIDOR: SALITRE MÁGICO		
Tarifa energía		
	Valor tarifa N1 (\$/kWh - sep 2015)	314,5
Costo del kWh-Planta	No Hay	
Consumo día	6.167	kWh- día
Consumo hora		513,9 kWh
Usuarios día	4.500	U/d
kWh por Usuario		1,4
Ventas por Usuario	\$ 20.000	COP
Ventas por kWh	\$ 14.594,6	
Pérdida Neta por kWh	\$ 14.280,1	
Margen		8%
Pérdida Comercial por kWh	1.142,4	
Costo total	1.142	

Fuente: Econometría 2015

ANEXO 7.6 – ACUEDUCTO Y SANEAMIENTO

En cuanto a Acueducto y Saneamiento básico, los clientes que participaron en este estudio fueron: La Empresa de Acueducto, Alcantarillado y Aseo de Bogotá EAB-ESP, y La Sociedad de Acueducto, Alcantarillado y Aseo de Barranquilla S.A. E.S.P. (Triple A).

La conexión de estos clientes al Sistema Interconectado Nacional está principalmente en nivel de tensión II y en algunas pocas excepciones se cuenta con conexión de nivel de tensión IV (115 kV) para puntos estratégicos.

Los principales usos que dan estos clientes a la energía eléctrica son el bombeo de agua potable, aguas lluvias y residuales, la tracción lenta de agua durante las etapas de tratamiento, y algunos usos comparativamente menores pero indispensables como los centros de control, los laboratorios, y la iluminación y el aire acondicionado. La estacionalidad del consumo es marcada en ambos clientes, presentándose incrementos en la demanda de alrededor del 10% entre los meses de agosto y septiembre para la EAB y entre marzo y mayo para la Triple A.

La percepción de la calidad del servicio no es uniforme en estos dos clientes, ya que uno de ellos destaca buena percepción de la continuidad y resalta los esfuerzos del OR por ofrecer una alimentación de respaldo ante mantenimientos de la alimentación principal. El otro, muestra inconformismo por cortes recurrentes del servicio lo que lo anima a analizar el escenario de autoproducción con gas como una alternativa de mayor confiabilidad o inclusive considerar fuentes renovables como las fotovoltaicas.

La afectación de un corte de suministro tipo racionamiento por corto tiempo 0.25 o 0.5 horas no presenta mayor afectación, dado el volumen de líquido almacenado en el sistema de tuberías. Sin embargo cuando se extiende el tiempo, los usuarios en las cotas más altas empezarán a percibir escasez del servicio, por lo que se deben considerar alternativas de respaldo. En el caso que los respaldos no sean suficientes, ambas compañías cuentan con planes de contingencia con carro tanques debido a que el agua es un servicio fundamental para la vida humana.

Dentro de las opciones para respaldar la alimentación eléctrica se encuentra que la más común es el uso de plantas diésel de entre 250 y 1000 kVA y la implementación de sistemas de UPS para los servicios de cómputo estratégicos para el negocio. Estas inversiones en plantas y UPS ya fueron ejecutadas por lo que se consideran como costos hundidos, de tal forma que la estimación del costo de interrupción se basa en el combustible sustituto y un cargo por operación y mantenimiento de las plantas. Con los precios de los combustibles en cada ciudad, obtenidos de la información oficial y más actualizada de la UPME, los consumos en galones de diésel por hora de las planta de diversos tamaños (a partir de catálogos de fabricantes), es posible obtener el costo de racionamiento, el cual como media refleja un valor aproximado de 655 COP/kWh.

ANEXO 7.7 – EDUCACIÓN

El caso especial analizado para el sector educativo se construyó a través de la entrevista en la Secretaría de Educación de la Gobernación del Atlántico. El principal punto diferencial del sector de educación está determinado por la atonicidad del consumo, situación que se

hace mucho más evidente en las Gobernaciones que en las capitales de departamento por cuenta de la alta componente de ruralidad.

Los consumos se ejecutan en 208 Sedes Educativas agrupadas en 85 Establecimientos Educativos en el Departamento de Atlántico. Todas las sedes están conectadas a Nivel I de tensión ($V < 1000$ Voltios) que sirven a 20 municipios y cerca de 120.000 estudiantes. Los períodos de mayor consumo son las horas diurnas y entre los meses de mayo a octubre exceptuando el período de vacaciones de mitad de año.

Los consumos de electricidad de estas sedes educativas se concentran en ventilación/aire acondicionado, iluminación, tableros digitales y operación de equipos de cómputo, más unos consumos debidos a electrodomésticos menores. Por lo tanto, en la estructura de costos, la electricidad ocupa el tercer lugar luego de los costos de personal y los de vigilancia y aseo.

Ninguna de las sedes ya construidas anteriormente cuenta con algún tipo de respaldo, por lo que ante un eventual corte de suministro, existe alta probabilidad de suspensión de clases por las altas temperaturas en los salones, situación que no permite a los alumnos concentrarse. Sin embargo, se destaca que con los nuevos diseños de Mega-colegios se cuenta ya con la primera sede con respaldo de energía eléctrica, aunque no se dispone de información exacta del tamaño, tecnología y eficiencia del mismo.

Por ser la educación un bien público, se considera que este subsector no debiera ser incluido en un potencial corte de suministro programado, aunque en caso de requerirse dada la dificultad operativa de eximirlo, se generaría un costo de racionamiento que tiene dos componentes CAPEX y OPEX. El primero de ellos consta de la adquisición de una planta que funciona con gasolina o diésel que se deprecia a 5 años, ante la baja probabilidad de rentar 208 plantas para distribuir las en todo el Departamento del Atlántico. La segunda componente está representada por el costo variable de la producción de electricidad que no es otra cosa que el costo del combustible (obtenido de la información de precios de la UPME) más un porcentaje de mantenimiento de los activos para que estén con adecuados niveles de disponibilidad. De esta forma, considerando franjas de máximo 4 horas diarias de potencial interrupción, el costo de esta interrupción por sede alcanzaría la cifra de 12.276 COP/kWh.

ANEXO 7.8 – GRANDES SUPERFICIES

CENCOSUD

Con el fin de determinar las características de los consumos de energía eléctrica, así como de gas natural de grandes superficies, se entrevistó al líder de energía de la empresa CENCOSUD quien es uno de los más grandes conglomerados de retail en América Latina. Cuentan con operaciones activas en Argentina, Brasil, Chile, Perú y Colombia. Sus operaciones se extienden a través de diferentes líneas de negocios, tales como supermercados, mejoramiento del hogar, tiendas por departamento, centros comerciales y servicios financieros

Energía Eléctrica

La energía eléctrica tiene diferencias según el sitio del almacén así en Lugar cálido: se emplea para: Aire acondicionado (40%), iluminación (10%) y cadena de frío (50%). Para lugares de clima frío: Aire acondicionado (5%), iluminación (25%) y cadena de frío (70%)

Para CENCOSUD tienen un estimativo que la energía es 30% de la operación de las tiendas

Dependiendo del tipo de tienda, tienen facturas de electricidad reguladas y no reguladas. Las tiendas con cuentas reguladas se facturan individualmente, mercados pequeños, y cuentan con distintos proveedores. No cuenta con cogeneración y cuentan con esquemas de respaldo.

El usuario cuenta con equipos de respaldo, pero no en todos los puntos, con plantas entre 500kW y 1000kW. El costo de suministro del diésel para estas plantas es de \$8300/gal puesto en sitio

De no contar con plantas tratan de operar. No hay un criterio establecido para quien tiene y quien no tiene planta, pues fueron decisiones de cuando era CARREFOUR

Costo de Racionamiento

Para la estimación de los costos de racionamiento de este Consumidor se consideró que ya tiene las plantas instaladas en los sitios que las requiere, se tiene la información de costos operativos pues el diésel es el 70% de los costos de generación de esta planta, los costos estimados que dieron de generación era de alrededor de 800 pesos por kWh

Para verificar estos costos se consideró los consumos específicos de las plantas de generación que tienen instaladas resultando en un costo de generación por el componente de combustible de \$622/kWh y total incluyendo otros costos relacionados con la generación de \$889/por kWh que sería el costo en que incurrirían de presentarse un racionamiento

Gas natural

CENCOSUD cuenta con consumos de gas natural en especial para sus actividades de cafetería y panadería, pero no fue posible establecer ni sus consumos, ni el costo de racionamiento dado que no contaban con información que pudieran compartir sobre ese aspecto.

CORABASTOS

Con el objetivo de determinar una caracterización del consumo y de los usos de energía eléctrica de como Corabastos, que ofrece servicios especializados a los participantes de la cadena agroalimentaria, con una infraestructura adecuada y cobertura nacional en la comercialización de alimentos en el canal tradicional, se realizó una entrevista al subgerente operativo de la empresa.

Energía Eléctrica

Corabastos, aunque cumple con parámetros para ser usuario no regulado desde enero de 2015 se cambió a esquema regulado con comercializador Codensa. Este cambio se realizó debido a que se espera individualizar las cuentas eléctricas en las que cada arrendatario tendrá su cuenta.

La energía eléctrica representa el 40% de los costos operativos, con un consumo de 8.669.000 kWh anuales, equivalente a 1.100.000 kWh mes, lo que tiene un costo asociado de \$350.000.000. El comportamiento del consumo es estacional, pues en el mes de diciembre pueden tener un incremento de consumo del 10% al 20%, igualmente los días de la semana en los que se presenta mayor consumo son los martes, jueves y sábado y todos los días entre las 3am y las 5am.

El usuario no cuenta con sistemas de contingencias a nivel general. Los comerciantes tienen plantas individuales. Los Bancos cuentan con pequeñas plantas a gasolina de 4kW y 8kW, lo que es suficiente para continuar prestando el servicio, situación que no aplica para todos los comerciantes, debido a que en algunos casos, las consecuencias de un corte pueden tener efectos sobre el costo del personal, ya que el horario establecido de trabajo

es hasta las 2 pm. Esto limita las posibilidades de desplazar la actividad ante un corte, o las encarece.

Costos de Racionamiento Energía Eléctrica

Debido a que un corte de energía empieza a afectar las ventas a partir de una hora, las pérdidas son relativas a la actividad, se plantea que el costo de racionamiento para este usuario sería equivalente a la compra de plantas de generación.

Los costos de operación de una planta de 8.700W y el consumo específico, se obtuvo un costo de \$924/KWh, a esto se le adicionaría el costo de combustible que oscila alrededor del 70% de los costos de generación alterna. Del análisis anterior se tiene que, si se asume que el costo está acotado por planta de generación, dicho costo sería aproximadamente de \$1.320\$/kWh.

Gas Natural

No se identificaron usos de este energético.

ANEXO 8 – MATRIZ INVERSA DE LEONTIEF

- *Anexo 8.1 – Matriz de transacciones intersectoriales y demanda final 2014 a precios de 2005*

En las siguientes páginas se presentan los cuadros del análisis macroeconómico así:

- Matriz de transacciones intersectoriales y demanda final 2014 a precios de 2005
- Matriz B de coeficiente horizontales 2014
- Matriz inversa de coeficientes horizontales 2014

ANEXO 8.1 – MATRIZ DE TRANSACCIONES INTERSECTORIALES Y DEMANDA FINAL 2014 A PRECIOS DE 2005

Cuadro A8.1 - Matriz de transacciones intersectoriales

PROYECCIÓN DE LAS CUENTAS NACIONALES (miles de millones de \$ de 2005)											
Sector	A	B	C	D	E	F	G	H	I	Ventas Intermedias Nacionales	
	AGROPECUARIO	MINERIA Y PETROLEO	INDUSTRIA LIVIANA	INDUSTRIA PESADA	CONSTRUCCION OBRAS PUBLICAS	COMERCIO, HOTELES Y RESTAURANTES	TRANSPORTE, CORREO Y TELECOMUNICACIONES	SERVICIOS PRIVADOS A LAS EMPRESAS	GOBIERNO, SS.PP.Y OTROS SERVICIOS		
A AGROPECUARIO	2.808	12	21.908	352	570	2.834	7	21	206	28.718	
B MINERIA Y PETROLEO	12	4.204	100	5.014	2.330	19	46	27	1.406	13.157	
C INDUSTRIA LIVIANA	3.711	175	13.757	2.090	356	12.419	709	1.728	2.073	37.019	
D INDUSTRIA PESADA	3.105	1.353	7.022	16.374	30.297	5.421	9.897	3.049	7.202	83.720	
E CONSTRUCCION OBRAS PUBLICAS	151	671	27	40	1.181	167	416	1.639	3.088	7.379	
F COMERCIO, HOTELES Y RESTAURANTES	7.424	370	23.099	21.000	549	(52.483)	3.605	1.796	2.527	7.888	
G TRANSPORTE, CORREO Y TELECOMUNICACIONES	895	5.169	3.003	4.225	973	5.877	4.303	4.341	2.977	31.762	
H SERVICIOS PRIVADOS A LAS EMPRESAS Y PERSONAS	1.057	1.258	8.102	6.041	6.737	11.680	8.573	21.343	15.455	80.246	
I GOBIERNO, SERVICIOS PUBLICOS, Y OTROS	228	476	1.696	2.403	373	2.120	1.899	1.668	17.068	27.932	
TOTAL CONSUMOS INTERMEDIOS NACIONALES POR RAMA	19.392	13.689	78.713	57.539	43.365	(11.945)	29.455	35.611	52.002	317.820	
TOTAL CONSUMOS INTERMEDIOS IMPORTADOS POR RAMA	2.338,46	452,24	8.355,75	10.669,79	7.031,10	717,90	6.856,79	2.752,07	5.047,62	44.222	
VALOR AGREGADO	29.954,20	45.193,97	30.856,76	34.761,25	39.436,30	57.979,48	39.095,69	106.904,11	82.696,52	466.878	
Remuneración de los asalariados	8.488,43	4.713,24	12.766,62	10.219,30	8.695,39	25.820,81	9.520,39	28.333,43	55.313,64	163.871	
Total impuestos y subvenciones+IVA y otros	93,44	705,77	1.098,91	1.106,17	1.199,20	1.197,10	1.294,47	1.960,47	2.965,87	11.621	
Ingreso mixto	20.199,38	2.810,02	5.434,29	2.652,46	9.792,28	27.020,09	13.794,01	28.416,55	3.491,92	113.611	
Excedente bruto de explotación	1.172,95	36.964,95	11.556,95	20.783,32	19.749,44	3.941,48	14.486,82	48.193,66	20.925,09	177.775	
TOTAL PRODUCCION A PRECIOS DE COMPRADOR	51.685	59.335	117.926	102.970	89.833	46.752	75.407	145.267	139.746	828.920	

Fuente: Econometría 2015

Cuadro A8.2 - Matriz de demanda final

PROYECCIÓN DE LAS CUENTAS NACIONALES (miles de millones de \$ de 2005)							
Sector	DEMANDA PROYECTADA						
	Total Exportaciones	Total consumo final	Total formación bruta de capital	Importaciones	Demanda Final por producción interna	Importaciones de insumos intermedios	Demanda Total por producción interna
A AGROPECUARIO	3.899	19.212	4.984	5.129	22.967	2.352	51.685
B MINERIA Y PETROLEO	46.527	46	38	434	46.178	422	59.335
C INDUSTRIA LIVIANA	10.132	87.827	541	17.594	80.907	4.156	117.926
D INDUSTRIA PESADA	19.171	53.932	59.954	113.806	19.251	30.989	102.970
E CONSTRUCCION OBRAS PUBLICAS	3	-	82.453	2	82.454	0	89.833
F COMERCIO, HOTELES Y RESTAURANTES	102	37.680	1.360	278	38.864	290	46.752
G TRANSPORTE, CORREO Y TELECOMUNICACIONES	2.394	43.346	405	2.499	43.645	1.201	75.407
H SERVICIOS PRIVADOS A LAS EMPRESAS Y PERSONAS	1.169	70.492	2.377	9.017	65.021	5.433	145.267
I GOBIERNO, SERVICIOS PUBLICOS, Y OTROS	504	111.912	285	887	111.814	279	139.746
TOTAL CONSUMOS INTERMEDIOS NACIONALES POR RAMA	83.901	424.447	152.398	149.646	511.100	45.121	828.920

Fuente: Econometría 2015

Cuadro A8.3 - Matriz b de coeficiente horizontales 2014

PROYECCIÓN DE COEFICIENTES TECNICOS HORIZONTALES Y DEL VALOR AGREGADO									
Sector	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	AGROPECUARIO	MINERIA Y PETROLEO	INDUSTRIA LIVIANA	INDUSTRIA PESADA	CONSTRUCION OBRAS PUBLICAS	COMERCIO, HOTELES Y RESTAURANTES	TRANSPORTE, CORREO Y TELECOMUNICACIONES	SERVICIOS PRIVADOS A LAS EMPRESAS	GOBIERNO, SS.PP.Y OTROS SERVICIOS
A AGROPECUARIO	0,054338	0,000232	0,423876	0,006807	0,011027	0,054839	0,000127	0,000412	0,003978
B MINERIA Y PETROLEO	0,000207	0,070860	0,001690	0,084499	0,039263	0,000316	0,000767	0,000447	0,023697
C INDUSTRIA LIVIANA	0,031471	0,001480	0,116661	0,017725	0,003023	0,105309	0,006009	0,014656	0,017583
D INDUSTRIA PESADA	0,030158	0,013141	0,068192	0,159018	0,294228	0,052645	0,096118	0,029606	0,069942
E CONSTRUCCION OBRAS PUBLICAS	0,001677	0,007472	0,000297	0,000446	0,013142	0,001861	0,004629	0,018241	0,034378
F COMERCIO, HOTELES Y RESTAURANTES	0,158805	0,007922	0,494069	0,449175	0,011748	-1,122573	0,077110	0,038412	0,054044
G TRANSPORTE, CORREO Y TELECOMUNICACIONES	0,011874	0,068543	0,039817	0,056031	0,012898	0,077942	0,057067	0,057561	0,039473
H SERVICIOS PRIVADOS A LAS EMPRESAS Y PERSONAS	0,007275	0,008663	0,055770	0,041585	0,046374	0,080405	0,059019	0,146922	0,106392
I SERVICIOS SOCIALES	0,001629	0,003405	0,012138	0,017197	0,002673	0,015170	0,013591	0,011936	0,122136
TOTAL CONSUMOS INTERMEDIOS NACIONALES POR RAMA	0,023395	0,016514	0,094959	0,069415	0,052315	-0,014411	0,035534	0,042960	0,062734

Fuente: Econometría 2015

Cuadro A8.4 - Matriz inversa de coeficientes horizontales 2014

MATRIZ INVERSA DE LEONTIEF Y MULTIPLICADORES DE EFECTOS INDIRECTOS											
Sector	A	B	C	D	E	F	G	H	I	Multiplicador de Leontief	
	AGROPECUARIO	MINERIA Y PETROLEO	INDUSTRIA LIVIANA	INDUSTRIA PESADA	CONSTRUCCION OBRAS PUBLICAS	COMERCIO, HOTELES Y RESTAURANTES	TRANSPORTE, CORREO Y TELECOMUNICACIONES	SERVICIOS PRIVADOS A LAS EMPRESAS Y PERSONAS	GOBIERNO, SS.PP.Y OTROS SERVICIOS SOCIALES		
A AGROPECUARIO	1,088204	0,004127	0,561485	0,054933	0,032196	0,058784	0,015757	0,016875	0,028299	1,860660	
B MINERIA Y PETROLEO	0,005837	1,079894	0,018442	0,114084	0,077864	0,005288	0,014593	0,008344	0,043678	1,368024	
C INDUSTRIA LIVIANA	0,053574	0,005642	1,202376	0,064658	0,026286	0,064833	0,022040	0,028444	0,039088	1,506940	
D INDUSTRIA PESADA	0,056340	0,032642	0,162722	1,238115	0,377505	0,049209	0,139324	0,067390	0,135285	2,258532	
E CONSTRUCCION OBRAS PUBLICAS	0,003046	0,009261	0,006338	0,005773	1,016815	0,002920	0,007963	0,023343	0,044037	1,119496	
F COMERCIO, HOTELES Y RESTAURANTES	0,107655	0,016221	0,363644	0,288665	0,098477	0,504381	0,077555	0,047430	0,075351	1,579378	
G TRANSPORTE, CORREO Y TELECOMUNICACIONES	0,030717	0,083803	0,108680	0,117123	0,057880	0,052702	1,084196	0,083853	0,078334	1,697288	
H SERVICIOS PRIVADOS A LAS EMPRESAS Y PERSONAS	0,028852	0,021641	0,137490	0,106067	0,091625	0,060076	0,094078	1,191655	0,167857	1,899342	
I GOBIERNO, SERVICIOS PUBLICOS, Y OTROS	0,006624	0,006813	0,030782	0,033955	0,015060	0,012348	0,022549	0,020169	1,147473	1,295772	

Fuente: Econometría 2015

ANEXO 9 – MANUAL DE USUARIO DEL APLICATIVO DE ACTUALIZACIÓN

(Anexo Digital)

ANEXO 10 – EXPERIENCIAS NACIONALES E INTERNACIONALES EN LA ESTIMACIÓN DE COSTOS DE RACIONAMIENTO

- *Anexo 10.1- estudios internacionales previos de electricidad*
- *Anexo 10.2 - estudios internacionales previos de gas natural*
- *Anexo 10.3 - estudios previos en Colombia de electricidad*
- *Anexo 10.4 - estudios previos en Colombia conjuntos de electricidad y gas natural*
- *Anexo 10.5 - estudios previos en Colombia de gas natural*
- *Anexo 10.6 - comparación de costos de racionamiento y metodologías en el mundo de electricidad y gas*

ANEXO 10.1- ESTUDIOS INTERNACIONALES PREVIOS DE ELECTRICIDAD

A partir de una amplia revisión de literatura, se escogieron nueve estudios internacionales realizados en distintos países para el caso de electricidad. Fueron escogidos por dos razones principalmente:

- En primer lugar, se buscaron estudios en Latinoamérica (Perú, Argentina y Chile), lo que permite comparar el caso Colombiano con países análogos. De la misma manera, se quiso tener costos de países con diferentes niveles socioeconómicos, desde Estados Unidos y Reino Unido hasta Irlanda, Grecia, Estonia y Finlandia. A partir de los diversos resultados, es posible tener una idea de los costos de racionamiento que podrían presentarse en Colombia.
 - En segundo lugar, se buscó tener estudios con metodologías distintas y de calidad que permitieran conocer las maneras más usadas de calcular los costos de racionamiento en el mundo.
- ✓ Estimación del costo de racionamiento para el sector eléctrico peruano (2012)

En la legislación peruana el costo de racionamiento se entiende como un valor único, representa el costo promedio incurrido por los usuarios, al *no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternas* y se busca que sea representativo de *los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico*. Esto implica que en el cálculo del costo de racionamiento se promedian distintos tipos de usuario, sin embargo el estudio los analiza por separado dado que se reconoce que usuarios residenciales (BT5), no residenciales regulados de baja tensión (BT) y media tensión (MT), así como los usuarios libres o no regulados, valoran de manera distinta el costo de los cortes. Tomando en cuenta estos tipos de usuarios se diseñó la muestra con representación Nacional.

Sector residencial

En este estudio se utiliza la encuesta de Valorización Contingente a cargo del consorcio Macroconsult S.A- Instituto Cuanto, se aplicó durante los meses de marzo y abril del 2010 a un total de 4860 usuarios residenciales que pertenecen al nivel tarifario (BT5) tanto de Lima como de cada una de las provincias. En esta encuesta se formuló un escenario hipotético mediante el cual se les indicó a los usuarios residenciales la implementación de una norma, la instalación de cables en el subsuelo, que produciría cortes programados de suministro. En este escenario, se pregunta al usuario su disposición a pagar por conectarse a un sistema de emergencia (sistema de generación alternativa) para evitar el corte de

suministro. Para conformar el escenario de racionamiento, fijan la frecuencia en dos veces a la semana por cuatro meses y la duración del corte programado en 4 horas. Para determinar el día de la semana y la hora, preguntan a los usuarios la hora y el día que preferirían el corte y la hora y el día en que no lo prefieren. Se pregunta para ambos casos. Para realizar la pregunta usan el método de referendo (Si/No) con repregunta.

El consumo de electricidad durante el corte programado se estima a partir de las horas que los usuarios prefieren y no prefieren el corte, ajustado por un factor que considera la curva de carga de los usuarios.

Sector no residencial

En la encuesta realizada por el consorcio Macroconsult S.A- Instituto Cuanto, se encuesta también a una muestra de 348 empresas de BT, 1151 empresas de MT.

Por otro lado, en cuanto a clientes libres, se contó con una muestra de 256 empresas. Sin embargo, en el censo se obtuvieron respuestas de 108 empresas que representan el 81% del consumo total de energía de clientes libres, obteniendo un resultado representativo para los clientes libres.

La encuesta a empresas de BT y MT tiene información de los distintos costos que enfrentaron las empresas ante un corte programado. El costo de racionamiento se calculó a partir de los costos por generación (sistema de generación alternativa) declarados por estas empresas incurridas durante el último corte programado.

Por otro lado, la encuesta a clientes libres proporciona información de los costos incurridos por las empresas para la autogeneración eléctrica. Se asume que el costo de autogeneración eléctrica está asociado al costo de racionamiento que enfrentan dichos usuarios.

Resultado general

El costo total de racionamiento para el sector eléctrico se obtiene de un promedio ponderado de los costos de cortes programado de los usuarios residenciales, no residenciales BT y MT y los clientes libres. Se pondera el costo de racionamiento según el consumo de electricidad de cada usuario.

Cuadro A10.1 - Costos de racionamiento en Perú

USD/MWH	RESIDENCIAL	NO RESIDENCIAL		LIBRES	PROMEDIO
	BT5	MT	BT		
Muestra	4860	1151	348	256	

USD/MWH	RESIDENCIAL	NO RESIDENCIAL			
DAP MWh (mediana)	777.47	1624.1	1604.4	245.52	746

Fuente: (Osinegmin, 2012)

✓ Evaluation of Power Interruption Costs for Industrial and Commercial Sectors in Argentina (2013)

En este estudio se utilizaron los datos de una muestra seleccionada por la Universidad de Río Cuarto (Argentina), y se encuestaron un total de 87 empresas, donde 45 fueron usuarios comerciales y 42 fueron industriales analizados de manera separada. Estos datos fueron recolectados en 2011.

Adicionalmente cada sector se subdividió en categorías:

- Industriales: Alimentos, Metalurgia, Granos, Carne, construcción y otras industrias
- Comerciales: Alimentos, supermercados, combustibles, Artículos del Hogar, Construcción, ropa y otras empresas.

En las encuestas realizadas se indaga sobre los costos de racionamiento en 3 minutos, 1 hora y 4 horas. A partir de las respuestas de los usuarios se tendrán datos del costo en 3 momentos del tiempo, datos con los cuales se realiza una regresión lineal de la siguiente manera:

$Y = \alpha + \beta x + \varepsilon$, donde Y será el costo entregado (USD/kWh) y x será la duración de la interrupción (min).

Este procedimiento se realiza para cada uno de los subsectores, no se hace agregación.

El estudio reconoce que preguntar de manera directa por el costo de la interrupción involucra un nivel alto de subjetividad y los encuestados tienden a exagerar sus pérdidas en el escenario de racionamiento preguntado. Los costos de racionamiento reportados son los siguientes:

Cuadro A10.2 - Costos de racionamiento en Argentina

	(USD/KWH)	3 MIN	60 MIN	240MIN
Industria alimenticia	Costo reportado	0.0111	0.0234	0.0459
	Costo estimado por regresión	0.0121	0.0203	0.0404
Industria Metalúrgica	Costo reportado	0.0116	0.0459	0.1117
	Costo estimado por regresión	0.0123	0.0496	0.1171
Granos	Costo reportado	0.0015	0.0041	0.0088

(USD/KWH)		3 MIN	60 MIN	240MIN
	Costo estimado por regresión	0.0015	0.0037	0.0084
Construcción	Costo reportado	0.0117	0.0440	0.1140
	Costo estimado por regresión	0.0091	0.0350	0.0874
Otras Industrias	Costo reportado	0.0020	0.0128	0.0822
	Costo estimado por regresión	0.0019	0.0121	0.0775
Supermercados	Costo reportado	0.0003	0.0019	0.0112
	Costo estimado por regresión	0.0003	0.0017	0.0104
Ventas de Combustible	Costo reportado	0.0005	0.0016	0.0068
	Costo estimado por regresión	0.0005	0.0016	0.0066
Ventas de bienes para el hogar	Costo reportado	0.0023	0.0264	0.1519
	Costo estimado por regresión	0.0015	0.0270	0.1574
Ventas de artículos para construcción	Costo reportado	0.0061	0.0513	0.01812
	Costo estimado por regresión	0.0065	0.0472	0.1689
Ventas de Vestuario	Costo reportado	0.0012	0.0145	0.0630
	Costo estimado por regresión	0.0015	0.0133	0.0510
Otras ventas	Costo reportado	0.0111	0.0645	0.1484
	Costo estimado por regresión	0.0089	0.0603	0.1432

Fuente: (Osinermin, 2012)

✓ Metodología de cálculo de costo de falla intempestivo (2008)

Este estudio presenta planteamientos de cálculo de costos de racionamiento para el sector residencial, servicios, público y productivo (industrial) en Chile. Se usa la metodología de Función de Daño.

Sector residencial

En este estudio solo se realiza un planteamiento de metodología, y pruebas piloto pero no se realiza ningún tipo de muestreo. Se propone el uso de valoración contingente con tres escenarios: un corte de energía de 20 minutos, 1 hora y 4 horas entre las 6 p.m. y las 12 p.m. Finalmente pregunta si la decisión cambia al cambiar el escenario de racionamiento entre las 7 a.m. y las 5 p.m.

El tratamiento de los datos obtenidos desde las encuestas es el siguiente: para cada grupo de datos, asignado a intervalos de tiempo, se les pondera por la energía consumida anualmente por el encuestado y luego se promedian los valores resultantes de todos los encuestados. Con este procedimiento se tendrá funciones de daño al cliente para

diferentes duraciones de las interrupciones, en diferentes segmentos horarios, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FD_i = \frac{VAPP_i}{CEPP * f_j}$$

Donde,

FD_i: Es la función de daño promediada en el horario *i*, donde el horario *i* se mueve entre los horarios: nocturno, que cubre las horas entre las 0 horas a 6.59 horas; diurno, que cubre las horas entre las 7 horas a 5:59 horas, y pico, que cubre las horas entre las 6 y 11:59.

CEPP: consumo energético promedio anual.

VAPP: corresponde a la disposición a pagar promediada para cada segmento horario *i*.

f_j: corresponde al factor de normalización del segmento horario respectivo dado por el cociente entre la duración de la interrupción *j* (20 minutos, 1 hora, 4 horas) y las horas del año. Este factor se utiliza para que las unidades sean coincidentes con las unidades usadas cuando se utilizan CDF normalizadas por demanda máxima.

Con este procedimiento se tendrán funciones de daño al cliente en diferentes segmentos horarios los cuales, con posterioridad, son ponderados de acuerdo a la relevancia del segmento horario y a la relevancia de la duración de la interrupción respecto del total de minutos desconectados.

Sector servicios

En la encuesta del sector servicios, se asume que el cliente no sabe qué es el costo de interrupción, y se le ofrece una forma de estimar su costo a través de las diferencias de utilidad mensual, es decir, realizar la diferencia ventas menos costos y dividirlo por las horas de trabajo del local durante el mes. Esta alternativa ofrece una aproximación a las pérdidas que sufre un proveedor de servicios ante interrupciones de suministro. Además se considera la opción de que el cliente no pueda reiniciar inmediatamente sus actividades, o que cuente con equipos de respaldo que reduzcan su nivel de pérdidas, debido a que es capaz de mantener ciertos niveles de servicio disponibles; para valorar estas alternativas se solicita al cliente contestar sobre las horas que demora en retomar la actividad y los costos variables de los equipos de respaldo. La suma de todos los factores involucrados se traducen en el costo de falla del cliente tras el procesamiento de los datos.

El tratamiento de los datos obtenidos desde las encuestas es el siguiente: Se asume que el horario relevante para el sector servicios es el horario entre las horas 10.00 y 18.59. Se asume también que pueden existir sub horarios particulares a cada cliente donde se generen mayores ventas y por ende presenten para el cliente una importancia mayor que otro horario, a pesar de ello no se consideran ponderadores particulares a cada horario puesto que en el promedio ponderado final los efectos de las ponderaciones finales no serán efectivos. Además, no se ve la necesidad de aplicar ponderadores a algún sector horario particular puesto que los datos encuestados referentes a la actividad comercial del cliente son datos mensuales, que ya consideran todas las ventas del cliente considerado.

El costo de interrupción se calcula como:

$$\begin{aligned}CF &= CF(0) + CV * DI \\ CV &= MOPH - COR \\ CF(0) &= HERA * MOPH \\ MOPH &= \frac{PVD - PCD}{HFC}\end{aligned}$$

Donde,

CF: costo de falla

CF(0): Costo de falla fijo

CV: Costo variable, corresponde a la diferencia entre el margen operacional horario (*MOPH*) y el costo de operación de equipos de respaldo (*COR*)

HERA: Horas extra en retomar actividad después de que se reinició el suministro eléctrico.

MOPH: Margen operacional horario

PVD: Promedio de ventas diarias

PVD: Promedio de costos diarios

HFC: Horas de funcionamiento del comercio o servicio

Luego de este procedimiento, que ofrece las pérdidas que sufren el comercio o servicio debido a una interrupción de una hora, se calcula la función de daño promedio del sector como el promedio de las pérdidas (*CF*) dividido por el promedio del consumo energético mensual del sector:

$$FD = \frac{CFP}{CEPP * f_j}$$

Donde,

FDi: es la función de daño promediada

CFP: corresponde al Costo de Falla Promedio del sector

CEPP: Consumo energético promedio anual.

f_j : corresponde al factor de normalización del segmento horario respectivo dado por el cociente entre la duración de la interrupción (una hora) y las horas del año. Este factor se utiliza para que las unidades sean coincidentes con las unidades usadas, cuando se utilizan CDF normalizadas por demanda máxima.

A partir de este procedimiento, que ofrece el costo de interrupción de una hora, se asume que el costo de interrupción para una falla de cuatro horas es proporcional. Y para interrupciones de menos de 20 minutos se considera sólo el costo fijo dado por la ecuación anterior.

Sector público

En este sector, dado que son servicios de carácter público se repiten las preguntas del sector servicios. Al igual que en el sector servicios y comercio, no se exponen ecuaciones o relaciones de los datos presentes para no complicar al encuestado. Además, en este sector, también se considera que pueden existir horarios donde se presenta mayor actividad, por lo que se pregunta si existen horas de mayores ventas o mayor niveles de atención

Sector productivo

Se solicita al encuestado responder acerca de sus utilidades diarias y como se ven afectadas ante una interrupción. Se consideran preguntas respecto a los tiempos de reiniciación de actividades, pérdidas de productos o materiales, horas hombre pagadas sin producción. También se pregunta por los costos variables de equipos de respaldo, si es que están disponibles y las capacidades de estos equipos para mantener la producción. Se invita al encuestado a ofrecer detalles de sus costos de falla, ante interrupciones de diferente duración, finalmente se busca conocer detalles técnicos de la empresa, como su demanda máxima o consumo promedio mensual de energía y su factor de potencia, datos relevantes para el procesamiento final de la información.

Se asume que no existen horarios relevantes para el sector productivo, por lo que el tratamiento de los datos obtenidos desde las encuestas es el siguiente:

$$\begin{aligned}CF &= CF(0) + CV \times DI \\ CV &= MOPH - COR \\ CF(0) &= HERA \times MOPH\end{aligned}$$

$$MOPH = \frac{PVD-PCD}{HFC}$$

Donde,

CF: costo de falla

CF (0): Costo de falla fijo

CV: Costo variable, corresponde a la diferencia entre el margen operacional horario (*MOPH*) y el costo de operación de equipos de respaldo (*COR*)

HERA: Horas extra en retomar actividad después de que se reinició el suministro eléctrico.

MOPH: Margen operacional horario

PVD: Promedio de ventas diarias

PVD: Promedio de costos diarios

HFC: Horas de funcionamiento del comercio o servicio

Luego de este procedimiento que ofrece las pérdidas que sufre un productor debido a una interrupción de una hora, se calcula la función de daño promedio del sector como el promedio de las pérdidas (*CF*) dividido por el promedio del consumo energético mensual del sector:

$$FD = \frac{CFP}{CEPP * f_j}$$

Donde,

FD_i: es la función de daño promediada

CFP: corresponde al Costo de Falla Promedio del sector

CEPP: Consumo energético promedio anual.

f_j: corresponde al factor de normalización del segmento horario respectivo, dado por el cociente entre la duración de la interrupción (una hora) y las horas del año.

Este factor se utiliza para que las unidades sean coincidentes con las unidades usadas cuando se utilizan CDF normalizadas por demanda máxima.

A partir de este procedimiento que ofrece el costo de interrupción de una hora, se asume que el costo de interrupción para una falla de cuatro horas es proporcional. Y para interrupciones de menos de 20 minutos se considera sólo el costo fijo dado por la ecuación

Resultado general

De esta forma, el costo de interrupción para el sistema se puede calcular de acuerdo a encuestas en los sectores relevantes, ponderar los resultados de las funciones de daño a nivel sistémico y obtener el costo de interrupción para el sistema.

Cuadro A10.3 - Curva de Costos Operativos de Racionamiento en Chile

SECTOR	COSTO
Sector Residencial	Entre 1.5 y 3.5 US\$/KWH
Servicios y servicios públicos	Entre 3.0 y 7.0 US\$/KWH
Sector industrial	3,5 US\$/KWH
Sector minero	1,976 US\$/KWH

Fuente: (Cisterna, 2008)

✓ Outages Cost Estimation for Residential Sector (2000)

El objetivo de este estudio fue explorar el impacto de las interrupciones en el sector residencial en la ciudad de Riad. Riad es la capital de Arabia Saudita y la ciudad más grande dentro de la Compañía Eléctrica Arabia (SECO) en la región central. Los datos utilizados en este estudio se basan en 354 respuestas. En la encuesta participaron muestras seleccionadas de los consumidores residenciales en Riad, por tanto no tiene representación nacional. Se pidió a los encuestados proporcionar información sobre su consumo de energía mensual y pago de facturas. Estos permiten la estimación de costos y otros resultados que se correlacionan y analizan por su relación con las actividades del hogar y tipo de vivienda.

La encuesta tuvo como objetivo medir la tendencia de los clientes a aceptar un impuesto para aumentar la confiabilidad del sistema, la empresa puede añadir unidades generadoras y /o reforzar sus instalaciones de la red que pueden resultar en aumento de tarifas. Se indaga sobre apagones diarios en período de verano para duraciones de 20 minutos, 1 hora, 4 horas y 9 horas.

Posterior a la encuesta se ponderan por el consumo y el pago mensual del cliente y se convierte a una base por unidad de interrupción para hacer la estimación consistente. De esta manera se realiza un promedio para hallar el costo por racionamiento de toda la población analizada.

Cuadro A10.4 - Curva de Costos Operativos de Racionamiento Residencial de Riad

SECTOR	SR/kWh
20 min	0.2146
1 hora	0.8048

SECTOR	SR/kWh
4 horas	4.3820
9 horas	97.3200

Fuente: (Universidad King Saud, 2000)

✓ Interruption costs of service sector electricity customers, a hybrid approach (2014)

Con el objetivo de cuantificar los costos de racionamiento en Finlandia, los autores trataron de crear un híbrido econométrico entre dos metodologías que permitiera minimizar las deficiencias de los modelos y maximizar sus beneficios: el método de encuestas y el cálculo de la pérdida de valor agregado (PIB) por un racionamiento.

La encuesta se centra únicamente en los productos perecederos, ya que se considera información disponible para todo tipo de individuo. Otra ventaja de este enfoque es que, dado que la evaluación de los productos perecederos se basará en hechos reales, o la experiencia, los resultados de la encuesta serán más confiables. A través de las encuestas se recolecta información de 236 consumidores en el sector servicios, realizadas a través de correo electrónico con una tasa de respuesta de 51%. En éstas, se consignan las siguientes preguntas:

- El consumo anual de energía.
- Volumen de ventas por año.
- Los ingresos y gastos anuales (ganancias, salarios, materiales costos, depreciación y otros gastos).
- Estimaciones de costos para 1, 4 y 8 horas de apagones inesperados durante horas laborales.
- Estimaciones de costos para 1, 4 y 8 horas de apagones inesperados fuera horas laborales.
- Estimaciones de costos para 1 y 8 horas de interrupciones planificadas durante trabajo horas.
- Estimaciones de costos para 1 y 8 horas de interrupciones planificadas de trabajo fuera horas.
- Estimaciones de costos para 1, 4 y 8 horas de interrupciones inesperadas en verano.
- Estimaciones de costos para 1, 4 y 8 horas de interrupciones inesperadas en invierno.
- Estimaciones de costos para 1 y 8 horas de interrupciones planificadas en verano.

- Estimaciones de costos para 1 y 8 horas de interrupciones planificadas en invierno.

A través de las respuestas, es posible calcular los siguientes indicadores:

$$CIC_t = \frac{\text{Volumen de ventas anual para } t \text{ horas}}{\text{Consumo anual de energía}} \text{ en €/kWh}$$

$$CIC_{va} = \frac{\text{Valor agregado anual para } t \text{ horas}}{\text{Consumo anual de energía}} \text{ en €/kWh}$$

$$CIC_{po} = \frac{\text{Costo reportado de un racionamiento planeado para } t \text{ horas}}{\text{Consumo anual de energía}} \text{ en €/kWh}$$

$$CIC_{uo} = \frac{\text{Costo reportado de un racionamiento no planeado para } t \text{ horas}}{\text{Consumo anual de energía}} \text{ en €/kWh}$$

Posteriormente se calcula:

- Valor agregado = Salarios+ Beneficios+ Depreciación

Finalmente los autores pueden calcular los costos de interrupción que arroja la encuesta:

- Interrupción no planeada= Valor agregado+ Costos de insumos perecederos
- Interrupción planeada= Valor agregado

El costo de la interrupción corresponderá a la suma de los resultados del modelo híbrido con el factor estratégico de respuesta, de la siguiente manera:

- Interrupción no planeada

$$CIC_{uo} = CIC_{va} + \frac{\text{Insumos perecederos}}{\text{Consumo anual de energía}} + \text{Factor estratégico de respuesta}$$

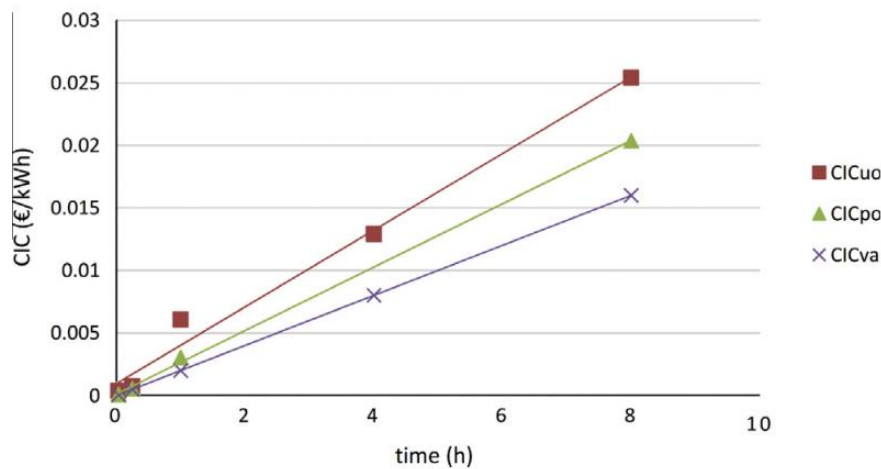
- Interrupción planeada

$$CIC_{po} = CIC_{va} + \text{Factor estratégico de respuesta}$$

Entiéndase como factor estratégico de respuesta a la diferencia entre las estimaciones del costo de racionamiento a través de encuestas a los clientes y los cálculos del enfoque híbrido.

Resultado

Figura A10.1 - Curva de racionamiento de Finlandia



Fuente: (Lehtonen, 2014)

Como se ve en la Figura anterior, el enfoque híbrido que intenta vincular los resultados de la encuesta al cliente en el modelo econométrico falla en cortos periodos de tiempo de interrupción. Una explicación para este resultado podría ser que los clientes no son conscientes de sus pérdidas económicas en caso de interrupciones cortas, y por lo tanto informan un costo mayor a la realidad. Adicionalmente se encuentra que con un tiempo mayor de interrupción, el costo que trae a los consumidores se estabiliza. Esto es bastante lógico ya que se sabe que si el tiempo de interrupción se hace más largo, los clientes empiezan a tomar precauciones para disminuir los efectos adversos del evento. Esto ayuda a reducir la cantidad de daños y materiales deteriorados. Y así, termina en una disminución de los costos de las pérdidas totales.

- ✓ Scoping Study on Trends in the Economic Value of Electricity Reliability to the U.S. Economy (2001)

A través de revisión de literatura previa sobre los costos de racionamiento en Estados Unidos, los autores buscan llegar a un intervalo de resultados. Este análisis sugiere que los costos podrían ser tan altos como 135 mil millones de dólares o tan bajo como \$ 22 mil millones de dólares. Por lo tanto, se presentan estas cifras no como la última palabra sobre el costo de interrupciones de energía, sino más bien para ilustrar el rango de variabilidad en las estimaciones, que está directamente relacionado con los supuestos en que las estimaciones se basan.

La conclusión final es que se necesita información de mayor calidad sobre el costo de las interrupciones de energía a los clientes individuales. Su estimación inicial del costo de las interrupciones de energía a los EE.UU. se basa en la evaluación integral de las encuestas

de servicios públicos existentes. Sin embargo, una fuente importante de incertidumbre fue la variabilidad en estos costos, que se pudieron demostrar a través de los análisis de sensibilidad llevados a cabo.

Así pues, aunque se entregan resultados de las pruebas realizadas, los autores consideran que los estudios elaborados en EEUU no cumplen estándares de calidad, por ejemplo ellos mencionan que el uso de disposición a pagar y a aceptar trae serios problemas en las estimaciones, ya que los entrevistados no tienen incentivos a revelar información confiable o carecen de ella.

Resultado

Cuadro A10.5 - Costos de Racionamiento de EEUU

SECTOR	COSTO
Residencial	\$US 6.90
Comercial	\$US 1,859
Industrial	\$US 59,983

Fuente: (Eto, y otros, 2001)

✓ Assessment of electricity supply interruption costs (2006)

El objeto de este trabajo fue presentar la metodología y los resultados de un estudio para estimar los costos asociados con la interrupción de energía de Estonia. El estudio fue realizado por la Departamento de Ingeniería Eléctrica de Universidad Tecnológica de Tallinn a petición de la Estonian National Grid. En este caso los costos de racionamiento son caracterizados para 4 sectores: residencial, industrial, comercial y agrícola.

- Encuestas

En el sector residencial y agrícola se usaron cuestionarios para estimar la disposición a aceptar y la disposición a pagar de los consumidores. Mientras que para los sectores Industrial y Comercial se usó costeo directo. Se pidió a los encuestados estimar los costos que le traería a sus compañías interrupciones durante varios escenarios que incluyen componentes tales como la pérdida de ventas, bienes o equipos dañados, los costos de reiniciar, disponibilidad de equipos de espera, y otros. Se usaron medios telefónicos y encuestas por internet, siendo la tasa de respuesta baja (26% comercial y 46% industrial).

- Uso de métodos analíticos

En primer lugar, los costos de la energía no suministrada se determinaron utilizando métodos simples macro. En los sectores industrial, comercial y agrícola se calculó

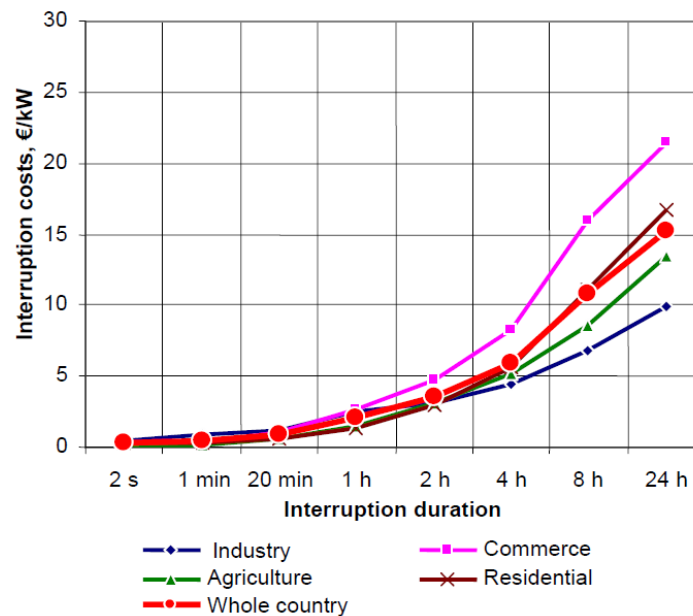
dividiendo el PIB anual de cada sector entre la cantidad de energía vendida a ese sector. Para el caso del sector residencial se dividen los ingresos anuales de los hogares por su consumo anual de electricidad.

Resultados

De los resultados obtenidos por los métodos antes mencionados, se estima la función de daño del consumidor. Las encuestas del sector comercial y agrícola fallaron, por lo que no se tomaron en cuenta. Por otro lado, los resultados de la encuesta al sector residencial se consideran sobrestimados, por tanto, tienen un peso más bajo en el promedio.

Para obtener la función de daño de todo el país, se realiza una media ponderada por cada sector, tomando como ponderador el porcentaje de consumo total de electricidad.

Figura A10.2 - Costo total de racionamiento de electricidad



Fuente: (P. Raessar, 2006)

Cuadro A10.6 – Costos de racionamiento por sectores y por metodología en Estonia

SECTOR	COSTO POR CENS (€/KWH)
Industria	2.55
Comercio	3.60
Agricultura	2.37
Residencial	2.35

Fuente: (P. Raessar, 2006)

✓ Interruption cost analysis for the electrical power customers in Greece (2001)

El objetivo de este estudio fue presentar una sinopsis de los resultados de la encuesta realizada por el Laboratorio de Sistemas de Energía de la Universidad Politécnica Nacional de Atenas, que tuvo como fin hacer una valoración de los costos de interrupción en los diferentes sectores de consumidores de energía en Grecia.

La metodología que siguieron los autores se basó en la realización de encuestas a consumidores, una aproximación que se ha utilizado para investigar los impactos directos de corto plazo así como los costos en los que incurren los consumidores de energía eléctrica como resultado de interrupciones aleatorias en el servicio.

En particular, se elaboraron tres tipos de formularios (diferenciación de preguntas para satisfacer las características de los consumidores industriales y de los comerciales, que se dividen en negocios y organizaciones), los cuales se dividieron en cuatro secciones: la primera está relacionada con la experiencia del informante con la provisión del servicio por parte de la Corporación de Energía Pública de Grecia; el siguiente apartado incluye preguntas sobre los efectos específicos de una interrupción y las posibles acciones a implementar para minimizarlos. La tercera sección indaga por el peor momento para sufrir una interrupción y los efectos de la variación en su duración (según los autores, es la sección más importante ya que pregunta por los costos de una interrupción en las actividades de los informantes). La última sección contiene preguntas relacionadas con el ahorro en costos cuando la duración de la interrupción se conoce de antemano o cuando la misma se conoce con antelación.

Los autores construyeron un marco muestral de 10.066 consumidores el cual fue segmentado de la siguiente manera, de acuerdo con su nivel de tensión de alimentación (medio o bajo) a quienes se aplicaría la encuesta:

- 5.234 consumidores industriales: 2.650 (todos) de tensión media y 2.584 de tensión baja.
- 4.832 consumidores comerciales: 1.804 (todos) de tensión media y 3.028 de tensión baja

Los cuestionarios de esta encuesta (la primera de su clase en Grecia) se enviaron vía correo postal tomando como referencia los datos de las cuentas de cobro de la electricidad, provistos por la Corporación de Energía Pública de Grecia. Dentro de estos datos, la Corporación también suministró información de los picos de demanda y consumos de energía de esos consumidores para un periodo de un año (calendario).

En total se recibieron 805 encuestas diligenciadas, lo cual muestra una baja tasa de respuesta, explicada por los autores por la falta de familiaridad de los informantes con los formularios, confidencialidad, cargas de trabajo, además de dificultades en encontrar a los consumidores por correo postal y luego a los informantes idóneos, entre otros.

Resultado general

Se obtuvieron resultados para siete escenarios de interrupción: momentánea, de tres minutos, de 20 minutos, de una hora, de dos horas, de cuatro horas y de un día. Dentro de los hallazgos se encontró que, para el 87,5% de los encuestados, el viernes es el peor día para tener un corte no programado en el servicio de energía y la peor franja horaria, según el 89,5%, es entre la 8AM y las 3PM.

Se reportan costos de interrupción llamados “promedios agregados”, que son los costos normalizados por los picos de demanda de energía anuales. Estos se calculan como la proporción entre la suma de los costos de interrupción y la suma de los respectivos picos de demanda para todo tipo de consumidores (\$/kWh). Esta metodología de cálculo de costos se utiliza para suavizar el impacto de las respuestas extremo (por ejemplo, de un pequeño número de informantes que reporten costos muy altos o muy bajos). El siguiente cuadro muestra los costos de interrupción de promedios agregados para los diferentes tipos de consumidores de energía eléctrica:

Cuadro A10.7 – Costos de interrupción de promedios agregados para consumidores industriales y comerciales (\$/kWh)

TIPO DE CONSUMIDOR	CATEGORÍA	MOMENTÁNEA A	DURACIÓN					
			3 MINUTOS	20 MINUTOS	1 HORA	2 HORAS	4 HORAS	1 DÍA
Consumidores industriales	Minería	0.85	1.36	1.85	2.49	3.57	5.86	11.77
	Alimentos	3.24	4.69	16.12	20.5	33.17	41.22	106.50
	Textil	0.74	0.77	4.74	9.01	10.19	12.45	24.93
	Químicos	1.96	2.20	3.25	5.40	8.70	15.17	28.26
	Producción no-metalúrgica	2.72	2.80	8.75	22.03	25.05	29.83	53.58
	Producción metalúrgica	1.07	1.29	2.91	7.36	12.95	24.06	52.44
	Otros	2.52	2.69	3.55	5.11	6.93	10.05	18.39
	Subtotal consumidores industriales	1.97	2.37	6.02	9.52	13.66	18.71	40.95
Consumidores comerciales (negocios)	Construcción, mayoristas	0.31	0.36	0.81	1.73	3.70	9.12	24.10
	Locales comerciales	0.01	0.01	0.67	2.61	4.76	10.44	38.37
	Hoteles, restaurantes, bares, etc.	0.41	0.47	0.68	1.49	3.55	5.42	17.29
	Subtotal consumidores comerciales (negocios)	0.22	0.25	0.71	2.02	4.09	8.34	27.71
Consumidores comerciales (organizaciones)	Transporte, comunicaciones, información, investigación	1.16	1.67	3.50	7.02	11.53	19.95	41.46
	Servicios civiles, hospitales, bancos, etc.	0.91	0.92	2.26	4.08	10.59	14.18	22.24

TIPO DE CONSUMIDOR	CATEGORÍA	MOMENTÁNEA	DURACIÓN					
			3 MINUTOS	20 MINUTOS	1 HORA	2 HORAS	4 HORAS	1 DÍA
	Subtotal consumidores comerciales (organizaciones)	1.03	1.28	2.85	5.48	11.09	16.94	31.42

Fuente: (Dali, 2001)

Estos resultados constituyen las funciones de daño del consumidor. Como se observa, los costos para los consumidores industriales son los más altos.

Para la fecha de publicación del estudio, según lo mencionan los autores, hay pocos estudios publicados que presentan datos de costo de interrupción, sin embargo, menciona dos de ellos realizados para Canadá (de la Universidad de Saskatchewan) y el Reino Unido (UMIST), con los que se comparan las estimaciones de costos de interrupción obtenidas en este estudio. Se muestra que hay una tendencia en las estimaciones de costo del UMIST a ser mayores que las otras dos en todos los escenarios de duración de las interrupciones. Adicionalmente, se menciona que los costos de interrupción estimados para Grecia, de una duración de dos horas, es muy similar a los estimados por la Universidad de Saskatchewan para Canadá.

✓ The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain (2013)

El objetivo de este estudio fue realizar una investigación, con orientación cuantitativa, para derivar estimaciones del valor de la carga no utilizada (*VoLL – Value of lost loads*) para consumidores de energía eléctrica residenciales, pequeñas y medianas empresas, usuarios comerciales e industriales en el Reino Unido.

El estudio sigue varias metodologías, que se aplican a los diferentes tipos de consumidores considerados en el estudio. Por un lado, las estimaciones del valor de la carga no utilizada para (i) consumidores residenciales y para pequeñas y medianas empresas, se realizaron usando una encuesta de valoración no comercial (*non-market valuation*) con experimento de elección (*choice experiment*) en una primera etapa y en una segunda, se emplearon técnicas econométricas para convertir los resultados del experimento en cifras en unidades de medida de libras por megavatio hora de energía (£/MWh) con los respectivos intervalos de confianza.

Las estimaciones del valor de la carga no utilizada para (ii) consumidores industriales y comerciales se realizaron usando una aproximación de valor en riesgo (VAR) en una primera etapa y luego, técnicas econométricas para llegar al valor final. El estudio también estima el costo potencial de reducciones de demanda dirigidas a operadores del sistema.

En el caso de la estimación del valor de la carga no utilizada para el grupo de consumidores (i), este valor se estima en términos de Disponibilidad a Recibir Compensación (DARC) por un corte en el servicio y de la Disponibilidad a Pagar (DAP) por evitar un corte. Esto a su vez es posible si se sigue la metodología de los experimentos de elección, la cual permite examinar la DARC y la DAP para cortes en el servicio de electricidad con diferentes duraciones, estaciones, días de la semana y momentos del día.

El estudio también incluye preguntas tipo valoración contingente para las que a los informantes se les preguntaba el valor en libras de un corte, en términos de DARC y DAP. Estas preguntas se emplean como medio de verificación ya que las tipo experimento de elección (de análisis *conjoint*) permiten examinar cortes multidimensionales así como preferencias en un rango de diferentes niveles de precios/pagos y reducen la posibilidad de respuestas estratégicas.

Resultados – sector residencial

Los usuarios residenciales normalmente valoran de manera diferente los cortes del servicio de electricidad dependiendo del momento en el que se den, por lo tanto, los resultados de las estimaciones del valor de la carga no utilizada se presentan en los rangos que se pueden ver en el Cuadro A10.9. En ese mismo cuadro se presentan los resultados para la DARC y para la DAP.

Los resultados del modelo de DARC muestran valores de la carga no utilizada entre £6,957/MWh y £11,820/MWh. El valor más alto de compensación sería requerido si el corte en el servicio de electricidad se da en invierno, en la franja horaria de 3pm a 9pm, siendo fin de semana.

Los autores mencionan su preferencia por las estimaciones de DARC ya que, psicológicamente, la pérdida por entregar algo se siente mayor que la ganancia de mantenerlo y evitar la pérdida.

Cuadro A10.8 – Comparación de resultados DARC vs. DAP por tiempo del corte del servicio de electricidad (Sector residencial)

	NO EN INVERNO NO PICO FIN DE SEMANA	NO EN INVERNO NO PICO ENTRE SEMANA	NO EN INVERNO PICO ENTRE SEMANA	NO EN INVERNO PICO FIN DE SEMANA	INVIERNO NO PICO FIN DE SEMANA	INVIERNO NO PICO ENTRE SEMANA	INVIERNO PICO ENTRE SEMANA	INVIERNO PICO FIN DE SEMANA
DARC (£/MWh)	9.550**	6.957**	9.257**	11.145**	10.982**	9.100**	10.289**	11.820**
DPA (£/MWh)	2.766**	(101)	(105)	1.805**	2.240**	315	208	1.651**

NO EN INVERNO	NO EN INVERNO	NO EN INVERNO	NO EN INVERNO	INVERNO	INVERNO	INVERNO	INVERNO
------------------	------------------	------------------	------------------	---------	---------	---------	---------

Nota: Datos basados en cortes de una hora.

** : Estimaciones con un nivel de confianza del 95%. Conversiones basadas en el supuesto de un consumo anual de electricidad de 3,934 MWh

Fuente: (London Economics, 2013)

Resultados – pequeñas y medianas empresas (PyMes)

Para este segmento se emplea la misma metodología que para los consumidores del sector residencial, al estimar los valores de la carga no utilizada por medio de DARC y de DAP. Los resultados son consistentes con los residenciales: las PyMes son más sensibles a un corte en el servicio de electricidad en un día laboral en invierno.

Cuadro A10.9 – Comparación de resultados DARC vs. DAP por tiempo del corte del servicio de electricidad (PyMes)

	VERANO NO PICO DÍA NO LABORAL	VERANO NO PICO DÍA LABORAL	VERANO PICO DÍA LABORAL	VERANO PICO DÍA NO LABORAL	INVERNO NO PICO DÍA NO LABORAL	INVERNO NO PICO DÍA LABORAL	INVERNO PICO DÍA LABORAL	INVERNO PICO DÍA NO LABORAL
DARC (€/MWh)	37.944	36.887**	33.358**	34.195	44.149	39.213**	35.488**	39.863
DAP (€/MWh)	21.864**	19.271**	20.048**	24.175**	26.346**	21.325**	21.685**	27.859**

Fuente: (London Economics, 2013)

Nota: **: Estimaciones con un nivel de confianza del 95%. Conversiones basadas en el supuesto de un consumo anual de electricidad de 29,35 MWh

Las estimaciones para PyMes son entre tres y cuatro veces superiores a las del sector residencial. Lo anterior se explica por varias razones: las PyMEs tienen menos flexibilidad en cuanto a reemplazar horas perdidas de producción y costos de los insumos; por el contrario, es más probable que los consumidores residenciales puedan posponer actividades que requieran disponer del servicio de electricidad o tienen alternativas para sustituir en el corto plazo. Adicionalmente, es más probable que las PyMes enfrenten un valor en riesgo más alto.

Resultados – consumidores industriales y comerciales

Para este sector se presentan los resultados de los cálculos usando una aproximación de valor en riesgo (VAR), no obstante, los autores advierten de las limitaciones de esta metodología como sesgos de sustitución y agregación potencial, además de arrojar resultados como que el servicio de electricidad no es crítico para la producción. Por lo anterior, se hacen “mejoras” al modelo VAR que pueden perfeccionar las estimaciones del valor de la carga no utilizada. En el siguiente cuadro se resumen las alternativas

empleadas para refinar los resultados del VAR, así como los resultados mismos de esa aproximación:

Cuadro A10.10 – Comparación de resultados de estimación del valor de carga no utilizado: VAR vs. Alternativas

METODOLOGÍA	VALOR DE CARGA NO UTILIZADA (£/MWH)	% DE PARTICIPACIÓN DE LA METODOLOGÍA VAR
Metodología VAR	1.654	100%
Consumo de Energía 'Crítico'	1.075	65%
Uso de capacidad	1.505	91%
Función de producción econométrica (Cobb-Douglas)	1.290	78%
Función de producción econométrica (Modelo Translog)	1.472	89%

Nota: Las estimaciones presentadas son el promedio de todos los sectores incluidos en la agregación "industrial y comercial". Los datos corresponden al último disponible, 2011 para el que se tienen datos completo y comparables.

Fuente: (London Economics, 2013)

Si se toma el promedio aritmético de las estimaciones presentadas, se observa que el valor de carga no utilizada es de 1.400£/MWh. Nótese que todas las metodologías alternativas reducen el valor de carga no utilizada calculado con el VAR.

Comparando estas estimaciones con los resultados para las PyMes, se observa que son significativamente menores. Esto se debe a que las grandes empresas tienden a ser más intensivas en el uso de energía eléctrica y menos en el uso de mano de obra. Además, los grandes consumidores pueden tomar medidas para limitar el impacto de las interrupciones o para asegurar el suministro. Eso entonces, afecta y reduce el valor de carga no utilizada.

Resultados – reducción en el voltaje

El estudio también incluye resultados de una reducción en el voltaje (dentro de los rangos establecidos); se encuentra que estas reducciones no afectan de manera significativas los costos de los consumidores residenciales ni de las PyMes, esto se debe a que es muy poco probable que las reducciones de voltaje tengan efectos de largo plazo en los equipos con la tecnología actual. Sin embargo, se hace la salvedad que estas afirmaciones no tienen en cuenta que reducciones en la calidad de la provisión del servicio pueden tener efectos de largo plazo si se acumulan en el tiempo.

ANEXO 10.2 - ESTUDIOS INTERNACIONALES PREVIOS DE GAS NATURAL

Para gas natural la literatura existente no es tan amplia como en electricidad, así que solo se tomó el caso de Irlanda, el cual posee un análisis profundo del tema.

✓ The Cost of Natural Gas Shortages in Ireland

Este trabajo investiga las implicaciones económicas de las interrupciones de 1 a 90 días para el suministro de gas natural en Irlanda. Se evalúa el impacto de una interrupción del suministro de gas hipotético tanto en invierno como en verano en 2008 (con las características observadas en el mercado) y en 2020 (con las características del mercado proyectados). El costo de un corte de gas natural incluye el costo de que el gas natural no esté disponible para la calefacción y otros fines en los sectores industrial y comercial, la pérdida del excedente en el consumidor en el sector residencial, el costo de la electricidad perdida en todos los sectores y los ingresos del gobierno perdidos en la venta de gas y electricidad.

Gas en la producción eléctrica

En 2008, más del 23% de la demanda de energía primaria de Irlanda se atendió mediante gas natural y casi el 55% de su electricidad fue producida con gas natural (SEAI, 2009). Por lo tanto, es importante evaluar el efecto de una escasez de gas natural en la disponibilidad de la electricidad. A través de estudios previos se calcula el tamaño de la escasez de electricidad tanto en un día entre semana como un día en fin de semana en enero y julio de 2008 y 2020. También se estima el déficit causado por 3 semanas y 3 meses interrumpidos en el suministro de gas en el verano e invierno en ambos años. Con el fin de cuantificar el costo de déficit de electricidad se multiplica la escasez de kilovatios hora (kWh) por el valor de una unidad de electricidad, esto para los sectores industrial, comercial y residencial en 2008 y 2020. El valor de un kWh de electricidad, también conocido como el valor de carga perdida en los sectores en 2008 y 2020, se puede determinar dividiendo el Valor Agregado Bruto anual por sector por la cantidad de electricidad utilizada por ese sector. En el caso de los hogares, no se pudo medir el GVA (Gross Value Added/ Valor agregado bruto) pero sí valorar el tiempo dedicado al trabajo no remunerado, suponiendo que es igual a la mitad del salario medio después de impuestos.

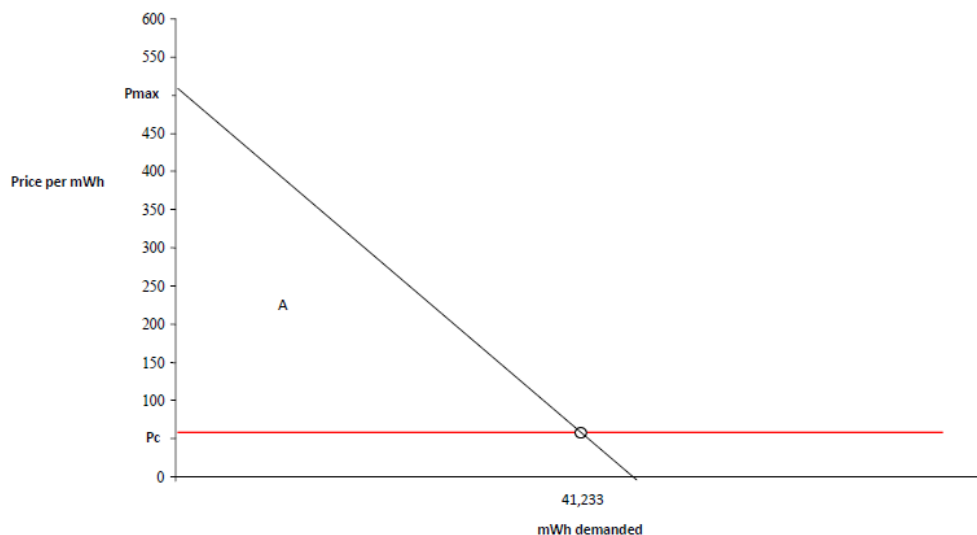
Sector residencial

El gas es usado en el sector residencial para calefacción, calentamiento de agua y cocinar. El valor de una interrupción de gas natural a los hogares es igual al excedente del consumidor que se perdería si el gas natural no estuviera disponible.

El excedente del consumidor es la diferencia entre el precio que los consumidores están dispuestos a pagar por un bien o servicio y el precio que realmente pagan. Por lo tanto, se utiliza como medida del bienestar que las personas derivan de consumo de bienes o servicios. Se asumió que todo el gas se pierde y, como consecuencia, el excedente del consumidor cae a cero.

Se estimó la pérdida en el excedente del consumidor durante 1 día, 3 semanas y 3 meses en 2008 y en 2020. El uso de la elasticidad, el precio del gas y la cantidad de gas que se exigió en un día determinado / semana / mes, se puede estimar con la pendiente de la curva de demanda de gas para cada período correspondiente. La siguiente figura muestra el excedente del consumidor que se derivó cuando el mercado funcionó sin interrupción, el miércoles 16 de enero de 2008. En este caso, se supone una elasticidad de $-0,16$. La cantidad máxima que la gente está dispuesta a pagar es el punto en el que la curva de demanda se cruza con el eje X. P_c es el precio actual o el precio por MWh que los clientes residenciales pagan en ese día. La zona "A" es el excedente del consumidor que se deriva. En el caso de un corte de gas, se supone que todo el excedente del consumidor se pierde.

Figura A10.3 - Excedente del consumidor



Fuente: (Eimear Leahya, 2012)

Productor

En el caso de una interrupción de gas natural, los proveedores locales de gas también incurrirán en un costo. Para aquellos que suministran gas al sector residencial, el costo es la pérdida de excedente del productor. El excedente del productor es la diferencia entre los ingresos recibidos y los costos de producción, es decir, el precio de venta multiplicado por la cantidad de gas transada en un período de tiempo determinado, menos el precio al por mayor. El precio al por mayor es alrededor del 58% del precio de venta.

Gobierno

En 2008, los usuarios residenciales de electricidad y gas natural pagaban una tasa del 13,5% del precio de venta por unidad. Por lo tanto, los ingresos del gobierno se verán afectados negativamente si se interrumpe el suministro de electricidad y gas natural. Se estima la pérdida de ingresos como el déficit en el suministro de gas y electricidad por el 13,5% del precio unitario.

Resultado general

Cuadro A10.11 - Costo total de racionamiento de gas 2008

RACIONAMIENTOS	COSTO TOTAL DE INTERRUPCIÓN	COSTO POR PERSONA	COSTO DE RACIONAMIENTO DE ELECTRICIDAD SOLA	COSTO POR PERSONA	COSTO DE RACIONAMIENTO DE ELECTRICIDAD COMO PROPORCIÓN DEL COSTO TOTAL
Racionamiento de 1 día	€M	€M	€M	€M	
Entre semana (Enero)	639	103	525	85	82%
Fin de semana (Enero)	537	87	452	73	84%
Entre semana (Julio)	473	76	414	67	88%
Fin de semana (Julio)	353	57	276	44	78%
Racionamiento de 3 semanas	€B	€M	€B	€B	
Invierno	12	1,888	9	1,500	79%
Verano	10	1,623	9	1,405	87%
Racionamiento de 3 meses	€B	€M	€B	€B	
Invierno	49	7,281	39	6,300	79%
Verano	42	6,148	35	5,712	85%

Fuente: Eimear Leahya, Conor Devitta, Seán Lyonsa, b y Richard S.J. Tol (2010)

ANEXO 10.3 - ESTUDIOS PREVIOS EN COLOMBIA DE ELECTRICIDAD

- ✓ Costos de racionamiento de energía eléctrica, sectores industrial, residencial, comercial y servicios (1986)

La metodología empleada para calcular el costo de racionamiento de electricidad en los sectores residencial, comercial y de servicios se basó en la pérdida del excedente del consumidor ocasionada por el corte de servicio. Para el sector industrial el costo de racionamiento se cuantificó a partir del valor agregado dejado de producir como consecuencia de la suspensión efectiva del trabajo productivo.

La curva de Costos Operativos de Racionamiento está formada, en este estudio, por cuatro escalones, uno adicional al especificado por el código de redes, así:

Cuadro A10.12 - Curva de Costos Operativos de Racionamiento

ESCALÓN	RANGO (% DE DEMANDA RACIONADA)
Primer escalón	0 - 1.5
Segundo escalón	1.5 - 5
Tercer escalón	5 - 10
Cuarto escalón	10 - 100

Fuente: (Sistecom Ltda; Econometria Ltda, 1986)

- ✓ Metodología y costos de racionamiento Eléctrico (1997)

La Universidad de Antioquia y la Universidad Nacional (sede Bogotá) se asociaron para adelantar este estudio. Realizaron encuestas a hogares por el método de valoración contingente y también a un conjunto de industrias y empresas comerciales mediante estimación directa del costo por pérdidas de producción.

Sector residencial

El informe de las universidades realiza un detallado análisis microeconómico sobre los cambios en las funciones de utilidad con y sin racionamiento, así como su efecto en la demanda revelada. La electricidad se considera un bien que no es completamente homogéneo: el consumidor no puede almacenarlo para utilizarlo cuando desee hacerlo, así que, las circunstancias de tiempo y lugar de consumo resultan más importantes que otros bienes. El racionamiento impide el acceso del consumidor a la unidad física del bien (lo que hace reasignar su ingreso, utilizando el dinero destinado a la electricidad en otros bienes) y le impide realizar sus planes de consumo en la ocasión deseada. El autor interpreta el racionamiento total como la suma de los dos efectos, cada uno de ellos medibles por separado.

En primera medida el racionamiento de la unidad física se planteó mediante el análisis convencional de bienestar a partir de funciones de demanda. El análisis convencional tiene en cuenta la compensación parcial de bienestar que se logra utilizando el ingreso dejado de gastar en otros bienes. Para este fin se usó la variación compensada, calculando mediante la función de gasto obtenida por integración: se estima la función de demanda mensual del consumidor, dado el esquema tarifario vigente en el momento de la encuesta, su dotación de aparatos sustitutos de la electricidad, y las características del hogar, correspondientes al nivel de ingreso y al número de personas.

Por otro lado, los costos asociados al corte del suministro se evaluaron mediante valoración contingente. Se consideró este método porque el esquema tarifario no discrimina el precio según el momento del uso: en otras palabras, no hay señales de mercado adecuadas que permitan otro tipo de medida. No hay un precio asociado a la oportunidad del consumo, y en ausencia de precios, se debe recurrir a métodos indirectos.

La metodología permite una interpretación: en la medida en que un racionamiento voluntario deja a la elección del consumidor el momento del día en que reduce su consumo, la no disponibilidad de kWh no se ve agravada por el impacto de un corte inoportuno. De esta forma, la estimación por la función de demanda se asimila al efecto de un racionamiento voluntario. Y la estimación mediante valoración contingente puede interpretarse como el sobre costo de un racionamiento forzado.

En resumen, dada una función de desplazamiento del consumo, en el informe se plantea que se deben sumar los costos de todas las suspensiones del servicio, más los costos de bienestar asociados al consumo no realizado, para distribuirlos en los kWh ahorrados. Esta medida sería una buena estimación del impacto total.

La medida resultante es, pues, la disponibilidad a pagar máxima, que tendría el consumidor, si estuviere confrontado a un racionamiento. La suma del precio que paga, más los efectos de bienestar que experimentaría si se viese racionado: efectos de privación del bien, y efecto de oportunidad del corte del servicio.

De acuerdo a la metodología anteriormente expuesta se buscó realizar la encuesta distribuyendo la muestra de tal manera que incluyera regiones de diferentes condiciones, para determinar el tamaño muestral nacional se empleó muestreo aleatorio estratificado. A partir de esta estimación, se llegó a que el tamaño de muestra para usuarios residenciales fuera de 4000.

Cuadro A10.13 – Universo de referencia

	Nº DE SUSCRIPTORES	TAMAÑO DE MUESTRA
Total residencial	5,521,372	4000
Estratos 1 y 2	2,921,910	1,525
Estrato 3	1,578,008	981
Estrato 4	636,062	577
Estrato 5 y 6	385,392	917

Fuente: (Universidad de Antioquia; Universidad Nacional, 1997)

Finalmente cabe aclarar que el autor incluyó en el cuestionario 3 preguntas sobre la disposición a pagar para obtener una valoración independiente de los cortes ocasionales o no anunciados, los racionamientos y la calidad en el suministro. En la primera se definieron unos escenarios sobre los cuales se iba a preguntar a los encuestados. Cada escenario consistía en una interpretación no anunciada del suministro de electricidad de cierta duración (quince minutos, una hora y dos horas) y a diversas horas del día, de tal manera que se incluyeran situaciones de pico y por fuera de pico. A cada usuario se le preguntaba por uno solo de los escenarios para evitar condicionamientos de sus respuestas sucesivas con respecto a la primera de ellas; en esta pregunta también se diferencia el efecto de un corte de un día entre semana y los domingos y festivos.

En la segunda se evalúa la disponibilidad a pagar por evitar una situación de racionamiento, consistente en una interrupción anunciada de dos horas diarias durante un largo periodo de tiempo, en dos escenarios distintos (horas pico y no pico). Por último, en la tercera pregunta se evalúa la disposición a pagar para mejorar la calidad del suministro, vale decir, para tener menos interrupciones cortas, menos caídas en la intensidad, etc.

Las empresas distribuidoras seleccionaron al azar la muestra que les correspondió suministrando para cada uno de los usuarios en la muestra la respectiva dirección, su consumo mensual en kWh, el valor del consumo, la tabla de tarifas aplicada a dicho consumo y el número de días incluidos en la facturación.

Sector industrial

El estudio en el sector industrial se sustentó en la metodología del costeo directo. La muestra se determinó tomando como referencia la Encuesta Anual Manufacturera del DANE y la ubicación de los sectores más representativos como consumidores de energía y generadores de valor agregado.

Mediante la encuesta se buscaba identificar sistemáticamente los diferentes efectos derivados de la interrupción en el suministro de energía de acuerdo a información

entregada directamente por el usuario. Los aspectos contemplados son la pérdida del producto, el daño en equipo y materiales y los costos de ajuste para mitigar las pérdidas.

En la encuesta se contemplaron varios escenarios:

- a) Interrupciones de energía programadas (por mantenimiento o por racionamientos de larga duración) y no programadas
- b) Procesos productivos interrumpibles y no interrumpibles, diferenciados por las pérdidas en productos en proceso y costos de reinicio, entendidos como costos fijos y declarados en las interrupciones de corta duración
- c) Diferentes duraciones y frecuencias a partir de las experiencias del racionamiento de 1992 y las interrupciones presentadas en los últimos seis meses.
- d) Diferentes grados de vulnerabilidad a partir del peor escenario, ubicado en mes, día y hora de mayor perjuicio, hasta las situaciones menos vulnerables.
- e) Oportunidad del anuncio de la interrupción
- f) La disponibilidad a pagar por un servicio en que se le aumente la confiabilidad hasta en un 50% y la disponibilidad a recibir un descuento en la factura por disminución en la confiabilidad del servicio en un 50%
- g) La actitud del usuario industrial y/o comercial respecto a la posibilidad de llegar a acuerdos con las empresas y a participar en el mercado libre de energía a la luz de la nueva Ley de servicios públicos

La construcción de los costos de una interrupción eléctrica se define básicamente con el siguiente proceso. A nivel general se incorporan 3 variables: Costos directos (CD) suministrados por las empresas con base en su experiencia, de otro lado los costos de generación de emergencia (CG) calculados con base en el tipo de equipos y, finalmente, el ahorro en la factura de la energía (Ah) equivalente al consumo no efectuado a causa de la interrupción del servicio. Así: $CT=CD+CG-Ah$

- Costos directos (CD): $CD=CF + Cvd$. Los costos fijos los reportan las empresas por el solo hecho de ser interrumpido el servicio y son valorados con base en la experiencia, son independientes de la duración del corte. (CF). Por otro lado, los costos variables (Cvd) reportados por las empresas son aquellos en que se incurren en función de la duración del corte. Entre ellos se contabilizan los costos por recuperar producción, los de productos no recuperados, el lucro cesante, la mano de obra inactiva y las materias primas y bienes terminados que se dañen.
- Costos de generación de emergencia (CG): correspondiente a los costos de generación de emergencia incluyen la operación, mantenimiento y depreciación de

los equipos de emergencia, utilizados para mitigar la pérdida de energía, y se consideran variables por depender de la duración de la interrupción.

- El ahorro en la factura del servicio de energía (Ah) equivale al costo de la energía dejada de suministrar. En caso de que la empresa no incurra en costos de interrupción por efecto del desplazamiento de la producción a otro momento, se considera nulo el ahorro.

Esta metodología se construyó para una muestra de 500 empresas distribuidas en 8 áreas metropolitanas, la sabana de Bogotá, la región Boyacense, el Valle del Cauca y la localización puntual de empresas como Cerromatoso (Monte Líbano), Ecopetrol (Barrancabermeja) y Cementos Diamante (Ibagué).

Sector comercio y servicios

La metodología usada este caso fue la del costeo directo con una encuesta que presentó ligeras modificaciones respecto a la utilizada en el sector industrial. Las más importantes se refieren a la consideración de lo que se pierde y el tipo de costos en que incurre. En el sector comercial se preguntó el valor monetario de las pérdidas relacionadas con las ventas: pago de salarios a trabajadores en paro, pérdida de ventas, sobrecostos, pérdidas de equipo, materiales, costos de reinicio y daño ambiental, igualmente, en función de las diferentes duraciones. Las diferencias se concentran en la adecuada identificación del tipo de negocio, la independencia del contador de la electricidad y la valoración de pérdidas adecuadas al negocio como suministros, información y oportunidad de negocios.

Las ecuaciones utilizadas son similares a las del sector industrial con la variantes de considerar entre los costos fijos directos las pérdidas por sensibilidad en los equipos y la información en proceso en sistemas de computación, lo que también puede ser resultado e identificado como deficiente calidad en el servicio. Estos costos se presentan en el momento de la interrupción y se evitan según la capacidad de respaldo que tengan las empresas, de tal manera que, cuando hay UPS suficientes los costos fijos derivados de la información son nulos y el costo de depreciación del equipo se agrega al costo fijo. Si no hay UPS, el costo por pérdida de información se considera positivo y la ecuación general queda así: $CT = CF + Cvd + Cvg - Ah$.

Donde CF corresponde a la suma de daño de equipos, pérdida de información y depreciación de Ups. En el caso en que exista Ups, la pérdida por información sería nula y se tendrá en cuenta la depreciación del equipo.

Para el caso de este sector se realizaron 2000 encuestas distribuidas en las áreas de influencia de las principales 11 empresas distribuidoras de energía del país: las 8 áreas

metropolitanas y los departamentos de Antioquia, Boyacá y Valle del Cauca, en proporción al tamaño de su mercado en el consumo de energía comercial.

Resultado general

Para llegar a una cifra única que de una idea general de la magnitud del costo del racionamiento para el conjunto de los usuarios residenciales, industriales y comerciales del servicio de energía eléctrica en Colombia, se optó por tomar un promedio ponderado de los resultados individuales.

Para ponderar se emplearon las cifras sobre participación en los consumos de electricidad, suministradas por el Sistema de Información Nacional del Sector Eléctrico (SINSE).

Cuadro A10.14 - Costos de racionamiento

		BAJA ELASTICIDAD	MEDIA ELASTICIDAD	ALTA ELASTICIDAD	ELASTICIDAD MEDIA
RACIONAMIENTO 4.8%	1,413.68	1,452.25	1,469.53	1,422.39	1,417.10
Rac. Tipo de consumo	10.1%	9.3%	9.4%	9.4%	4.8%
Costo Básico Hog	\$112.14				\$67.53
Costo Básico Emp		\$47.86	\$36.02	\$32.63	\$47.10
Costo Ajustado	\$128.41	\$88.46	\$74.67	\$70.76	\$56.86
Medida respecto a PIB	\$18.47	\$25.81	\$26.81	\$27.09	\$22.87
RACIONAMIENTO 3.0%	918.38	917.79	940.48	902.96	936.83
Rac. Tipo de consumo	6.6%	5.9%	6.0%	5.8%	3.2%
Costo básico Hog	\$35.03				\$63.95
Costo básico Emp.		\$38.69	\$32.28	\$30.30	\$44.68
Costo ajustado	\$52.34	\$77.90	\$70.55	\$68.17	\$53.57
Medida respecto PIB	\$18.47	\$26.35	\$26.94	\$27.12	\$23.04
RACIONAMIENTO 1.5%	437.27	444.55	500.13	477.01	
Rac. Tipo de consumo	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	6.3%
Costo básico Hog.					\$74.56
Costo básico Emp.					\$49.11
Costo ajustado					\$61.55
Medida respecto PIB					\$22.75
RACIONAMIENTO 9.7%					2876.12
Rac. Tipo de consumo	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	9.7%
Costo básico Hog.					\$152.65
Costo básico Emp.					\$52.45
Costo ajustado					\$101.04
PIB/KWH					\$22.71

Fuente: (Universidad de Antioquia; Universidad Nacional, 1997)

- ✓ Metodología para la determinación de la curva de costos mínimos de racionamiento (1997)

La metodología que plantea Econometría en este informe para el cálculo de la curva de racionamiento parte de los costos unitarios de racionamiento definidos para cada tipo de usuario según diferentes horarios del día, duración del corte y día de la semana; de las curvas de carga y de los patrones de desplazamiento del uso de la energía por sustitución inter temporal.

Para cada nivel de racionamiento se define un esquema óptimo de interrupciones para una semana de manera que se obtenga el menos costo total. Este esquema consiste en definir una intensidad de racionamiento a nivel semanal para cada escenario de corte (1, 2, o 4 horas) la cual puede implementarse ya sea mediante una mayor o menor cobertura geográfica o mediante una mayor o menor frecuencia en el número de veces en la semana en que dicho escenario de corte se repetirá. Esto sujeto a una serie de restricciones tanto de carácter político como físico.

Los datos básicos con los cuales se trabajó en ese estudio resultan de tres encuestas contratadas por la UPME con la Universidad de Antioquia y la Universidad Nacional de Colombia acerca de los costos de racionamiento en los sectores residenciales, comercial e industrial. Específicamente:

- Tabla de costos de las interrupciones en \$/kWh.
- Tabla de ponderación por momento del día.
- Tabla de ponderación por día, diferenciando entre semana y domingo.
- Demanda de energía y su composición (residencial, comercial e industrial).
- Pérdidas del sistema.
- Curva diaria de carga.
- Factores de desplazamiento de la demanda al tener cortes obligatorios en el servicio

La metodología se aplicó a la información existente en las electricificadoras de Santander y el Huila, en la Empresas Públicas de Medellín y en la CHEC.

Metodología

Mientras que los costos unitarios de racionamiento están definidos por la encuesta a nivel de tipo de usuario y en el caso residencial a nivel de estratos socioeconómicos, las curvas de carga hacen referencia al comportamiento de la demanda de energía a nivel de circuitos o subestaciones. Cada circuito a su vez tiene una composición de usuarios no siempre conocida y en algunos casos bastante variable. Las curvas usadas para la determinación del esquema óptimo de racionamiento son aquellas que pertenezcan a circuitos altamente homogéneos y representativos de cada tipo de usuario.

En especial es muy difícil encontrar circuitos que sean de uso exclusivamente residencial o exclusivamente comercial. Debido a esto, aunque las curvas de carga se consideran por separado, al evaluar los costos totales de racionamiento en cada escenario, se consideran solo dos tipos de consumidores: los que pertenecen a circuitos mixtos comerciales residenciales y los que pertenecen a circuitos predominantemente industriales.

Para operar con este planteamiento, es necesario calcular un costo de racionamiento para el sector agregado residencial y comercial, que resulta de un promedio ponderado de los costos de los diferentes estratos residenciales y el comercial. El ponderador usado fue la energía ahorrada por cada uno de estos usuarios en el correspondiente escenario.

Para este análisis, se consideran dos tipos de día: los de semana (lunes a sábado) y los domingos o festivos. Tanto para los costos de racionamiento como para la agregación del consumo eléctrico se tienen en cuenta cuatro intervalos del día para hacer los cortes, se considera un efecto relativamente homogéneo sobre los consumidores al interior de cada intervalo: 7 am a 10am; 10am a 1pm; 1pm a 5pm y 5pm a 9pm.

Se descartan como escenarios de cortes relevantes a aquellos inferiores a una hora por considerarse que son susceptibles de un alto grado de sustitución. Así pues se conservan los cortes con duraciones de 1, 2 y 4 horas. Cada escenario de corte representa una interrupción a todos los circuitos clasificados según el tipo de usuario, en el día y momento de corte indicado y durante el tiempo de duración descrito.

El modelo para la determinación del esquema óptimo de racionamiento parte del nivel de racionamiento deseado como porcentaje de la energía consumida y asigna intensidades de corte a los diferentes escenarios de manera que el costo total de racionamiento asignable al esquema sea el menos posible. De esta forma los escenarios con menor costo serán incluidos en primera instancia y se mantendrán dentro del resultado en la medida que la cantidad de energía ahorrada contribuya significativamente a la disminución del costo y al logro de la meta propuesta en términos de energía racionada.

Se busca la minimización de los costos de racionamiento asignables al esquema de interrupciones:

$$\text{Min} \sum_{i=1..16} \sum_{j=1,2,4} CT_{ij} = \sum_{i=1..16} \sum_{j=1,2,4} ED_{ij} * I_{ij} * CU_{ij}$$

Donde,

CU_{ij}, Corresponde al costo unitario del racionamiento en el escenario ij (costo por kwh)

- En el caso de los usuarios industriales es el costo por kWh calculado por costeo directo.
- Para los usuarios comerciales y residenciales es el promedio ponderado de los costos calculados y por la metodología de costeo directo para los comerciales por la metodología de valoración contingente para los estratos residenciales.

ED_{ij}, Corresponde a la energía disponible en el escenario *ij*, es decir, a la energía ahorrada por un solo cote completo en el escenario (*ij*) o la energía que se dejaría de generar si se lleva a cabo la interrupción en ese escenario.

La variable de control en este caso es la intensidad, mientras que la energía disponible y los costos unitarios entran en el problema como parámetros fijos.

La minimización de la función de costos está sujeta a 66 restricciones. Las primeras restricciones consisten en que las intensidades de corte para cada uno de los escenarios debe ser mayor que cero. En el caso de las intensidades entre semana, estas no pueden ser superiores a seis y las del domingo no pueden ser mayores a 1, en conjunto para los tres escenarios que existen para el mismo horario.

Esto garantiza que si se programa un corte de 2 horas un domingo de 5pm a 9pm, no se pueda programar al mismo tiempo un corte de 4 horas en el mismo horario para el mismo consumidor.

$$I_{ij} \geq 0 \text{ Para } i = 1..16; j = 1,2,4 \quad (48 \text{ restricciones})$$

$$\sum_{j=1,2,4} I_{ij} \leq 6 \text{ para } i = 1, 2, 3, 4, 9, 10, 11,12; \quad (8 \text{ restricciones})$$

$$\sum_{j=1,2,4} I_{ij} \leq 1 \text{ para } i = 5, 6, 7, 8, 13, 14, 15,16; \quad (8 \text{ restricciones})$$

Donde,

I_{ij} Corresponde a la intensidad, definida como la frecuencia por la cobertura. Es la variable de control. Así que:

$$I_{ij} = F_{ij} * C_{bij}$$

F_{ij} Corresponde a la frecuencia de los cortes, es decir, cuantas veces se repite el escenario de corte durante una semana.

Cobij Es la cobertura, definido como el porcentaje del sector correspondiente al que se aplica el corte.

Se suman las intensidades de los escenarios que coinciden en tipo de consumidor tipo de día y horario y esa suma se restringe al máximo semanal posible.

Otra restricción consiste en garantizar que el racionamiento no se exceda a la semana en un número de horas equivalentes especificadas para cada tipo de usuario. En este caso se consideró aceptable fijar un límite máximo de 25 horas equivalentes semanales de racionamiento tanto para los usuarios industriales como para los no industriales (Comerciales & Residenciales en conjunto)

$$\sum_{i=1}^8 \sum_{j=1,2,4} Tij \leq 25 \quad (1 \text{ restricción})$$

$$\sum_{i=9}^{16} \sum_{j=1,2,4} Tij \leq 25 \quad (1 \text{ restricción})$$

Donde,

Tij, es el tiempo equivalente del corte. Un indicador del tiempo en horas durante la semana, en que se lleva a cabo el racionamiento

Con interrupciones como las del escenario (*ij*)

Este tiempo está definido por la intensidad de los cortes de la siguiente forma:

$$Tij = j * I$$

Esta es una restricción de tipo político, que garantiza que los dos tipos de usuarios sean tratados en condiciones de igualdad, en el sentido de garantizar un tope de racionamiento igual en ambos casos.

Adicionalmente se incluye una restricción que garantice que la cantidad de energía racionada es la que se desea racionar. Para esto se incorpora un nuevo parámetro de la simulación que es el porcentaje de racionamiento deseado por quien maneja el modelo. A este parámetro se le denominará *rd* y al final del ejercicio debe ser igual al porcentaje de racionamiento efectivamente alcanzado *ra*

$$rd = ra = \sum_{i=1..16} \sum_{j=1,2,4} (ERij/Etot)$$

Siendo,

ER_{ij} la energía Racionada. Contabiliza la cantidad de energía que se ahorra durante la semana por los cortes que se hagan usando el escenario *ij*. Está determinada por la posibilidad de energía para ser ahorrada y la intensidad del uso del escenario

Esta variable corresponde a:

$$ER_{ij} = ED_{ij} * I_{ij}$$

Las tres últimas restricciones, pueden ser incompatibles para ciertos niveles altos de racionamiento, puesto que el límite de las 25 horas semanales puede llevar a que el máximo racionamiento alcanzado sea inferior al deseado. Así pues para racionamientos altos en ocasiones se rompe alguna de estas restricciones.

Resultado general

Se obtuvo el costo medio para cada escalón a partir de la suma ponderada del costo de cada sector por su respectiva participación.

Cuadro A10.15 - Costos de racionamiento en Colombia

SECTOR	PROMEDIO ESCALÓN 01 (\$/KWH)	PROMEDIO ESCALÓN 02 (\$/KWH)	PROMEDIO ESCALÓN 03 (\$/KWH)	PROMEDIO ESCALÓN 04 (\$/KWH)
Residencial	170.9	170.9	170.9	205
Comercial	418	1144	2263	5150
Industrial	-	326	782	1326

Fuente: (Econometría Ltda, 1997)

ANEXO 10.4 - ESTUDIOS PREVIOS EN COLOMBIA CONJUNTOS DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL

Los siguientes dos estudios corresponden al trabajo previo que se ha realizado en términos electricidad y gas en conjunto.

- ✓ Estudio de Costos de Racionamiento de Electricidad y Gas Natural (2004)

Sector residencial

Mediante el método de referéndum el autor pretende extraer la máxima disposición a pagar de los individuos. Posteriormente mediante estimaciones econométricas específicamente mediante el método de Máxima verosimilitud se encuentran los valores de los parámetros que maximizan la probabilidad de encontrar la respuesta Si o No, obtenidas en la encuesta.

Sector comercial e industrial

Para este sector se analiza dos escenarios: Situación con racionamiento y situación sin racionamiento de manera que el flujo diferencial (es decir, la diferencia entre el flujo de caja con y el flujo de caja son racionamiento) suministra los valores de los impactos asignables a una pérdida de suministro.

Por tanto los impactos del racionamiento de electricidad y gas pueden dividirse en:

- Impacto en ingresos: - Pérdida de ingresos por reducción de ventas - pérdida de ingresos por CERT (para exportadores) + ingresos por indemnizaciones de compañías de seguros, debidas al corte (por daños de aparatos, por lucro cesante)
- Impacto en costos y gastos: cambio en costos de inversión (inversión en reposición de equipos dañados por el corte)+costos de reparación de equipos averiados por el racionamiento + perdidas de productos debida al racionamiento + cambios en costos de insumos comerciales (ahorro de insumos no utilizados en la actividad comercial como consecuencia del racionamiento, costos de insumos que se reponen) + cambio en costos de compras de servicios (Ahorros en fletes y transportes) + cambio en costos de la electricidad (ahorros en factura eléctrica, aumento de costos de generación de emergencia)+ cambio en costos de combustibles distintos a los de generación de emergencia y distintos al gas natural (costos de combustibles para sustituir electricidad o gas natural)+ cambio en costos de gas natural + cambios en costos de mano de obra + cambio en otros costos.

Con los impactos identificados, el costo unitario de racionamiento corresponde al cociente entre el valor presente neto de la pérdida y el valor presente del volumen de electricidad o gas racionado, ambos calculados con la tasa de descuento que se decida utilizar. Dicha tasa debe reflejar las condiciones del negocio sin el racionamiento.

Racionamiento de gas natural Sector de la generación termoeléctrica

En este caso también se realiza la comparación entre los escenario de racionamiento y sin racionamiento.

- Impacto en ingresos: - pérdida de ingresos por reducción de ventas de energía en Bolsa – perdidas por cambio en los precios de venta de la energía en contratos – pérdida de ingresos por cargo de capacidad – perdidas por ingresos por atención de restricciones con generación fuera de mérito + ingresos por indemnizaciones de los productores o transportadores de gas
- Impacto en costos: + cambio en costos de inversión +sobrecostos en las compras de energía en la bolsa para atender sus contratos, debido a cambios en el precio de la bolsa + cambio en costos de mantenimiento debido al racionamiento de gas +costos de reparación de equipos averiados a causa de racionamiento + cambios en costos de combustible + cambio en costos de electricidad +cambios en costos de mano de obra.

Racionamiento de gas natural para el sector de GNV

En este caso también se realiza la comparación entre los escenario de racionamiento y sin racionamiento para dos tipos de usuarios: vehículos duales (gas/gasolina) y vehículos biocombustible (gas/diésel) y por otro lado los vehículos dedicados lo cuales no pueden operar cuando se les raciona el gas.

Primero se abordaran los vehículos duales

- Impacto en ingresos: No hay perdidas en ingresos
- Impacto en costos y gastos: sobrecostos de mantenimiento por uso de gasolina o diésel debido al racionamiento de gas + cambio en costos de combustible - ahorros en el tiempo de llenado de los tanques asignables al racionamiento.

Ahora los impactos correspondientes a los vehículos dedicados:

- Cambio en ingresos: perdida de ingreso por inmovilización del vehículo
- Cambio en costos y gastos: - ahorros en mantenimiento por la inmovilización del vehículo en mantenimiento - cambios en costos de combustible

Una vez calculadas las pérdidas de ingresos, los sobrecostos y los posibles ahorros, el costo unitario de racionamiento corresponde al cociente entre el valor presente neto de la pérdida y el valor presente del volumen de gas racionado.

Resultado general

Después de halladas las curvas de costos por sectores se minimiza la suma de los costos individuales sujeto a las restricciones (si existen) a programaciones de racionamiento entre los distintos sectores que participan.

Cuadro A10.16 - Costos de racionamiento

SECTOR	CR (\$/kWh)	PARTICIP.	SECTOR	CR (\$/kWh)	PARTICIP.
Residencial	471.00	42.82%	Industrial	6,574.00	25.82%
Comercial	1,186.70	31.22%	Transporte	3,367.42	0.15 %
Subtotal	772.78	74.03%	Subtotal	6,555.48	25.97%

Fuente: (Unión Temporal Itansuca Ltda- Sinergia Ltda, 2004)

- ✓ Actualización de los costos de racionamiento de electricidad y gas natural en Colombia (2010)

En búsqueda de una actualización de los costos de racionamiento calculado por Econometría en 1997 y por Itansuca y Sinergia en 2003, la UPME contrata a Mercados Energéticos consultores para llevar a cabo esta labor.

En términos generales, la metodología empleada para efectuar esta actualización consiste en primer lugar en aplicar una indexación de costos unitarios basada en el incremento de la tarifa por kWh de energía eléctrica o m^3 de gas natural, para el segmento de consumo correspondiente. Esta indexación siguió el nivel de desagregación de resultados del estudio de Itansuca (2003), ya sea por características del escenario de racionamiento, región geográfica, estrato socioeconómico en el caso del sector residencial, entre otros. En segundo lugar, se realizó una actualización de las ponderaciones necesarias para agregar los resultados. Generalmente estas ponderaciones están relacionadas con la distribución porcentual de usuarios del servicio (electricidad o gas natural) por región geográfica y estrato socioeconómico (sector residencial) al año 2009. Luego, combinando los resultados de costos unitarios de racionamiento y ponderaciones se determinaron costos unitarios de racionamiento a nivel nacional.

Los resultados de la actualización de precios para el sector residencial y comercial se presentan en el Cuadro A10.16 para el caso de electricidad, y en el Cuadro A10.17 para el caso de gas Natural. Los resultados del sector industrial no se incluyeron, ya que el autor los presenta industria por industria contactada

Cuadro A10.17 - Costos de racionamiento de electricidad (\$/kWh)

	RACIONAMIENTO NO PROGRAMADO			RACIONAMIENTO PROGRAMADO		
	15 minutos	30 minutos	60 minutos	15 minutos	30 minutos	60 minutos
Residencial	264.73	262.79	259.08	261.40	259.60	256.52

SECTOR	RACIONAMIENTO NO PROGRAMADO				RACIONAMIENTO PROGRAMADO				
	15 minutos	30 minutos	60 minutos	24 horas	15 minutos	30 minutos	60 minutos	24 horas	
Comercial (Ventas altas)	Grande (En la mañana)	225.50	242.79	217.21	416.80	141.87	154.92	155.83	271.67
	Pequeño (En la mañana)	825.06	547.74	692.67	1400.90	367.62	494.22	727.10	1229.66

Fuente: (Mercados energéticos consultores, 2010)

Cuadro A10.18 - Costos de racionamiento de gas (\$/m³)

	RACIONAMIENTO NO ANUNCIADO			RACIONAMIENTO ANUNCIADO		
	1 HORA	2 HORAS	2 HORAS	2 A 4 HORAS	24 HORAS	36 HORAS
Residencial	941.30	922.72	919.33	954.80	1596.43	2263.72

	Racionamiento Anunciado			
	1 hora (En la mañana)	2 horas (En la mañana)	24 horas	
Comercial	Grande	252.54	502.66	201.87
	Pequeño	909.61	1437.22	1504.14

Fuente: (Mercados energéticos consultores, 2010)

ANEXO 10.5 - ESTUDIOS PREVIOS EN COLOMBIA DE GAS NATURAL

Se hizo una revisión de tres documentos de estudios previos para gas natural en Colombia. A continuación se presentan estas referencias.

- ✓ Estudio de confiabilidad y profundización en el análisis de los riesgos de continuidad del servicio asociado a la infraestructura de suministro en los campos de producción (2012)

En búsqueda de mayor información sobre el contexto del mercado de Gas Natural en Colombia se decidió incluir en la presente sección el informe preparado por Freyre & Asociados junto a SNC-Lavalin ITANSUCA. El objetivo de este estudio fue identificar en qué medida el resto de la demanda (distinta de la generación térmica) se beneficiaría con los proyectos de infraestructura de importación de GNL, a fin de determinar el nivel del cargo de confiabilidad y su distribución entre usuarios del sistema eléctrico y del sistema de gas natural.

Si bien el estudio de racionamiento de electricidad y gas se enfoca en el comportamiento de la demanda para llegar a sus resultados, vale la pena analizar cuál es la situación por el lado de la oferta y como esta puede ser insuficiente. Por tanto, a continuación se extraen algunos resultados del análisis realizado por Freyre & Asociados y SNC-Lavalin ITANSUCA que podría ser pertinentes.

El Cuadro A10.18 muestra para el año 2016 y para todos los casos analizados, el resumen de los volúmenes promedio diarios de la demanda total, de las restricciones a los distintos tipos de usuarios (la restricción industrial involucra también la petroquímica y refinación) y del abastecimiento de gas natural, compuesto por la participación de la producción nacional y del GNL proveniente de las instalaciones del Atlántico y del Pacífico, cuando estas se encuentran disponibles.

Cuadro A10.19 - Volúmenes promedio diarios (2016). MPCD

	DEMANDA TOTAL	RESTRICCIÓN RESIDENCIAL	RESTRICCIÓN GNV	RESTRICCIÓN INDUSTRIAL	RESTRICCIÓN GENERACIÓN	PRODUCCIÓN NACIONAL	EXPORTACIONES	GNL ATLÁNTICO	GNL PACÍFICO
Normal sin GNL	1,008.4	-	-	145.2	-	943.7	0.4	-	-
Normal GNL Atlántico	1,008.4	-	-	21.1	-	943.7	0.4	124.1	-
Normal Pacífico	1,008.4	-	-	19.0	-	943.7	4.6	-	130.3
Normal GNL Atlántico y Pacífico	1,008.4	-	-	0.9	-	943.6	7.8	54.5	97.2
“El Niño” sin GNL	1,383.2	-	0.7	419.3	19.5	943.7	-	-	-
“El Niño” GNL Atlántico	1,383.2	-	-	90.6	-	943.7	-	348.9	-
“El Niño” Pacífico	1,383.2	-	-	177.5	-	943.7	-	-	262.0
“El Niño” GNL Atlántico y Pacífico	1,383.2	-	-	2.3	-	943.7	-	264.5	172.7
“La Niña” sin GNL	1,088.4	1.3	0.8	143.2	0.3	0.9	-	-	-
“La Niña” GNL Atlántico	1,088.4	1.3	0.8	22.3	0.3	0.9	121.0	-	-
“La Niña” Pacífico	1,088.4	-	-	20.7	-	4.9	-	128.9	-
“La Niña” GNL Atlántico y Pacífico	1,088.4	-	-	1.0	-	8.0	54.4	97.3	-

Fuente: (Freyre & Asociados, SNC Lavalin Itansuca, 2012)

Teniendo en cuenta que las demandas medias correspondiente al fenómeno de El Niño de los años 2016 y 2020 son de 1386 y 1515 MPCD, Colombia presenta un problema de Seguridad de Abastecimiento que requiere la incorporación de plantas de regasificación para hacer frente a la demanda de gas para generación eléctrica. Como se puede ver en el Cuadro A10.18, en el año 2016 una Planta en el Atlántico inyectaría 264 MPCD y una en el Pacífico 173 MPCD promedio (para una capacidad de inyección máxima de 400 y 262 MPCD en cada caso). En el año 2020 inyectarían 400 y 262 MPCD respectivamente (es decir que cada planta se utilizaría en forma plena). El autor asegura que el mercado de cortes podría funcionar en forma efectiva para cubrir algún faltante durante este período, si bien es probable que resultara económicamente más conveniente ampliar la capacidad de regasificación sin cambiar la capacidad de almacenamiento de las instalaciones de GNL, tal como se indicará en las conclusiones al hacer referencia al tamaño óptimo de las plantas. Sin plantas de GNL, la necesidad de generar electricidad con gas natural durante el fenómeno de El Niño, implicaría en el año 2016 restringir una gran parte de los usos industriales, refinación y petroquímica (419 MPCD sobre un total de 578 MPCD) y en el 2020 además de cortar una parte aún mayor de dicho sector de demanda (584 MPCD sobre un total de 687 MPCD) debería afectarse a la misma generación eléctrica (148 MPCD sobre un total de 547 MPCD) e incluso al GNV (11 MPCD sobre un total de 73 MPCD), lo que provocaría serias dificultades sociales y políticas.

Teniendo en cuenta los resultados anteriores, los autores estiman el costo esperado de abastecimiento de gas natural en Colombia.

Cuadro A10.20 - Costo esperado de abastecimiento

	PROB DE "EL NIÑO"	PROB "LA NIÑA"	AÑO 2016 (MMUS\$/AÑO)	AÑO 2018 (MMUS\$/AÑO)	AÑO 2020 (MMUS\$/AÑO)
Sin GNL	0.15	0.15	3,518.1	3,793.6	4,723.5
GNL Atlántico	0.15	0.15	3,280.4	3,386.3	4,072.3
GNL Pacífico	0.15	0.15	3,276.4	3,516.9	4,286.5
GNL Atlántico y Pacífico	0.15	0.15	3,259.2	3,346.8	3,903.2

Fuente: (Freyre & Asociados, SNC Lavalin Itansuca, 2012)

Teniendo en cuenta los costos esperados de abastecimiento, resumidos en el Cuadro A10.18, y calculando la diferencia entre el costo esperado sin plantas de GNL y el costo con las distintas alternativas de infraestructura se obtienen los valores medios de los beneficios totales esperados para el sistema de gas natural indicados en el Cuadro A10.19. Para la solución óptima en todos los años analizados, correspondiente a la existencia de

ambas instalaciones de GNL. Los ahorros anuales en relación con la situación sin GNL (siempre con las hipótesis de declinación de producción consideradas en este informe) son de 259, 447 y 820 MMUS\$ para los años 2016, 2018 y 2020 respectivamente. La razón del fuerte incremento de los beneficios del GNL luego del año 2016 es que, sin las plantas de regasificación, a partir de ese año la declinación de la producción obligaría a la utilización de líquidos en reemplazo del gas natural para una parte muy significativa de la demanda.

Cuadro A10.21 - Beneficios de las Plantas de GNL para el sistema de gas Natural (MMus\$/año)

	Año 2016	Año 2018	Año 2020
GNL Atlántico	237.7	407.3	651.2
GNL Pacífico	241.8	276.7	437.0
GNL Atlántico y Pacífico	258.9	446.8	

Fuente: (Freyre & Asociados, SNC Lavalin Itansuca, 2012)

- ✓ Desarrollo de una política de confiabilidad del sector de gas Natural en Colombia (2012)

A partir de un estudio previo de los autores, se había llegado a concluir que el sector de gas en Colombia padecía de dos problemas muy serios que impiden su desarrollo. Primero, no cuenta con una oferta comercial suficiente para suplir la demanda de flexibilidad de largo plazo del sector térmico de generación y, segundo, no presta un servicio de confiabilidad para los usuarios de gas en el día a día. A la fecha, el abastecimiento de gas no puede satisfacer la demanda en situaciones estables (como la punta de demanda cuando se presenta el fenómeno de El Niño) ni en situaciones de contingencia en las redes de transporte o del suministro.

La solución que se daba era la importación de GNL, pero esta solución no resultaría de la libre iniciativa empresarial de los inversionistas del sector de gas ni del sector eléctrico. Los candidatos obvios a desarrollarla, los generadores térmicos, tienen una solución más rentable que son los combustibles líquidos. Desafortunadamente esta solución tiene unos costos sociales muy elevados al aumentar el monto de la factura eléctrica con los efectos que esto tiene sobre la competitividad, los subsidios para los consumidores nacionales y la elevación de los costos de producción de los empresarios colombianos frente a los de sus competidores.

En esta nueva investigación se plantean dos nuevas soluciones a los dos problemas planteados. Para resolver el primero, los autores proponen un pago por continuidad a los sectores de gas y eléctrico al que puedan acceder los promotores de una terminal con las características que fije el Ministerio de Minas y la CREG. Asimismo, se propusieron dos caminos alternativos para fundamentar legalmente la decisión: (i) un documento CONPES que establezca la necesidad de la(s) terminal(es) y dé instrucciones a los entes estatales para que contribuyan a hacer realidad esta infraestructura especial y para que se permita dar trámite de urgencia a las terminales que el gobierno determine en lo que respecta a licencias ambientales y permisos; y (ii) un proyecto de participación público privada en la que no se comprometen recursos del presupuesto. Para resolver el segundo problema se requiere que los generadores térmicos que entren en contratos con la terminal lo hagan en un plazo de unos 15-20 años para asegurarse demanda del terminal a largo plazo. Esto no significa que no puedan comercializar en mercados secundarios de capacidad sus derechos, pero implica que la terminal tiene garantizada la demanda.

✓ **Costos asociados a interrupciones del servicio de energía eléctrica (2013)**

En este estudio se buscó estimar los costos generados en las empresas manufactureras por interrupciones en el servicio de energía y cambios en la tensión suministrada. Se llevó a cabo mediante 3 métodos: costeo directo, costos preventivos y costos prospectivos.

De un universo de 1736 empresas de 9 subsectores, se diseñó una muestra de 416 empresas: 316, más sobre muestra del 20%. El escenario base que se escogió fue de 30 min en el mes de marzo, un día hábil a las 10 a.m. con una interrupción sin previo aviso.

Por otro lado, se seleccionaron 80 empresas en industrias sensibles a perturbaciones en el voltaje, donde existan indicios de deficiencia en la calidad de la potencia eléctrica para realizar entrevistas personalizadas dentro de 5 ciudades. Estas entrevistas tenían una duración aproximada de entre 1 y 2 horas con presencia de 1 o 2 expertos de la empresa. Finalmente se obtuvo la encuesta completa de 56 de las 94 empresas visitadas.

Y finalmente se escogieron 15 empresas para realizar medición in-situ del cumplimiento de normas internacionales, equipos y capital humano.

A partir de la información recolectada se encontraron varios resultados que podrían ser de utilidad para el presente informe

- **Costos causados a las empresas por interrupciones y perturbaciones**
 1. Daños a insumos
 2. Daños a equipos

3. Pago de turnos adicionales
 4. Salarios pagados a personal cesante
 5. Mantenimiento adicional de equipos
 6. Costos de reiniciar/reprogramar equipos
 7. Costos de pérdida de información
 8. Costos de capital por turnos adicionales
 9. Producción perdida
- Costos por valoración directa (Todas las empresas)

Cuadro A10.22 - Costos por valoración directa

ESCENARIO	VALOR PROMEDIO (\$)	NÚMERO DE OBSERVACIONES
30 Min (Escenario base)	118.44	32
1 Min	99.05	20
15 Min	85.94	14
60 Min	128.76	14

Fuente: (Econometría y Universidad De La Salle, 2013)

- Costos preventivos y prospectivos (Todos los usuarios y grandes usuarios industriales)

Cuadro A10.23 - Costos preventivos y prospectivos, \$/kWh

	VALORACIÓN DIRECTA - ESCENARIO BASE	COSTOS PREVENTIVOS	COSTOS PROSPECTIVOS
\$/kWh	116.49	49.08	52.67
N	33	46	35

Fuente: (Econometría y Universidad De La Salle, 2013)

Algunas conclusiones que el estudio arrojó se presentan a continuación:

1. A mayor duración de la interrupción, mayores costos, pero no en proporción al aumento de la duración. Una interrupción de un minuto cuesta 99.05 \$/kWh, una de 30 minutos 118.04 \$/kWh.
2. Existe una gran variabilidad en los costos experimentados por las empresas. Se mueven entre 0.093\$/kWh y 491.98\$/kWh. No se observan tendencias concluyentes que asocien mayores costos a mayor tamaño, o a mayor carga instalada.
3. Los grandes usuarios de energía tienen menores costos asociados a interrupciones. En ellos los costos se incrementan más que proporcionalmente con la duración: una interrupción de 30 minutos tiene un costo de 62.10 \$/kWh, una de 60 minutos de 177.61\$/kWh.

4. Los costos colombianos son relativamente bajos. esto puede asociarse con características disimiles de las estructuras productivas, un nivel de relación capital trabajo diferente, o diversos grados de formalización de la economía. Comparación de costos de racionamiento de electricidad y gas.

ANEXO 10.6 - COMPARACIÓN DE COSTOS DE RACIONAMIENTO Y METODOLOGÍAS EN EL MUNDO DE ELECTRICIDAD Y GAS

Los problemas que generan los cortes de suministro eléctrico y de gas natural, en general están determinados por la duración y frecuencia del corte, el momento que ocurre, y si este fue programado o no. De la misma manera el impacto del corte en los usuarios depende del tipo de usuario afectado.

Para algunos países la estación del año cuando ocurre el corte afecta de manera distinta a los usuarios. A continuación se muestra el resumen de los resultados encontrados por los estudios presentados. Se excluyó el caso de Argentina, ya que los autores consideraron que no era posible agregar los subsectores.

Cuadro A10.24 - Costos de racionamiento de electricidad

PAÍS	AUTOR Y AÑO	SECTOR	METODOLOGÍA	RESULTADO DEL ESTUDIO	RESULTADO DEL ESTUDIO EN USD DE 2014
Colombia	(Econometria Ltda, 1997)	Residencial	Valoración Contingente y cálculo de variación compensada	170.9 – 205 (\$/kWh)	0.22-0.27 (USD/kWh)
		Comercial	Costeo directo	418 – 5150 (\$/kWh)	0.54-6.69 (USD/kWh)
		Industrial	Costeo directo	326 – 1326 (\$/kWh)	0.42-1.72 (USD/kWh)
Colombia	(Universidad de Antioquia; Universidad Nacional, 1997)	Residencial	Valoración Contingente. Racionamiento 5%	86.90 (\$/kWh)	0.11 (USD/kWh)
			Valoración Contingente. Racionamiento 10%	112.05 (\$/kWh)	0.14 (USD/kWh)
			Valoración Contingente Racionamiento 15%	149.80 (\$/kWh)	0.19 (USD/kWh)
		Industrial	Costeo directo. 15 min	4,759 (\$/kWh)	6.18 (USD/kWh)
			Costeo directo. 1 hora	3,167 (\$/kWh)	4.11 (USD/kWh)
			Costeo directo. 2 horas	1,314 (\$/kWh)	1.70 (USD/kWh)
			Costeo directo. 4 horas	1,056 (\$/kWh)	1.37 (USD/kWh)
		Comercial	Costeo directo. 15 min	7,145 (\$/kWh)	9.28 (USD/kWh)
			Costeo directo. 1 hora	3,673 (\$/kWh)	4.77 (USD/kWh)
			Costeo directo. 2 horas	1,114 (\$/kWh)	1.44 (USD/kWh)
		Costeo directo. 4 horas	786 (\$/kWh)	1.02 (USD/kWh)	
Colombia	(Unión Temporal Itansuca Ltda-Sinergia Ltda, 2004)	Residencial	Valoración Contingente	471.00 \$/kWh	0.30 (USD/kWh)
		Comercial	Flujo diferencial con y sin racionamiento	1,186.70 \$/kWh	0.77 (USD/kWh)
		Industrial	Flujo diferencial con y sin racionamiento	6,574.00 \$/kWh	4.27 (USD/kWh)
		Transporte	Flujo diferencial con y sin racionamiento	3,367.42 \$/kWh	2.18 (USD/kWh)
Colombia	(Mercados energéticos consultores,	Residencial	Racionamiento no programado 15 min. Actualización de datos	264.73 (\$/kWh)	0.12 (USD/kWh)
			Racionamiento no programado	262.79	0.12 (USD/kWh)

PAÍS	AUTOR Y AÑO	SECTOR	METODOLOGÍA	RESULTADO DEL ESTUDIO	RESULTADO DEL ESTUDIO EN USD DE 2014
	2010)		30 min. Actualización de datos	(\$/kWh)	
			Racionamiento no programado	259.08	0.12 (USD/kWh)
			60 min. Actualización de datos	(\$/kWh)	
		Comercial (Grande)	Ventas altas. Racionamiento no programado 15 min	225.50 (\$/kWh)	0.10 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 30 min	242.79 (\$/kWh)	0.11 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 60 min	217.21 (\$/kWh)	0.10 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 24 horas	416.80 (\$/kWh)	0.19 (USD/kWh)
		Comercial (Pequeño)	Ventas altas. Racionamiento no programado 15 min	825.06 (\$/kWh)	0.38 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 30 min	547.74 (\$/kWh)	0.25 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 60 min	692.67 (\$/kWh)	0.32 (USD/kWh)
			Ventas altas. Racionamiento no programado 24 horas	1400.90 (\$/kWh)	0.65 (USD/kWh)
		Residencial BT5	Valoración Contingente	777.47 (USD/MWh)	855.33 (USD/MWh)
		No Residencial MT	Metodología de costos preventivos	US\$ 1624.1	1786.75 (USD/MWh)
		No Residencial BT	Metodología de costos preventivos	US\$ 1604.2	1764.86 (USD/MWh)
		Otros libres	Metodología de costos preventivos	US\$ 254.52	280.01 (USD/MWh)
		Sector Residencial	Valoración contingente	Entre 1.5 y 3.5 US\$/kWh	Entre 1.87 y 4.37 USD/kWh
		Servicios y servicios públicos	Costeo Directo	Entre 3.0 y 7.0 US\$/kWh	Entre 3.74 y 8.74 USD/kWh
		Sector industrial	Costeo Directo	3.5 US\$/kWh	4.37 USD/kWh
		Sector minero	Costeo Directo	1.976 US\$/kWh	2.466 USD/kWh
		Sector residencial	Valoración Contingente. 20 min	0.2146 SR/kWh	0.08 USD/kWh
			Valoración Contingente. 1 hora	0.8048 SR/kWh	0.31 USD/kWh
			Valoración Contingente. 4 horas	4.3820 SR/kWh	1.74 USD/kWh
			Valoración Contingente. 9 horas	97.3200 SR/kWh	38.68 USD/kWh
		Industria	Análisis Macro, comparación entre países y costeo Directo	2.55 €/kWh	4.37 USD/kWh
		Comercio	Análisis Macro, comparación entre países y costeo Directo	3.60 €/kWh	6.17 USD/kWh
		Agricultura	Análisis Macro, comparación entre países y costeo Directo	2.37 €/kWh	4.06 USD/kWh
		Residencial	Análisis Macro, comparación entre países y Valoración Contingente	2.35 €/kWh	4.03 USD/kWh

PAÍS	AUTOR Y AÑO	SECTOR	METODOLOGÍA	RESULTADO DEL ESTUDIO	RESULTADO DEL ESTUDIO EN USD DE 2014
Grecia	(Dali, 2001)	Industrial	Costos de interrupción de promedios agregados. 1 Hora	9.52 \$/kWh	10.50 USD/kWh
		Comercial (Negocios)	Costos de interrupción de promedios agregados. 1 Hora	2.02 \$/kWh	2.29 USD/kWh
		Comercial (Organizaciones)	Costos de interrupción de promedios agregados. 1 Hora	5.48 \$/kWh	6.04 USD/kWh
UK	(London Economics, 2013)	Residencial	Experimento de elección (conjunto) - DARC	10.289 £/MWh	9.09 USD/kWh
		Pymes	Experimento de elección (conjunto) - DARC	35.488 £/MWh	31.38 USD/kWh
		Industrial y Comercial	Función de producción econométrica (Modelo Translog)	1.472 £/MWh	1.30 USD/kWh
EEUU	(Eto K. H., 2004)	Residencial	Meta-análisis. 1 Hora	6.90 USD/kWh	8.88 USD/kWh
		Comercial	Meta-análisis. 1 Hora	1,859 USD/kWh	2.392 USD/kWh
		Industrial	Meta-análisis. 1 Hora	59,983 USD/kWh	77.202 USD/kWh
Noruega	(Research Council of Norway, 2001)	Residencial	Valoración Contingente	5 NOK/kWh	0.86 USD/kWh
		Agricultura	Costeo Directo	16.6 NOK/kWh	2.88 USD/kWh
		Industria	Costeo Directo	123.0 NOK/kWh	21.35 USD/kWh
		Comercio	Costeo Directo	201.5 NOK/kWh	34.98 USD/kWh
		Gran Industria	Costeo Directo	23.8 NOK/kWh	4.13 USD/kWh

Fuente: Econometría, 2015

Cuadro A10.25 - Costos de racionamiento de gas

PAÍS	AUTOR Y AÑO	SECTOR	METODOLOGÍA	COSTO DE RACIONAMIENTO	COSTO DE RACIONAMIENTO EN USD DE 2014
Colombia	(Mercados energéticos consultores, 2010)	Residencial	1 hora no anunciado	941.30 (\$/m3)	0.45 (USD/ m3)
			2 a 4 horas no anunciado	954.80 (\$/m3)	0.46 (USD/ m3)
			24 horas no anunciado	1596.43 (\$/m3)	0.77 (USD/ m3)
		Comercial Grande	1 hora en la tarde	364.07 (\$/m3)	0.17 (USD/ m3)
			2 horas en la tarde	656.79 (\$/m3)	0.31 (USD/ m3)
			24 horas	201.87 (\$/m3)	0.09 (USD/ m3)
		Comercial pequeño	1 hora en la tarde	1554.16 (\$/m3)	0.75 (USD/ m3)
			2 horas en la tarde	2036.73 (\$/m3)	0.98 (USD/ m3)
			24 horas	1504.14 (\$/m3)	0.72 (USD/ m3)
		Industrial (ejemplos)	4 horas	202-8824 (\$/m3)	0.09-4.27 (USD/ m3)
			12 horas	112 - 8824 (\$/m3)	0.05-4.27 (USD/ m3)
24 horas	90 - 8824 (\$/m3)		0.04-4.27 (USD/ m3)		

PAÍS	AUTOR Y AÑO	SECTOR	METODOLOGÍA	COSTO DE RACIONAMIENTO	COSTO DE RACIONAMIENTO EN USD DE 2014
Irlanda	(Eimear Leahya, 2012)	Gas Vehicular	168 horas	70 - 8824 (\$/m3)	0.03-4.27 (USD/ m3)
			ACPM	193 - 534 (\$/m3)	0.09 (USD/ m3)
			Gasolina corriente	519 - 849 (\$/m3)	0.25 (USD/ m3)
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 1 día. Entre semana (Enero)	639 €M	792 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 1 día. Fin de semana (Enero)	537 €M	666 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 1 día Entre semana (Julio)	473 €M	586.62 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 1 día Fin de semana (Julio).	353 €M	437.80 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 3 semanas Invierno	12 €M	14.88 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 3 semanas Verano	10 €M	12.40 USD
		Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 3 meses. Invierno	49 €M	60.77 USD
Residencial, Comercial e industrial	Racionamiento de 3 meses. Verano	42 €M	52.08 USD		

Fuente: Econometría, 2015